



OPTIMIZACIÓN DE REPARACIONES EN OLEODUCTOS BASADO EN EL ANÁLISIS PROBABILÍSTICOS DE DATOS DE INSPECCIONES INSTRUMENTADAS

Rosendo Enrique Huerta Mendoza

John Crane Latin America

Director de Confiabilidad e Ingeniería de Mantenimiento

E-mail: rhuerta@johncrane.com, huertar@cantv.net

Resumen

El mejoramiento de la confiabilidad operacional de cualquier instalación o de sus sistemas y componentes, está asociado con tres aspectos fundamentales: confiabilidad humana, confiabilidad del proceso y la confiabilidad de los equipos. Lamentablemente, difícilmente se disponen de recursos ilimitados, tanto económicos como humanos, para poder mejorar al mismo tiempo, estos tres aspectos en todas las áreas de una empresa.

En la industria petrolera mundial, los oleoductos y gasoductos, representan activos físicos de gran importancia, donde por lo general poseen baja frecuencia de falla, pero con grandes consecuencias cuando las mismas ocurren, sobre todo a nivel de seguridad y ambiente, y por supuesto en las operaciones y metas de producción.

Por lo antes expuesto, cuantificar el riesgo asociado con la frecuencia de falla y sus consecuencias basado en riesgo, es una útil herramienta para optimizar los costos de las reparaciones en oleoductos, sobre todo si se tiene datos de inspecciones instrumentadas anteriores, y claro está normas propias de las empresas.

El presente estudio muestra la aplicación de modelos probabilísticas para analizar los datos arrojados por inspecciones instrumentadas en oleoductos, que permitan establecer el nivel óptimo de las reparaciones a realizar.

Palabras Claves: Confiabilidad, Riesgo, Seguridad, Ambiente, Riesgo.

1. DEFINICIONES IMPORTANTES

CONFIABILIDAD: se define como la probabilidad de que un equipo o sistema opere sin falla por un determinado período de tiempo, bajo unas condiciones de operación previamente establecidas.

CONFIABILIDAD OPERACIONAL: es la capacidad de una instalación o sistema (integrados por procesos, tecnología y gente), para cumplir su función dentro de sus límites de diseño y bajo un contexto operacional específico.

EQUIPOS NATURALES DE TRABAJO: en el contexto de confiabilidad operacional, se define

como el conjunto de personas de diferentes funciones de la organización, que trabajan juntas por un periodo de tiempo determinado en un clima de potenciación de energía, para analizar problemas comunes de los distintos departamentos, apuntando al logro de un objetivo común.

En un enfoque tradicional, el concepto de trabajo en equipo comprende un sistema de progresión de carrera que exige a cada nuevo gerente *“producir su impacto individual y significativo al negocio”*. Gerentes rotando en ciclos cortos en diversos campos, creando la necesidad de cambios de iniciativa para *“dejar su huella”*.

Sin embargo, en la cultura de los más exitosos existe afinidad por el trabajo en equipo. Los equipos naturales de trabajo son vistos como los mayores contribuyentes al valor de la empresa, y trabajan consistentemente a largo plazo. Los gerentes guían a los miembros hacia el crecimiento del equipo y a obtener mejores resultados bajo el esquema *“ganar-ganar”*. Los éxitos del equipo son logros del líder de turno.

2. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, El Mantenimiento dentro de la industria petrolera, ha experimentado y experimentará una serie de transformaciones profundas en el ámbito: **humano, económico, tecnológico y organizacional**. Estos cambios que son consecuencia de la productividad y competitividad del negocio petrolero, traerán consigo una serie de desafíos, los cuales deberán ser afrontados de forma rápida. Ante esta panorámica, los conceptos y principios de Ingeniería de Confiabilidad, representan una vía efectiva que le permitirá a las empresas en el corto plazo, enfrentar de forma eficiente, los retos propuestos por los constantes y complejos cambios a los cuales están sometidas las organizaciones productivas de hoy.

Se debe prestar especial atención al proceso de definición de estrategias y toma de decisiones. Existen tres interrogantes que

afectan significativamente el proceso de toma de decisiones:

❖ ¿Cómo podemos determinar cuánto debemos gastar, cuando lo debemos gastar y qué beneficio recibiremos por la ejecución de las actividades de mantenimiento?.

❖ ¿Cómo podemos determinar qué información se va a necesitar en el futuro para mejorar estas decisiones, en qué forma y con qué precisión?.

❖ ¿Cómo reaccionamos ante una mejor información para modificar los planes de inversión y mejorar nuestras decisiones?.

Al responder estas interrogantes, se busca establecer una adecuada relación entre productividad y confiabilidad, tal como muestra la figura 1.

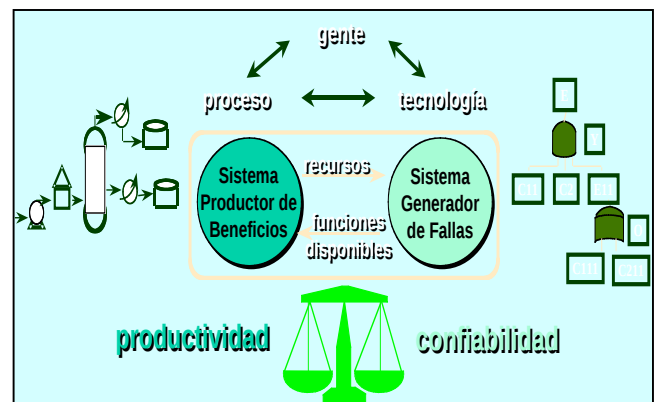


Figura 1. Relación productividad-Confiabilidad

En función de lo expresado anteriormente, se puede afirmar lo siguiente: “casi todas las decisiones sean o no de mantenimiento, son juicios sobre costos y beneficios”. Esto puede parecer trivial, pero tiene implicaciones más profundas y amplias de las que se reconocen comúnmente. A menudo, estamos muy cerca del problema y no podemos observar el escenario del costo vs. el beneficio en su globalidad. Nuestra visión esta siendo distorsionada por el ángulo de donde estamos observando y, en consecuencia, no podemos

visualizar los costos y los beneficios con la adecuada objetividad.

Para mejorar, