



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA

"LA ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS EN DUCTOS
MEDIANTE EL EMPLEO DE UN PROGRAMA DE CÁLCULO,
PARA LA EVALUACIÓN DEL COSTO-BENEFICIO DE
ACCIONES O PROYECTOS DE MEJORA"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

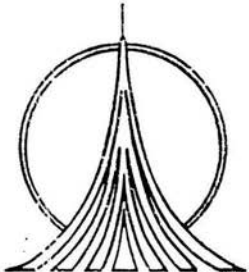
P R E S E N T A :

ANDRES RANGEL ORTEGA

ASESOR: I.Q. RENE DE LA MORA MEDINA

MÉXICO, D. F.

2004





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



**FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ZARAGOZA**

**JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA**

OFICIO: FESZ/JCIQ/011/04

ASUNTO: Asignación de Jurado

ALUMNO: RANGEL ORTEGA ANDRÉS

P r e s e n t e.

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

Presidente:	I.Q. Miguel José Flores Galaz
Vocal:	I.Q. René de la Mora Medina
Secretario:	I.Q. Hugo Héctor Martínez Rojas
Suplente:	M. en A. Gustavo Adolfo Varela Colmenares
Suplente:	I.Q. Julio Félix Martínez Reyes

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

A T E N T A M E N T E
“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

México, D. F., 12 de Marzo de 2004

EL JEFE DE LA CARRERA

M. en C. ANDRÉS AQUINO CANCHOLA

♣



AGRADECIMIENTOS

AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO

Mi más sincero agradecimiento y en especial al Ing. René de la Mora Medina por ofrecerme la oportunidad de concluir una de las etapas profesionales de mi carrera y hacerme ver la importancia que esto representa.

A MI JURADO

El Ing. Miguel José Flores Galaz, el Ing. René de la Mora Medina, el Ing. Hugo Héctor Martínez Rojas, el Ing. Gustavo A. Varela Colmenares y al Ing. Julio Félix Martínez Reyes; por darme su apoyo al tomarse tiempo de revisar este trabajo y ofrecerme sus comentarios.

DEDICATORIAS

A MIS PADRES

Maria de los Ángeles Ortega de Rangel y Cirilo Rangel Gómez, con admiración, respeto y gratitud, por su enseñanza, su paciencia, su ejemplo de disciplina y su divina actitud benevolente.

A MIS HERMANOS

Francisco Javier Rangel, Juan José Rangel, Oscar Rangel y Marilu Rangel; por tenerme toda la paciencia del mundo y el apoyo incondicional.

A MI ABUELITA

Margarita Castrejón; por todo su amor y cariño que tanto me ha brindado.

A MI NOVIA

Patricia Pérez Medina; por darme todo su amor y apoyo al creer siempre en mi.



El que lucha un día es bueno, los que luchan muchos días son mejores, los que luchan toda la vida, esos, son imprescindibles.

(Bertold Brecht).

ÍNDICE

OBJETIVO.....	i
INTRODUCCIÓN.....	ii
1. GENERALIDADES	
1.1. Métodos para el análisis de riesgo	01
1.1.1. Método cualitativo.....	01
1.1.2. Método cuantitativo.....	07
1.2. Importancia de la Administración del Riesgo en ductos.....	12
1.2.1. Riesgo tolerable.....	13
1.2.2. Riesgo administrable.....	13
1.2.3. Riesgo intolerable.....	13
2. SISTEMAS DE TRANSPORTE (POR DUCTOS)	
2.1. Seguridad en tuberías.....	14
2.2. Importancia de los sistemas de transporte por ductos.....	15
2.3. Código de colores en ductos.....	17
2.4. Definiciones en ductos.....	17
3. LA ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO EN DUCTOS.	
3.1. La Administración del Mantenimiento.....	22
3.1.1. La Administración del Riesgo en ductos.....	24
3.2. Evaluación de Riesgos en la Operación de Ductos.....	26
3.3. Optimización de las actividades de mantenimiento	28
3.3.1. Celaje.....	28
3.3.2. Prueba hidrostática.....	29
3.3.3. Corrosión.....	30
3.3.3.1. Determinación de la velocidad de corrosión.....	30
3.3.3.2. Vida remanente de un sistema de tubería.....	31
3.3.3.3. Corrosión interna.....	32
3.3.3.4. Corrosión bacteriana.....	32
3.3.4. Mecánica de fractura y predicción.....	33
3.3.5. Fracturas de corrosión por esfuerzo (SCC).....	34
3.3.5.1. Medio Ambiente.....	35
3.3.5.2. Tipos de recubrimiento exterior en tuberías.....	36
3.3.5.3. Terrenos.....	36
3.3.5.4. Temperatura.....	37
3.3.5.5. Niveles de protección catódica.....	37
3.3.5.6. Tuberías propensas a SCC (material).....	37
3.3.5.7. Tensión.....	37
3.3.5.8. Prevención, detección y mitigación del SCC.....	38
3.3.6. Inspección con equipo instrumentado de flujo magnético..	39
3.3.6.1. Flujo magnético.....	39
3.3.6.2. Criterios para inspección ultrasónica en ductos.....	41
3.3.6.3. Frecuencia de Inspección.....	43
3.3.6.4. La clasificación de los sistemas.....	44
3.3.6.5. Frecuencia de inspección en función de la clase...	45

3.4.	Limpieza efectiva en tuberías.....	45
3.4.1.	Diablos/pigs/limpieza/diseño.....	45
3.4.1.1.	Diablo BI-DI.....	46
3.4.1.2.	Diablo Obturador Inteligente Autónomo.....	48
3.4.1.3.	Diablos de propulsión.....	49
3.4.1.4.	Diablos de última generación.....	49
3.5.	Análisis de integridad.....	50
3.5.1.	La integridad mecánica.....	50
3.5.1.1.	Resistencia residual.....	53
3.5.1.2.	Diferencia entre el análisis de riesgo y el AIM.....	56
3.6.	Sistema de protección catódica.....	57
3.6.1.	Mediciones del campo electromagnético.....	58
3.6.2.	Diagnóstico integral (CIS, DCVG).....	58
3.6.3.	Programas de limpieza / selección de diablos.....	60
3.7.	Clocx Spring®.....	61
4.	DESARROLLO DEL PROGRAMA DE CÁLCULO.....	
4.1.	Los Sistemas de Información.....	63
4.2.	La Base de Datos.....	63
4.3.	Requerimientos del Sistema.....	66
4.4.	Estructura del sistema.....	67
5.	APLICACIÓN DEL PROGRAMA DE CÁLCULO A UN SISTEMA DE TRANSPORTE.....	
5.1.	Evaluación del Análisis de Integridad en Ductos.....	72
5.2.	Descripción del Sistema de Gas Natural Zona Centro.....	72
5.3.	Gráficas del Perfil de Riesgo por segmento.....	74
5.4.	Datos generales del segmento analizado.....	80
5.5.	Evaluación y selección de proyectos.....	93
5.6.	Análisis de costo-beneficio.....	94
	CONCLUSIONES.....	97
	ANEXOS.....	A
	BIBLIOGRAFÍA	



OBJETIVO GENERAL

Mostrar la aplicación del Programa de Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos, siendo una opción para la optimización de los recursos en la elección de proyectos de reparación/rehabilitación de los Sistema de Transporte (Ductos).



INTRODUCCIÓN.

El gas natural es uno de los recursos energéticos de mayor demanda por sus características de composición que favorecen los procesos de combustión y de cuidado ambiental en los sectores industrial, comercial y doméstico. En los orígenes de su utilización, los chinos lo emplearon como fuente de iluminación, transportándolo a través de tubos de bambú. En América, no fue sino hasta 1930 cuando el gas natural tomó mayor importancia y fue motivo de una creciente explotación que lo convirtió, 30 años después, en unas de las fuentes más importantes de energía.

En México, la operación del gas natural a cargo de Pemex Gas y Petroquímica Básica se encuentra asociada a un complejo sistema de distribución a través de una amplia red de gasoductos que supera los 12 mil kilómetros de longitud, aspecto que permite consolidar a dicho Organismo como el proveedor más importante y confiable de gas en el territorio nacional. Noventa por ciento de su capacidad procesadora de dicho recurso se localiza en el Sureste, al abrigo del potencial productivo petrolero de los estados de Tabasco y Chiapas. Actualmente, la basta red de gasoductos, la cual se alimenta de un troncal principal de 48" de diámetro, se incorpora a un conjunto de instalaciones y equipos de alta tecnología que, al mismo tiempo que contribuyen a suministrar la producción nacional, se interconectan con cinco puntos de internación a través de la frontera con los Estados Unidos de Norteamérica.

La importancia de este esquema de abasto energético obliga al compromiso de operar y mantener el medio de transporte por producto dentro de estándares de calidad internacional, para lo cual se dispone de un equipo altamente calificado de técnicos y profesionistas, así como una infraestructura con tecnología de punta para el manejo de flujos bajo condiciones severas de presión que en algunos puntos se encuentra expuesta a los ambientes corrosivos de cada zona.

Ante las perspectivas que ofrece el gas natural como un combustible eficiente, limpio y seguro, con ventajas técnicas y económicas en la generación de energía eléctrica, con un perfil futuro como combustible para carburación y aplicaciones de uso doméstico, la industria del gas fortalece actualmente las expectativas de la planta productiva nacional de contar con dicho satisfactor de manera confiable, segura, eficiente y con un compromiso cada vez mayor para preservar la integridad del trabajador, de sus propios activos y del entorno ambiental en el que se desenvuelve.

El alcance de este proyecto contempla la evaluación de la administración del riesgo de falla en los sistemas de transporte (ductos), con el apoyo de un programa de cálculo. Es importante dar a conocer la gran cantidad de variables que se requieren analizar para efectuar dicho estudio.

Para llevar a cabo este trabajo se requiere tomar en cuenta la evaluación del riesgo de falla en ductos para transporte de gas natural y LPG, mediante modelos



de análisis que evalúan el riesgo relativo de falla, resultando en la identificación de los puntos o áreas con riesgo más alto.

La metodología empleada para este análisis, es mediante el proceso de evaluación de riesgo relativo, que es una técnica cuantitativa basada en el método Muhlbauer. Este método identifica el impacto potencial, evalúa su probabilidad de ocurrencia y describe su intensidad para permitir que los operadores de ductos, evalúen la importancia de dichos impactos en general, durante la vida útil de los sistemas.

Los resultados del análisis permiten definir un planteamiento de las políticas de administración de riesgo.

Las políticas de riesgo que se establezcan deberán fundamentarse con la correlación de los valores de riesgo y probabilidades de falla. Esto a su vez proporcionará los parámetros necesarios para realizar un estudio del costo-beneficio, que contemple las diferentes opciones para mitigar o controlar el riesgo.

Para esto es necesario generar una serie de proyectos de mitigación del nivel de riesgo, de acuerdo a las necesidades que establece nuestro sistema de transporte, objetivo de estudio, mismos que nos darán la pauta para la selección adecuada de las actividades a desempeñar.

Una vez hecho esto, se alimentarán los escenarios propuestos "proyectos de mitigación del nivel de riesgo" al programa de escenarios, mismos que nos darán la vida útil, la influencia y el costo-beneficio de cada proyecto alimentado, obteniendo así mediante la selección, el más adecuado.



1. GENERALIDADES

1.1. Métodos para el Análisis de Riesgo.

El análisis de riesgo es un campo de crecimiento y desarrollo que ha surgido a través de la interacción de profesionales de muchas disciplinas diferentes, como toxicológicas, bioquímicas, salud pública, economía, estadística etc.; una tendencia principal para mejorar la calidad de decisiones basadas en riesgos es la pauta para profesionistas con capacitación disciplinaria cruzada, es por eso que muchas organizaciones profesionales, incluyendo la Society of Risk Analysis (con énfasis en riesgos sobre salud humana y ambientales) y el American Institute of Chemical Engineers (con énfasis en la seguridad del proceso) se interesan más en este tipo de investigaciones.

Como un campo interdisciplinario, el análisis de riesgo no se ajusta bien en un departamento académico tradicional, lo cual puede concluir a una falta de cohesión y fragmentación. El análisis de riesgo requiere de una apreciación del contexto más amplio en el que se utiliza hasta ahora.

Por tal motivo se describen algunos métodos para el análisis de riesgo.

Los métodos utilizados para los análisis de riesgo, atendiendo a los resultados que se pueden obtener, se clasifican en dos categorías:

- Métodos cualitativos
- Métodos cuantitativos

No obstante en esta clasificación, los métodos cuantitativos se pueden utilizar también de forma cualitativa y los cualitativos de forma semi-cuantitativa. Algunos de los métodos que se describen a continuación tratan de forma complementaria o exclusiva la contribución del factor humano que mediante los errores por comisión u omisión, hacen posible el accidente.

1.1.1. Métodos cualitativos para análisis de riesgo

La aplicación de los métodos que se describen cubren un abanico referente de resultados, que son la identificación de todo tipo de peligros, causas originarias, los efectos negativos que acarrearían en alguno de ellos y su aplicación. También incorpora una estimación semicuantitativa del riesgo.

Los métodos cualitativos para análisis de peligros y evaluación de riesgos más utilizados son:

- Análisis preliminar de peligros (preliminar Hazard Analysis, PH frecuentemente denominado en español análisis preliminar de riesgos (APR)).
-



- ¿ Que pasa sí ? (What if ?).
- Listas de comprobación (check list).
- Análisis de seguridad de trabajos (job safety analysis, JSA).
- Índice de fuego y explosión de DOW.
- Índice de fuego, explosión y toxicidad de MOND
- Análisis de peligros y operabilidad (hazard operability analysis, HAZOP).
- Análisis de modos de falla y efecto (AMFE) (failure, mode a effects analysis, FMECA).
- Análisis de modos de fallo, efectos y criticidad (AMFEC) (failure mode, effects and criticity analysis, FMECA).

Existe algún otro método menos utilizado, como el fault hazard and risk que es similar al FMEA.

Evaluación de peligros: métodos, técnicas y aplicaciones.

La frase evaluación de peligro, como se usa por los practicantes de la administración de riesgos de seguridad, puede significar el primer paso o todos los pasos de análisis de riesgo de seguridad. En cualquier caso, la administración de riesgo de seguridad incluye tres pasos esenciales:

1. Identificación de los peligros: ¿Qué puede salir mal y por qué?
2. Evaluación los peligros: ¿Qué tan probables son? ¿Qué tan dañinos podrían ser?
3. Controle los peligros: ¿Qué podemos hacer al respecto?

La evaluación de peligros es una serie de métodos que pueden ser utilizados para atender la primera de estas preguntas. Los métodos pueden verse como enfoques estructurados para preguntar "¿y sí?" sobre todos los aspectos de un proceso en el cual el peligro es inherente.

Por ejemplo, en un estudio de peligro y operabilidad (HAZOP) para un análisis de peligro de un proceso en una refinería, un equipo de evaluación de peligros busca peligros potenciales a través de un proceso que utiliza palabras guía y parámetros de diseño para revisar desviaciones potenciales. Un ejemplo de una matriz de desviación HAZOP se presenta en la tabla No. 1, El resultado del estudio es que el equipo identifica escenarios peligrosos, permitiendo la adopción de pasos adicionales para evaluar los riesgos e impedir y mitigar los peligros.



Parámetros de diseño	Palabras guía						
	Más	Menos	Ninguno	Inverso	Parte de	Así como	Otro distinto a
Flujo	Flujo alto	Flujo Bajo	Ningún flujo	Flujo en retroceso			Pérdida del contenedor
Presión	Alta presión	Baja presión	Vacio		Presión parcial		
Temperatura	Alta temperatura	Baja temperatura				Criogénica	
Nivel	Nivel alto	Nivel bajo					Pérdida del contenedor
Composición o estado	Fase adicional	Pérdida de fase		Cambio de estado	Concentración equivocada	Contaminantes	Materiales equivocados

Operación continua

Operación en lote

Reacción	Alta tasa RXN	Baja tasa RXN	Sin reacción	Reacción inversa	Reacción incompleta	Reacción lateral	Reacción equivocada
Tiempo	Demasiado largo	Demasiado corto					Tiempo equivocado
Secuencia	Paro demasiado tarde	Paro demasiado pronto	Paro omitido	Paro en retroceso	Parte del paso omitido	Acción adicional incluida	Acción tomada equivocada

Fuente: Arthur D. Little, Inc.

Tabla No. 1 Matriz de desviación HAZOP

Cualquier esfuerzo de identificación de peligro y evaluación de riesgo es precedido por una definición del ámbito del estudio. Factores que conforman el ámbito de un estudio incluyen requerimientos reglamentarios, problemas administrativos como propósitos y metas y preocupaciones pragmáticas como el presupuesto, programa de ejecución y recursos de personal.

Ya que los sistemas de peligros y mitigación cambian con frecuencia, identificar y evaluar los peligros son actividades constantes, que ocurren no sólo en la fase inicial de desarrollo del proceso, sino a lo largo de la vida del mismo. Es por lo tanto importante realizar un análisis de peligros cuando se hacen cambios en cualquier aspecto del proceso. Hasta un cambio menor, como el reemplazar o agregar una válvula o empaque, puede afectar la seguridad del proceso. Si por ejemplo, una válvula no tiene la precisión debida o no es construida con los materiales apropiados, podría no funcionar como se espera y contribuir a una liberación. Para una empresa, un cambio en empaques condujo a un disparador porque los empaques estaban recubiertos con un material que no permanecía sólido a altas temperaturas del proceso en el que eran utilizados. Como resultado de ello, cuando se fundieron las superficies del empaque causaron fugas en los rebordes.

Todas las técnicas de evaluación de peligro comparten la meta de identificar peligros en el proceso de manera sistemática y proporcionar un análisis preliminar, por lo general cuantitativo, de su significado relativo en términos de posibilidad y consecuencias. (Las fases subsecuentes hacen énfasis en proporcionar medidas cuantificadas de la posibilidad y las consecuencias de peligros de prioridad.) Las técnicas listadas aquí están entre las de uso más amplio; todas tienen valor para cumplir los requerimientos de análisis de peligro del proceso de la regla OSHA PSM, la regla RMP de la EPA y el programa de cuidado responsable de la CMA y



otros marcos importantes de la administración de la seguridad del proceso. Descripciones detalladas de estas técnicas pueden encontrarse en Guidelines For hazard Evaluation Procedures (1985, revisado en 1992), un trabajo de referencia publicado por la CCPS.

Si bien cada técnica varía en términos de datos específicos que necesitan recopilarse y en términos del tipo de análisis que proporciona, todos trabajan partiendo de una base general similar de información, incluyendo puntos como:

- Como funciona la planta o el sistema
- Planos y procedimientos del proceso detallados
- Modos de fallas del equipo y sus efectos resultantes
- Factores que contribuyen al error humano.

Lista de verificación de "y si...".

En un análisis de "y si...", un grupo de profesionales cuyas áreas de experiencia cubren toda la gama de cuestiones de seguridad del proceso para la instalación o el proceso bajo estudio, utilizan un enfoque de intercambio de ideas para formular una lista de preguntas o preocupaciones relativas a peligros, situaciones de peligro, o eventos de accidentes específicos que podrían producir una consecuencia indeseable en un sistema o proceso. Un secretario registra estos comentarios y las preguntas se dividen en áreas de investigación específicas, tales como problemas de operación, problemas técnicos o problemas de mantenimiento e inspección. Se asigna una persona calificada para atender cada grupo de preguntas y el equipo vuelve a reunirse para analizar alternativas.

Por ejemplo, un grupo que utiliza el enfoque "y si..." para la evaluación de peligros de una planta que utiliza refrigeración por amoníaco, podría plantear preguntas como:

- ¿Qué pasaría si un vehículo choca con el condensador?
- ¿Qué sucedería si existe una fuga o rompimiento en la tubería del condensador?
- ¿Qué sucedería si las válvulas del condensador no tienen un fácil acceso

Para cada una de estas preguntas, el grupo considera el escenario de incidente, identifica las consecuencias de interés, hace una evaluación cualitativa de la seriedad de estas consecuencias, su posibilidad y el riesgo general planteado y hace recomendaciones para mitigar el peligro.



Una lista de verificación de análisis "y si" es un método híbrido que combina las características creativas de intercambio de ideas del método "y si" con las características completas y metódicas de la lista de verificación. Este enfoque compensa los puntos fuertes y debilidades de cada uno de los enfoques cuando se usan por separado. En el método "y si" solo, el equipo de evaluación puede considerar cualquier peligro potencial o evento de accidentes que pueden hacer la inquisición demasiado amplia. Cuando sólo se usa la lista de verificación, los puntos no incluidos pueden ser ignorados con facilidad. El análisis "y si" / lista de verificación funciona mejor cuando se desarrolla por un equipo experimentado en el proceso que se está evaluando. Los resultados tienden a proporcionar menos detalles que las técnicas de evaluación de peligros más formales. En consecuencia muchas empresas de la industria de procesos químicos utilizan las listas de verificación // "y si", como un paso inicial para métodos más extensos.

Estudio de Peligro y Operabilidad (HAZOP)

La técnica de peligro y operabilidad que fue desarrollada por la industria química, tiene un amplio uso para identificar y evaluar la seguridad del proceso de planta, peligros ambientales y procesar problemas que podrían afectar la eficiencia operativa (por ejemplo, productividad, calidad del producto, o costo operativo) o para la seguridad. Los intervalos entre revisiones de instalaciones existentes, normalmente fluctúan entre 18 meses y 5 años. El uso del HAZOP, que ha crecido constantemente en años recientes, se difunde aún más con la promulgación de la regla OSHA PSM en Estados Unidos.

El propósito de un estudio HAZOP es el de descubrir sistemáticamente todas las desviaciones creíbles de un proceso en una instalación, sistema o subsistema y determinar las consecuencias específicas que podrían surgir de cada una. Esto se hace a través del uso de palabras guía que dirijan el análisis. El equipo de estudio HAZOP examina cada segmento de un proceso para identificar todas las desviaciones significativas de condiciones operativas normales, describir cómo podrían ocurrir y contabilizar los medios disponibles para detectar y corregir las desviaciones. Programas de hojas de cálculo personalizadas como el HAZOP timer de Arthur D. Little se utiliza con frecuencia para registrar y documentar resultados HAZOP. El procedimiento para el análisis HAZOP por lo general sigue estos pasos:

- Un equipo interdisciplinario utiliza un enfoque estructurado de lluvia de ideas para identificar y analizar peligros y problemas de operabilidad resultantes de desviaciones del diseño normal y las operaciones. Una serie estándar de palabras y guías asignan categorías a las desviaciones que han de ser analizadas. Por ejemplo, la palabra guía "No" combinada con el parámetro del proceso "Flujo" resulta en la desviación "Sin flujo"
- El equipo identifica causas posibles (por ejemplo, error del operador bloquea la bomba), así como las salvaguardas existentes en la actualidad o sistemas de respaldo que tienden a impedir o mitigar las desviaciones



(por ejemplo, válvula de alivio de presión en la línea de descarga de la bomba).

- Se hacen recomendaciones para controlar o corregir escenarios de peligros.

Un estudio de HAZOP requiere información detallada sobre el diseño y operación del proceso y las instalaciones y así es utilizado durante o después de la etapa de diseño detallada. Los estudios HAZOP pueden ser utilizados con efectividad para revisar operaciones continuas y de lote y han demostrado ser útiles en revisiones de procedimientos de operación y como una herramienta para identificar fuentes potenciales de error humano. Además, su capacidad de atender fallas múltiples – la causa más común de los incidentes es invaluable. Por último, proporcionan un beneficio importante para las compañías al reunir a profesionales de la seguridad y de la salud de toda la organización.

Análisis de Causa y Efecto de Fallas (FMEA).

Es una técnica adoptada de la industria aeroespacial mediante la cual el analista considera los diversos modos de fallas de parte del equipo y evalúa los efectos de estas fallas en el sistema o en la planta. Por ejemplo, una válvula de control puede fallar en la posición “abierta” o “cerrada”, una bomba puede fallar al detenerse o al arrancar, un transmisor puede dar lecturas erróneas altas o bajas, o un intercambiador de calor puede tener una fuga al fluir del proceso a servicio o de servicio a los laterales del proceso.

La respuesta del sistema a una falla del equipo determina los efectos de un modo de falla. Las fallas de equipo pueden iniciar o contribuir a un accidente. Por ejemplo, la falla de un controlador de presión podría iniciar la falla de una válvula de alivio y contribuir a la ruptura de un recipiente.

Un FMEA reporta fallas únicas en el equipo, pero no combinaciones de fallas que conducen a accidentes. Por lo común, el enfoque no proporciona un examen directo del error humano, dado que la técnica requiere información detallada del diseño del proceso, por lo común es utilizado durante o después de que la etapa de diseño detallada ha sido terminada. Ya que la técnica es intencionalmente metódica, el análisis puede requerir tiempo considerable para identificar modelos de falla de equipo y analizar sus efectos potenciales.

Utilizar listas de verificación que identifiquen cada modo de falla posible para cada tipo de componente, puede reducir la probabilidad de dejar de observar importantes modos de falla.

Análisis preliminar de peligros (preliminar hazard analysis, PHA) .Este modo se aplica generalmente en las fases iniciales de un nuevo proyecto.



1.1.2. Métodos cuantitativos para análisis de riesgos

La aplicación de los métodos cualitativos descritos en el apartado anterior permite identificar los peligros y estimar los riesgos y, por lo tanto, adoptar medidas preventivas por aplicación de la experiencia, buen juicio, buenas prácticas, especificaciones y normas. Sin embargo, puede haber algunos peligros que conduzcan a accidentes mayores y, por consiguiente, en cuyo estudio interese profundizar para adoptar ciertas soluciones o facilitar la selección de las medidas preventivas que por su coste y/o su dificultad necesitan de una mayor justificación y soporte. En estos casos se recurre a la utilización de los métodos cuantitativos.

La aplicación de los métodos cuantitativos permite obtener la respuesta numérica a las tres preguntas siguientes:

- Frecuencia de los sucesos (¿ Cuántas veces ?)
- Consecuencia de los sucesos (¿Cuál sería la gravedad del daño producido?).
- Riesgo resultante (¿Qué medidas correctivas complementarias se deben adoptar?).

La contestación de la primera pregunta se obtiene calculando mediante el análisis probabilístico la probabilidad del suceso no deseado, a partir de la información contenida en los bancos de datos de fiabilidad de componentes y de los sucesos últimos elementales (incluido el comportamiento humano) de la cadena causal que conduce al accidente.

La respuesta de la segunda pregunta se obtiene con la aplicación de un tipo de modelos, denominados de consecuencias, que se aplican para el cálculo de los efectos resultantes del suceso físico, por ejemplo, en un incendio, sería el cálculo de la radiación en función de la distancia; en una explosión, sería el cálculo de la presión que se trasmite y aplica sobre los obstáculos presentes; en una fuga de producto tóxico, sería el cálculo de la concentración en función de distancias y condiciones atmosféricas.

La tercera cuestión se resuelve con la aplicación de otro tipo de modelos, llamados de vulnerabilidad y toxicidad, mediante los cuales se calculan los daños causados sobre el entorno, personas y medio ambiente.

Una vez determinado el riesgo, queda la última etapa que es la valoración del resultado en comparación con otras instalaciones o sucesos y adopción de las decisiones oportunas para su anulación, reducción o aceptación del riesgo. A veces es interesante la utilización cualitativa de los métodos llamados cuantitativos, es decir, sin incluir valores numéricos y exclusivamente a efectos de conocer el desarrollo causal o incidental de los sucesos. De esta forma se obtiene



información de interés que puede facilitar la mejora de la gestión en cuestión de organización y procedimientos, así como la mejora de los sistemas físicos de seguridad, que por su bajo coste no sería requerida su justificación cuantitativa.

Los principales métodos cuantitativos para el cálculo de la frecuencia que se utilizan en los análisis de riesgo, son:

- Análisis de árbol de fallos (fault tree analysis, FTA)
- Análisis de árbol de eventos (event tree analysis, ETA)
- Técnica de evaluación de fiabilidad humana (HRA, human reliability assessment).

Conviene precisar que estos métodos cuantitativos para los cálculos de la frecuencia son utilizados también de forma cualitativa.

Seguidamente se realiza la descripción de cada una de las técnicas citadas.

La descripción de los modelos cuantitativos para el cálculo de las consecuencias y el valor numérico del riesgo no forman parte del ámbito de este trabajo.

Análisis de Árbol de Fallas (FTA)

El análisis de árbol de fallas es básicamente un medio para analizar, más que para identificar peligros. Es una técnica deductiva que hace énfasis en un tipo de accidente o falla del sistema principal, proporcionando un método para mostrar de manera gráfica las diversas causas primarias y secundarias (por ejemplo, fallas de equipo, factores externos y errores humanos) que pueden resultar en esta falla del sistema (llamada el acontecimiento principal).

Un punto fuerte de importancia del análisis de árbol de fallas es su capacidad de ayudar a los analistas a identificar combinaciones de acontecimientos que pueden llevar a un accidente y visualizar la relación entre los pasos en una senda de falla. Un árbol de fallas permite a los analistas determinar la importancia relativa de las diversas causas básicas, permitiéndoles así hacer énfasis en medidas preventivas o de mitigación de estas causas básicas para reducir la posibilidad del evento principal. Con frecuencia el modelo de análisis de árbol de fallas se basa en las relaciones causa-efecto descubiertas a través de la aplicación de otras técnicas de evaluación de peligros.

En aquellos casos en los que el análisis de árbol de fallas se cuantificará, la dificultad de encontrar individuos con experiencia en el proceso y en el análisis de árbol de fallas, por lo común conduce a un proceso de dos pasos en el que analistas calificados desarrollan árboles de falla utilizando información del proceso proporcionada por ingenieros, operadores y otro personal que comprende los sistemas bajo estudio.

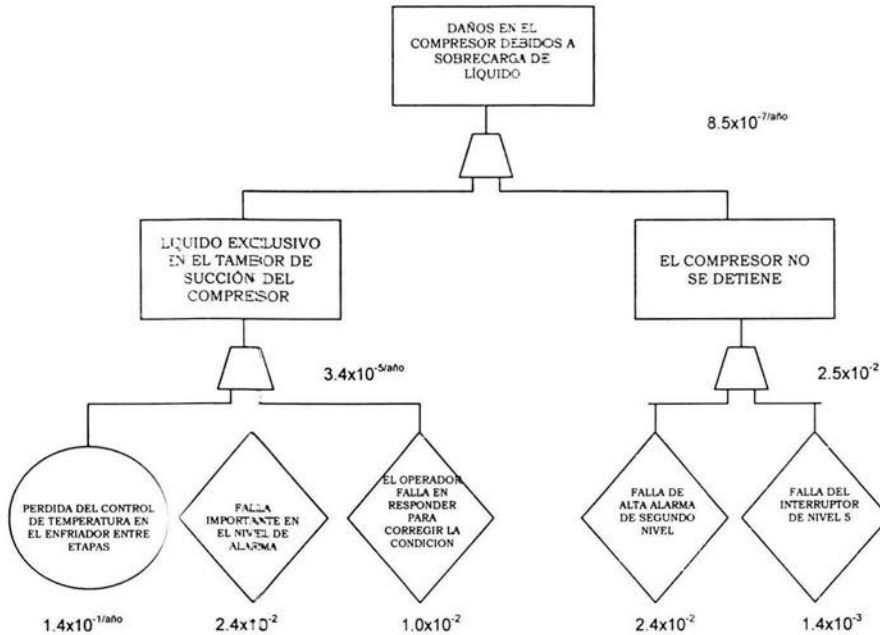


Figura No. 1 Muestra de Árbol de Fallas.

El análisis de árbol de fallas es utilizado ampliamente en las industrias aeroespaciales, electrónica y nuclear. Se aplica cada vez más en industrias de procesos químicos, en la mayoría de los casos para investigar porciones específicas de un proceso que se considera es especialmente peligroso. También es útil para determinar la causa de accidentes, la figura No. 1 presenta un ejemplo de árbol de fallas.

Análisis de árbol de eventos (ETA).

En la mayoría de los incidentes, un evento de inicio específico viene seguido de fallas o eventos adicionales antes de que el resultado final del evento sea comprendido. Un árbol de eventos muestra todos los resultados posibles, empezando por un evento de inicio y procede, a través de las capas de características protectoras que pueden presentarse o fallar conforme los efectos del accidente se propagan. El análisis de árbol de eventos se utiliza por lo común para analizar procesos complejos en los que varias capas de sistemas de seguridad o procedimientos de emergencia han sido instalados para responder a



eventos de inicios específicos. Para completar un ETA, un análisis de peligros debe estar enterado de los eventos de inicio y las funciones del sistema de seguridad o los procedimientos de emergencia instalados para mitigar los efectos de cada evento de inicio.

Análisis de Causa – Consecuencia.

Un análisis de causa – consecuencia combina los análisis de árbol de fallas y árbol de eventos. Su fortaleza principal está en que se trata de una herramienta de comunicación, porque el diagrama de causa – consecuencia muestra las relaciones entre las consecuencias del accidente y sus causas básicas. El análisis de causa – consecuencia se utiliza por lo común cuando la lógica de la falla del accidente analizado es lo bastante simple para mantener el diagrama de análisis de un tamaño manejable. Como con la mayoría de los estudios de evaluación de peligros, se desempeña mejor por un equipo multidisciplinario pequeño.

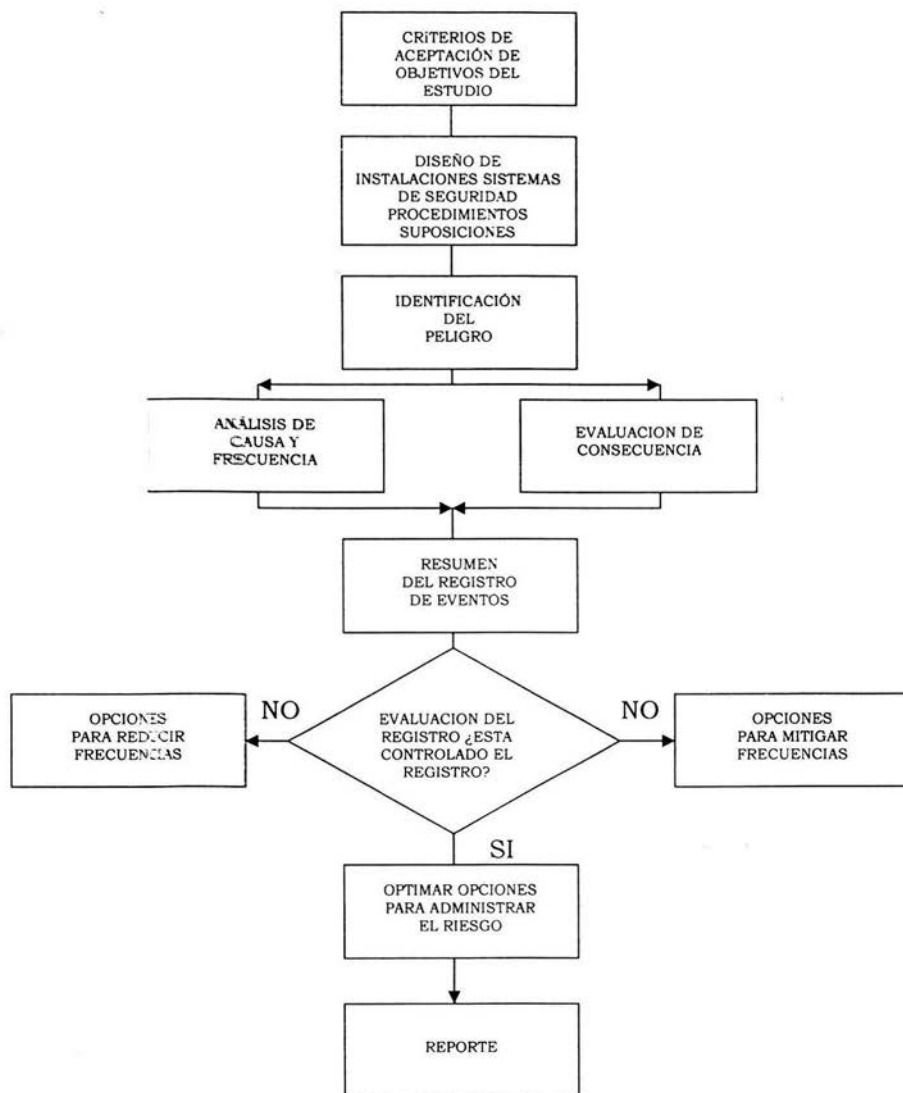


Diagrama de flujo del análisis de riesgo cuantitativo



Medidas de Riesgo

El riesgo se define como la combinación de la probabilidad de ocurrencia de un evento adverso y la severidad de las consecuencias. Para el caso de instalaciones de ductos a cargo de PGPB, se tomaron en cuenta riesgos asociados con la salud, tanto individual como colectivamente, de las comunidades que viven o se encuentran laborando en las inmediaciones de los sistemas de ductos, riesgos ambientales y riesgos en el negocio.

Riesgo individual.- está definido como la probabilidad anual de que una persona, sin protección alguna, se encuentra ubicada en una posición específica relativa, con respecto a la fuente de riesgo, y pueda ser afectada por las consecuencias de un evento no deseado. Para el caso de ductos, un evento no deseado se refiere a explosiones y/o incendios por lo general.

Riesgo colectivo.- expresa un límite sobre el impacto máximo que una instalación pueda tener sobre una sociedad, en lugar de casos particulares. En este caso se considera que la población obtiene beneficios de la operación de las instalaciones, tales como empleos, impuestos y disponibilidad de bienes y servicios, tratando de que los peligros asociados por la operación no excedan los beneficios proporcionados.

Riesgo ambiental.- cualquier incidente puede causar daños mayores en el medio ambiente, sin embargo, los efectos no son fáciles de cuantificar, por lo que no se consideran en el riesgo total. Los factores a considerar cuando se tengan que cuantificar los efectos deben considerar el costo de restauración por daños en recursos naturales. También se debe incluir una compensación para la población, por el hecho de perder acceso a dichos recursos.

Riesgo en el negocio.- los riesgos en el negocio ocasionados por eventos adversos se refieren a daños en propiedad y costos por interrupción de servicio. En el caso de accidentes durante la operación, las consecuencias incluyen por lo general pérdidas de producción, costos de reparación / rehabilitación, revalidación del diseño u operaciones, y mala imagen de la compañía.

1.2. Importancia del administración del riesgo en ductos

El criterio de riesgo tolerable para ductos de PGPB, tiene como objetivo proporcionar los elementos suficientes para definir planes de mantenimiento basados en riesgo, que permitan realizar inversiones en aquellos puntos del ducto que se encuentran en una situación desfavorable de riesgo. A esta metodología se le conoce en la industria como Administración de Riesgo. Este criterio de riesgo esta compuesto de tres regiones definidas como sigue:



1.2.1. Riesgo tolerable

Región de riesgo controlado, que no requiere de acciones inmediatas. Únicamente se consideran actividades de monitoreo y control para mantener los sistemas sin cambios significativos en los niveles de riesgo.

1.2.2. Riesgo administrable

Zona de acciones de mitigación y/o control de los niveles de riesgo, en donde se considera la implementación de actividades o proyectos de acuerdo a la reducción de costo-beneficio más atractiva.

1.2.3. Riesgo intolerable

Este es el nivel de riesgo que PGPB no está dispuesto a mantener en sus instalaciones de ductos. Los segmentos de ducto localizados en esta región requieren acciones inmediatas para reducir los niveles de riesgo, aún y cuando no presenten una relación costo-beneficio óptimo.

En la siguiente Figura No. 2 se muestran los límites para las regiones de riesgo mencionadas:

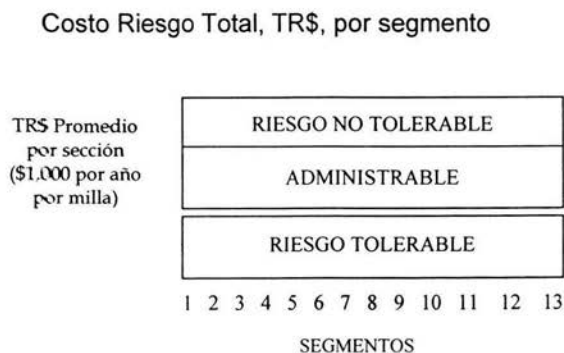


Figura No. 2 Criterio de Riesgo Tolerable en Ductos.

ROF\$ = eventos por año

COF\$ = costo de los eventos

TR\$ = costo por año (TR\$ = ROF\$ x COF\$)



2. SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DUCTO.

A lo largo del territorio nacional, PEMEX mantiene en operación un sistema de ductos terrestres de alrededor de 54 mil kilómetros por donde transporta petróleo crudo, gas natural, gas amargo, gas dulce, gasolinas, diesel y otros productos refinados. Cuenta, además, con dos mil kilómetros localizados en zonas submarinas.

2.1. Seguridad en tuberías

En un reciente reporte de la U.S. Oficina General Contaduría titulada Seguridad en Tuberías, la historia de la seguridad de los ductos es revisada. Comparado con otras formas de transportación, las tuberías son un inherente seguro; sin embargo, los accidentes pueden causar serias consecuencias. Por ejemplo en Junio 1999, la ruptura de una tubería en Bellingham, W A, derramó aproximadamente 946,000 L (250,00 gal) de gasolina, cuando la gasolina se incendió tres personas murieron, ocho lesionadas, severos daños en construcciones y de igual modo en Carlsbad, NM donde al prenderse el gas doce personas fallecieron.

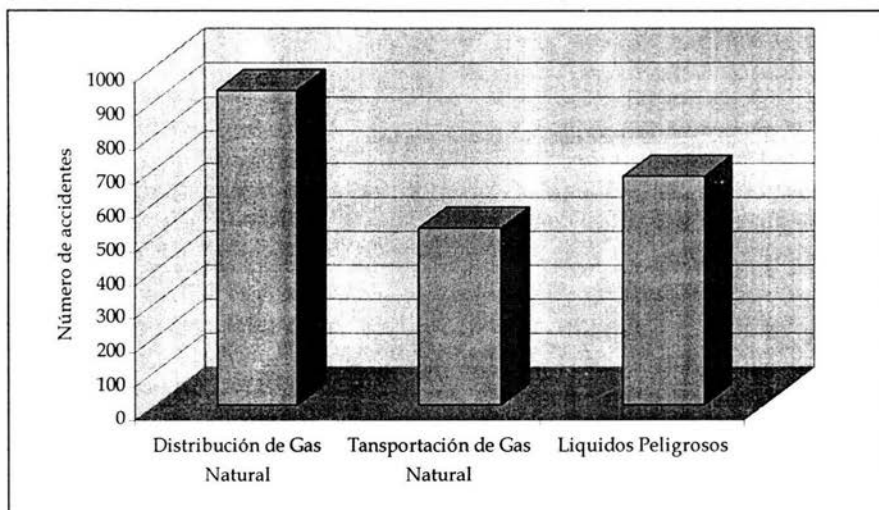


Figura No. 3 Número de accidentes entre 1989 y 1998 para cada categoría de ductos.

La figura No. 3 muestra 15 estadísticas de los mayores accidentes e incidentes entre 1989 y 1998. A mayor accidente (el término incidente es típicamente usado por compañías de ductos de gas natural y el término accidente es típicamente usado por compañías que transportan líquidos peligrosos; "accidente" es usado en este documento) es definido como uno de los resultados en una fatalidad, lesión, o



\$50,000 o más en daños a propiedad. Los accidentes están reportados en el Official of Pipeline Safety (OPS).

La distribución de gas natural en ductos es considerada como el 77 por ciento y 72 por ciento de todas las fatalidades y lesiones respectivamente, entre 1989 y 1998 (ver figuras 13 y 14)

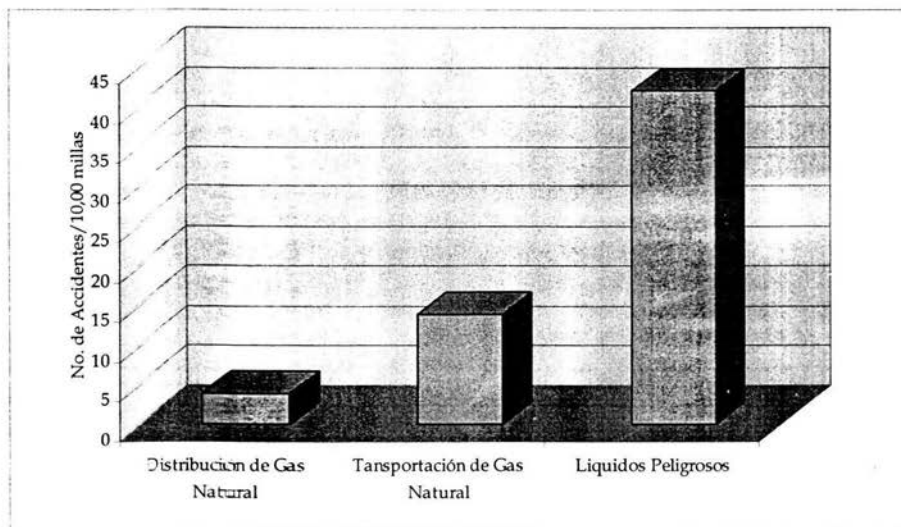


Figura No. 4. Número promedio de accidentes por 16,000 km. (10,000 millas) entre 1989 y 1998 para cada categoría de ductos

Aproximadamente el 50 por ciento de daños en propiedad son causados por accidentes en ductos de líquidos peligrosos. Para los accidentes reportados por OPS, 1.53 millones de barriles de líquidos peligrosos son derramados al ambiente. Adicional al reporte de accidentes por OPS, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) estima 16,000 derrames de menos de 50 barriles ocurridos entre 1989 y 1998 (1,600 anuales) por ductos de petróleo en aguas navegables

2.2. Importancia del sistema de transporte por ductos

Se anticipa que para el año 2010, el crecimiento en el mercado de gas natural requerirá de \$32.2 billones de dólares a \$34.4 billones de dólares de inversión en nuevos ductos y almacenaje de infraestructuras. Esto además del capital de inversión anual actual para la industria de ductos. Una significativa porción de este crecimiento viene desde el poder de generación y sectores industriales. Este crecimiento podrá ser requerido por la Agencia Reguladora Federal de Protección Ambiental (EPA) para reducir agentes contaminantes atmosféricos. La reducción de los agentes puede ser alcanzada primeramente usando gas natural, con una



significativa limpieza de combustible para que las utilidades de la energía y plantas sea usado.

Además de \$93.3 billones de dólares invertidos en sistemas de ductos de transporte de líquidos peligrosos y compañías de ductos de gas natural en fecha de 1998, además las compañías han gastado \$6.4 billones de dólares en una mejora de capital en 1998, con un aproximación del 75 por ciento asociado con el sistema de ductos (\$4.8 billones de dólares). Adicionando estos \$4.8 billones de dólares y en espera del incremento de capital debido a un incremento en el mercado de gas natural de \$3.3. billones de dólares (32.2 billones de dólares a \$34.4 billones de dólares divididos por 10 años) dan un requerimiento de capital anual de \$8.1 billones de dólares.

En promedio el costo de una nueva construcción (ductos terrestres) para el Norte de América, los proyectos de tuberías de gas entre 1998 y 1999 fue de \$746,000 por km. (1.2 millones por milla) para 1998, donde aproximadamente 2,576 km. (1,600 millas) de tuberías fueron construidas en los Estados Unidos. Estos costos se analizan para categorías diferentes tales como: materiales (línea del ducto, protección del ducto, y protección catódica.) trabajo, misceláneos (evaluaciones, ingeniería, supervisión, contingencias, equipos de telecomunicaciones, permisos para fondos usados durante la construcción, overheads, filling fees), y ROW (obtención de costos de derechos de vía y daños permitidos). La tabla No. 1 muestra los costos para cada categoría entre 1998 y 1999 para proyectos de construcción de ductos terrestres de gas natural.

Tabla 2 Sumario de costos de construcción de 1998 y 1999 para proyectos de ductos terrestres (tuberías de gas natural)

	COSTO POR MILLA		
	Construcción 1998 * (\$x mil)	Construcción 1999 (\$x mil)	Promedio 1998 & 1999 (\$x mil)
Material	488	276	382
Trabajo	500	468	484
Misceláneos	219	283	251
ROW y daños	35	76	56
TOTAL	1,242	1,103	1,173

Estimado de materiales y costo del trabajo para proyectos en tierra basados en el número total de proyectos.

Las recientes evaluaciones de las mejores compañías han indicado que la causa primaria de pérdida de protección de corrosión era debido al deterioro del encamisado (30 por ciento) y una inadecuada protección catódica actual (20 por ciento). Otras causas que contribuyen incluidas cortos o contactos (12 por ciento) y actuales parásitos (7 por ciento). La mayoría del mantenimiento general esta



asociado con el monitoreo y reparación de problemas. Concerniente a la dirección integral esta enfocado a una condición de valoración, mitigación de corrosión, valoración de vida, modelo de riesgo.

2.3. Código de Color de los Ductos CCD

Objetivo.

La NOM (Norma Oficial Mexicana) establece el código de colores para ser utilizado en la identificación de los diferentes líquidos transportados en los ductos.

Código	Calidad	Clase	Tipo	Frecuencia
CCD	Aseguramiento de Calidad	Normal	General	Diario

Alcance de la aplicación.

Los fluidos transportados en los ductos deben identificarse por un color básico y un color de seguridad, así como con la información complementaria de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana.

Responsabilidades.

Esta norma se complementa con el Reglamento General de Trabajo de Seguridad e Higiene, así como las siguientes Normas Oficiales Mexicanas válidas:

- NOM-026-STPS "Colores de Seguridad y su uso"
- NOM-027-STPS "Señalamientos y Advertencias de Seguridad e Higiene"

2.4. Definiciones.

Fluidos Peligrosos:

Los Fluidos Peligrosos son aquellos en los que las características intrínsecas y de proceso pueden representar un riesgo de trabajo. Por ejemplo: sustancias flamables, sustancias inestables que puedan causar explosiones, irritación, corrosión, toxicidad, reactividad y radioactividad o aquellos sometidos a alta presión o temperatura.

Ductos:

Es la línea formada por ductos, juntas, aditamentos y conexiones instaladas para transportar fluidos.



Color Básico:

El color utilizado para identificar el tipo de fluido.

Color de Seguridad:

El color que indica el uso o peligro del fluido.

Información Complementaria.

La información complementaria proporciona más información sobre la naturaleza y características de los fluidos así como las precauciones relacionadas al proceso.

Fluidos:

Se refiere a aquellas sustancias líquidas y en gas que debido a sus características físico químicas no tienen forma y toman la del contenedor.

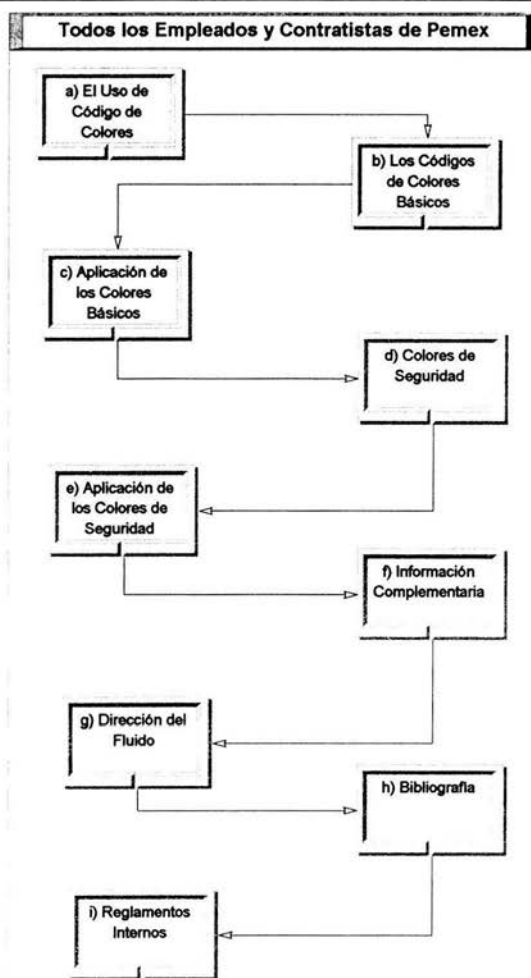


Figura No. 5. Comentarios sobre el diagrama de flujo del procedimiento.

Procesos

a) *El Uso de Código de Colores*

Todos los ductos que transportan fluidos deben estar identificados con el color básico, el color de seguridad como lo muestra la figura No. 5 (en caso de fluidos peligrosos) junto con la información complementaria.



Nota: Cuando se utilice el color negro, la información complementaria siempre debe ser utilizada (ver 6.5), el nombre completo del fluido transportado en el ducto debe estar escrito claramente.

No hay ningún mensaje de sucesos para este Proceso

b) Los Códigos de color Básicos

Verde	Agua
Gris Plata	Vapor
Café	Desechos Minerales, Vegetales, y Animales, líquidos combustibles
Amarillo ocre	Gas líquido o Gas (excepto aire)
Violeta	Ácidos y alcalinos
Azul	Aire
Negro	Otros líquidos (excepto agua)

c) Aplicación del Color Básico

Aplicación del Color Básico

La forma de aplicar el color básico puede ser cualquiera de las siguientes opciones:

Pinte el ducto entero.

Pinte el ducto con tiras de 150 mm como mínimo de ancho; aumente esta medida dependiendo del diámetro del ducto de manera que pueda ser visto claramente.

Localización de tiras de identificación.

Las tiras de identificación estarán localizadas en ambos lados de las conexiones, bridas, empates, válvulas, aditamentos, cambio de dirección, dentro y fuera de los pisos y las paredes así como aquellos otros lugares en donde es necesaria la identificación de fluidos.

Nota: Las válvulas pueden pintarse con el color básico, pero hay una excepción: al utilizar el código rojo de seguridad en ductos de agua o vapor para la extinción del fuego, las válvulas deben pintarse de rojo.

d) Colores de Seguridad

Rojos	para extinguir fuegos
Amarillo con tiras	
Oblicuas	para advertir peligros
Azul	para identificar agua potable

e) Aplicación de los Colores de Seguridad



Aplicación de los Colores de Seguridad

La Aplicación de los colores de seguridad debe ser como sigue:

Pinte tiras de por lo menos 100 mm de largo justamente en el color básico de identificación, en caso de que el ducto esté completamente pintado.

Pinte una tira de 100 mm de largo máximo, entre las dos tiras del color básico de 150 mm de largo mínimo por cada una, en caso de que el ducto no esté completamente pintado.

No hay ningún mensaje de sucesos para este Proceso.

f) Información Complementaria

Información Complementaria. Esta información debe ser escrita en negro y blanco (excepto los símbolos de seguridad) para contrastar claramente con el color del ducto o con el color básico, teniendo las siguientes opciones:

El uso de Símbolos de Seguridad, de acuerdo con lo establecido en NOM-027-STPS, que está referido en el punto 3 de este reglamento.

Nombre completo del producto, por ejemplo: agua

Abreviación del nombre utilizando letras, por ejemplo: A (agua).

Símbolo o fórmula química: H₂O

Información sobre el proceso, por ejemplo: Agua para calentadores.

La información complementaria puede ser escrita en una etiqueta, placa o señalamiento pegado al ducto, junto con las tiras de color básico o pintado en el color básico.

g) Dirección del fluido

Dirección del Fluido

La dirección del flujo debe indicarse con una flecha localizada junto a las tiras de color básico.

La flecha debe pintarse exactamente en el ducto, en blanco o negro, para contrastar claramente con su color o con la tira en color básico.

Esta flecha puede ser parte de las etiquetas, placas o señalamientos, como se indica en 6.5.1.



3. LA ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO EN DUCTOS.

3.1. La Administración del Mantenimiento en ductos.

La administración del mantenimiento tiene como infraestructura la recopilación de información geográfica y alfanumérica de los ductos para generar un banco con información histórica, además su proceso administrativo y sistemático, está vinculado con sistemas informáticos, de seguridad, ambientales y administrativos de las actividades principales de mantenimiento.

Los objetivos de la administración del mantenimiento principalmente son: Desarrollar actividades requeridas para el cumplimiento del sistema de administración de seguridad en los procesos, referente a la integridad mecánica de los equipos, componentes y sistemas críticos, además de mejorar y actualizar sus procedimientos con técnicas más apropiadas de: inspección, análisis estadístico, análisis de riesgo, análisis de integridad, aseguramiento de calidad, reparación y monitoreo de la corrosión.

La administración de mantenimiento en ductos puede darse mediante la administración del riesgo en ductos y el análisis de integridad, donde a su vez el proceso de la administración del riesgo se conforma de los siguientes puntos:

- Identificación
- Análisis
- Evaluación
- Control y minimización de consecuencias

Para poder evaluar el segmento de estudio se requiere identificar cada uno de esos factores involucrados en el proceso de administración del riesgo.

Como primer punto se tiene la identificación del índice de riesgo relativo mediante la implementación del programa IAP (Integrity Assessment Program), posteriormente se efectúa el análisis de los puntos críticos que el programa ha detectado y que se encuentran dentro del nivel de riesgo administrable. Con la información obtenida y para poder evaluar de manera precisa y cuantitativamente cada uno de los factores involucrados en el estudio en cuanto a gastos se refiere, es necesario proponer proyectos que mitiguen el riesgo a un nivel tolerable, posteriormente se efectúa un análisis de coste-beneficio, y como último punto es necesario el implementar proyectos de mitigación para efectuar un control y minimización de consecuencias y ver si es factible la ejecución de éstos, previamente aplicado el programa de Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos.



Administración de Integridad de ductos.

La administración de la integridad debe identificar los equipos, ductos y tramos críticos para minimizar y evitar fallas prematuras o imprevistas que puedan originar incidentes graves que afecten a la población civil, las instalaciones y el medio ambiente, además de proporcionar las bases para la correcta aplicación de un programa preventivo y correctivo de mantenimiento para salvaguardar y manejar información, para su fácil localización y consulta, así como establecer los indicadores que permitan mejorar la calidad de la información y de la operación de instalaciones y ductos.

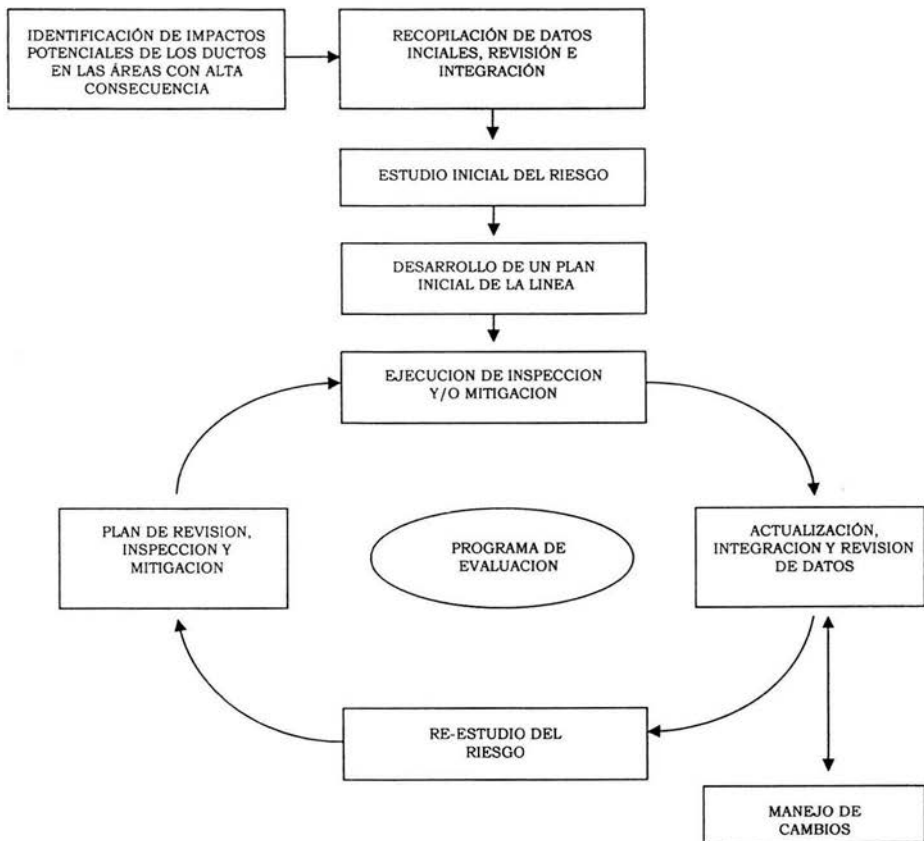


Figura No. 6 Diagrama de flujo para la administración de la integridad de acuerdo a API-1160



3.1.1. La Administración del Riesgo en Ductos

La aplicación de la administración de riesgo ha causado grandes expectativas de ahorro a nivel mundial, a tal grado que las autoridades reguladoras de los U.S., han aceptado que se realicen programas de demostración, en los cuales algunas compañías de transporte de gas han proporcionado de manera voluntaria modelos de sus instalaciones para evaluar el riesgo de cada una de ellas y darle seguimiento por un período aproximado de 4 años. De esta forma, al final del programa se contará con metodologías bien sustentadas y respaldadas con análisis económicos, que permitirán ver de manera clara los ahorros y beneficios que se obtengan en comparación con los programas tradicionales de mantenimiento.

Para calcular los índices de riesgo se consideran más de cien variables, que son organizadas con cierto orden de jerarquías para calcular un valor total de riesgo. Las variables específicas y su nivel de influencia fueron establecidos por personal de PGPB en base al conocimiento de las instalaciones. En la tabla 3, se proporciona un resumen de los índices de riesgo y sus consecuencias, junto con algunas de las variables de mayor peso.

Tabla No.3 Contribución de Índices de Riesgo y Consecuencias de Falla

Índice de Riesgo	% de contribución al ROF
Corrosión exterior	35.0
Corrosión interior	5.0
Terceras Partes	30.0
Movimiento del Suelo	5.0
Diseño y Materiales	15.0
Sistemas y Procedimientos	10.0
Fracturas por Esfuerzo de Corrosión	0.0
	100.00
Impacto a la Población	40.0
Impacto al Medio Ambiente	35.0
Impacto al Negocio	25.0
	100.00

El punto clave del análisis consiste en el desarrollo de la base de datos, la cual contiene información relacionada con el diseño, protección catódica y corrosión, inspecciones, pruebas de presión, reparaciones, condiciones ambientales, áreas pobladas, impacto en el negocio, etc. para poder llevar a cabo dicho análisis.

Como ya se mencionó antes, la contribución de cada variable en el riesgo total se definió mediante la interacción entre el personal de campo y de gabinete, no obstante se deben realizar las siguientes etapas:



- Establecer la jerarquía de los segmentos
- Recolección de datos y realización de entrevistas en campo
- Determinar que tan frecuente se realizará la evaluación de riesgo.

Selección del alcance del Análisis.

El alcance del análisis se determinó de acuerdo a la complejidad del sistema y sus instalaciones, y en base a esto se realizó la segmentación del ducto para formar los modelos de riesgo.

Para administrar la Base de Datos se requiere diseñar cuidadosamente un proceso para asegurar que los costos de recopilación de información fueran mínimos. El proceso está formado de los siguientes componentes:

- Desarrollo de un esquema general de administración de la Base de Datos.
- Mapeo del flujo de información.
- Definición de segmentos.
- Determinar como se van a referenciar los datos.

Un ducto demasiado complejo requiere de gran cantidad de información para su evaluación retardando el proceso de aprendizaje e incorporación de mayor número de escenarios.

En los modelos de riesgo se conjunta toda la información de los ductos, desde el diseño, hasta las condiciones más recientemente registradas.

El objetivo principal de la administración de riesgo, consiste en evaluar la integridad y niveles de riesgo de los sistemas de ductos, para eficientar la asignación de recursos financieros, humanos y de inversión, en las actividades y proyectos de mantenimiento.

Para cumplir con este objetivo, es requiere aplicar un modelo cuantitativo de riesgo, que se basa en los resultados obtenidos de una evaluación de índices de riesgo. Esta metodología proporciona valores medibles, que se pueden comparar con un criterio, que permite determinar los niveles de riesgo en términos del número de eventos no deseados, que se pueden presentar durante un año de operación. Además las consecuencias se pueden expresar como función de los costos de estos eventos. Para representar el riesgo como pérdidas probables por año.



3.2. Evaluación de Riesgos Asociados a la Operación de los Ductos.

Para tomar una acción efectiva en una situación tan compleja como es el análisis de fallas en ductos, es necesario enumerar los elementos que requieren acción, ordenándolos de manera prioritaria y realizando, además, un examen crítico y minucioso que proporcionará un enfoque lógico; mismo que aclarará la problemática que se presenta, haciéndola más manejable. Una vez realizada esta separación es más fácil visualizar la perspectiva del problema.

Con el proceso en marcha se debe realizar una recopilación exhaustiva de información a fin de proyectar de toda la gama de posibles soluciones, las que sean factibles. Una vez que se detecte la solución más viable, se realizará un despliegue específico de la solución proyectada, definiendo precisamente el tratamiento correspondiente y previniendo la necesidad de manejar y controlar las dificultades futuras.

El presente procedimiento está basado en los conceptos que se deben manejar en la toma de decisiones. Para el análisis de fallas en ductos, se enfocará a través del siguiente diagrama de bloques Figura No. 7, el cual permitirá aislar el problema y determinar su origen.

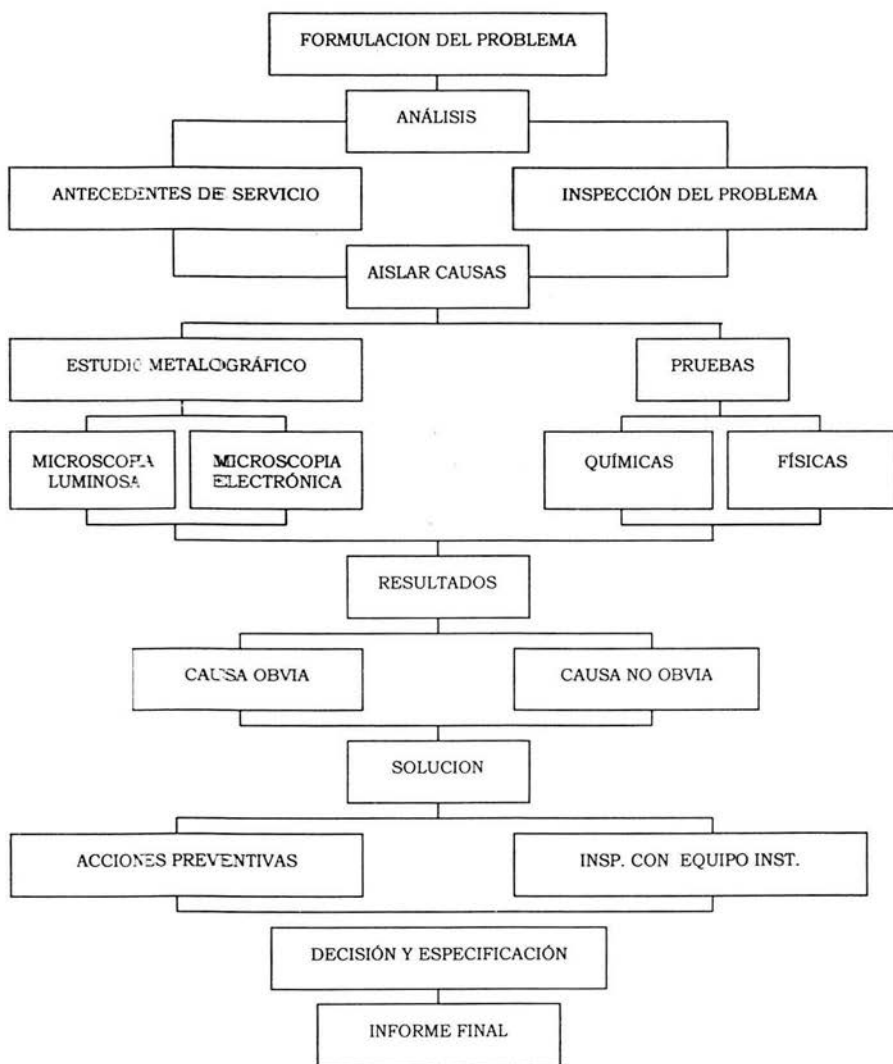


Figura No. 7 Análisis de Fallas en Ductos



3.3. Optimización de las actividades de mantenimiento en ductos.

A continuación se hace una descripción de algunas de las actividades que se incluyeron en el análisis, la comparación con las normas internacionales y la propuesta de cambio.

3.3.1. Celaje.

El celaje es una actividad preventiva cuya finalidad es la detección de las modificaciones e irregularidades que suceden por causas naturales como son los deslaves, inundaciones de terreno o el crecimiento de la floresta natural, las actividades humanas como la realización de excavaciones, reparaciones o actividades normales de mantenimiento de otras empresas ajenas a Petróleos Mexicanos, así como aquellas que ponen en riesgo a la población, el entorno ecológico o las instalaciones de la empresa como es el caso de las construcciones o invasiones del derecho de vía, el sembrado de árboles de raíces profundas, las actividades de cultivo con equipo o el uso de maquinaria pesada dentro de los límites de los derechos de vía.

Actualmente, el celaje de los derechos de vía se lleva a cabo en dos formas, de acuerdo a la norma CID-NOR-N-SI-0001.

Celaje terrestre

Se realiza transitando a pie por el derecho de vía observando el terreno circundante para detectar in situ, cualquier irregularidad que afecte la seguridad de las personas que viven y trabajan a su alrededor, al medio ambiente o las instalaciones.

Celaje aéreo

Se realiza sobrevolando en helicóptero a baja altura sobre el derecho de vía, su ventaja principal es que se pueden inspeccionar rápidamente y de forma integral la totalidad de los tramos del derecho de vía y vigilar aquellos lugares donde el acceso por tierra es complicado o difícil como pueden ser zonas pantanosas, lagunas, canales, montañas o terrenos con afectaciones, asimismo, permite localizar e identificar rápidamente los riesgos potenciales como es la invasión de los corredores y el avance en la explotación de bancos de arena cercanos al derecho de vía. Esta actividad se realiza con una programación mensual

La norma de Petróleos Mexicanos No. 03.0.02 para derechos de vía, establece que los celajes deben realizarse mensualmente si es aéreo, semanalmente si el recorrido se hace a pie y cada dos semanas si es en vehículo. Como se puede observar, esto ocasiona un problema ya que en muy pocos derechos de vía se puede hacer el recorrido con vehículo y por lo tanto la frecuencia de inspección tendría que ser semanal en todo el derecho de vía.



Por lo anterior, desde hace algunos años se estableció el criterio de llevar a cabo los celajes con una frecuencia semanal en zonas urbanas y mensual, en zonas rurales, así como el recorrido aéreo. Es claro que en algunos casos la frecuencia de celaje deba ser más estricta por las condiciones de la zona en particular, pero esto no debe ser condicionante para que en todas las demás áreas se aplique el mismo criterio. Ya que el fundamento de la norma es establecer los criterios mínimos de seguridad para todas las áreas en general y no para casos particulares, se deben establecer períodos de inspección que apliquen a cualquier derecho de vía para mantener condiciones de seguridad adecuadas.

3.3.2. Prueba hidrostática

De acuerdo con los códigos y normas actuales, toda tubería de transporte de hidrocarburos, ya sea nueva, reparada o en condiciones a las de diseño, se le debe probar hidrostáticamente antes de entrar en operación.

Esto es con el fin de asegurar la integridad de la tubería antes de que se empaque con el hidrocarburo y prevenir problemas de seguridad y contaminación.

En este caso la diferencia entre la regulación mexicana y la internacional, es el tiempo de prueba. El reglamento de Trabajos Petroleros emitido el 27 de noviembre de 1958, establecido en el Artículo 195, que la duración de una prueba hidrostática para tuberías nuevas deberá ser de 24 horas. Solamente se especifica el tiempo de prueba para tuberías e instalaciones que por primera vez se pondrán en operación y no para otros casos. Pero esta duración se ha generalizado para cualquier situación entre las entidades reguladoras y normativas, por lo que ahora, cualquier prueba hidrostática de tramos cortos, largos, reparaciones, etc., debe de tener una duración de 24 horas.

Como se habrá notado, el reglamento se publicó en 1958 con el fin de regular los trabajos de exploración, explotación y producción de hidrocarburos, excluyendo plantas de tratamiento de gas, las de extracción de gasolina natural, las refinerías y plantas petroquímicas que se regirán por reglamentos especiales. En esa fecha, la normatividad existente en Petróleos Mexicanos era escasa y las condiciones tecnológicas eran diferentes. En la actualidad, el desarrollo de la tecnología ha permitido modificar ciertas condiciones como la duración de las pruebas hidrostáticas como veremos a continuación.

El Código ASME B31.3 "Tuberías de Proceso", especifica en los requerimientos de la prueba hidrostática que la presión de prueba deberá mantenerse durante un lapso mínimo de 10 minutos (345.2.2).

El Código ASME B31.4 "Sistemas de Transportación de Líquidos", establece un tiempo de prueba no menor de 4 horas.



Asimismo, el ASME B31.8 "Sistemas de Tuberías para Transmisión y Distribución de Gas" indica que el tiempo mínimo de prueba será de 8 horas continuas y en tuberías prefabricada de 2 horas continuas.

La norma canadiense Z692-96 "Sistemas de Tuberías para Gas y Aceite" menciona que la duración de las pruebas hidrostáticas no deberá ser menor a 4 horas.

Como se puede observar, en todos los casos el tiempo de prueba es significativamente menor en los códigos y normas extranjeras que en la nacional. En términos económicos, esto no representa gran diferencia para tuberías nuevas, pero para los casos de reparaciones y rehabilitaciones de secciones cortas, el tener que realizar una prueba por 24 horas, representa dejar fuera de operación la tubería por un tiempo mayor al que tomaría en si la reparación, con las consecuencias de incumplimiento de cuotas de entrega de producto, quema de fluido si no se tiene suficiente almacenamiento con el daño ambiental asociado y los costos debido a penalizaciones, pérdidas por no venta de producto y el costo del fluido perdido.

En este caso se propone un tiempo de prueba de 4 horas de los tramos que se utilizarán en la reparación y una vez instalados, realizar la inspección al 100% de las soldaduras circunferenciales con radiografías o ultrasonido.

3.3.3. Corrosión

La degradación de componentes metálicos por corrosión, representa uno de los gastos más fuertes para cualquier tipo de industria de proceso, llegando a alcanzar valores equivalentes al 4-5 % del Producto Interno Bruto en los países más desarrollados, (\$267 billones de dólares en 1995 para Estados Unidos).

El monitoreo y control de la corrosión, representa tecnológicamente, una de las formas de disminuir la problemática y minimizar costos por mantenimiento, reparación y/o reemplazo de componentes.

Para el monitoreo y control de la corrosión, existe una gran cantidad de técnicas disponibles, abarcando gamas tan versátiles como técnicas nucleares y electroquímicas, hasta técnicas meramente competitivas en cuanto al desempeño de materiales se refiere. Dentro de estas últimas, el uso de testigos o cupones de corrosión es sin duda una de las prácticas más utilizadas, debido primordialmente a su bajo costo y la aparente facilidad de evaluación, ya que la técnica se basa en pérdida de peso.

3.3.3.1. Determinación de la velocidad de corrosión.

En los sistemas de tuberías existentes, la velocidad de corrosión puede ser calculada con base a tiempos cortos o tiempos largos. Para calcular la velocidad



de corrosión con base a tiempos cortos las lecturas de las dos más recientes deben ser utilizadas; para el caso de tiempos largos el espesor de pared de la inspección más reciente y el inicial (o nominal) deben ser usados. En la mayoría de los casos, el mayor de estas dos velocidades debe ser usado para estimar la vida remanente y para establecer la próxima fecha de inspección.

Las velocidades de corrosión deberán calcularse sobre la base de la más reciente inspección de medición de espesores de pared (tiempos cortos) o utilizar los espesores de pared de la más reciente inspección y el espesor nominal o inicial de la tubería (tiempos largos).

3.3.3.2. Vida remanente de un sistema de tubería

Esta puede ser calculada de la siguiente manera con la siguiente fórmula

$$\text{Vida remanente (años)} = (t_{\text{actual}} - t_{\text{mínimo}}) / V_{\text{corr}}$$

Donde:

T_{actual} = espesor mínimo actual determinado al momento de la inspección (pulgadas o milímetros)

$T_{\text{mínimo}}$ = espesor mínimo requerido para la sección limitada o zona (en pulgadas o milímetros)

V_{corr} = velocidad de corrosión (pulgadas/año o milímetros por año)

La velocidad de corrosión para tiempos largos en circuitos de tuberías pueden ser calculadas por la siguiente fórmula:

$$\text{Tiempos largos: } V_{\text{corr}} = (t_{\text{inicial}} - t_{\text{último}}) / T_{\text{insp}}$$

Donde:

t_{inicial} = espesor inicial o nominal (pulgadas o milímetros)

$t_{\text{último}}$ = espesor de la última inspección realizada (pulgadas o milímetros)

T_{insp} = tiempo entre la inspección inicial y la última (años)

la velocidad de corrosión para tiempos cortos de circuitos de tubería puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$\text{tiempos cortos} = V_{\text{corr}} = (t_{\text{previo}} - t_{\text{último}}) / T_{\text{insp-prev}}$$

t_{previo} = espesor medido en la inspección previa (pulgadas o milímetros)



$T_{\text{insp-prev}}$ = tiempo entre la inspección previa y la última (años)

Nota: ambas velocidades de corrosión deben ser comparadas y el valor mayor debe ser utilizado para calcular la vida remanente del circuito.

3.3.3.3. Corrosión interna

La corrosión es un problema serio y normalmente se gastan enormes cantidades de dinero para prevenir, monitorear, inspeccionar y reparar los daños causados por la corrosión. La mayoría de los programas incluyen tratamiento químico con inhibidores de corrosión para proteger la pared interior de las tuberías. No olvidemos que cualquier producto químico tendrá su mayor efecto cuando se aplica sobre una superficie limpia, por eso es todavía más importante el uso de los diablos adecuados de limpieza.

Normalmente la corrosión se presenta en la superficie de fondo del tubo donde se asienta el agua, sin embargo en tuberías de gas húmedo se presenta también en la parte superior. Una vez que se hace presente la corrosión, se pierde metal de la superficie formándose hoyos. Aquí es distinto a la acumulación de depósitos puesto que la corrosión causa hoyos y una superficie rugosa que es difícil limpiar.

Se dijo que antes que la limpieza adecuada es importante para el control de la corrosión. Los inhibidores deben entrar en contacto con la pared del tubo para puedan funcionar, pero estos no son muy efectivos si tienen que penetrar a través de sedimentos o llegar al fondo de los hoyos cubiertos con óxido. También es lógico suponer que sería necesario una dosificación mayor si queremos que el inhibidor penetre hasta la pared metálica de un tubo sucio.

Si la corrosión ha progresado lo suficiente para formar hoyos, su control es más difícil. Los hoyos se llenan de lodo, óxido, sedimento o bacterias o bien la parafina que se embarra puede provocar la formación de celdas de corrosión galvánica debido a la diferencia entre las condiciones debajo de la basura y las condiciones prevalecientes en el fluido. Una vez iniciado este proceso, se acelera la corrosión y los hoyos se hacen más profundos.

3.3.3.4. Corrosión bacteriana.

La corrosión inducida microbiológicamente ocurre cuando se encuentra en la tubería bacterias que metabolizan hidrocarburos. Las bacterias que producen ácido y las que reducen sulfatos se presentan en las tuberías y utilizan hidrocarburos como nutrientes. La bacteria productora de ácido oxida parcialmente los hidrocarburos en sus inmediaciones y forma ácidos orgánicos como el ácido acético que bajan el pH y causan que el ácido ataque el metal bajo las colonias de bacteria.



Las bacterias que reducen sulfatos también oxidan los hidrocarburos, extraen oxígeno de los iones de sulfato de hierro y producen ácido sulfhídrico como producto metabólico.

Las bacterias prefieren las paredes del tubo para formar sus colonias y una vez que se establecen, se protegen con una película viscosa. Esta película protege a las colonias de los inhibidores y biocidas y para que estos puedan tener efecto, hay que remover primero esta película mecánicamente con cepillos. Las bacterias que viven en estos hoyos son un problema por la capa protectora que desarrollan además de que se protegen adicionalmente con la basura que cubre los hoyos. Los diablos ordinarios incluyendo los de cepillos normales pasan sobre estos hoyos y no pueden remover la película protectora.

Una vez que este tipo de bacteria se encuentra en una tubería, la corrosión avanza aproximadamente 3 mm por año y como se menciona no se puede eliminar con diablos ordinarios de cepillos.

3.3.4. Mecánica de fractura y predicción

Cuando se encuentran presentes en nuestros ductos: agua, ácido sulfhídrico, bióxido de carbono y alta presión de operación, tenemos el cuadro ideal para que se desarrolle el mecanismo de agrietamiento por Hidrógeno Inducido (HIC).

Estas fallas se han identificado en estudios preliminares de laboratorio como: corrosión bajo esfuerzos y fragilización por hidrógeno. Adicionalmente la corrosión, las variaciones de la presión y golpe de ariete combinados nos da como consecuencia una disminución en la resistencia mecánica de los ductos.

La relación de corrosión entre el acero y el ácido sulfhídrico en el interior del tubo libera hidrógeno, el cual se absorbe en el metal provocando:

- Una disminución en la resistencia mecánica y en la ductibilidad (fragilización), resultado del hidrógeno disuelto.
- La formación de ampollas y de laminaciones, resultado de la acumulación de hidrógeno gaseoso en inclusiones no metálicas y otros defectos internos.
- La formación y propagación de grietas en la dirección del espesor, por el fenómeno de agrietamiento

El agrietamiento es la reducción en la resistencia de la tubería y un acortamiento en su vida útil. La magnitud del efecto depende de la calidad metalúrgica de la tubería, del contenido de defectos, la presión y temperatura de operación y el tipo de fluido, composición, inhibidores, etc. como se muestra en la figura No. 8



Figura No. 8 Condiciones de agrietamiento por corrosión.

Si cualquiera de estas condiciones no se encuentra, no se da el agrietamiento por corrosión. La mecánica de fractura es una disciplina que estudia la resistencia de un cuerpo agrietado. Para ello se basa en el conocimiento de tres aspectos:

1. La resistencia del material al crecimiento de grietas es llamada tenacidad a la fractura t es una propiedad del material.
2. El factor de intensidad de esfuerzos K que determina la magnitud de esfuerzos en la punta de la grieta y que depende del tamaño y forma de la grieta, del tipo de cuerpo, por ejemplo: tubo, viga, etc. y de la forma de aplicación de carga (presión, flexión, etc.)
3. El tamaño, forma y localización de la grieta (si es radial, longitudinal, laminación, etc.)

3.3.5. Fracturas de corrosión por esfuerzo (SCC)

Más conocido por sus siglas en inglés SCC (Stress Corrosion Cracking), este tipo de fenómeno es poco común en nuestro medio y se cuenta con poca información estadística que nos proporcione un idea amplia del grave problema que esto representa, ya que normalmente cuando se presenta una falla por SCC es de graves consecuencias.

Por lo anterior, este tipo de fallas ha tomado una gran importancia y ha llamado la atención de las Compañías transportadas de hidrocarburos a nivel internacional, entre las cuales se encuentra Pemex Gas y Petroquímica Básica, así como industrias e instituciones de investigación.

El Stress Corrosion Cracking en las líneas de transporte comienza cuando pequeñas fracturas se desarrollan sobre la superficie exterior de las tuberías



enterradas. Estas fracturas nos son perceptibles a simple vista en un inicio, y son más comúnmente encontradas en colonias, con todas las fracturas orientadas en la misma dirección. En periodos de años, estas fracturas individuales crecen en longitud y profundidad y las fracturas incluídas en una colonia se unen unas con otras para formar defectos de mayor longitud.

Desde que la fractura de corrosión por esfuerzo (SCC) se desarrollan lentamente, esta puede estar ahí por muchos años sin causar ningún problema, pero si esta fractura crece, en un periodo de tiempo el ducto fallará y se presentará una fuga o en el peor de los casos una ruptura.

Las condiciones para el desarrollo del SCC

A pesar de que existe mucha investigación con la finalidad comprender el fenómeno de SCC, las mejores evidencias son encontradas en las líneas de transporte de hidrocarburos e indican que el SCC inicia como resultado de la interacción de cuatro condicionantes las cuales son:

- Un potente entorno en la superficie de la tubería
- Medio ambiente
- Un material de fabricación de la tubería propenso, y
- Un esfuerzo de tensión.

Estas cuatro condiciones deben de existir para que se presente el fenómeno de SCC, si alguno de estos tres elementos puede ser eliminado, generalmente el fenómeno no se presentará.

3.3.5.1. Medio Ambiente

Las condiciones en la superficie de la tubería dependerán del medio ambiente que la rodea. Este medio ambiente se debe considerar aislado del terreno ya que se cuenta con un recubrimiento exterior que hace esa función, aislar el ducto del medio, y las condiciones en la superficie de la tubería son diferentes de las del terreno en el cual se encuentra alojada la tubería.

Por lo anterior existen cuatro variables que controlan el factor de medio ambiente par la iniciación del fenómeno de SCC, los cuales son:

- Tipo y condiciones del recubrimiento
- Terreno
- Temperatura
- Rango de corriente de protección catódica



3.3.5.2. Tipos de recubrimiento exterior en tuberías

Durante años las líneas de transporte de hidrocarburos se han recubierto con una gran cantidad de materiales y la experiencia documentada dice que estos tienen efectos sobre la formación del SCC. La razón es que las características de los materiales de los recubrimientos son diferentes, y existen algunos que son más propensos que otros a la formación de bolsas o huecos en el recubrimiento.

Los tipos de recubrimiento pueden ser los siguientes:

- A base de asfaltos
- Cintas de polietileno
- Cintas a base de ceras
- Mangas termocontractiles de polietileno
- Resinas epóxicas unidas por fundición (Fusión Bonded Epoxy).

En Canadá durante los años 1960s y hasta principios de los 1980s se usó predominantemente recubrimientos a base de cintas de polietileno y un alto porcentaje de fallas por SCC se han presentado en los ductos que se recubrieron con estas cintas. Es importante resaltar que actualmente no se han reportado fallas por SCC en líneas recubiertas con mangas termocontractiles de polietileno o donde se utilizó el sistema llamado FEB (Fusión Bonded Epoxy).

3.3.5.3. Terrenos

Existen muchos factores relacionados con los terrenos y está dependiente directamente de la capacidad de drenar la humedad en el terreno, ya que en las áreas que tienen un nivel alto y/o constante de humedad es menos probable que se presente SC, que en aquellos donde el nivel de humedad varía. Estos tipos de terreno también determinan si la tierra es reductora (anaerobia) donde se propicia la aparición de SCC, u oxidante (aeróbica).

Cuando el agua alcanza la superficie de la tubería y la reacción corrosiva comienza, se crea hidrógeno atómico, ya que necesita oxígeno para volverse molecular. En forma molecular el hidrógeno no sería capaz de penetrar la tubería, en cambio en presencia de sulfuros, se propicia la creación de hidrógeno atómico y que este penetra a la tubería favoreciendo la creación de hidrógeno atómico y que este penetra a la tubería favoreciendo la creación de grietas o fracturas iniciando el proceso de SCC.



3.3.5.4. Temperatura

Al parecer no existe correlación entre altas temperaturas del terreno y el fenómeno de SCC, probablemente esta tenga una mayor relación con el incremento de Bióxido de Carbono con agua a temperaturas debajo de 40 °C. Existe una relación directa: entre mayor sea la cantidad de Bióxido de Carbono en el terreno, se verá fuertemente reducida la capacidad del sistema de protección catódica para elevar el potencial de hidrógeno en la superficie de la tubería. En caso de que esta hipótesis sea real, significaría que el medio ambiente donde es más probable que se desarrolle el SCC es a bajas temperaturas, por las altas concentraciones de bióxido de carbono.

3.3.5.5. Niveles de protección catódica

El fenómeno de SCC se desarrolla donde no existen niveles aceptables de protección catódica o la corriente de protección catódica no puede penetrar debajo o entre el recubrimiento (blindaje eléctrico).

3.3.5.6. Tuberías propensas a SCC (material)

Adicionalmente a los factores del medio ambiente donde se aloja la tubería, existen materiales propensos para el desarrollo del SCC. Las investigaciones han considerado algunas características y cualidades de las tuberías para determinar la existencia de una relación entre la susceptibilidad de la tubería y el SCC por lo que se debe tener especial cuidado en las características que forman parte del proceso de manufactura como son:

- Tipo de acero
- Grado del acero
- Limpieza del material (presencia de impurezas o ausencia de inclusiones)
- Composición del acero
- Deformación plástica
- Condiciones de la superficie de la tubería

3.3.5.7. Tensión

Los datos de campo y laboratorio indican que los esfuerzos a la tensión tienen un fuerte impacto en el inicio y crecimiento del SCC.

Estudios realizados en Canadá revelaron que las fluctuaciones en la presión y los rangos de tensión tienen un efecto que propicia las fracturas y su crecimiento. Dichos estudios arrojan una tendencia de reducción de la incidencia del SCC cuando no se sobrepasa el 70% del SMYS**, pero dichas investigaciones no se



encontraron los límites en el cual la fractura no crece y reduce su tendencia hacia una falla. Algunas evidencias sugieren que el límite de la tensión y el nivel de las fluctuaciones de la presión están fuertemente relacionados. En casi todas las tuberías que han fallado y su causa se ha asociado con SCC, existen tensiones locales causadas por corrosión, abolladuras o concentración de esfuerzos (como soldaduras), o están sujetas a fuertes cambios en las condiciones de operación.

3.3.5.8. Prevención, detección y mitigación del SCC

Las compañías de transporte de hidrocarburos, industriales y de investigación se han preocupado por prevenir, detectar y mitigar los defectos de SCC antes de que estos se desarrollen y crezcan al punto de que resulte una falla de consecuencias desastrosas.

Desde que se detectó este tipo de falla (SCC), se han utilizado diferentes técnicas para prevenir, detectar y mitigar el fenómeno de SCC. Actualmente se cuenta con mayor experiencia e información acerca de la eficiencia de estos métodos.

Las técnicas evaluadas y propuestas para prevenir, detectar y mitigar los efectos de una falla son:

Prevención

- Ejecutar varias pruebas hidrostáticas a través del tiempo de servicio.
- Recubrimientos adecuados
- Evitar los cambios de presión cíclicos
- Adecuados niveles de protección catódica

Detección

- Implementación de modelos de análisis de riesgos y consecuencias
- Investigaciones de análisis de laboratorio en excavaciones y reparaciones
- Identificación de sitios que son propensos donde se pueda presentar el SCC
- Inspección con equipos instrumentados, especiales para detección de SCC

Mitigación

- Selección de recubrimientos externos adecuados
- Reparación y evaluación de la eficiencia de los recubrimientos ya instalados
- Selección de líneas críticas para su reemplazo
- Reducción de presión



3.3.6. Inspección de ductos con equipo instrumentado de flujo magnético

Es conveniente señalar que para seleccionar los ductos a inspeccionar se toma en consideración lo siguiente:

- Presión de operación
- Volumen que transporta
- Cruzamientos por zonas densamente pobladas
- Agresividad de los productos transportados
- Cruzamientos con vías de comunicación
- Cruce por zonas sensibles a daños ecológicos

Para conocer el estado físico de las tuberías, es necesario llevar a cabo inspecciones periódicas tanto visuales como a base de instrumentos que aporten datos, que permita tomar las acciones preventivas y correctivas necesarias para garantizar la operación segura y confiable de los ductos.

Para ello se han desarrollado tecnologías que viene resolviendo las problemáticas que se presentan en la conducción de hidrocarburos, tal es el caso de los equipos instrumentado o inteligentes comúnmente llamados diablos instrumentados, los cuales tiene la virtud de inspeccionar los 360° de la tubería y proporciona información del estado físico del ducto con un margen de error.

Estos equipos para su operación requieren de ciertas condiciones que permitan en primer lugar el alojamiento dentro de los accesorios denominados trampas de diablos desde las cuales se lanzan los equipos para su desplazamiento a todo lo largo de la tubería que se va a inspeccionar. Así como las condiciones de presión y volumen que permitan el desplazamiento de los equipos instrumentados dentro del rango de velocidad recomendado por el fabricante, para obtener información confiable.

En el mercado internacional existen diferentes tecnologías para la inspección interior de ductos, entre ellos se encuentra la de:

3.3.6.1. Flujo magnético

Se emplea para detectar daños por corrosión interior o exterior, defectos de fabricación y disminución de espesores. Estos equipos pueden operar en medios líquidos y gaseosos.

Principales parámetros de operación:



- Requiere de limpieza de la pared interior del ducto
- El ducto debe estar libre de obstrucciones
- Opera en medio líquido o gaseoso, dulce o amargo
- Presión y volumen
- Debe operar dentro de un rango de velocidad para obtener información confiable.

Metodología empleada para la inspección de cualquier ducto es la siguiente:

- Equipo de limpieza
- Limpieza magnética
- Dummy y/o geometría
- Equipo instrumentado

Información que proporcionan los equipos instrumentados:

- Defectos internos
- Defectos externos
- Diferenciación entre defectos internos y externos
- Corrosión generalizada (mayores de 3t x 3t).
- Corrosión localizada o picaduras (defectos menores a 3t x 3t)
- Abolladuras
- Soldaduras circunferenciales
- Soldaduras longitudinales (baja precisión)
- Defectos debajo de camisas o grapas (baja precisión)
- Objetos metálicos
- Deformaciones

Geopig: se utiliza para obtener coordenadas geográficas (trazo y perfil) de la tubería en toda su trayectoria, por medio de un aparato incorporado al equipo instrumentado, mismo que utiliza las señales de satélite para lograr la ubicación de las tuberías. Este equipo ha permitido disminuir los gastos en excavación, ya que la precisión en la ubicación de las anomalías en el terreno evitan afectar excavaciones de mayor longitud y consecuentemente volumen.



Capacidad y limitantes de los equipos instrumentados de acuerdo al principio de operación.

DESCRIPCIÓN	FLUJO MAGNÉTICO	ULTRASÓNICO
Detección de defectos debajo de camisas o grapas	Baja precisión	Sí
Medio en el que opera	Líquido y gas	Líquido
Detección de soldaduras circunferenciales	Sí	Sí
Detección de soldaduras longitudinales	Baja precisión	Sí
Posición circunferencial de los defectos	Sí	Sí
Máxima temperatura de operación	40° C	60° C
Detección de defectos internos y externos y su diferenciación	Sí	Sí
Detección de laminaciones	No	Sí
Detección de inclusiones	No	Sí
Corrosión generalizada y picaduras	Sí	Sí
Detección de abolladuras	Sí	Sí
Diámetro factible de inspección	4" a 56"	6" a 56"
Costo	Menor	Mayor

3.3.6.2. Criterios para inspección ultrasónica en ductos.

Considerando que una gran parte de ductos e instalaciones de proceso no pueden ser inspeccionados de forma interna mediante el uso de equipo instrumentado, así como con base a la cantidad de recursos, tiempo y volumen de inspección que requieren estos elementos que transportan productos líquidos y gaseosos, y con la finalidad de optimizar la inspección ultrasónica de ductos e instalaciones de proceso no inspeccionados con equipo instrumentado, se proponen los siguientes criterios con base a un muestreo selectivo de las zonas de mayor probabilidad de presentar defectos, esto último considerando las condiciones de operación y servicio, tipo de componente tipo de flujo (estacionario y laminar, intermitente y constante) y producto manejado (gas o líquido), zona de fase líquido/gaseosa, zonas de choque, desgaste y estratificados, y cambio en áreas y accesorios.

La selección de tramos a inspeccionar y porcentaje de área para inspección, se determina con ayuda de las tablas del método estadístico Military Estándar 105D, utilizando un nivel general de inspección y un nivel de calidad aceptable, con el cual se obtiene un nivel de confianza mayor de 95%. Así mismo, con base a los resultados obtenidos de las inspecciones es posible determinar la velocidad de corrosión, con la cual es posible determinar el tiempo de la próxima inspección, así como las condiciones de operación y mantenimiento de la tubería.

El objetivo del presente trabajo es establecer los criterios para realizar la inspección ultrasónica de ductos e instalaciones de proceso, mediante un muestreo selectivo de las zonas con la mayor probabilidad de presentar defectos,



esto último considerando las condiciones de operación y servicio, tipo de componente, tipo de flujo y flujo manejado.

Los presentes criterios aplican para ductos e instalaciones de proceso que no son inspeccionados mediante equipo instrumentado, tales como: tubería superficial de acometidas y cabezales, válvulas de seccionamiento, igualadoras, trampas de diablos, by-pass, interfases, codos, tees, reducciones, tubería enterrada en acometidas.

Los criterios para la selección del área a inspeccionar son definidos con base al tipo de flujo (estacionario y laminar, intermitente y constante), tipo de servicio (gasoducto y oleoducto), zonas de fase líquido/gaseosa, zona de choque y desgaste, zona de estratificados y cambios en áreas en accesorios. Las zonas para inspección de cada elemento se presentan a continuación:

1. localización y porcentaje del área para inspección mediante medición de espesores por ultrasonido de tubería en instalaciones superficiales:

FLUJO	PRODUCTO	
	GAS	LÍQUIDO
Estacionario y laminar	5% del área total del elemento, en medias cañas desfasadas tres horas técnicas	Medias cañas, equivalente al 10% del área comprendida entre 5:00 y 7:00 hrs.
Intermitente	3.5% del área total del elemento, en medias cañas desfasadas tres horas técnicas	Medias cañas, equivalente al 8% del área comprendida entre 5:00 y 7:00 hrs.
Constante	Por horario técnico y niveles de calibración (externo y centro del elemento)	Por horario técnico y niveles de calibración (externos y centro del elemento)
Diám. Menores de 12"	4 puntos: 0:00, 3:00, 6:00 y 9:00 hrs.	4 puntos: 0:00, 3:00, 6:00 y 9:00 hrs.
Diám. De 12" a 30"	8 puntos: 0:00, 1:30, 3:00, 4:30, 6:00, 7:30, 9:00 y 10:30 hrs.	6 puntos 0:0, 3:00, 4:30, 6:00, 7:00 y 9:00
Diám. Mayores de 30"	12 puntos: 0:00, 1:00, 2:00, 3:00, 4:00, 5:00, 6:00, 7:00, 8:00, 9:00, 10:00 y 11:00 hrs.	10 puntos: 0:00, 1:30, 3,00, 4:00, 5:00, 6:00, 7:00, 8:00, 9:00 y 10:30 hrs.



3.3.6.3. Frecuencia de Inspección

La frecuencia y extensión de la inspección en los circuitos de la tubería depende de la forma de degradación que puede afectar la tubería y la consecuencia de falla de la misma. Para determinar la frecuencia de inspección de los componentes y ductos deben considerarse los siguientes parámetros:

- Clasificación de sistemas de tuberías para inspección basadas en riesgo (probabilidad y consecuencia de la falla), la cual considera las condiciones operativas.
- Cálculos de vida remanente en función a la velocidad de corrosión considerando el historial de inspecciones previas.
- Datos históricos disponibles de la tubería
- Requerimientos jurisdiccionales aplicables
- Juicio del inspector, ingeniero de tuberías o especialista en corrosión, basado en condiciones operativas, historial de inspecciones previas y resultados de inspección de pérdidas de corriente. Así como, las siguientes consideraciones sirven de guía para desarrollar un programa de inspección:
 - Edad de la tubería de la línea
 - Niveles de protección catódica
 - Tipo y condiciones del recubrimiento
 - Condiciones de la tubería de acuerdo al último reporte de inspección
 - Historial de fugas
 - Corrosión influenciada por actividad microbiológica
 - Resistividad y tipo de suelo
 - Esfuerzos inducidos por el tipo de suelo
 - Densidad de población
 - Sistema de tuberías en servicio

Todos los sistemas de tuberías de proceso pueden ser categorizados en diferentes clases, las cuales permiten al inspector enfocarse a los sistemas de tubería que tiene un alto potencial de consecuencia si la falla pudiera ocurrir. En general, un sistema con clasificación alta requiere inspecciones más extensivas en intervalos de tiempo cortos, lo anterior para garantizar su integridad para la continua operación segura del sistema.

La frecuencia de inspección de los componentes y ductos depende en las formas de degradación que pueden afectar la tubería y a la consecuencia de falla de la misma, este método es referido como inspección basada en riesgo. Esta



clasificación considera el potencial por explosión, fuego, toxicidad, impacto al ambiente y otros efectos asociados con al falla.

3.3.6.4. La clasificación de los sistemas se muestran a continuación:

Clase 1:

Servicios con alto potencial resultando una emergencia inmediata si ocurre la falla. Tal emergencia debe ser en naturaleza de seguridad o ambiental ejemplos de clase 1 incluyen tuberías, pero no necesariamente está limitado a los siguientes:

- Sistemas con sustancias inflamables que pueden congelarse y conducir una fractura frágil.
- Servicios presurizados que por fuga puedan vaporizarse rápidamente generando una mezcla explosiva, tales como: flujo de C₂, C₃ y C₄.
- Flujos gaseosos con ácido sulfhídrico (mayor de 3% en peso)
- Ácido clorhídrico anhidro
- Ácido fluorhídrico
- Tuberías sobre o adyacente a agua y tuberías sobre vías de acceso público.

Clase 2:

- Esta clasificación incluye la mayoría de las tuberías de unidades de proceso y tuberías seleccionadas fuera del sitio. Ejemplos típicos de estos servicios incluyen los contenidos en los siguientes:
- Hidrocarburos en sitios que pueden lentamente vaporizar durante la emisión
- Hidrógeno, gas natural y combustible
- Ácidos fuertes y cáusticos en sitio

Clase 3:

Servicios que son flamables pero no vaporizan significativamente cuando ellos fugan y no son localizados en áreas altamente activas. Servicios que son potencialmente dañinos para el tejido humano pero son localizados en áreas remotas pueden incluirse en esta clase. Ejemplos de servicios clase 3 son los siguientes:

- Hidrocarburos en el sitio que no vaporizan significativamente durante la emisión
- Líneas y productos destilados y de almacenamiento o descarga
- Ácidos y cáusticos fuera del sitio



Con base a la clasificación descrita arriba, la frecuencia máxima de inspección se muestra en la siguiente tabla:

3.3.6.5. Frecuencia máxima de inspección en función a la clase

Tipo de circuito	Intervalo de inspección máximo recomendado
Clase 1	Cinco años
Clase 2	Diez años
Clase 3	Diez años

Nota: Una clasificación clase 1, es considerada cuando el fluido contenga altos contenidos de CO_2 . Una clase 2 es considerada cuando el contenido en peso de CO_2 es menor que del H_2S .

3.4. Limpieza efectiva en tuberías.

Nadie puede dudar que un programa eficiente de limpieza juega un papel de suma importancia durante toda la vida útil de ductos y tuberías ya sean de crudo, gas o productos varios. Lo ideal en el caso de cualquier tubería, es que se mantenga limpia desde el momento de su construcción hasta el final de su período de vida y en esta forma rinda un óptimo desempeño.

Para lograr lo anterior, es necesario no solamente un programa adecuado de limpieza, sino también la utilización de los diablos o tacos adecuados. El control de la corrosión también está relacionado en forma directa a una limpieza adecuada.

En los últimos años se han desarrollado nuevos diseños en herramientas (copas, discos, diablos, etc.) para obtener óptimos resultados.

3.4.1. Diablos/pigs/limpieza/diseño

Si por mucho tiempo se ha debatido el llamar a las herramientas de limpieza diablos, pigs, tacos, balas o ratones, es indudable que al conjunto de acciones para limpiar una tubería se le catalogue más como arte que como ciencia.

Lo anterior indudablemente se debe a que cada aplicación de diablos es particular y diferente, y a que sus resultados son difícilmente predecibles.

Cada línea es distinta en su diseño y trazo no digamos en sus factores operativos, ni condición interna, y po de operación o falta de conocimiento de cómo trabaja un diablo. Muchas veces se corren diablos inadecuados y el resultado es insatisfactorio o en el mejor de los casos incompleto.



Los diablos deben seleccionarse con cierta idea o criterio en mente y deben hacerse pensando en el trabajo que van a desempeñar seguido por aspectos de calidad, economía y tiempo de entrega. Muchas veces la selección se basa primordialmente en precio y aunque es cierto que todos los diablos hacen algo de trabajo, no hay duda que algunos lo hacen mejor que otros.

Los diablos limpian por la presión que sus elementos sellantes ejercen sobre la pared interior del tubo y por el efecto de raspado que hacen los discos, cuchillos, cepillos, etc. los elementos de sellado como las copas, discos y el cuerpo de poliuretano celular de un diablo, se diseña con un sobre diámetro para poder ejercer una presión hacia la pared del tubo. Es indudable que debe haber un sello para crear un diferencial de presión que haga que el diablo se mueva pero no se requiere un sello total como sería en el caso de una operación de bacheo o remoción de líquidos. En algunos casos el puenteo ayuda a mantener la basura en suspensión delante del diablo. Existen varios diseños básicos de copas y discos:

Copas estándar o rectas (scraper): ofrecen un sello adecuado y debido a su rigidez tienen la habilidad de raspar y eliminar material adherido a las paredes del tubo empujándolo delante del diablo. Estas copas no tienen mucha flexibilidad en caso de reducciones en el diámetro interior del tubo.

Copas cónicas: ofrecen una muy buena capacidad de sellado pero debido a lo mismo, no son adecuadas para limpieza. Son capaces también de negociar algunas restricciones en el diámetro como abolladuras. Por su flexibilidad estas copas no son recomendables para operaciones de limpieza puesto que "brincan" sobre los depósitos. Si se usan diablos con este tipo de copas en limpieza de tuberías que contengan depósitos, lo más seguro es que no los vayan a eliminar. Estas copas son populares por ser relativamente fáciles de correr.

Existe un nuevo tipo de copas conocida como DC o escraflex que ofrece una capacidad de raspado por su contacto con la superficie interior del tubo y también un excelente sello debido a su particular diseño. Ha sido comprobado que es más eficiente que una copa recta en el raspado y saca más líquido que un diablo equipado con copas cónicas o con discos.

Discos: existen dos tipos básicos de diablos de discos, uno que es el tradicional de 2, 3 ó 4 discos de la misma dureza y diámetro y un nuevo disco que generalmente se conoce como BI-DI. El primer tipo se utiliza primordialmente en llenado y vaciado de líneas y para prueba hidrostática y desplazamiento de condensados en línea de gas.

3.4.1.1. Diablo BI-DI

El diablo BI-DI tiene dos o más discos guía en los extremos de mandril y además discos de mayor diámetro y más flexibles posicionados hacia el centro. Los discos guía se dimensionan normalmente al diámetro interior de la tubería y por ser más



duros mejoran la capacidad de raspado de los depósitos y además sostienen el peso del mandril.

Este tipo de diablos se usa exitosamente en limpiezas previas a las corridas instrumentadas, mantenimiento de rutina y remoción de líquidos. En caso de que exista parafina en la tubería, se pueden subsistir los discos guía por discos ranurados cortadores que facilitan la remoción de la parafina u otros depósitos en el interior de la tubería.

Para aumentar la capacidad limpiadora de los diablos, es práctica normal adicionar cepillos que pueden ser: circulares, cantilíver, de hoja o de resorte; los cepillos circulares normalmente se usan en medidas hasta de 14" ó 16" y para medidas mayores se pueden usar cualquiera de los tres últimos tipos.

Los cepillos tipo cantilíver normalmente se usan con copas cónicas o rectas, fijándolos al mandril en su parte delantera y por su diseño tienen la capacidad de tomar ciertas reducciones de la tubería pero hay que considerar también que pueden brincar algunos depósitos duros.

Los cepillos de hojas se fijan al cuerpo en ambos extremos y al ofrecer menos flexibilidad, hacen un mejor trabajo de limpieza que los de tipo cantilíver, pero son menos "perdonadores" en caso de reducciones de diámetro.

Los cepillos con resortes trabajan con el mismo principio que los anteriores ya que el resorte ejerce presión sobre las paredes del tubo.

Finalmente los cepillos circulares son muy aceptables pero su trabajo y flexibilidad depende de la calidad y dureza de las cerdas.

No hay que olvidar que existen también los diablos de poliuretano celular o Polly Pigs en donde su capacidad de limpieza depende de factores como la densidad de la espuma y de seleccionar entre una gran variedad de revestimientos como lija, cepillos, buriles, cuchillas, etc. el diseño de estos ofrece más superficie de contacto que un diablo de mandril. Recientemente se ha introducido al mercado un Polly Pig de disco a veces conocido como "acordeón" o "tornillo" por su configuración. Consta de un cuerpo de poliuretano celular moldeado en configuración de múltiples discos de sellado y limpieza.

Existen también en el mercado los diablos de poliuretano celular de muy alta densidad con pernos o buriles y que en aplicaciones especiales son capaces de cortar depósitos muy duros.

Esferas: aunque por diseño no son muy eficientes, se utilizan en algunas aplicaciones en donde se requiere la versatilidad de negociar codos de radio corto. Normalmente son usadas como selladores aunque hay algunas sólidas con cepillos, lija o pernos para algunas funciones de limpieza. En su utilización se



debe tener cuidado en caso de que existan Tees o algunos elementos en la tubería que puedan causar que la esfera se detenga.

3.4.1.2. Diablo Obturador Inteligente Autónomo (PSI SmartPlug)

El SmartPlug es un sistema de obturación de ductos, a control remoto (sin cables de control), certificado por DnV para servicio en gasoductos y oleoductos de todos los diámetros, de bloqueo doble con relevo de presión anular, para alta presión, corriente bi-direccionalmente, y operado enteramente a control remoto, usando el sistema propietario de PSI de control y comunicación a través de la pared del ducto, lo que hace posible la operación del sistema obturador en cualquier punto en el ducto, no siendo necesario reducir la presión del mismo o evacuar su contenido.

Una vez que la unidad se ha corrido a la posición deseada y se ha activado remotamente, la sección aguas arriba del ducto puede ser despresurizada, permitiendo la ejecución de obras de construcción y mantenimiento a presión hidrostática en el caso de ductos submarinos, o atmosférica en el caso de obturación en superficie.

Los sistemas de obturación SmartPlug son típicamente de obturador doble, con presión de trabajo de 200 kg/cm^2 , para codos de hasta 1.5 diámetros y servicio a 80 grados centígrados.

La comunicación con el SmartPlug se efectúa a través de señales acústicas o electrónicas enviadas a la antena situada en el exterior del ducto, no siendo afectada por revestimiento de concreto reforzado y enterramiento en sedimento marino o roca protección de hasta cuatro metros de profundidad, la cual se comunica con el SmartPlug a través de la pared del ducto usando ondas electromagnéticas de ultrabaja frecuencia. Todos los parámetros críticos, como la presión de aguas abajo, presión anular (entre los dos módulos obturadores), presiones hidráulicas, etc., se observan continuamente.

El diseño del SmartPlug es totalmente fiable, mientras exista una diferencia de presión sobre el sistema de obturación, este se mantendrá activado. Falla de sistema de control no afecta su efectividad ni su seguridad. Además de haber cumplido con los requerimientos de DnV con respecto a la certificación, el SmartPlug se ha utilizado con 100% de éxito mundialmente en ductos de 10" a 40" de diámetro.

El sistema SmartPlug consiste en un Centro de Control que comprende un Módem acústico o cable de control (dependiendo del tipo de aplicación), una antena de comunicación ELF (ECL), y el tren de obturación, que consiste en dos diablos de propulsión que contienen el sistema de comunicación y control remoto, y dos módulos de obturación. El diseño está basado en tecnología demostrada, y en el uso de elemento interdependientes diseñados para dar un 100% de garantía. El



sistema SmartPlug esta diseñado para sellar hasta 200 kg/cm^2 y la presión diferencial máxima es de 250 kg/cm^2 .

3.4.1.3. Diablos de propulsión.

Estos se utilizan para propulsar el sistema de obturación SmartPlug por el interior del ducto. Estos se encuentran en cada extremo del sistema, uno de ellos contiene el RAS (sistema de comunicación y control remoto, que opera el sistema hidráulico de actuación), unido a los módulos de obturación a través de tubos hidráulico. El SmartPlug ha sido diseñado para transitar codos con radios de tres diámetros, conectores mecánicos de tubería, y reducciones en el diámetro interior del ducto. En ciertos casos, es posible transitar codos con un radio de 1.5 diámetros. El control del SmartPlug se efectúa a través de una computadora conectada a un módem acústico (o conectada directamente a la antena usando cable digital), que se comunica con el ECL situado cerca del ducto donde se encuentra el SmartPlug. El ECL se comunica con el SmartPlug a través de la pared del ducto usando ondas electromagnéticas de ultrabaja frecuencia (ELF).

Entre las aplicaciones típicas se tienen:

- Reparación de válvulas de superficie o submarinas
- Reparación o cambio de riser
- Reparación de ductos
- Instalación/mantenimiento de válvulas submarinas
- Eliminación de válvulas submarinas en ductos nuevos
- Mantenimiento/reparación de instalaciones submarinas
- Prueba hidrostática de ductos
- Modificación de sistema de ductos
- Modificaciones a través de soldadura hiperbárica
- Instalación de juntas "Y" ó "T"
- Conexión de ductos submarinos en seco

3.4.1.4. Diablos de última generación

Para conocer las condiciones físicas internas y la ubicación exacta por coordenadas tridimensionales en que se encuentra la red de ductos, PGPB programa realizar inspecciones internas con dispositivos denominados "diablos Geoposicionadores"



Características:

- Sistema de navegación inercial
- Ubicación de curvas.
- Medición de curvas
- Localización de la inspección

- Calibración
 - Ubicación de abolladuras
 - Ovalamientos y arrugas

- Odómetro
 - Cadenamiento del ducto

- Detección de soldaduras
 - Longitud de juntas soldadas

Modularidad

Dado que el sistema de navegación se aloja en un solo módulo del diablo, éste puede ser incorporado a otros tipos de equipos de inspección interior de ductos.

Beneficios:

- Planos, perfiles y características reales del ducto.
- Coordenadas geográficas continuas del ducto
- Localización precisa de curvas, válvulas y uniones soldadas
- Localización precisa de los defectos y anomalías detectadas por el equipo instrumentado

3.5. Análisis de integridad.

3.5.1. La integridad mecánica.

El concepto de integridad mecánica surgió en los años ochenta como una respuesta al problema del envejecimiento de plantas, pues en esa época, muchas de las grandes plantas industriales construidas en los años de bonanza económica estaban por conseguir financiamiento para la sustitución de instalaciones industriales y las mayores restricciones ambientales para la construcción de nuevas plantas, la industria se vio en la necesidad de evaluar la operabilidad de sus instalaciones para determinar si eran aptas para funcionar más allá de su vida proyectada. Al mismo tiempo era necesario definir qué acciones deberían tomarse para lograr tal operatividad. A esta condición de estar "apto para el servicio" se le



llamó integridad estructural o mecánica y al procedimiento para su evaluación se le llamó “análisis de integridad”.

En la práctica, el análisis de integridad es un sistema de procesamiento de información que permite evaluar cualitativamente la capacidad de un componente, equipo o instalación para desempeñar la función para la cual fue diseñado.

Con el período de vida requerido y los márgenes de seguridad requeridos. Para ello, el análisis de integridad requiere de una serie de insumos de información que será procesada y de este proceso se obtienen los productos principales que son:

1. Las condiciones de operación para garantizar la seguridad y durabilidad.
2. El programa de reparaciones, refuerzos y modificaciones para garantizar el punto 1.
3. Los programas de inspección y mantenimiento a aplicarse en lo sucesivo para garantizar el punto 1.

La figura No. 7 muestra esquemáticamente el proceso de análisis de integridad, en la cual los insumos son transformados en los productos a través de un proceso de cálculo que se apoya en la mecánica de fractura y que busca conocer tres cantidades fundamentales:

- La carga o presión de falla, denominada “resistencia residual”.
- El tamaño de defecto que propicia una falla en condiciones normales de operación, denominada “tamaño crítico”.
- La rapidez de crecimiento de defecto.

Los datos y modelos matemáticos involucrados en estos cálculos quedan fuera del alcance de este trabajo, pero es importante mencionar lo que el AIM (Análisis de Integridad Mecánica) realiza con tales resultados. La figura 9 muestra de manera esquemática lo anterior.

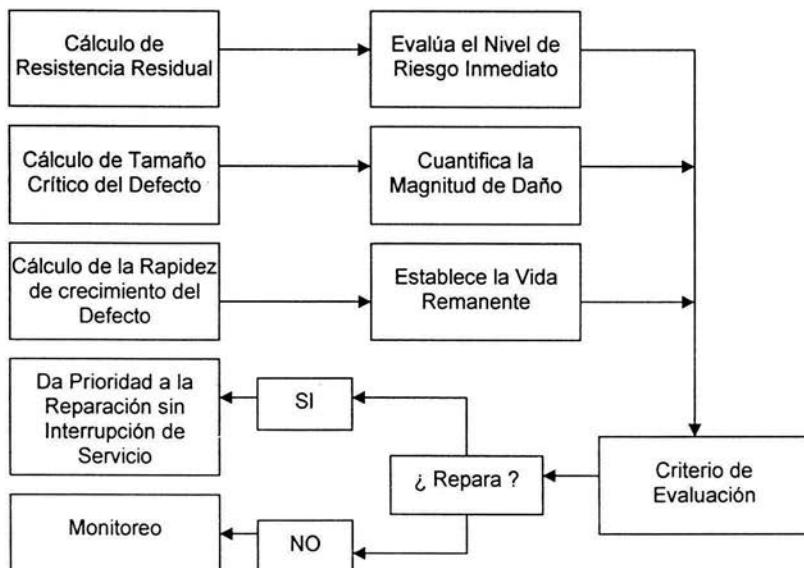


Figura No. 9 Proceso de Análisis de Integridad.

La integridad mecánica se constituye por todas las actividades que aumenten la confiabilidad de los equipos y la disciplina operativa, incluyendo los componentes y sistemas de tubería, equipo de potencia y auxiliar, sistemas de emergencia y estructura de soporte, dividiéndose en cuatro elementos:

Construcción

Las actividades de fabricación e instalación deben efectuarse con procedimientos escritos que cumplan con las especificaciones técnicas aprobadas en la fase de diseño, que incluyen medidas de control de la integridad mecánica a través de un programa de inspecciones y pruebas. Cuando las actividades son efectuadas por proveedores o contratistas, la instalación debe asegurarse que estas entidades aplican sistemáticamente los procedimientos durante todo el proceso. Lo anterior puede efectuarse por medio de sistemas de auditorías, vigilancias, puntos de inspección etc., documentados. En cualquier caso, es recomendable seleccionar para atestiguamiento físico puntos de detección de secuencias críticas del proceso (pruebas, ensayos no destructivos finales, soldaduras, maniobras de izaje, identificación de materiales, apriete final de pernos, etc.



Operación

La operación de los sistemas donde estén instalados los equipos y componentes, deberá efectuarse con procedimientos escritos que identifiquen limitaciones, condiciones y parámetros operativos que protejan su integridad mecánica.

En adición a lo anterior, la instalación deberá de disponer de programas de inspección, pruebas y mantenimiento para vigilar y mantener su integridad mecánica. Los programas de inspección y pruebas deben formularse para aquellos equipos, componentes y sistemas que se consideran esenciales o críticos par la operación segura de la instalación.

Mantenimiento

Los programas de mantenimiento que consideran como herramientas a las inspecciones y pruebas, deben implantarse disponiendo de los siguientes requisitos:

- Procedimientos de mantenimiento y prácticas de trabajo
- Capacitación y entrenamiento del personal de mantenimiento en la aplicación de los procedimientos
- Procedimientos de control de calidad que aseguren que los materiales de mantenimiento y pares de repuesto cumplan con los requisitos de la especificación de diseño original
- Procedimientos que aseguren que el personal de mantenimiento, contratista o de Pemex, estén calificados para la actividad.

La frecuencia del mantenimiento deberá seguir las recomendaciones del fabricante y la normatividad de Pemex,

3.5.1.1. Resistencia residual.

El cálculo de la resistencia residual evalúa el nivel de riesgo en el momento, esto es: qué tan inminente es la falla. Por ejemplo, si la presión de falla de un ducto es de 100 kg/cm^2 y la presión de operación es de 50 kg/cm^2 , entonces la falla es poco inminente, dependiendo de la posibilidad de que la presión aumente a 100; pero si la presión de falla es de 51 kg/cm^2 , entonces es muy probable que la falla ocurra pues hay una alta posibilidad de tener un 1 kg/cm^2 extra de presión en el sistema, ver Figura No. 10

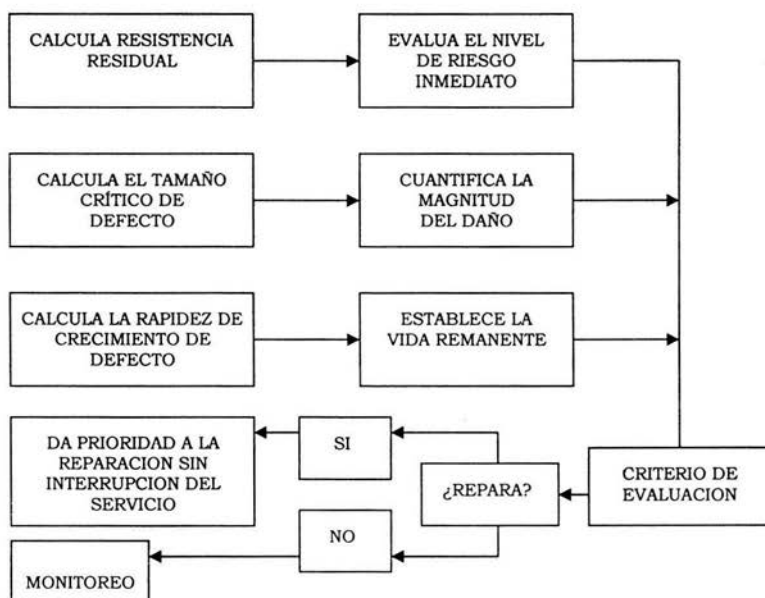


Figura No. 10 Diagrama del cálculo de la resistencia residual.

El tamaño crítico de defecto por su parte, cuantifica la magnitud del daño, o sea proporciona una medida del grado de avance del defecto. Esto es necesariamente se relaciona directamente con la resistencia residual, pues depende de la naturaleza del defecto, así hay defectos que sólo se vuelven peligrosos cuando están muy cerca de su tamaño crítico, como la pérdida localizada de metal o las laminaciones, mientras que otros defectos disminuyen rápidamente la resistencia en sus primeras etapas de crecimiento, como las grietas, de modo que para tener una mejor idea del comportamiento hacia la falla, es necesario conocer la variación tanto de la resistencia residual, como del tamaño crítico de defecto. Esta variación se presenta en forma de gráfica llamadas "diagramas de resistencia residual" o diagramas de análisis de falla.

Finalmente, la rapidez de crecimiento de defecto permite calcular el tiempo que tarda un defecto en alcanzar su tamaño crítico desde un tamaño detectado en la inspección. Este tiempo es la "vida remanente".

Conociendo el nivel de riesgo, la magnitud del daño y la vida remanente, se tiene entonces una poderosa información que bajo los criterios adecuados permite sobre una base mucho más amplia que la comparación con un valor fijo (como ocurre en el análisis basado en normas), determinar si una reparación es necesaria o no.



La profundización en el entendimiento de la naturaleza y comportamiento de defectos que implica el AIM proporciona también pautas para realizar una selección o diseño de la técnica de reparación que dé prioridad a la comunidad del servicio y en caso de no requerir reparación, indica los parámetros necesarios para un monitoreo eficiente del componente.

En la figura No. 11 se presentan otros insumos del AIM que son definidos como elementos intrínsecos. Estos son:

Normas: establecen los márgenes y requerimientos específicos de seguridad que deben ser respetados en todo momento por el AIM.

Modelos: son expresiones matemáticas, simuladores o modelos físicos que permiten evaluar cuantitativamente el efecto de una anomalía o característica física en la capacidad de operación del componente analizado. En el AIM esta capacidad se establece por la resistencia residual y la vida remanente.

Criterios: son los elementos de juicio que determinan los productos finales del análisis.

Incorporación de la normatividad al AIM

Un aspecto muy importante del AIM, es que éste no debe violar la normatividad vigente en sus esenciales para garantizar la seguridad. Por ello el AIM incorpora los factores de seguridad establecidos en las normas. La manera de incorporar tales factores de seguridad es precisamente en los cálculos de resistencia y vida residual.

El diagrama de la figura No. 9 muestra un diagrama de resistencia residual (DRR) hipotético. La curva representa la disminución en la resistencia residual provocada por el crecimiento del defecto y los diferentes niveles de resistencia o presión de operación se ubican sobre esta curva. El nivel más alto de resistencia se tiene, obviamente, cuando no hay defectos y está determinado por las propiedades mecánicas y geometría del componente, siendo por tanto la "resistencia natural" del mismo; al afectar esta resistencia natural por el factor de seguridad se obtiene la resistencia de diseño, que es en teoría el nivel máximo permisible de operación. La presencia y crecimiento del defecto disminuye la resistencia natural y la convierte en una resistencia residual, la cual si llega a ser igual o menor que la carga o presión de operación, implica una falla inminente



Figura No. 11 Diagrama de Resistencia Residual

Cuando se multiplica la resistencia residual por el factor de seguridad se obtiene un valor que es el "nuevo nivel máximo permisible de operación" para garantizar que se conserve el margen de seguridad requerido por la norma, la presión de operación debe estar por debajo de este nivel. Si la presión es mayor se incurre en un riesgo y se debe hacer una reparación. La prioridad de la reparación puede establecerse en términos de la proximidad relativa de la presión actual de operación con la presión de falla. Así si la presión de operación es cercana a la presión de falla la prioridad debe ser alta y viceversa.

3.5.1.2. Diferencia entre el análisis de riesgo (AR) y el AIM

Los AR y AIM requieren insumos de información muy similares; pero la forma de tratar la información y los cálculos realizados son muy diferentes.

El análisis de riesgo es una postulación de los posibles escenarios de falla y analiza su impacto en el sistema productivo, el entorno ambiental y prevé los daños a personas y bienes, estableciendo el nivel de riesgo como un índice que intenta cuantificar la suma de estos efectos. Para ello realiza simulaciones del comportamiento de los componentes bajo situaciones inesperadas o peligrosas, estableciendo el posible efecto en el entorno y sobre todo incursiona en cálculos probabilísticos para establecer el potencial de riesgo de un componente.

El AIM, por su parte, es una evaluación cuantitativa del nivel de resistencia y rapidez de crecimiento de daño en un componente bajo condiciones de operación preestablecidas (normales, paro-arranque, sismo, etc.), sin considerar los efectos



que esta falla pudiera causar en el entorno. Para ello, los cálculos realizados en el AIM son principalmente determinísticos, es decir buscan establecer con la mayor precisión posible la resistencia y vida remanente, dichos en términos coloquiales, el análisis de riesgo se encarga de cuantificar la probabilidad y efectos de una falla, mientras que al análisis de integridad cuantifica la propensión a una falla, sin importar sus efectos. En la práctica, el análisis de riesgo y el análisis de integridad no se contraponen y en el concepto de integridad mecánica, como se establece en el elemento 17, el análisis de riesgo es una actividad que puede realizarse simultáneamente al análisis de integridad, las cuales priorizan los elementos y componentes donde se enfocará el mantenimiento subsecuente.

3.6. Sistema de protección catódica

Durante años se ha luchado por evitar que el fenómeno electroquímico de la corrosión provoca en su infraestructura metálica de transporte de hidrocarburos (poliductos, oleoductos, tanques, etc.), esto se ha hecho con el objeto de evitar las repercusiones económicas, ambientales y sociales que una fuga de hidrocarburos puede provocar.

En este trabajo se pretende de una manera sencilla hablar de la modernización de los sistemas de protección catódica de la red Nacional de ductos de PEMEX Refinación, mediante la instrumentación primaria, hardware de monitoreo, telecontrol y automatización de equipos, hardware de telemedición de potenciales de protección catódica en segmentos de ductos, integración de bases de datos históricos, sistemas de información operativa tanto a nivel regional como a nivel central.

Así mismo se pretende coadyuvar a mitigar el fenómeno de la corrosión exterior, incrementando el control en la operación y supervisión de los sistemas de protección catódica, con el propósito de hacer estos más confiables y precisos, detección inmediata actos de vandalismo y/o sabotaje, interrupciones en el suministro de energía eléctrica y contar con un diagnóstico remoto de las causas de falla de un equipo.

Los métodos electromagnéticos superficiales, tiene hoy en día una amplia gama de aplicaciones en diversas áreas técnicas como son: protección ambiental, ingeniería geofísica, ingeniería civil e inspección de ductos. Es ésta última en particular, es imprescindible dar solución a problemas que incluyen la determinación de la posición, trayectoria y perfil de las redes de tuberías, la identificación y delimitación de zonas con cambios en su aislamiento, así como la evaluación del funcionamiento de los sistemas de protección catódica la cual depende de la resistencia de fuga determinada por la resistencia de aislamiento y la resistividad de las formaciones donde esta ubicada la tubería.

La base de la metodología electromagnética la constituyen las mediciones del campo magnético producido por una corriente que fluye en la tubería. El



comportamiento del campo magnético sobre la tubería permite determinar la posición y profundidad del ducto subterráneo y la variación de su valor máximo a lo largo del ducto proporciona información sobre el funcionamiento del sistema de protección catódica y el estado de su aislamiento.

En términos generales se pueden mencionar dos sistemas de protección catódica: electrodos de sacrificio y sistemas con estaciones eléctricas que usan rectificadores en las cuales se rectifican frecuencias industriales. En este sistema además de corriente directa se produce una corriente alterna que corresponde a la segunda armónica con frecuencia de 120 Hz. Cabe notar que las mediciones en frecuencias infrabajas (CD) tienen dificultades técnicas de medición con antenas magnéticas inductivas y requieren el uso de magnetómetros de tipo flux gate. En estos casos para evitar problemas técnicos de medición del campo magnético se usa la segunda armónica de corriente o se aplican generadores externos con frecuencias bajas (100 1000 Hz).

La metodología de la inspección de ductos por medio de los métodos electromagnéticos superficiales, técnicas de mediciones experimentales e interpretación cualitativa de datos fue considerada en (Shevnin, Modin, 1999). La aplicación de las líneas de transmisión para aproximación de tuberías metálicas en frecuencias bajas y el modelado e interpretación cuantitativo del campo magnético sobre ductos fue realizado en (Mousatov, Nakamura, 2001).

El sistema de CP por ánodos de sacrificio es usado exclusivamente para la protección de ductos que distribuyen gas, pero se aplican más como medida de remedio para áreas en problemas en los sistemas de transportación en ductos.

3.6.1. Mediciones del campo electromagnético

Actualmente, los métodos geofísicos electromagnéticos superficiales y, en particular, las mediciones del campo magnético creado por una corriente que fluye a lo largo del ducto, permiten dar una solución efectiva a problemas que incluyen: determinación de la posición y profundidad de la tubería, estimación del estado de su aislamiento y de la calidad de su protección catódica entre otros. Técnicamente el campo electromagnético se mide sin contacto directo con la tubería, y utiliza el sistema de protección catódica instalado como fuente de excitación. En este caso la distribución del campo magnético proporciona información sobre la trayectoria geométrica de los ductos, daños del revestimiento y el estado de la protección catódica. Esta tecnología permite realizar el control periódico y la verificación rápida sin excavaciones de anomalías destacadas por otros métodos de inspección, incluyendo tecnologías internas de exploración y de observaciones aéreas.

3.6.2. Diagnóstico integral (CIS, DCVG).

La prevención de la corrosión juega un papel relevante en la integridad de los ductos, por lo que su mantenimiento debe basarse en los resultados integrales de

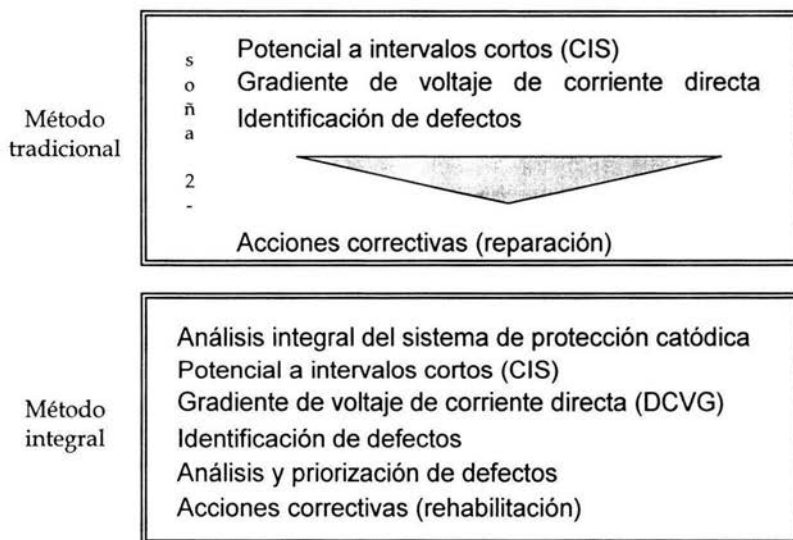


funcionalidad y efectividad tanto del sistema de recubrimiento anticorrosivo del ducto como de la protección catódica.

La funcionalidad y efectividad de estos sistemas complementarios de protección se determinan en forma indirecta mediante la aplicación de las técnicas llamadas de potencial a intervalos cortos "CIS" y la de gradiente de voltaje de corriente directa "DCVG" mismas en las superintendencias de ductos se realizan a través de contratos con terceros.

Es práctica actual que el mantenimiento exterior de ductos se realice en dos fases, la primera para detectar las anomalías de ambos sistemas y la segunda para llevar a cabo las acciones correctivas necesarias.

En la primera se registran potenciales cortos y los trabajos de DCVG, éstos últimos en función a los resultados de los potenciales obtenidos, para que el análisis conjunto origine, en un informe final de resultados, las recomendaciones o acciones correctivas ya sean de rehabilitación de recubrimiento o de mejoras al sistema de protección catódica. Con esta información la Superintendencia contemplará mediante un contrato con un tercero, una segunda fase para la implementación y ejecución de las acciones correctivas.



Este mecanismo origina algunos inconvenientes para proporcionar un mantenimiento efectivo, por ejemplo retraso en la rehabilitación, alcance limitado en la funcionalidad y efectividad de los sistemas, participación de diferentes



compañías en la problemática (detección-rehabilitación), retraso en ejercicio presupuestal, entre otros.

Con base a lo anterior se hace necesario establecer una metodología que permita proporcionar de manera integral el mantenimiento exterior a los sistemas de protección contra la corrosión, que la compañía contratada sea la responsable de detectar las fallas en los recubrimientos y en la protección catódica realizando ella misma las acciones correctivas que garanticen la funcionalidad y efectividad de los sistemas. De esta forma el alcance incluirá la rehabilitación del recubrimiento, reforzamiento de camaras anódicas, optimización del diseño, aislamiento eléctrico, porcentaje de área descubierta, localización de puentes eléctricos, interferencias, etc.

El contar con una metodología integral para el mantenimiento exterior permitirá eliminar el uso de corrientes de protección que pueden poner en riesgo la integridad mecánica de los ductos ya sea por deterioro del recubrimiento o por otros fenómenos asociados a una sobreprotección, además de unificar criterios entre los especialistas de las superintendencias.

3.6.3. Programas de limpieza / selección de diablos.

Para que un programa de limpieza tenga éxito, debe llevarse a cabo con las herramientas adecuadas y si reconocemos también que cada línea es única y con variables particulares, no es posible dar recetas específicas para casos generales. A continuación se considerarán las diferentes fases de la vida de una línea y se sugerirán diablos para cada una de estas fases. Esto naturalmente debe usarse como una guía.

Es conocido que durante la fase de construcción de una línea, gran cantidad de materiales extraños como varillas de soldadura, espaciadores, piedras, palos y cosas aún más grandes se quedan dentro de la tubería. En todos los casos al contratista se le exige que entregue la línea limpia de todos estos materiales. Este trabajo se debe de hacer previo a la prueba hidrostática, pero a veces se deja hasta el último o se hace previo a la puesta en marcha. Para este trabajo normalmente utilizan un mínimo de diablos, quizás un diablo calibrador y un mínimo de pasadas.

Naturalmente depende del uso que se le va a dar a la línea, pero para hacer bien este trabajo, se recomienda el uso de diablos con cepillos y ya sea con copas rectas o diablos con discos guía. Se recomienda también el uso de Polly Pigs con cepillos.

Cuando se requiere un alto nivel de limpieza, hay que recordar que no bastan 2 ó 3 corridas y que el óxido o la basura tienen que transportarse a lo largo de toda la línea. Hay ocasiones en que hay que efectuar varias decenas de corridas para alcanzar el nivel de limpieza requerido. Es muy importante considerar que una tubería que se deja sucia puede causar problemas operacionales serios. La



basura que se queda en las paredes o en el fondo puede, entre otras cosas, guardar humedad, contaminar un producto o afectar la efectividad de los inhibidores.

En las normas actuales de Petróleos Mexicanos no se establece en periodo determinado para efectuar estas corridas de inspección y se deja a juicio del usuario si se debe inspeccionar la tubería con estas herramientas y con qué frecuencia. La propuesta en este caso es la de utilizar como base un análisis de riesgos y de integridad de la tubería para determinar cuando, se debe de llevar a cabo una inspección con diablo instrumentado, ya que el análisis de riesgos nos proporciona una idea más precisa de las condiciones generales del ducto en el momento en que se hace el análisis y permite estimar si el diablo instrumentado es la mejor opción considerando el balance entre disminución de riesgo y costo.

3.7. Clock Spring®

El Clock Spring® es un producto patentado, es un método versátil y efectivo para la reparación de tubería el cual suministra un refuerzo estructural permanente para tubería externamente corroída y/o mecánicamente dañada teniendo un mínimo de 20% de espesor de pared restante. La apropiada instalación restaurará la total firmeza en la zona de reparación.

La función de una adecuada instalación del Clock Spring® es impedir combaduras en la zona de falla. La carga se transfiere desde el tubo degradado al acabado compuesto unidireccional.

La "trayectoria de transferencia de carga" es desarrollada por lo siguiente:

- Llenando todos los vacíos con un patentado material rellenedor altamente compresible y firme.
- Enrollando la manga patentada Clock Spring® alrededor del tubo mientras se esté aplicando el adhesivo.
- Prensando la manga Clock Spring® usando "la matriz de memoria" del compuesto, ocasionando simultáneamente extrusión al material de relleno en todos los espacios tratados.
- Curando el adhesivo para formar un único refuerzo estructural continuo.

Acoplado la facilidad de instalación con la flexibilidad del Clock Spring®, le permite a un producto dirigir una amplia gama de condiciones para tamaños de tubo de rangos desde 4" a 56" de diámetros.

Las aplicaciones para las cuales la Tecnología del Clock Spring® es apropiada son las siguientes:



- Defectos de corrosión general (80% max. Mediante defectos de pared)
- Fallas mecánicas de “embotado”
- Zona de reparación de soldadura circunferencial (corrosión o daño mecánico)
- Fallas asociadas con dobladuras y codos con curvaturas de radio de línea central $\geq 3R$
- Inhibidor de agrietamientos (como una medida preventiva para sistemas de tubos dúctiles)

Además de suministrar una reparación permanente para fallas externas, la tecnología Clock Spring® puede también ser utilizada para proporcionar un “refuerzo temporal” para fallas asociadas con la corrosión interna, se hace mención que el Clock Spring® no detendrá el mecanismo de corrosión o la rata de pérdida del metal asociada con la corrosión interna.

La filosofía de empaque del kit Clock Spring® ofrece la capacidad para reparar tubos defectuosos en ubicaciones remotas. Las reparaciones pueden estar finalizadas y listas para la aplicación de revestimiento del tubo y “relleno” (si es aplicable) aproximadamente 2 horas después de la instalación.

El producto Clock Spring® está destinado para ser usado para la reparación y refuerzo de tuberías que tengan corrosión externa y/o fallas mecánicas o como un inhibidor de agrietamientos sobre tuberías de alta presión.

El Clock Spring® es utilizado para reforzar tuberías con defectos de corrosión en la pared exterior que tenga profundidades hasta 80%. Antes de que el Clock Spring® sea instalado sobre la sección corroída, los subproductos de corrosión flojos deben quitarse. Para fallas que excedan el 30%, GRI-WRAP debería ser usado para verificar que el refuerzo será aceptable.

En la mayoría de los casos de daños mecánicos, tales como abolladuras y grietas en la pared exterior de tubo, pueden ser reparados con el Clock Spring®. Se deben seguir los pasos adecuados para determinar el tipo de defecto para reparar fallas mecánicas antes de usar el Clock Spring® (debe estar de acuerdo con B31G). El Clock Spring® nunca debe usarse para reforzar fallas “afiladas”. El sistema únicamente aplicable para fallas “embotadas, romas”, algunas fallas afiladas o puntiagudas” pueden limarse hasta lograr superficies “romas, embotadas” si es considerado prudente y seguro por el operador de la línea.



4 DESARROLLO DEL PROGRAMA DE CALCULO

4.1. Los Sistemas de Información.

Las exigencias de los usuarios respecto a sistemas de información más flexible, adecuados y eficientes, que permitan un óptimo rendimiento de los datos compensando las importantes inversiones que su recopilada, almacenamiento y proceso llevan consigo, ha obligado a dedicar una mayor atención a los datos y a su estructuración, buscándose una gestión más racional de la información en su conjunto, la cual ha pasado de ser considerada como un recurso fundamental de la organización.

La creación de un sistema de información tiene dos aspectos claramente diferenciados, aunque entre ellos exista una fuerte interrelación: los datos y los tratamientos. Si bien la concepción del sistema de datos y la del conjunto de tratamientos no puede realizarse de forma independiente, los problemas a resolver son de naturaleza distinta y nuestro objetivo en esta obra se centra en los datos.

A medida que los diseñadores de sistemas de información se van convenciendo de la trascendencia que la gestión racional de los datos tiene para conseguir el desarrollo coherente y eficaz de estos sistemas, las bases de datos empiezan a ocupar un primer plano en las áreas de interés de los informáticos y de los usuarios.

Sin embargo, a pesar de sus casi tres décadas de existencia, de sus miles de usuarios a lo largo del mundo entero y de la extraordinaria atención que han dedicado a los temas científicos y técnicos de reconocida valía, la concepción de una base de datos sigue siendo una tarea larga, difícil y costosa que no debe improvisarse, ya que lleva consigo una serie de actividades de decisión y planificación muy complejas y variadas.

Estas dificultades inherentes al diseño de una base de datos han de tener una adecuada respuesta metodológica.

4.2. Las Bases de Datos.

El problema de la información está estrechamente relacionado con el desarrollo económico y social. La investigación, la planificación y la toma de decisiones exige una información precisa, oportuna, completa, coherente y adaptada a las necesidades específicas de cada usuario y de cada circunstancia.

Si se analiza la evolución de los distintos sectores económicos en los últimos años, se comprueba la expansión excepcional que la información ha tenido en relación con otros sectores, llegándose a calificar esta expansión, y los profundos cambios a los que ha dado lugar, como segunda revolución industrial, marcando el comienzo de una nueva era en el desarrollo de la humanidad.



Las bases de datos constituyen una parte importante y fundamental del sistema de información, teniendo su razón de ser en la existencia misma de éste.

El estudio de los datos relativos a la evolución de los sectores económicos en Estados Unidos – país que marca la pauta en este campo –nos puede servir de orientación sobre unas tendencias que también van imponiéndose claramente en los demás países.

Nadie en estos momentos puede poner en tela de juicio la importancia de la información, importancia que provoca una fuerte demanda de este bien, siendo preciso analizar, además de los condicionantes tecnológicos, el marco legal e institucional en el que se inscribe en desecho a la información.

La información es considerada, junto con la materia y la energía uno de los componentes fundamentales de la naturaleza, siendo, al igual que la energía, vital para el desarrollo de los pueblos.

Servan-Schreiber (1980), al destacar la enorme importancia de la información, dice que en la lucha de selección de las especies vivientes los vencedores han sido siempre los que han dispuesto de mayor información.

El libro *Gestión de la información como recurso* es una guía que nos muestra las oportunidades y las estrategias para los gestores de la información, donde se enseña cómo administrar este recurso, ya que las organizaciones que sobresaldrán en las próximas décadas serán aquellas que administren la información como recurso fundamental [Synnot (1981)].

Con una visión mucho más general, se puede considerar que la información, al igual que la materia y la energía, constituye un recurso fundamental, un bien en el sentido económico, que ha de ser utilizado en cualquier actividad humana.

En general, el valor de la información va disminuyendo con el transcurso del tiempo*, e incluso, después de cierto momento, puede llegar a perder totalmente la relevancia que pudiera tener. En la figura No. 12 se representan algunos ejemplos del valor de distintos tipos de información en función del tiempo. Como puede observarse, según el tipo de información de que se trate, la pérdida de valor será más o menos rápida.

Otra cualidad que ha de tener la información es la plenitud, lo que signifique que ha de ser completa para cumplir sus fines.

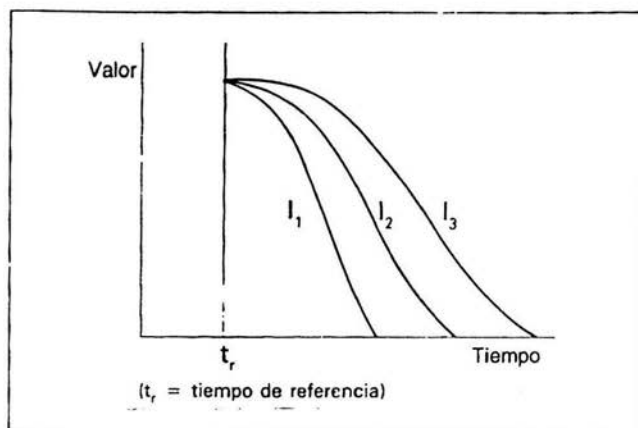


Figura No. 12 Valor de la información en función del tiempo.

La información que se suministra al usuario tiene que tener también significado, es decir, ha de tener el máximo contenido semántico posible, ya que sin él no sería verdaderamente información. Esto lleva a que ha de ser comprensible e interesante, lo que supone no proporcionar a los usuarios grandes masas de información que por su volumen no pueden ser asimiladas. Un volumen de información justo es condición indispensable para que ésta sea significativa. Cuando se realiza el diseño de un sistema es preciso tener en cuenta que la información suministrada por éste ha de ser, además fácilmente interpretable, solo la necesaria y suficiente para que se cumplan los fines propuestos.

Asimismo, toda la información contenida en el sistema debe ser coherente consigo misma, siendo ésta una característica fundamental del sistema de información que permitirá obtener resultados concordantes. Esta coherencia interna ha de ir unida a una consistencia respecto a las reglas semánticas propias del mundo real, es decir, la información además de ser consistente en si misma, ha de representar lo más fielmente posible el mundo real, cualidad que en las bases de datos se suele conocer con el nombre de integridad, y que coincide en gran parte con el concepto que hemos definido como precisión. Date (1983) considera sinónimos ambos conceptos.

Es preciso también atender a la seguridad de la información, ya que ésta ha de ser protegida tanto frente a su deterioro –por causas físicas o lógicas –como frente a accesos no autorizados.

Todos estos requisitos de la información es necesario tenerlos muy presentes cuando se están haciendo los estudios que llevarán a la implantación de un sistema de información. Hay que buscar el punto de equilibrio necesario para alcanzar los objetivos del sistema a un coste aceptable, ya que cuantas más cualidades reúna la información más se incrementará su precio.



4.3. Requerimientos del sistema.

El concepto de sistema, término del cual puede que se haya abusado en los últimos tiempos, se aplica a los fenómenos más diversos y a veces sin demasiado rigor. Se trata de una noción difícil de precisar, posiblemente debido a la dosis de relatividad que este concepto lleva consigo.

La real Academia Española define el vocablo sistema como "Conjunto de cosas que ordenadamente relacionadas entre sí contribuyen a un determinado objetivo".

Todo sistema de información formal se diseña a fin de satisfacer las necesidades de información de una organización (empresa o cualquier tipo de institución pública o privada) en este caso estamos hablando de Pemex Gas y Petroquímica Básica. La cual pretende, mediante un SI, establecer un costo-beneficio al seleccionar una serie de proyectos de reducción de riesgo que nos proporcione un mayor beneficio en cuanto a vida útil y costos se refiere.

Como primer paso para la utilización del SI, es necesario contar cierta información que el sistema requiere para poder aprovechar al máximo el recurso. Se requiere, se cuente con un análisis de riesgo del sistema de transporte (ducto) para detectar las condiciones críticas del ducto en términos de riesgo de falla. Una vez identificados los segmentos críticos, es recomendable tener las longitudes de estos, con el fin de obtener distancias absolutas para fines de cálculos.

También se requiere contar con los costos de cada una de las actividades que se desean aplicar mencionadas en los proyectos óptimos de ejecución, esto con el fin de obtener el costo real por kilómetro para la reparación o rehabilitación que sea necesaria aplicar al segmento.

Otro de los puntos importantes que vale la pena mencionar, es la identificación del nivel de riesgo de cada uno de los segmentos por evaluar. Se debe hacer un análisis de cada uno de estos segmentos kilómetro a kilómetro y ver en que nivel se encuentran, ya que existe un apartado del SI, donde se debe especificar si el nivel de riesgo es tolerable, administrable o intolerable.

Proponer proyectos de reducción de riesgo de los cuales se identifiquen los más apropiados en cuanto a costo-beneficio se refiere.

El SI es alimentado con los datos de la propia organización y de fuentes externas, y sus resultados ha de ser la información que dicha organización necesita para su gestión y toma de decisiones; por otra parte, los directivos de la organización tendrán que marcar los objetivos y directrices por los que regule el SI. Llamamos Sistema Objeto a la parte de la organización de la cual se nutre el SI y a la cual revierten sus resultados, siendo la diferencia entre los conjuntos: Organización y Sistema de Información.



4.4. Estructura del sistema.

El sistema es desarrollado en el ambiente Windows, mediante el programa Microsoft Access, el cual es un administrador de base de datos, motivo por el cual se eligió para el desarrollo del sistema, toda la estructura del programa se sustenta en el lenguaje de programación de Visual Basic.

El programa se muestra de una forma amigable al usuario de tal forma que lo va guiando mediante una serie de ventanas, las cuales se muestra a continuación:

Al ejecutar el programa de Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos, aparece una ventana principal, como se muestran en la Figura No.13, en la cual se aparecen una serie de botones, los cuales nos indican el tipo de región al cual deseamos ingresar, cabe hacer mención que al seleccionar alguno de estos, se tiene una relación directa con el incremento de la vida útil del sistema de transporte.

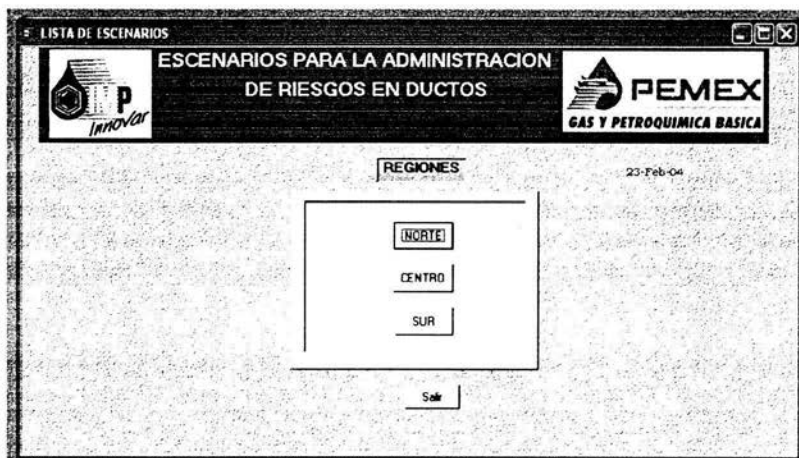


Figura No. 13 Pantalla Principal del Programa de Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos



Una vez seleccionada la región donde se efectúa la simulación, aparece una siguiente ventana (ver Figura No. 14) que nos indica introducir una clave de acceso, esto con el fin de proteger la información confidencial de la compañía para este caso de Pemex Gas y Petroquímica Básica, referente a sus sistemas de transporte que manejan.

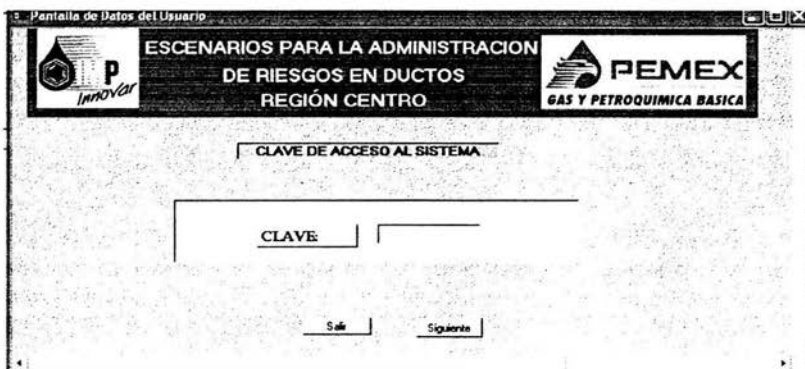


Figura No. 14 Clave de acceso al Sistema del Programa de Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos

Al introducir la contraseña, pasamos a un siguiente nivel, el cual nos indica que debemos tomar en consideración en que nivel se encuentran nuestros segmentos de estudio (ver Figura No.15), teniendo como opciones el nivel Administrable y el Intolerable, ya que ahí es donde se pueden proponer proyectos de disminución del nivel de riesgo.

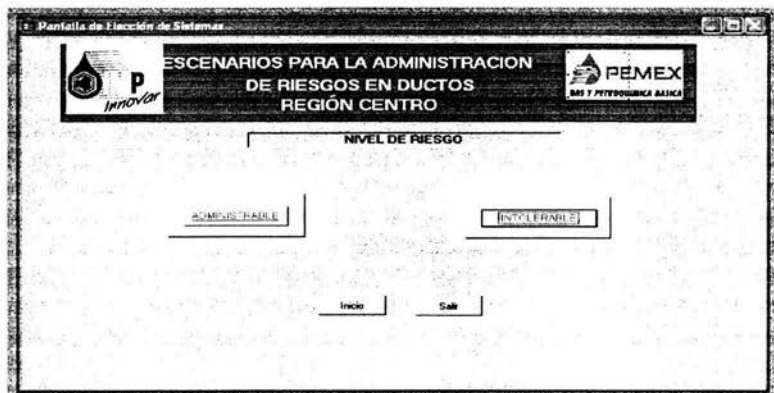


Figura No. 15 Nivel de Riesgo del Programa de Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos



Al seleccionar la opción, del nivel de riesgo Administrable, aparecen una serie de escenarios (ver Figura No. 16), de los cuales, es necesario identificar cual o cuales serían los más apropiados para disminuir el nivel de riesgo al nivel tolerable.

ESCAMERARIOS PARA LA ADMINISTRACION DE RIESGOS EN DUCTOS REGION NORTE

PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA

28-Feb-04

<input checked="" type="checkbox"/> Control de Corrosión	>	Mejora de Operación	
>	Inspección Interior	>	Reducción de MAOP/MOP
>	Rehabilitación de Recubrimiento	>	Prueba Hidrostática
>	Prevención de Tercera Partes	>	Control y SCADA

Salir

Ver Formulario

MAYUS NLM

Figura No. 16 Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos, Nivel Administrable, Región Norte.

Al seleccionar la opción, del nivel de riesgo Intolerable, aparecen una serie de escenarios (ver Figura No. 17), de los cuales, es necesario de igual modo que el Administrable identificar cual o cuales serían los más apropiados para disminuir el nivel de riesgo al nivel tolerable.

ESCAMERARIOS PARA LA ADMINISTRACION DE RIESGOS EN DUCTOS REGION NORTE

PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA

28-Feb-04

>	Mantenimiento Integral	>	Cambio de Clase de Localización
<input checked="" type="checkbox"/> Control de Corrosión	>	Reparación/ Rehabilitación	
>	Cambio de Tubería	>	Rehabilitación de Recubrimiento

Salir

Ver Formulario

NLM

Figura No. 17 Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos, Nivel Intolerable, Región Norte.



Cuando se elige algún escenario, para el caso de Mantenimiento Integral, el sistema de información nos pide llenemos una serie de campos, (ver Figura No. 18) con información que va desde el usuario, la fecha de captura, la descripción de las actividades a desarrollar, el sector, el kilometraje de inicio y fin a ser reparado, la opción de elegir más de una actividad, los costos de estas dependiendo de los sistemas o mecanismos a emplear referenciados en kilómetros. Una vez alimentados los datos necesarios por el sistema de información, éste nos proporciona los costos totales de los escenarios seleccionados, a su vez la influencia de estos en el sistema de transporte y la vida útil en años.

Costo por Unidad (M2)	Costo (M2)	Múltiplo (km)	Mantenimiento Propuesto	Vida útil en años (años)
0.00				
0.00				
0.00				
0.00				
0.00				

Actividad	Costo unit.	Costo total	Total
No. Escudo de PE	0.00		
No. Escudo de Protección	0.00		
No. Sub. de	0.00		
No. Sub. de	0.00		
Urea	0.00		

Figura No. 18 Simulación del Mantenimiento Integral del Programa de Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos, Nivel Intolerable, Región Norte.

Para el caso del escenario de Control de Corrosión, el sistema de información nos pide de igual modo algunos datos, (ver Figura No. 19) entre ellos se encuentran una serie de actividades, que se pueden seleccionar para general un grupo, que al sumarlas aportan una influencia en el proyecto de disminución del nivel de riesgo, con la finalidad de aprovechar los recursos de estas actividades y obtener una vida útil con más beneficios.

Costo por Unidad (M2)	Costo (M2)	Múltiplo (km)	Mantenimiento Propuesto	Vida útil en años (años)
0.00				
0.00				
0.00				
0.00				
0.00				

Actividad	Costo unit.	Costo total	Total
No. Escudo de PE	0.00		
No. Escudo de Protección	0.00		
No. Sub. de	0.00		
No. Sub. de	0.00		
Urea	0.00		



Figura No. 19 Simulación del Control de Corrosión del Programa de Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos, Nivel Intolerable, Región Norte.

Para cada uno de los escenarios, se muestran una serie de ventanas (ver Figura No. 20), que nos van pidiendo información relacionada con las actividades a simular, esto se verá reflejada de igual modo que las anteriores gráficas, en la influencia del proyecto, la vida útil y la disminución del nivel de riesgo, de tal modo que el sistema de información, nos ayude a efectuar esa serie de cálculos, que muchas veces se nos dificulta, todo esto, con el fin de obtener el mejor costo-beneficio en los proyectos propuestos por el usuario y así seleccionar los más apropiados.

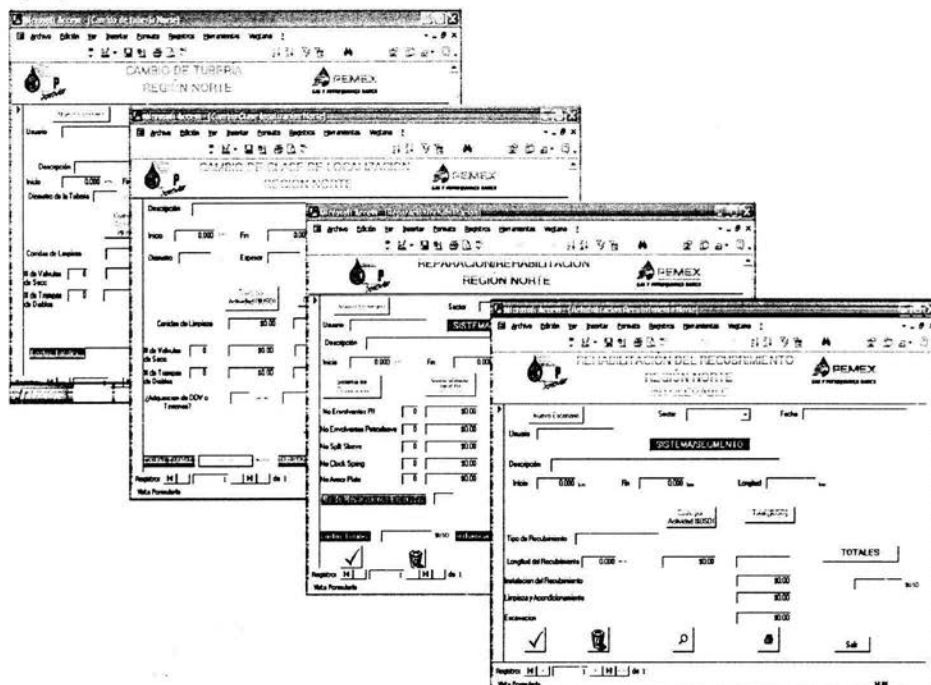


Figura No. 20 (Cambio de Tubería, Cambio de Clase de Localización, Reparación/Rehabilitación, Rehabilitación del Recubrimiento) que el Programa de Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos, presenta Nivel Intolerable, Región Norte.



5 APLICACIÓN DEL PROGRAMA A UN SISTEMA DE TRANSPORTE.

5.1 Evaluación del Análisis de Integridad en Ductos.

Para poder evaluar el análisis de coste-beneficio en la decisión de acciones correctivas y preventivas para la administración del riesgo en ductos y como medida de ejemplo para poder dar la aplicación de la Hoja de Cálculo, es necesario primeramente efectuar un análisis de integridad de ductos, y como se ha venido mencionando la herramienta de apoyo que se utilizará para la evaluación de integridad del ducto es el IAP (Integrity Assessment Program) de este modo y con fines ilustrativos, se consideró un ducto de PEMEX.

5.2. Descripción del Sistema de Transporte de Gas Natural Zona Centro

PGPB opera la Red Nacional de ductos de Gas Natural de aproximadamente 9,024 Km. de longitud y diámetros de tuberías entre 2 y 48 pulgadas de \varnothing . La red de tuberías transporta gas desde los campos o centros de suministro hacia los distintos sectores de consumo que son PEMEX, CFE, industrial y distribuidoras.

Debido a la complejidad de la red, ésta se dividió en tres Zonas, Norte, Centro y Sur, a fin de facilitar la operación de la misma. La Zona Centro está integrada por aproximadamente 2,542 Km. de longitud con diámetros de tuberías que varían desde 2 hasta 48 pulgadas. El Sistema de Transporte de Gas Natural Zona Centro, está conformado por los Sectores Cd. Mendoza, Tlaxcala, Venta de Carpio, Salamanca y Guadalajara.(ver Figura No. 21)

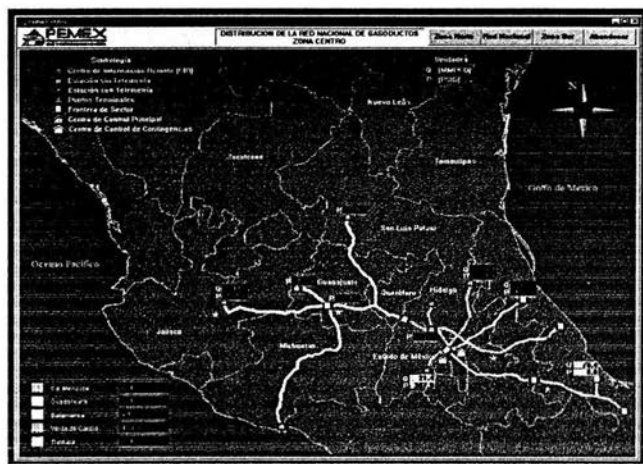


Figura No. 21 Distribución de la Red Nacional de Ductos, Zona Centro

**Sector Tlaxcala.**

El Sector Tlaxcala cuenta con gasoductos de 4", 12", 18" y 48" de diámetro, de los cuales se examinará el LPG ducto de 4" de diámetro que va de Poza Rica – Venta de Carpio. y que abarcan en su totalidad 209.446 Km.

LPG ducto 4" Poza Rica – Venta de Carpio.

Este LPG ducto consta de 209.446 Km. y está dividido en 6 segmentos:

- Poza Rica – Medias Lomas
- Medias Lomas – Necaxa
- Necaxa – Beristain
- Beristáin – Cima de Togo
- Cima de Togo – Hda. Xala
- Hda. Xala – Venta de Carpio

El criterio que se consideró para segmentar el ducto de acuerdo a esta especificación tomó en cuenta la ubicación de las trampas de diablos principalmente.

A continuación se presentan las gráficas de los perfiles de riesgo para cada uno de los segmentos del LPG ducto de 4" de diámetro de Poza Rica – Venta de Carpio arrojados por el IAP (Integrity Assessment Program).

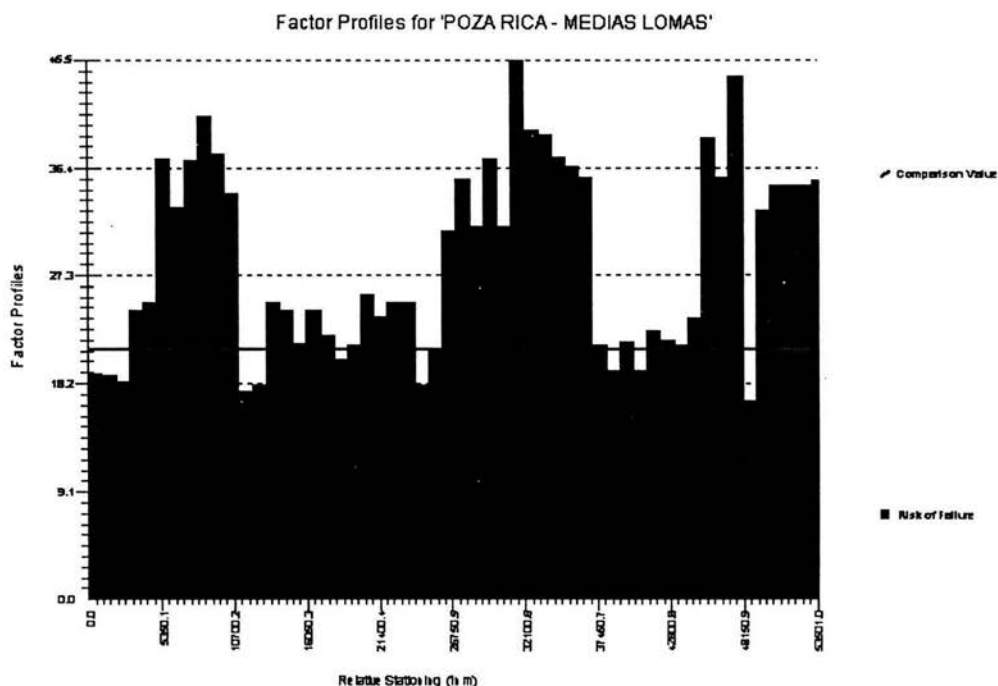


5.3. Gráficas del Perfil de Riesgo por Segmento

Segmento LPG ducto de 4" Poza Rica – Medias Lomas.

El LPG ducto de 4" \varnothing Poza Rica – Medias Lomas, se encuentra a cargo de la Superintendencia de Ductos Tlaxcala. Este sistema cuenta con una longitud total de 53.501 kilómetros, espesor nominal de 0.279 pulgadas, 5 válvulas de seccionamiento y 2 trampas de diablos.

El nivel de riesgo se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica No. 22 Perfil de Riesgo Segmento Poza Rica – Medias Lomas

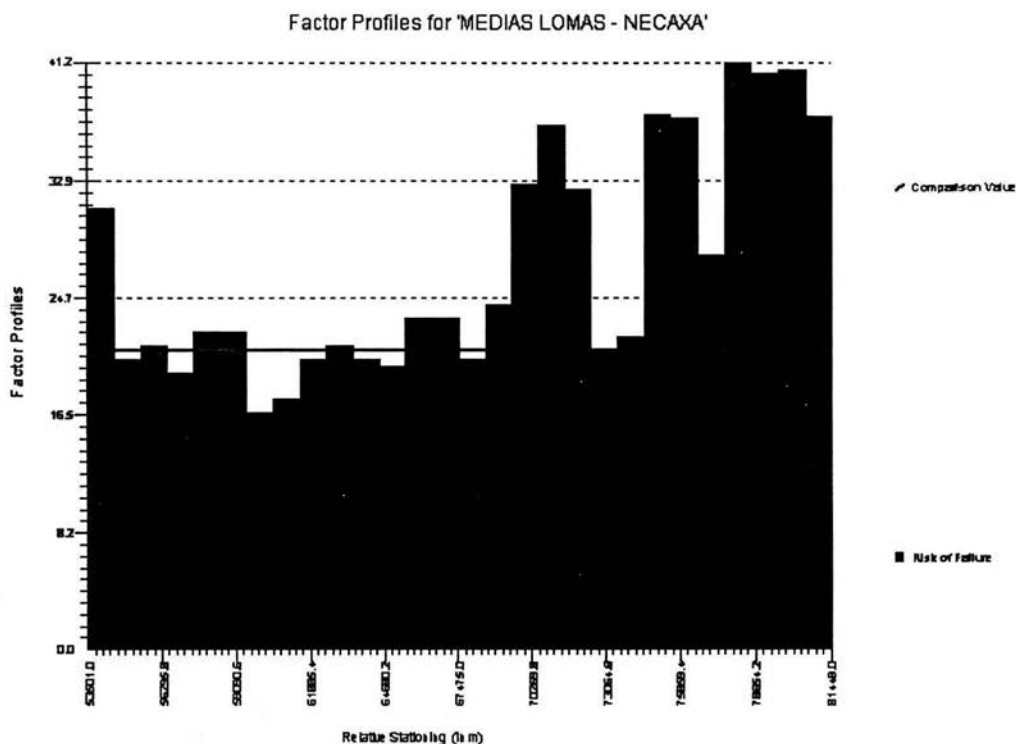
En la figura se observa que el ducto tiene un área fuera del nivel intolerable de 42.501 kilómetros de longitud lo que representa el 79.44%, de la longitud total del mismo. Los factores que influyen en el índice de riesgo son:



Segmento LPG ducto de 4" Medias Lomas - Necaxa.

El LPG ducto de 4" \varnothing Medias Lomas - Necaxa, se encuentra a cargo de la superintendencia de ductos Tlaxcala. Este sistema cuenta con una longitud total de 27.948 kilómetros, espesor nominal de 0.279 pulgadas, 2 válvulas de seccionamiento y 2 trampas de diablos.

El nivel de riesgo se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica No. 23. Perfil de Riesgo Segmento Medias Lomas - Necaxa

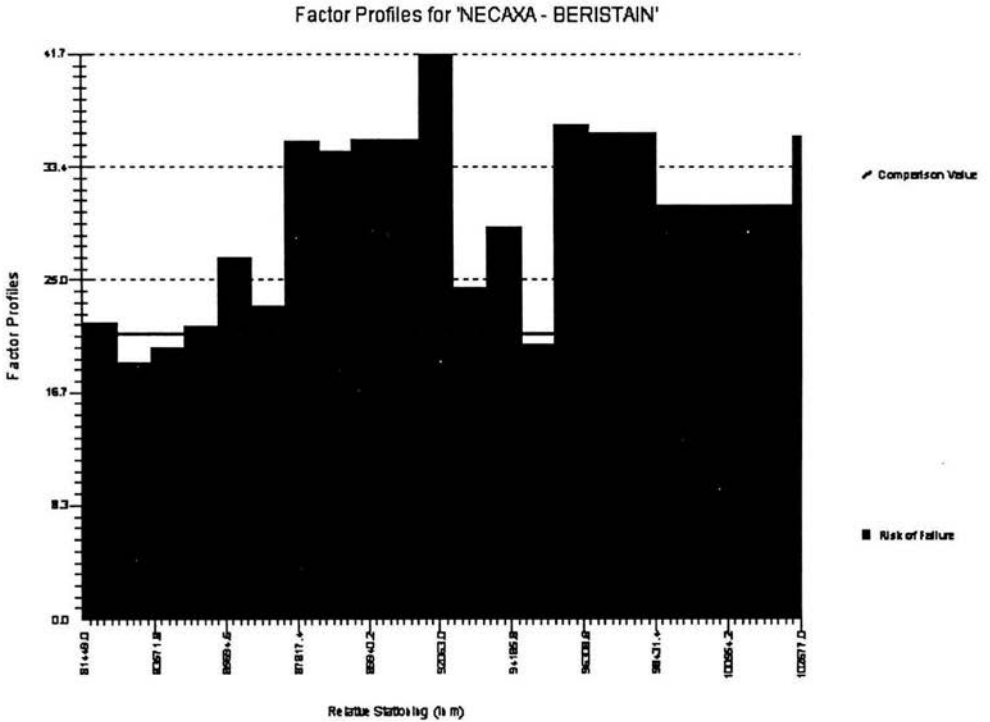
En la figura se observa que el ducto tiene un área fuera del nivel intolerable de 18.948 kilómetros de longitud lo que representa el 67.80%, de la longitud total del mismo.



Segmento LPG ducto de 4" Necaxa - Beristain.

El LPGducto de 4" \varnothing Necaxa - Beristain, se encuentra a cargo de la Superintendencia de Ductos Tlaxcala. Este sistema cuenta con una longitud total de 21.228 kilómetros, espesor nominal de 0.279 pulgadas, 2 válvulas de seccionamiento y 2 trampas de diablos.

El nivel de riesgo se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica No. 24 Perfil de Riesgo Segmento Necaxa - Beristain

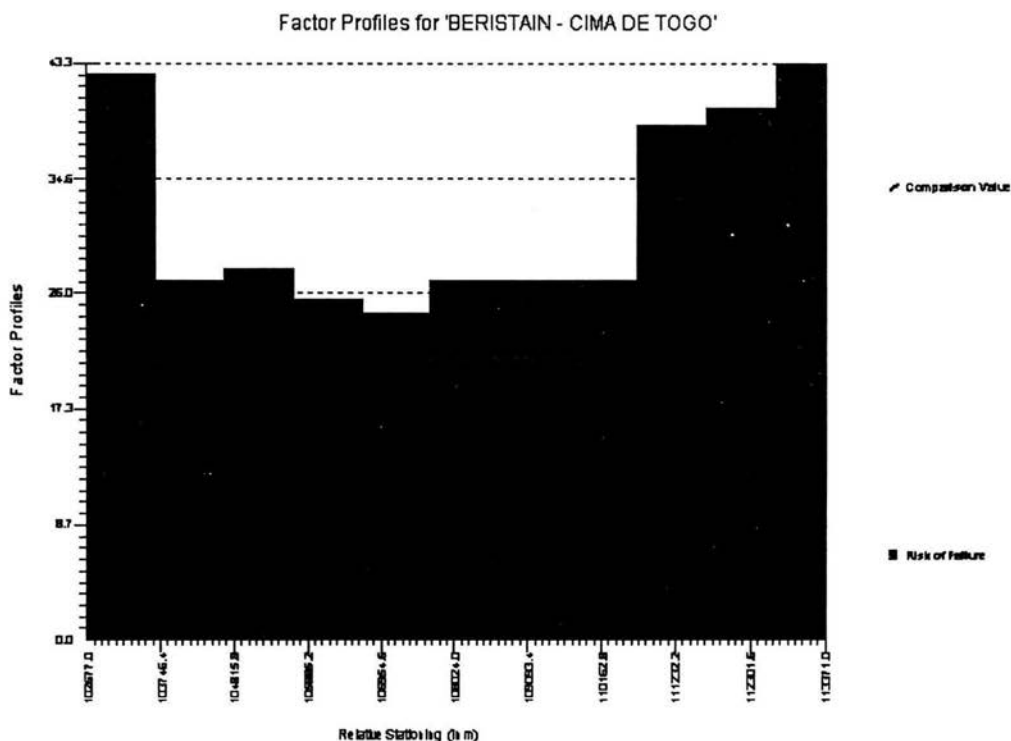
En la figura se observa que el ducto tiene un área fuera del nivel intolerable de 18.228 kilómetros de longitud lo que representa el 85.87%, de la longitud total del mismo.



Segmento LPG ducto de 4" Beristain – Cima de Togo.

El LPGducto de 4" \varnothing Beristain - Cima de Togo, se encuentra a cargo de la Superintendencia de Ductos Tlaxcala. Este sistema cuenta con una longitud total de 10.698 kilómetros, espesor nominal de 0.279 pulgadas y 2 trampas de diablos.

El nivel de riesgo se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica No. 25 Perfil de Riesgo Segmento Beristain – Cima de Togo

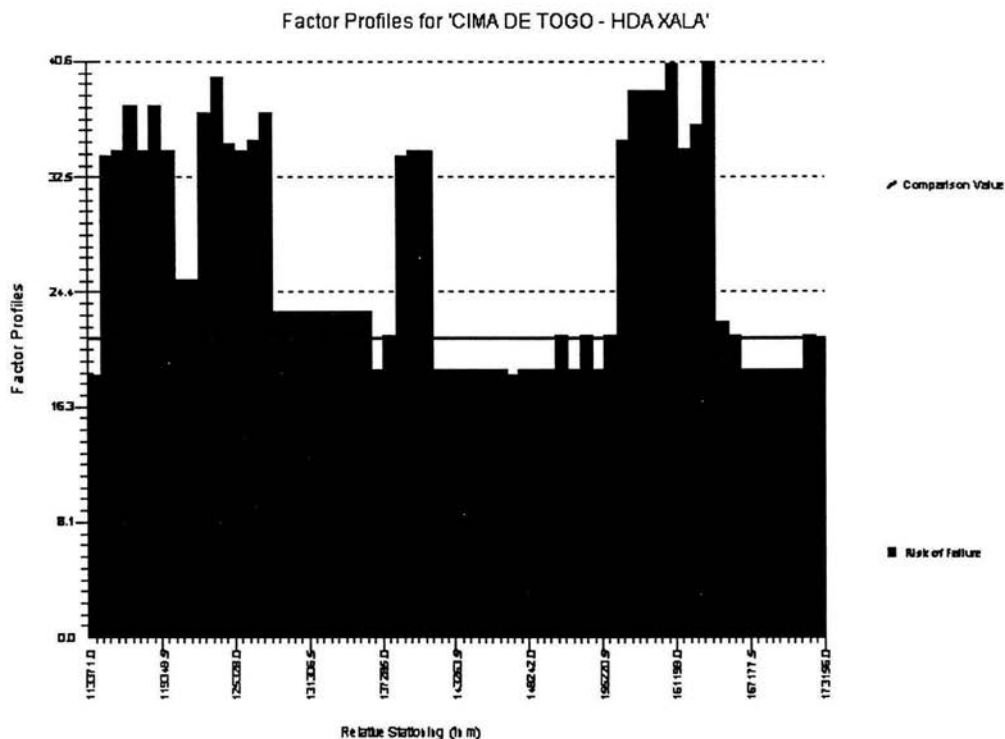
En la figura se observa que el ducto tiene un área fuera del nivel intolerable de 10.694 kilómetros de longitud lo que representa el 100.00%, de la longitud total del mismo.



Segmento LPG ducto de 4" Cima de Togo – Hda. Xala.

El LPG ducto de 4" \varnothing Cima de Togo – Hda. Xala, se encuentra a cargo de la Superintendencia de Ductos Tlaxcala. Este sistema cuenta con una longitud total de 59.785 kilómetros, espesor nominal de 0.279 pulgadas, 2 válvulas de seccionamiento y 2 trampas de diablos.

El nivel de riesgo se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica No. 26 Perfil de Riesgo Segmento Cima de Togo – Hda. Xala

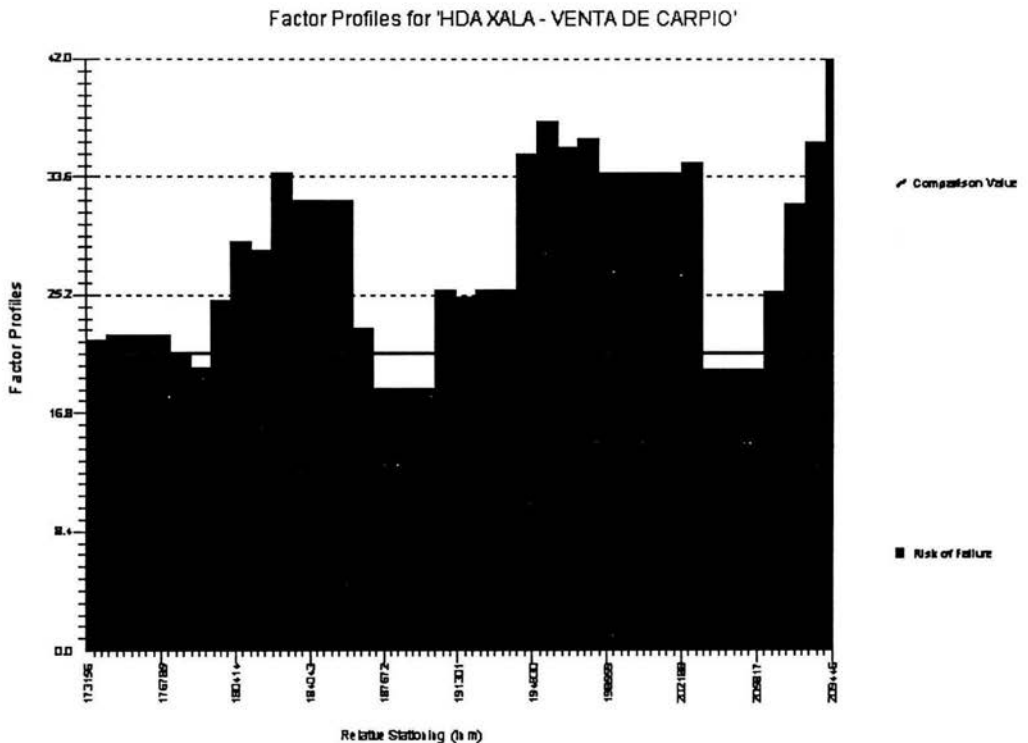
En la figura se observa que el ducto tiene un área fuera del nivel intolerable de 40.00 kilómetros de longitud lo que representa el 66.91%, de la longitud total del mismo.



Segmento LPG ducto de 4" Hda. Xala – Venta de Carpio.

El LPG ducto de 4" \varnothing Hda. Xala – Venta de Carpio, se encuentra a cargo de la Superintendencia de Ductos Tlaxcala. Este sistema cuenta con una longitud total de 36.290 kilómetros, espesor nominal de 0.279 pulgadas, 1 válvula de seccionamiento y 2 trampas de diablos.

El nivel de riesgo se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica No. 27 Perfil de Riesgo Segmento Hda. Xala – Venta de Carpio

En la figura se observa que el ducto tiene un área fuera del nivel intolerable de 28.290 kilómetros de longitud lo que representa el 77.96%, de la longitud total del mismo.



De las tres regiones de PGPB, la que representa un mayor grado de afectación en los sistemas, es la región Centro y específicamente el sector Tlaxcala, que tiene bajo su jurisdicción el LPG ducto de 4^o Poza Rica – Venta de Carpio, con una longitud de 209.446 Km. de los cuales 161.66 km. están afectados y que representan el 77.18% de la longitud total.

5.4. Datos generales del segmento analizado.

Fecha de incorporación al Programa de Administración de Riesgo en Ductos:	1998
Fecha del primer análisis con el Programa IAP (Integrity Assessment Program):	
Fecha del último análisis con el Programa IAP (Integrity Assessment Program):	04/03/2003

Motivo de la Re-evaluación de condiciones de Riesgo:	Corrección y Actualización de Datos, Junto con Segmentación del Ducto.
--	--

Disponibilidad de reporte de análisis de riesgo	Sí	Ubicación: IMP
Localización de la memoria del análisis	Sector:	Tlaxcala
Requiere de información del SIIA – GIS	Sí	Tipo: Datos de GPS o Trazo y Perfil
Proporciona información al SIIA – GIS	Sí	Tipo: NA

Nivel de Riesgo del Segmento		Nivel
(ROF)	X	No tolerable
ROF máx.: 45.51		Administrable
		Tolerable

Índice de Riesgo	Valor	Variable analizada
(LOF)	6.77	Corrosión exterior
LOF máx.: 5.07	4.31	Corrosión interior
	6.23	Terceras Partes
	1.80	Movimiento de Terreno
	5.20	Diseño y Materiales
	6.05	Operación y Procedimiento

Tipo de Consecuencia	Valor	Variable analizada
Asociada (COF)	9.18	Medio Ambiente
COF máx.: 10.00	10.43	Población
	12.26	Negocio

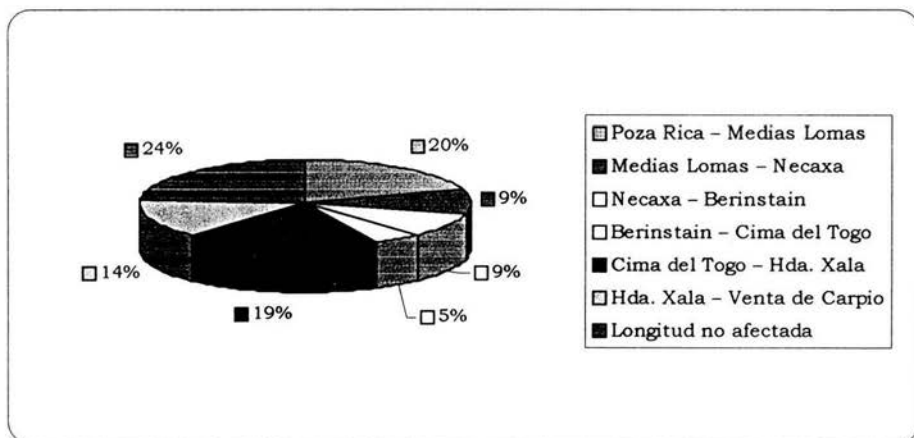
Factor asociado	X	Ambiental
Asociada (COF)	X	Diseño
COF máx.: 10.00	X	Rehabilitación
	X	monitoreo de Integridad

Nota: En cuanto al diseño el ducto, este cuenta con una antigüedad de 48 años, además de no contar con reportes de inspección interna.



La Gráfica No. 28 representa los porcentajes de afectación por segmento, de un total de 100% que representa la longitud total del ducto estudiado 209.446 Km., de los cuales 189.112 Km. presentan afectación, por lo que es necesario proponer proyectos de mitigación o disminución del riesgo, hasta donde resulte aceptable para PGPB.

Segmentos de estudio	%	Km
Poza Rica – Medias Lomas	20	42.501
Medias Lomas – Necaxa	9	18.948
Necaxa – Berinstain	9	18.228
Berinstain – Cima del Togo	5	10.694
Cima del Togo – Hda. Xala	19	40.00
Hda. Xala – Venta de Carpio	14	28.290
Longitud no afectada	24	50.777



Gráfica No. 28 Porcentajes de afectación por Segmento, LPG ducto de 4" de diámetro Poza Rica – Venta de Carpio.

Cabe hacer mención que este sistema representa ser el más crítico, debido a que transporta LPG, además considerando que la edad de ducto es de aproximadamente de 50 años y no han reportado datos de inspección interna (ILI), por ende no se puede tener conocimiento de su integridad mecánica.

En función de los resultados arrojados por el estudio de integridad y con fines de estudio, se procedió a evaluar los seis segmentos del ducto, ya que todos los segmentos se encuentran afectados. Es pertinente hacer mención que se puede evaluar cualquier segmento que esté fuera del nivel tolerable.



Las siguientes tablas muestran los valores del riesgo y factores de consecuencia de los seis segmentos que conforman el ducto, analizados en tramos de un km. por el (IAP) (Integrity Assessment Program).



POZA RICA – MEDIAS LOMAS

RISK AND CONSEQUENCE FACTORS

Segment: POZA RICA - MEDIAS LOMAS

Calculation Date: 4/3/2003 Calculation Segmentation:

User Defined: 1,000

Algorithm File: C:\Base Integrada 2003\PGPB_Algo_Act_20

Start Station	End Station	Length (km)	EC 20%	IC 1%	TP 30%	GM 1%	DM 20%	SO 28%	OT 0%	LOF 100%	IOE 30%	IOB 35%	IOP 35%	COF 100%	ROF
0	1,000	1,000	3.87	4.11	2.95	1.80	5.20	3.75	0.00	3.81	3.18	8.96	2.60	5.00	19.04
1,000	2,000	1,000	4.37	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	3.77	3.18	8.96	2.60	5.00	18.85
2,000	3,000	1,000	3.87	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	3.67	3.18	8.96	2.60	5.00	18.35
3,000	4,000	1,000	6.27	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.15	3.58	9.76	3.99	5.89	24.43
4,000	5,000	1,000	6.77	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.25	3.58	9.76	3.99	5.89	25.02
5,000	6,000	1,000	6.77	4.11	3.69	1.80	5.20	3.00	0.00	4.40	4.48	11.96	8.38	8.46	37.24
6,000	7,000	1,000	4.07	4.11	3.69	1.80	5.20	3.00	0.00	3.86	4.03	11.86	9.13	8.56	33.03
7,000	8,000	1,000	6.47	4.11	3.69	1.80	5.20	3.00	0.00	4.34	4.03	11.86	9.13	8.56	37.13
8,000	9,000	1,000	6.77	4.11	4.69	1.80	5.20	3.00	0.00	4.70	4.33	11.86	9.23	8.68	40.80
9,000	10,000	1,000	6.77	4.11	3.69	1.80	5.20	3.00	0.00	4.40	4.03	11.86	9.13	8.56	37.65
10,000	11,000	1,000	4.37	4.11	3.69	1.80	5.20	3.00	0.00	3.92	4.48	11.96	9.13	8.73	34.20
11,000	12,000	1,000	3.87	4.11	2.69	1.80	5.20	3.00	0.00	3.52	3.18	8.96	2.60	5.00	17.60
12,000	13,000	1,000	4.37	4.11	2.69	1.80	5.20	3.00	0.00	3.62	3.18	8.96	2.60	5.00	18.10
13,000	14,000	1,000	6.77	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.25	3.58	9.76	3.99	5.89	25.02
14,000	15,000	1,000	6.27	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.15	3.58	9.76	3.99	5.89	24.43
15,000	16,000	1,000	3.87	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	3.67	3.58	9.76	3.99	5.89	21.60
16,000	17,000	1,000	6.27	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.15	3.58	9.76	3.99	5.89	24.43
17,000	18,000	1,000	4.37	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	3.77	3.58	9.76	3.99	5.89	22.19
18,000	19,000	1,000	6.47	4.11	2.69	1.80	5.20	3.00	0.00	4.04	3.18	8.96	2.60	5.00	20.20
19,000	20,000	1,000	4.73	4.11	3.49	1.80	5.20	3.00	0.00	3.93	3.75	8.96	3.36	5.44	21.38
20,000	21,000	1,000	4.73	4.11	4.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.14	3.97	9.76	4.59	6.21	25.74
21,000	22,000	1,000	3.87	4.11	4.19	1.80	5.20	3.00	0.00	3.97	3.88	9.76	4.09	6.01	23.87
22,000	23,000	1,000	4.37	4.11	4.23	1.80	5.20	3.00	0.00	4.08	4.06	9.76	4.25	6.12	24.99
23,000	24,000	1,000	6.77	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.25	3.58	9.76	3.99	5.89	25.02
24,000	25,000	1,000	4.37	4.11	2.69	1.80	5.20	3.00	0.00	3.62	3.18	8.96	2.60	5.00	18.10
25,000	26,000	1,000	4.23	4.11	1.89	1.80	5.20	3.00	0.00	3.35	3.97	9.76	4.59	6.21	20.83
26,000	27,000	1,000	3.87	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	3.67	4.48	11.96	8.38	8.46	31.06
27,000	28,000	1,000	6.27	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.15	4.03	11.86	9.13	8.56	35.51
28,000	29,000	1,000	3.87	4.11	3.19	1.80	5.20	3.00	0.00	3.67	4.03	11.86	9.13	8.56	31.40
29,000	30,000	1,000	3.87	4.11	5.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.27	4.48	11.96	9.13	8.73	37.26

Report Date: 6/30/2003 C:\Base23Junio\BD_Fuente2003_V5-6.mdb Sort by Relative Start, Relative End

Page: 1 de 2

Tabla No. 4 Representa los índices de riesgo de Poza rica – Medias Lomas



POZA RICA – MEDIAS LOMAS

RISK AND CONSEQUENCE FACTORS

Segment: POZA RICA - MEDIAS LOMAS

Calculation Date: 4/ 3/2003 Calculation Segmentation:

User Defined: 1,000

Algorithm File: C:\Base Integrada 2003\PGPB_Algo_Act_20

Start Station	End Station	Length (km)	EC 20%	IC 1%	TP 30%	GM 1%	DM 20%	SO 28%	OT 0%	LOF 100%	IOE 30%	IOB 35%	IOP 35%	COF 100%	ROF
30,000	31,000	1,000	6.73	4.11	5.69	1.80	5.20	3.00	0.00	4.99	4.88	9.76	4.09	6.31	31.51
31,000	32,000	1,000	6.37	4.11	6.19	1.80	5.20	3.00	0.00	5.07	5.78	11.96	8.73	8.98	45.51
32,000	33,000	1,000	3.87	4.11	6.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.57	4.33	11.86	9.23	8.68	39.67
33,000	34,000	1,000	3.87	4.11	6.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.57	4.78	11.96	8.48	8.59	39.25
34,000	35,000	1,000	4.23	4.11	4.89	1.80	5.20	3.00	0.00	4.25	4.87	11.96	8.98	8.79	37.38
35,000	36,000	1,000	3.87	4.11	5.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.27	4.03	11.86	9.13	8.56	36.53
36,000	37,000	1,000	3.36	4.11	5.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.17	4.48	11.96	8.63	8.55	35.64
37,000	38,000	1,000	3.36	4.11	5.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.17	3.48	8.96	2.70	5.13	21.36
38,000	39,000	1,000	3.36	4.11	4.19	1.80	5.20	3.00	0.00	3.87	3.18	8.96	2.60	5.00	19.34
39,000	40,000	1,000	5.76	4.11	4.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.35	3.18	8.96	2.60	5.00	21.74
40,000	41,000	1,000	3.36	4.11	4.19	1.80	5.20	3.00	0.00	3.87	3.18	8.96	2.60	5.00	19.34
41,000	42,000	1,000	3.72	4.11	5.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.24	3.57	8.96	3.20	5.33	22.59
42,000	43,000	1,000	3.36	4.11	5.23	1.80	5.20	3.00	0.00	4.18	3.66	8.96	2.86	5.24	21.88
43,000	44,000	1,000	3.36	4.11	5.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.17	3.48	8.96	2.70	5.13	21.36
44,000	45,000	1,000	3.82	4.11	5.23	1.80	5.20	3.00	0.00	4.27	4.66	8.96	2.86	5.53	23.65
45,000	46,000	1,000	3.36	4.11	6.23	1.80	5.20	3.00	0.00	4.48	4.96	11.96	8.64	8.70	38.97
46,000	47,000	1,000	3.36	4.11	5.19	1.80	5.20	3.00	0.00	4.17	4.03	11.86	9.13	8.56	35.66
47,000	48,000	1,000	3.46	4.11	5.95	1.80	5.20	3.00	0.00	4.42	9.18	11.96	8.73	10.00	44.14
48,000	49,000	1,000	3.36	4.11	2.45	1.80	5.20	3.00	0.00	3.35	3.18	8.96	2.60	5.00	16.73
49,000	50,000	1,000	3.72	4.11	3.39	1.80	5.20	3.00	0.00	3.70	4.78	11.96	9.23	8.85	32.75
50,000	51,000	1,000	3.36	4.11	4.69	1.80	5.20	3.00	0.00	4.02	4.33	11.86	9.23	8.68	34.88
51,000	52,000	1,000	3.36	4.11	4.69	1.80	5.20	3.00	0.00	4.02	4.33	11.86	9.23	8.68	34.88
52,000	53,000	1,000	3.36	4.11	4.69	1.80	5.20	3.00	0.00	4.02	4.33	11.86	9.23	8.68	34.88
53,000	53,501	501	3.36	4.11	2.95	1.80	5.20	5.25	0.00	4.13	4.03	11.86	9.13	8.56	35.30

Report Date: 6/30/2003 C:\Base23Junio\BD_Fuente2003_V5-6.mdb Sort by Relative Start, Relative End
Page: 2 de 2Tabla No. 4 Representa los índices de riesgo de Poza rica – Medias Lomas
(cont.)

**MEDIAS LOMAS – NECAXA****RISK AND CONSEQUENCE FACTORS**

Segment: MEDIAS LOMAS – NECAXA

Calculation Date: 4/ 3/2003 Calculation Segmentation:

User Defined: 1,000

Algorithm File: C:\Base Integrada 2003\PGPB_Algo_Act_20

Start Station	End Station	Length (km)	EC 20%	IC 1%	TP 30%	GM 1%	DM 20%	SO 28%	OT 0%	LOF 100%	IOE 30%	IOB 35%	IOP 35%	COF 100%	ROF
53,501	54,501	1,000	4.23	4.11	2.65	0.55	4.80	3.00	0.00	3.49	4.62	12.26	9.13	8.87	30.94
54,501	55,501	1,000	3.87	4.11	2.69	0.55	4.80	3.00	0.00	3.43	3.53	10.06	3.89	5.94	20.37
55,501	56,501	1,000	4.23	4.11	2.39	0.55	4.80	3.00	0.00	3.41	3.92	10.06	4.49	6.27	21.37
56,501	57,501	1,000	3.87	4.11	1.89	0.55	4.80	3.00	0.00	3.19	3.83	10.06	3.99	6.07	19.34
57,501	58,501	1,000	6.27	4.11	2.19	0.55	4.80	3.00	0.00	3.76	3.53	10.06	3.89	5.94	22.33
58,501	59,501	1,000	6.27	4.11	2.19	0.55	4.80	3.00	0.00	3.76	3.53	10.06	3.89	5.94	22.33
59,501	60,501	1,000	3.87	4.11	2.19	0.55	4.80	3.00	0.00	3.28	3.13	9.26	2.50	5.05	16.57
60,501	61,501	1,000	4.23	4.11	1.89	0.55	4.80	3.00	0.00	3.26	3.52	9.26	3.10	5.38	17.54
61,501	62,501	1,000	3.87	4.11	2.69	0.55	4.80	3.00	0.00	3.43	3.53	10.06	3.89	5.94	20.37
62,501	63,501	1,000	4.23	4.11	2.39	0.55	4.80	3.00	0.00	3.41	3.92	10.06	4.49	6.27	21.37
63,501	64,501	1,000	3.87	4.11	2.69	0.55	4.80	3.00	0.00	3.43	3.53	10.06	3.89	5.94	20.37
64,501	65,501	1,000	3.87	4.11	2.15	0.55	4.80	3.00	0.00	3.27	3.83	10.06	3.99	6.07	19.81
65,501	66,501	1,000	6.27	4.11	2.69	0.55	4.80	3.00	0.00	3.91	3.53	10.06	3.89	5.94	23.22
66,501	67,501	1,000	6.27	4.11	2.69	0.55	4.80	3.00	0.00	3.91	3.53	10.06	3.89	5.94	23.22
67,501	68,501	1,000	3.87	4.11	2.69	0.55	4.80	3.00	0.00	3.43	3.53	10.06	3.89	5.94	20.37
68,501	69,501	1,000	6.39	4.11	3.19	0.85	4.80	3.00	0.00	4.08	3.53	10.06	3.89	5.94	24.27
69,501	70,501	1,000	4.49	4.11	3.69	0.85	4.80	3.00	0.00	3.85	4.03	12.26	8.53	8.49	32.71
70,501	71,501	1,000	6.89	4.11	3.69	0.85	4.80	3.00	0.00	4.33	3.58	12.16	9.03	8.49	36.80
71,501	72,501	1,000	4.49	4.11	3.69	0.85	4.80	3.00	0.00	3.85	4.03	12.26	8.28	8.40	32.37
72,501	73,501	1,000	4.49	4.11	2.69	0.85	4.80	3.00	0.00	3.55	3.33	10.06	3.89	5.88	20.91
73,501	74,501	1,000	4.85	4.11	2.39	0.85	4.80	3.00	0.00	3.54	3.72	10.06	4.49	6.21	21.96
74,501	75,501	1,000	6.89	4.11	3.69	0.85	4.80	3.00	0.00	4.33	4.03	12.26	9.03	8.66	37.54
75,501	76,501	1,000	4.49	4.11	5.19	0.85	4.80	3.00	0.00	4.30	4.03	12.26	9.03	8.66	37.28
76,501	77,501	1,000	6.51	4.11	4.39	0.25	4.80	3.00	0.00	4.46	3.72	10.06	4.49	6.21	27.71
77,501	78,501	1,000	6.67	4.11	4.89	0.65	4.80	3.00	0.00	4.65	4.56	12.26	9.13	8.85	41.16
78,501	79,501	1,000	4.41	4.11	4.89	0.65	4.80	3.00	0.00	4.20	7.27	12.16	9.13	9.63	40.42
79,501	80,501	1,000	4.17	4.11	4.85	0.25	4.80	3.00	0.00	4.13	7.46	12.16	9.53	9.83	40.62
80,501	81,449	948	3.67	4.11	4.95	0.25	4.80	3.90	0.00	4.31	4.03	12.26	9.03	8.66	37.37

Report Date: 6/30/2003 C:\Base23Junio\BD_Fuente2003_V5-6.mdb Sort by Relative Start, Relative End
Page: 1 de 1

Tabla No. 5 Representa los índices de riesgo de Medias Lomas - Necaxa

**NECAXA - BERISTAIN**

Segment: NECAXA - BERISTAIN

Calculation Date: 4/3/2003 Calculation Segmentation:
Algorithm File: C:\Base Integrada 2003\PGPB_Algo_Act_20

User Defined: 1,000

Start Station	End Station	Length (km)	EC 20%	IC 1%	TP 30%	GM 1%	DM 20%	SO 28%	OT 0%	LOF 100%	IOE 30%	IOB 35%	IOP 35%	COF 100%	ROF
81,449	82,449	1,000	4.00	4.31	3.71	1.25	4.80	5.15	0.00	4.37	2.93	9.26	2.50	4.99	21.83
82,449	83,449	1,000	4.00	4.31	3.95	1.25	4.80	2.75	0.00	3.77	2.93	9.26	2.50	4.99	18.83
83,449	84,449	1,000	4.36	4.31	3.65	1.25	4.80	2.75	0.00	3.75	3.32	9.26	3.10	5.32	19.97
84,449	85,449	1,000	4.36	4.31	4.71	1.25	4.80	2.75	0.00	4.07	3.32	9.26	3.10	5.32	21.66
85,449	86,449	1,000	4.36	4.31	5.45	1.25	4.80	2.75	0.00	4.29	3.72	10.06	4.49	6.21	26.65
86,449	87,449	1,000	4.00	4.31	4.45	1.25	4.80	2.75	0.00	3.92	3.33	10.06	3.89	5.88	23.06
87,449	88,449	1,000	4.00	4.31	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.07	4.03	12.26	9.03	8.66	35.25
88,449	89,449	1,000	4.00	4.31	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.07	3.58	12.16	9.03	8.49	34.56
89,449	90,449	1,000	4.50	4.31	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.17	3.58	12.16	9.03	8.49	35.41
90,449	91,449	1,000	4.50	4.31	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.17	3.58	12.16	9.03	8.49	35.41
91,449	92,449	1,000	4.36	4.31	5.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.44	4.84	12.26	10.43	9.39	41.73
92,449	93,449	1,000	3.92	4.31	4.19	1.25	4.80	2.75	0.00	3.83	4.05	10.06	4.79	6.41	24.54
93,449	94,449	1,000	6.68	4.31	4.19	1.25	4.80	2.75	0.00	4.38	4.14	10.06	5.29	6.61	28.96
94,449	95,449	1,000	3.92	4.31	3.69	1.25	4.80	2.75	0.00	3.68	3.65	9.26	3.40	5.53	20.32
95,449	96,449	1,000	3.92	4.31	4.69	1.25	4.80	2.75	0.00	3.98	4.75	12.26	9.93	9.19	36.55
96,449	97,449	1,000	3.92	4.31	4.69	1.25	4.80	2.75	0.00	3.98	4.30	12.16	9.93	9.02	35.87
97,449	98,449	1,000	3.92	4.31	4.69	1.25	4.80	2.75	0.00	3.98	4.30	12.16	9.93	9.02	35.87
98,449	99,449	1,000	3.92	4.31	3.45	1.25	4.80	2.75	0.00	3.60	3.58	12.16	9.03	8.49	30.60
99,449	100,449	1,000	3.92	4.31	3.45	1.25	4.80	2.75	0.00	3.60	3.58	12.16	9.03	8.49	30.60
100,449	101,449	1,000	3.92	4.31	3.45	1.25	4.80	2.75	0.00	3.60	3.58	12.16	9.03	8.49	30.60
101,449	102,449	1,000	3.92	4.31	3.45	1.25	4.80	2.75	0.00	3.60	3.58	12.16	9.03	8.49	30.60
102,449	102,677	228	3.92	4.31	3.21	1.25	4.80	5.15	0.00	4.20	3.58	12.16	9.03	8.49	35.70

Report Date: 6/30/2003 C:\Base23Junio\BD_Fuente2003_V5-6.mdb Sort by Relative Start, Relative End
Page: 1 de 1

Tabla No. 6 Representa los índices de riesgo de Necaxa - Beristain

**BERISTAIN - CIMA DE TOGO****RISK AND CONSEQUENCE FACTORS**Segment: **BERISTAIN – CIMA DEL TOGO**

Calculation Date: 4/ 3/2003 Calculation Segmentation:

User Defined: 1,000

Algorithm File: C:\Base Integrada 2003\PGPB_Algo_Act_20

Start Station	End Station	Length (km)	EC 20%	IC 1%	TP 30%	GM 1%	DM 20%	SO 28%	OT 0%	LOF 100%	IOE 30%	IOB 35%	IOP 35%	COF 100%	ROF
102,677	103,677	1,000	3.87	4.11	3.71	0.55	4.80	6.05	0.00	4.59	6.08	12.26	9.03	9.28	42.55
103,677	104,677	1,000	3.87	4.11	4.45	0.55	4.80	3.20	0.00	4.01	6.03	10.06	3.99	6.73	26.98
104,677	105,677	1,000	3.87	4.11	4.45	0.55	4.80	3.20	0.00	4.01	6.18	10.06	4.49	6.95	27.87
105,677	106,677	1,000	4.23	4.11	3.15	0.55	4.80	3.20	0.00	3.69	6.12	10.06	4.49	6.93	25.59
106,677	107,677	1,000	3.87	4.11	3.45	0.55	4.80	3.20	0.00	3.71	5.73	10.06	3.89	6.60	24.50
107,677	108,677	1,000	3.87	4.11	4.45	0.55	4.80	3.20	0.00	4.01	6.03	10.06	3.99	6.73	26.98
108,677	109,677	1,000	3.87	4.11	4.45	0.55	4.80	3.20	0.00	4.01	6.03	10.06	3.99	6.73	26.98
109,677	110,677	1,000	3.87	4.11	4.45	0.55	4.80	3.20	0.00	4.01	6.03	10.06	3.99	6.73	26.98
110,677	111,677	1,000	3.87	4.11	4.95	0.55	4.80	3.20	0.00	4.16	6.93	12.26	8.38	9.30	38.72
111,677	112,677	1,000	3.87	4.11	4.95	0.55	4.80	3.20	0.00	4.16	6.63	12.16	9.63	9.62	40.02
112,677	113,371	694	3.87	4.11	3.71	0.55	4.80	6.05	0.00	4.59	6.63	12.26	9.03	9.44	43.31

Report Date: 6/30/2003 C:\Base23Junio\BD_Fuente2003_V5-6.mdb Sort by Relative Start, Relative End
Page: 1 de 1

Tabla No. 7 Representa los índices de riesgo de Beristain –Cima del Togo



CIMA DE TOGO – HDA. XALA

RISK AND CONSEQUENCE FACTORS

Segment: CIMA DEL TOGO – HDA. XALA

Calculation Date: 4/ 3/2003 Calculation Segmentation:

User Defined: 1,000

Algorithm File: C:\Base Integrada 2003\PGPB_Algo_Act_20

Start Station	End Station	Length (km)	EC 20%	IC 1%	TP 30%	GM 1%	DM 20%	SO 28%	OT 0%	LOF 100%	IOE 30%	IOB 35%	IOP 35%	COF 100%	ROF
113,371	114,371	1,000	3.67	4.11	3.71	0.25	4.80	2.75	0.00	3.62	3.13	9.26	2.65	5.11	18.49
114,371	115,371	1,000	3.67	4.11	4.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.99	4.23	12.26	8.43	8.51	33.98
115,371	116,371	1,000	3.67	4.11	4.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.99	3.78	12.16	9.18	8.60	34.35
116,371	117,371	1,000	3.67	4.11	5.95	0.25	4.80	2.75	0.00	4.29	4.08	12.16	9.28	8.73	37.47
117,371	118,371	1,000	3.67	4.11	4.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.99	3.78	12.16	9.18	8.60	34.35
118,371	119,371	1,000	3.67	4.11	5.95	0.25	4.80	2.75	0.00	4.29	4.08	12.16	9.28	8.73	37.47
119,371	120,371	1,000	3.67	4.11	4.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.99	4.23	12.26	8.68	8.60	34.33
120,371	121,371	1,000	3.67	4.11	5.45	0.25	4.80	2.75	0.00	4.14	3.83	10.06	4.14	6.12	25.35
121,371	122,371	1,000	3.67	4.11	5.45	0.25	4.80	2.75	0.00	4.14	3.83	10.06	4.14	6.12	25.35
122,371	123,371	1,000	3.67	4.11	5.95	0.25	4.80	2.75	0.00	4.29	4.53	12.26	8.53	8.64	37.07
123,371	124,371	1,000	4.03	4.11	5.99	0.25	4.80	2.75	0.00	4.38	4.35	12.16	9.94	9.04	39.56
124,371	125,371	1,000	4.03	4.11	4.41	0.25	4.80	2.75	0.00	3.90	4.62	12.26	9.28	8.93	34.83
125,371	126,371	1,000	4.03	4.11	4.65	0.25	4.80	2.75	0.00	3.97	4.53	12.26	8.53	8.64	34.32
126,371	127,371	1,000	3.67	4.11	4.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.99	4.23	12.26	9.18	8.77	35.03
127,371	128,371	1,000	4.03	4.11	4.85	0.25	4.80	2.75	0.00	4.03	4.95	12.26	9.68	9.16	36.97
128,371	129,371	1,000	3.67	4.11	4.45	0.25	4.80	2.75	0.00	3.84	3.53	10.06	4.04	5.99	23.03
129,371	130,371	1,000	3.67	4.11	4.45	0.25	4.80	2.75	0.00	3.84	3.53	10.06	4.04	5.99	23.03
130,371	131,371	1,000	3.67	4.11	4.45	0.25	4.80	2.75	0.00	3.84	3.53	10.06	4.04	5.99	23.03
131,371	132,371	1,000	3.67	4.11	4.45	0.25	4.80	2.75	0.00	3.84	3.53	10.06	4.04	5.99	23.03
132,371	133,371	1,000	3.67	4.11	4.45	0.25	4.80	2.75	0.00	3.84	3.53	10.06	4.04	5.99	23.03
133,371	134,371	1,000	3.67	4.11	4.45	0.25	4.80	2.75	0.00	3.84	3.53	10.06	4.04	5.99	23.03

Report Date: 6/30/2003 C:\Base23Junio\BD_Fuente2003_V5-6.mdb Sort by Relative Start, Relative End

Page: 1 de 3

Tabla No. 8 Representa los índices de riesgo de Cima del Togo – Hda. Xala



CIMA DE TOGO – HDA. XALA

RISK AND CONSEQUENCE FACTORS

Segment: CIMA DEL TOGO – HDA. XALA

Calculation Date: 4/3/2003 Calculation Segmentation:

User Defined: 1,000

Algorithm File: C:\Base Integrada 2003\PGPB_Algo_Act_20

Start Station	End Station	Length (km)	EC 20%	IC 1%	TP 30%	GM 1%	DM 20%	SO 28%	OT 0%	LOF 100%	IOE 30%	IOB 35%	IOP 35%	COF 100%	ROF
134,371	135,371	1,000	3.67	4.11	4.45	0.25	4.80	2.75	0.00	3.84	3.53	10.06	4.04	5.99	23.03
135,371	136,371	1,000	3.67	4.11	4.45	0.25	4.80	2.75	0.00	3.84	3.53	10.06	4.04	5.99	23.03
136,371	137,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
137,371	138,371	1,000	6.07	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	4.17	3.13	9.26	2.65	5.11	21.31
138,371	139,371	1,000	3.67	4.11	4.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.99	4.23	12.26	8.43	8.51	33.98
139,371	140,371	1,000	3.67	4.11	4.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.99	3.78	12.16	9.18	8.60	34.35
140,371	141,371	1,000	3.67	4.11	4.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.99	4.23	12.26	8.68	8.60	34.33
141,371	142,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
142,371	143,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
143,371	144,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
144,371	145,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
145,371	146,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
146,371	147,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
147,371	148,371	1,000	3.67	4.11	3.71	0.25	4.80	2.75	0.00	3.62	3.13	9.26	2.65	5.11	18.49
148,371	149,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
149,371	150,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
150,371	151,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
151,371	152,371	1,000	6.07	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	4.17	3.13	9.26	2.65	5.11	21.31
152,371	153,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
153,371	154,371	1,000	6.07	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	4.17	3.13	9.26	2.65	5.11	21.31
154,371	155,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86

Report Date: 6/30/2003 C:\Base23Junio\BD_Fuente2003_V5-6.mdb Sort by Relative Start, Relative End
Page: 2 de 3Tabla No. 8 Representa los índices de riesgo de Cima del Togo – Hda. Xala
(cont.)



CIMA DE TOGO – HDA. XALA

RISK AND CONSEQUENCE FACTORS

Segment: CIMA DEL TOGO – HDA. XALA

Calculation Date: 4/3/2003 Calculation Segmentation:

User Defined: 1,000

Algorithm File: C:\Base Integrada 2003\PGPB_Algo_Act_20

Start Station	End Station	Length (km)	EC 20%	IC 1%	TP 30%	GM 1%	DM 20%	SO 28%	OT 0%	LOF 100%	IOE 30%	IOB 35%	IOP 35%	COF 100%	ROF
155,371	156,371	1,000	6.07	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	4.17	3.13	9.26	2.65	5.11	21.31
156,371	157,371	1,000	3.67	4.11	4.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.99	4.23	12.26	9.18	8.77	35.03
157,371	158,371	1,000	6.07	4.11	4.95	0.25	4.80	2.75	0.00	4.47	3.86	12.16	9.18	8.63	38.59
158,371	159,371	1,000	6.07	4.11	4.95	0.05	4.80	2.75	0.00	4.47	3.86	12.16	9.18	8.63	38.57
159,371	160,371	1,000	6.07	4.11	4.95	0.05	4.80	2.75	0.00	4.47	3.86	12.16	9.18	8.63	38.57
160,371	161,371	1,000	6.43	4.11	4.69	0.05	4.80	2.75	0.00	4.46	4.43	12.16	9.94	9.06	40.47
161,371	162,371	1,000	3.67	4.11	4.95	0.05	4.80	2.75	0.00	3.99	3.86	12.16	9.18	8.63	34.43
162,371	163,371	1,000	4.03	4.11	4.69	0.05	4.80	2.75	0.00	3.98	4.43	12.16	9.94	9.06	36.12
163,371	164,371	1,000	6.43	4.11	4.65	0.25	4.80	2.75	0.00	4.45	4.70	12.26	9.78	9.12	40.64
164,371	165,371	1,000	3.67	4.11	4.99	0.25	4.80	2.75	0.00	4.00	3.76	9.26	3.41	5.56	22.28
165,371	166,371	1,000	6.07	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	4.17	3.13	9.26	2.65	5.11	21.31
166,371	167,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
167,371	168,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
168,371	169,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
169,371	170,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
170,371	171,371	1,000	3.67	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	3.69	3.13	9.26	2.65	5.11	18.86
171,371	172,371	1,000	6.07	4.11	3.95	0.25	4.80	2.75	0.00	4.17	3.13	9.26	2.65	5.11	21.31
172,371	173,156	785	6.07	4.11	3.71	0.25	4.80	2.75	0.00	4.10	3.13	9.26	2.65	5.11	20.94

Report Date: 6/30/2003 C:\Base23Junio\BD_Fuente2003_V5-6.mdb Sort by Relative Start, Relative End
Page: 3 de 3

Tabla No. 8 Representa los índices de riesgo de Cima del Togo – Hda. Xala (cont.)

**HDA XALA - VENTA DE CARPIO****RISK AND CONSEQUENCE FACTORS**

Segment: HDA. XALA – VENTA DE CARPIO

Calculation Date: 4/ 3/2003 Calculation Segmentation:

User Defined: 1,000

Algorithm File: C:\Base Integrada 2003\PGPB_Algo_Act_20

Start Station	End Station	Length (km)	EC 20%	IC 1%	TP 30%	GM 1%	DM 20%	SO 28%	OT 0%	LOF 100%	IOE 30%	IOB 35%	IOP 35%	COF 100%	ROF
173,156	174,156	1,000	6.07	4.11	4.71	1.25	4.80	2.75	0.00	4.41	2.93	9.26	2.50	4.99	22.03
174,156	175,156	1,000	6.07	4.11	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.48	2.93	9.26	2.50	4.99	22.39
175,156	176,156	1,000	6.07	4.11	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.48	2.93	9.26	2.50	4.99	22.39
176,156	177,156	1,000	6.07	4.11	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.48	2.93	9.26	2.50	4.99	22.39
177,156	178,156	1,000	4.03	4.11	4.69	1.25	4.80	2.75	0.00	4.00	3.41	9.26	2.76	5.23	20.90
178,156	179,156	1,000	3.67	4.11	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.00	2.93	9.26	2.50	4.99	19.99
179,156	180,156	1,000	3.67	4.11	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.00	3.01	10.76	4.40	6.21	24.85
180,156	181,156	1,000	3.67	4.11	3.45	1.05	4.80	2.75	0.00	3.55	3.76	12.26	7.83	8.16	28.97
181,156	182,156	1,000	3.67	4.11	3.45	1.05	4.80	2.75	0.00	3.55	3.31	12.16	7.83	7.99	28.37
182,156	183,156	1,000	6.43	4.11	3.19	1.05	4.80	2.75	0.00	4.02	3.88	12.16	8.59	8.43	33.91
183,156	184,156	1,000	3.67	4.11	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.00	3.31	12.16	7.83	7.99	31.98
184,156	185,156	1,000	3.67	4.11	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.00	3.23	12.16	7.83	7.97	31.88
185,156	186,156	1,000	3.67	4.11	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.00	3.68	12.26	7.33	7.96	31.86
186,156	187,156	1,000	3.87	4.11	4.45	1.25	4.80	2.75	0.00	3.89	3.33	10.06	3.89	5.88	22.89
187,156	188,156	1,000	3.67	4.11	3.95	1.25	4.80	2.75	0.00	3.70	2.93	9.26	2.50	4.99	18.49
188,156	189,156	1,000	3.67	4.11	3.95	1.25	4.80	2.75	0.00	3.70	2.93	9.26	2.50	4.99	18.49
189,156	190,156	1,000	3.67	4.11	3.95	1.25	4.80	2.75	0.00	3.70	2.93	9.26	2.50	4.99	18.49
190,156	191,156	1,000	6.07	4.11	4.45	1.25	4.80	2.75	0.00	4.33	3.33	10.06	3.89	5.88	25.48
191,156	192,156	1,000	6.07	4.11	4.21	1.25	4.80	2.75	0.00	4.26	3.33	10.06	3.89	5.88	25.06
192,156	193,156	1,000	6.07	4.11	4.45	1.25	4.80	2.75	0.00	4.33	3.33	10.06	3.89	5.88	25.48
193,156	194,156	1,000	6.07	4.11	4.45	1.25	4.80	2.75	0.00	4.33	3.33	10.06	3.89	5.88	25.48

Report Date: 6/30/2003

C:\Base23Junio\BD_Fuente2003_V5-6.mdb

Sort by Relative Start, Relative End

Page: 1 de 2

Tabla No. 9 Representa los índices de riesgo de Hda. Xala – Venta de Carpio

**HDA XALA - VENTA DE CARPIO****RISK AND CONSEQUENCE FACTORS****Segment: HDA. XALA – VENTA DE CARPIO**

Calculation Date: 4/ 3/2003 Calculation Segmentation:

User Defined: 1,000

Algorithm File: C:\Base Integrada 2003\PGPB_Algo_Act_20

Start Station	End Station	Length (km)	EC 20%	IC 1%	TP 30%	GM 1%	DM 20%	SO 28%	OT 0%	LOF 100%	IOE 30%	IOB 35%	IOP 35%	COF 100%	ROF
194,156	195,156	1,000	6.07	4.11	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.48	3.68	12.26	7.08	7.87	35.29
195,156	196,156	1,000	6.43	4.11	4.69	1.25	4.80	2.75	0.00	4.48	3.80	12.16	8.59	8.40	37.61
196,156	197,156	1,000	6.07	4.11	4.95	1.25	4.80	2.75	0.00	4.48	3.23	12.16	7.83	7.97	35.71
197,156	198,156	1,000	6.27	4.11	4.95	1.55	4.80	2.75	0.00	4.53	3.43	12.16	7.83	8.03	36.32
198,156	199,156	1,000	6.27	4.11	3.95	1.55	4.80	2.75	0.00	4.23	3.43	12.16	7.83	8.03	33.91
199,156	200,156	1,000	6.27	4.11	3.95	1.55	4.80	2.75	0.00	4.23	3.43	12.16	7.83	8.03	33.91
200,156	201,156	1,000	6.27	4.11	3.95	1.55	4.80	2.75	0.00	4.23	3.43	12.16	7.83	8.03	33.91
201,156	202,156	1,000	6.27	4.11	3.95	1.55	4.80	2.75	0.00	4.23	3.43	12.16	7.83	8.03	33.91
202,156	203,156	1,000	6.27	4.11	3.95	1.55	4.80	2.75	0.00	4.23	3.88	12.26	7.83	8.20	34.63
203,156	204,156	1,000	6.27	4.11	2.95	1.55	4.80	2.75	0.00	3.93	3.13	9.26	2.50	5.05	19.84
204,156	205,156	1,000	6.27	4.11	2.95	1.55	4.80	2.75	0.00	3.93	3.13	9.26	2.50	5.05	19.84
205,156	206,156	1,000	6.27	4.11	2.95	1.55	4.80	2.75	0.00	3.93	3.13	9.26	2.50	5.05	19.84
206,156	207,156	1,000	6.63	4.11	3.15	1.55	4.80	2.75	0.00	4.06	3.92	10.06	4.49	6.27	25.44
207,156	208,156	1,000	3.87	4.11	3.95	1.55	4.80	2.75	0.00	3.75	4.23	12.26	8.28	8.46	31.68
208,156	209,156	1,000	6.27	4.11	3.95	1.55	4.80	2.75	0.00	4.23	3.78	12.16	9.03	8.55	36.13
209,156	209,446	290	6.27	4.11	3.71	1.55	4.80	5.45	0.00	4.91	3.78	12.16	9.03	8.55	41.98

Report Date: 6/30/2003 C:\Base23Junio\BD_Fuente2003_V5-6.mdb Sort by Relative Start, Relative End
Page: 2 de 2Tabla No. 9 Representa los índices de riesgo de Hda. Xala – Venta de Carpio
(cont.)



5.5. Evaluación y selección de proyectos.

Siguiendo con el estudio se procedió a proponer una serie de proyectos para mitigar el nivel de riesgo, para esto se empleó el programa IAP (Integrity Assessment Program), el cual dentro de sus beneficios tiene una rutina en la cual se pueden alimentar una serie de proyectos y simularlos para ver cuanto es el nivel de riesgo que estos disminuyen y poder hacer una selección de los proyectos que más beneficio se obtienen al aplicarlos.

Para el sistema que se eligió como estudio el LPG de 4" que va de Poza Rica a Venta de Carpio los Proyectos que se obtuvieron son los siguientes:

SISTEMA	LONGITUD AFECTADA	PROYECTO IDENTIFICADO
LPG 4" POZA RICA – VENTA DE CARPIO	161.660 km	MANTENIMIENTO INTEGRAL
		<input type="checkbox"/> Fitness for Purpose (Análisis de Integridad)
		CONTROL DE CORROSIÓN
		<input type="checkbox"/> Aplicación de rectificadores automáticos para el desempeño del sistema de protección catódica
		<input type="checkbox"/> Revisión de los valores de los potenciales que no cumplan con el criterio de PC
		<input type="checkbox"/> Inspección de encamisados
		PREVENCION DE TERCERAS PARTES
		<input type="checkbox"/> Programas de educación al público
PROGRAMAS Y PROCEDIMIENTOS		
<input type="checkbox"/> Entrenamiento del personal		
<input type="checkbox"/> Mejora en programas de salud del personal		

Tabla No. 10 Selección de Proyectos.



5.6. Análisis del Costo-Beneficio.

Una vez aplicado el criterio de selección de proyectos como se muestran en la tabla No. 10 y aplicando el Programa de Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos, considerando los costos de las diferentes actividades planteadas en los proyectos, el sistema arroja los siguientes resultados:

Considerando los costos de las siguientes actividades:

Mantenimiento Integral.

Actividad	Costo USD/km	x Longitud Total
Corrida de diablos de Flujo Magnético Herramientas de Alta Resolución	2,250	363,735
Corrida de diablos de Inspección Ultrasónica	4,450	719,38

Reparación/Rehabilitación.

Actividad	Material (\$USD)	Trabajo (\$USD)
Clock Spring (24"x0.375")	1,900.00	1,563.09

Sistema de Protección catódica

Actividad	Costo USD/km	x Longitud Total
CIS Inspección a Intervalo Cerrado	400.00	64,664.00
DCVG Gradiente de Voltaje Corriente Directa	450.00	72,747.00

Componentes:

Componente	Costo x Unidad (\$USD)
Rectificador Automático	5,462.00
CP Test Station	462.00
Data Logres	885.20
Data logres module	49.30
Modem	244.00
Aerial	188.00
Pole	15.00
Fittings	5.00
Wire	158.00
Mini UHF plugs	463.00
Total	7,931.50

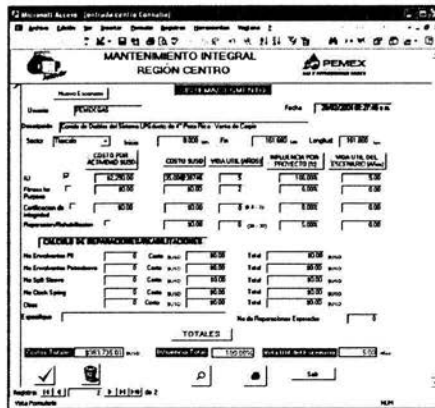


Figura No. 29 Simulación de Escenarios de Mantenimiento Integral para la Región Centro

Considerando el Sistema LPGducto de 4" \varnothing que va de Poza Rica – Venta de Carpio con una longitud total de 209,446 km. De los cuales se encuentran 161,660 km. Dentro del nivel de riesgo administrable e intolerable, aplicando el proyecto de corrida de diablos (análisis de integridad), nos da una vida útil de 5 años, teniendo un 100 % de influencia en el proyecto, con un costo de 363,735.01 \$USD.

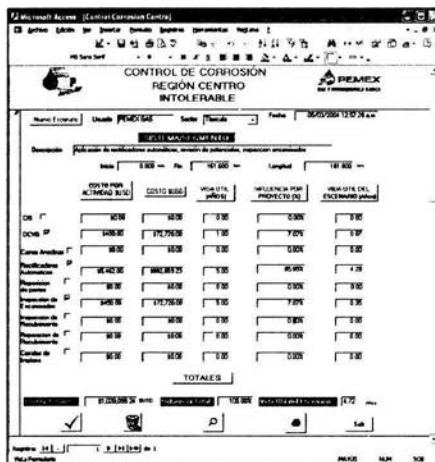


Figura No. 30 Simulación de Escenarios de Control de Corrosión para la Región Centro

De igual modo la aplicación del proyecto de control de corrosión, aplicando un DVCG, para posteriormente instalar rectificadores automáticos e inspección de encamisados, nos da una vida útil de 4.72 años, con una influencia del 100% en el proyecto con un costo de 1,028099.24 \$USD

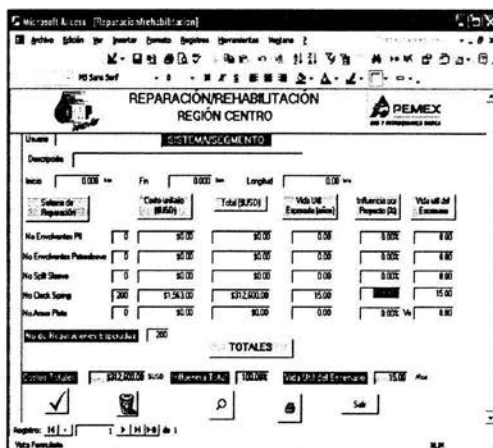


Figura No. 31 Simulación de escenarios de Reparación/Rehabilitación para la región Centro

Para la simulación del proyecto, considerando un programa de educación al público en las áreas plenamente identificadas, nos arroja un costo de 1,165 \$USD.

Es importante mencionar que estos proyectos se aplican exclusivamente al sistema de estudio y con la longitud de influencia, y es evidente que para cada caso particular su comportamiento será dependiente de estos factores.



CONCLUSIONES

La Administración de Riesgos es una herramienta, que nos ayuda a determinar los problemas que pueden surgir en un sistema de transporte, plantas industriales, instalaciones marítimas, etc. el cual depende de la Administración del Mantenimiento que tiene como infraestructura, la recopilación de información gráfica e histórica, además su proceso administrativo y sistemático está vinculado con sistemas informáticos de seguridad, ambientales y administrativos de las actividades principales de mantenimiento.

El uso de los avances tecnológicos como los son el Análisis de Riesgos e Integridad, permiten llevar un control de la mejora continua antes y después de haber obtenido la certificación de ductos e instalaciones industriales.

La Administración del Mantenimiento nos ayuda en la toma de decisiones e información confiable y oportuna, así como la elaboración de un programa que permita generar proyectos de mitigación de riesgo, guiando los recursos técnicos y financieros hacia puntos críticos.

La administración de la integridad es un programa efectivo que permite alcanzar la confiabilidad y los niveles de seguridad de los equipos más críticos de un proceso, es una herramienta de vanguardia para el diseño de programas de mantenimiento preventivo.

Un sistema de información como lo es el Programa de Escenarios para la Administración de Riesgos en ductos nos permite seleccionar las actividades que mayor beneficio nos aporta, esto es la influencia del proyecto y la vida útil de éste.

Es necesario efectuar un análisis de riesgo para poder partir de una base, la cual nos dará la pauta para la aplicación del programa, además de tener en cuenta que el usuario debe de tener conocimiento del costo que implica cada una de las actividades o proyectos de reparación/rehabilitación de los sistemas de transporte.

Cabe hacer mención que este programa está diseccionado para personal que tiene que ver con la toma de decisiones en la ejecución de proyectos para la prevención/rehabilitación de los sistemas de transporte (ductos), ya que de los resultados obtenidos por el programa de escenarios, es posible seleccionar los más apropiados, hablando de la influencia del proyecto, la vida útil y sobre todo el costo-beneficio que este aporta.

Por tal motivo se concluye que este programa de Evaluación de Escenarios para la Administración de Riesgos en Ductos ofrece gran beneficio para la selección de proyectos de mitigación del nivel de riesgo.



GLOSARIO

AIM - Análisis de integridad mecánica

American Institute of Chemical Engineers – Instituto Norteamericano de Ingenieros Químicos

Análisis de Riesgo – Es un proceso sistemático de identificación y evaluación de riesgos asociados con accidentes potenciales.

ANSI – Instituto Nacional Norteamericano de Normas

API – Instituto Norteamericano del Petróleo

AR - Análisis de Riesgo

ASME – Sociedad Norteamericana de Ingenieros Mecánicos

ASTM – Sociedad Norteamericana de Pruebas y Materiales.

CCD - Código de color de los ductos.

Celaje - El celaje es una actividad preventiva cuya finalidad es la detección de las modificaciones e irregularidades que suceden por causas naturales como son los deslaves, inundaciones de terreno o el crecimiento de la floresta natural, las actividades humanas como la realización de excavaciones, reparaciones o actividades normales de mantenimiento de otras empresas.

Celaje terrestre- Se realiza transitando a pie por el derecho de vía observando el terreno circundante para detectar in situ, cualquier irregularidad que afecte la seguridad de las personas que viven y trabajan a su alrededor, al medio ambiente o las instalaciones.

Celaje aéreo- Se realiza sobrevolando en helicóptero a baja altura sobre el derecho de vía, su ventaja principal es que se pueden inspeccionar rápidamente y de forma integral la totalidad de los tramos del derecho de vía y vigilar aquellos lugares donde el acceso por tierra es complicado o difícil como pueden ser zonas pantanosas, lagunas, canales, montañas o terrenos con afectaciones

CFE – Comisión Federal de Electricidad

Clase de localización – El criterio para determinar la clase de localización por donde pase un Ducto de transporte de hidrocarburos gaseosos, será el siguiente: la unidad para la clasificación de la localización será un área unitaria de 400 x 1600 m, o sea 200 m a ambos lados del eje del Ducto en un tramo de 1600 m.



Clock Spring® es un producto patentado, es un método versátil y efectivo para la reparación de tubería el cual suministra un refuerzo estructural permanente para tubería externamente corroída y/o mecánicamente dañada

COF\$ - Consecuencia de falla monetizado, (costo de los eventos).

Corrosión bacteriana. - La corrosión inducida microbiológicamente ocurre cuando se encuentra en la tubería bacterias que metabolizan hidrocarburos. Las bacterias que producen ácido y las que reducen sulfatos se presentan en las tuberías y utilizan hidrocarburos como nutrientes.

Corrosión exterior – Factor de contribución a la probabilidad de falla.

Corrosión interior - Factor de contribución a la probabilidad de falla.

CP – Protección Catódica.

Derecho de Vía - Franja de terreno donde se alojan los ductos. El ancho del DDV, debe ser de 10 a 25 m.

Diagnóstico integral (CIS, DCVG). Las técnicas llamadas de potencial a intervalos cortos “CIS” y la de gradiente de voltaje de corriente directa “DCVG” Es práctica actual que el mantenimiento exterior de ductos se realice en dos fases, la primera para detectar las anomalías de ambos sistemas y la segunda para llevar a cabo las acciones correctivas necesarias.

Diseño y Materiales - Factor de contribución a la probabilidad de falla.

DOT – Departamento de Transportación de Estados Unidos.

DRR - Diagrama de resistencia residual.

ETA - Event Tree Analysis, Análisis de árbol de eventos.

FEB (Fusión Bonded Epoxy). Recubrimiento exterior del ducto.

FMEA - Análisis de Causa y Efecto de Fallas.

FTA - Fault Tree Analysis, Análisis de árbol de fallas.

HAZOP - Estudio de Peligro y Operabilidad.

HRA - Human Reliability Assessment, Técnica de evaluación de fiabilidad humana.



IAP - Integrity Assessment Program, Programa de Análisis de Integridad.

ILI - inspección interna

Impacto a la Población – Factor considerado en la consecuencia de falla, la cual impacta directamente a la población.

Impacto al Medio Ambiente - Factor considerado en la consecuencia de falla, la cual impacta directamente al medio ambiente.

Impacto al Negocio - Factor considerado en la consecuencia de falla, la cual impacta directamente al negocio.

Índices de Riesgo – son los factores que intervienen en la evaluación del nivel de riesgo, y son siete (corrosión interior, corrosión exterior, terceras partes, movimiento de terreno, diseño y materiales, operación y procedimiento y otros).

Movimiento del Suelo - Factor de contribución a la probabilidad de falla.

NOM - Norma Oficial Mexicana.

OPS - Official of Pipeline Safety.

Otros (Fracturas por Esfuerzo de Corrosión) - Factor de contribución a la probabilidad de falla.

PEMEX - Petróleos Mexicanos

PGPB – PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

PHA - Preliminar Hazard Análisis, Análisis preliminar de peligros.

Protección catódica - Sistemas de información operativa tanto a nivel regional como a nivel central, mediante la instrumentación primaria, hardware de monitoreo, telecontrol y automatización de equipos, hardware de telemedición de potenciales.

Prueba hidrostática - Toda tubería de transporte de hidrocarburos, ya sea nueva, reparada o en condiciones a las de diseño, se le debe probar hidrostáticamente antes de entrar en operación, esto es con el fin de asegurar la integridad de la tubería antes de que se empaque con el hidrocarburo y prevenir problemas de seguridad y contaminación.

Resistencia residual - La carga o presión de falla.

Riesgo – (Risk). Es una medida de las pérdidas económicas, daños a la población o al ambiente, en términos de la probabilidad del incidente y la magnitud de las



pérdidas, lesiones o daños asociados. $\text{Riesgo} = (\text{Probabilidad de evento} \times \text{Magnitud del daño o consecuencias})$.

Riesgo administrable - Zona de acciones de mitigación y/o control de los niveles de riesgo, en donde se considera la implementación de actividades o proyectos de acuerdo a la reducción de costo-beneficio más atractiva.

Riesgo ambiental - Cualquier incidente puede causar daños mayores en el medio ambiente, sin embargo, los efectos no son fáciles de cuantificar, por lo que no se consideran en el riesgo total.

Riesgo colectivo - Expresa un límite sobre el impacto máximo que una instalación pueda tener sobre una sociedad, en lugar de casos particulares.

Riesgo en el negocio - Son los riesgos en el negocio ocasionados por eventos adversos, se refieren a daños en propiedad y costos por interrupción de servicio.

Riesgo individual - Es la probabilidad anual de que una persona, sin protección alguna, se encuentra ubicada en una posición específica relativa, con respecto a la fuente de riesgo.

Riesgo intolerable - Este es el nivel de riesgo que PGPB no está dispuesto a mantener en sus instalaciones de ductos

Riesgo tolerable - Región de riesgo controlado, que no requiere de acciones inmediatas.

ROF\$ - Probabilidad de falla monetizado (eventos por año).

SCC - Fracturas de corrosión por esfuerzo, más conocido por sus siglas en inglés SCC (Stress Corrosion Cracking).

Sistemas y Procedimientos - Factor de contribución a la probabilidad de falla.

Tamaño crítico - El tamaño del defecto que propicia una falla en condiciones normales de operación.

Tensión - Estudios realizados en Canadá revelaron que las fluctuaciones en la presión y los rangos de tensión tienen un efecto que propicia las fracturas y su crecimiento. Los datos de campo y laboratorio indican que los esfuerzos a la tensión tienen un fuerte impacto en el inicio y crecimiento del SCC.

Terceras Partes - Factor de contribución a la probabilidad de falla.

TR\$ - Riesgo de Falla, (costo por año), $(\text{TR\$} = \text{ROF\$} \times \text{COF\$})$.

BIBLIOGRAFÍA

1. MANUAL DE USUARIO DEL IAP (INTEGRITY ASSESSMENT PROGRAM MANUAL), VERSIÓN 5.6
2. SISTEMAS DE PROTECCIÓN ANTICORROSIVA NSPM-3.411.01
3. APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS PARA PROTECCIÓN ANTICORROSIVA NSPM-3.411.01
4. RECUBRIMIENTOS PARA PROTECCIÓN ANTICORROSIVA NSPM-4.411.01
5. NSPM-2.413.01, SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA
6. NSPM-3.413.01, INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA
7. NSPM-03.0.02, DERECHOS DE VÍA PARA TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE FLUÍDOS
8. REQUISITOS MÍNIMOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN DE DUCTOS DE TRANSPORTE- 14 DE AGOSTO DE 1998.
9. API-RP-1110, PRESSURE TESTING OF LIQUIDS PETROLEUM PIPELINES, EDICION 4, MARZO 1997
10. API-5L, ESPECIFICACIONES PARA TUBERÍAS
11. ASME B31.4, PIPELINES TRANSPORTATION SYSTEMS FOR LIQUIDS HIDROCARBON AND OTHER LIQUIDS, EDICIÓN 4, AÑO 2001
12. ASME B31.8, GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS. AÑO 1999
13. ASME B31.G, MANUAL PARA DETERMINAR EL ESFUERZO REMANENTE DE DUCTOS CON CORROSIÓN, AÑO 1991
14. DOT PARTE 195, TRANSPORTACIÓN LIQUIDS OF HAZARDOUS BY PIPELINE

15. DOT PARTE 192, TRANSPORTATION OF NATURAL AND OTHER GAS BY PIPELINE
16. GUIDELINES FOR CHEMICAL PROCESS QUANTITATIVE RISK ANALYSIS (CPQRA). AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS, NEW YOR, 1989.
17. API RP 520 SIZING, SELECTION, AND INSTALLATION OF PRESSURE-RELIEVING DEVICES IN REFINERIES. FOURTH EDITION, DECEMBER 1994.
18. API RP 521 GUIDE FOR PRESSURE-RELIEVING AND DEPRESSURING SYSTEMS. THIRD EDITION, NOVEMBER 1990.
19. CORROSION INDUSTRIAL, José Antonio Ortega Marques, MARCOMBO S.A., 1990, Barcelona España
20. CORROSIÓN Y OXIDACIÓN, John M. West LIMUSA S.A. de C.V., 1ª Edición, 1986,
21. CORROSIONES METÁLICAS, Ulick R. Evans, Cambridge University, 3rd Edición REVERTE, S.A.
22. MATERIALES NO METALICOS RESISTENTES A LA CORROSIÓN, Luis Bilurbina y Francisco Liesa MARCOMNO, S.A., Barcelona España 1990
23. MAS ALLA DE LA HERRUMBRE, Javier Avila Mendoza y Joan Genesca Llongueras FONDO DE CULTURA ECONÓMICA, S.A. DE C.V., México, 1989
24. ENGINEERING MATERIAL (properties and Selection), Kenneth G. Budinski PRENTICE HALL CAREER & TECHNOLOGY, Fourth Edition, New Jersey
25. ELECTROCHEMICAL IMPEDANCE (Analysis and interpretation) John R. Scully, David C. Silverman and Martin W. Kendig, ASTM 1916 Race Street, Philadelphia
26. CATHODIC PROTECTION (Theory and practice), V. Ashworth & C. J. L. Booker

Institution of Corrosion Science and Technology, Birmingham , Ellis
Horwood Limited, 1986

27. ELECTROCHEMISTRY OF CORROSION, D. L. Pirón
NACE (International The Corrosion Society), 1440 South Creek Drive,
Houston Tx., Library of Congress Catalog Card number 91-60372

28. MATERIALES INDUSTRIALES, Dr. W.G. José Maria Lasheras Esteban
Ediciones Cedel Viladrau , Barcelona, Genova, 1981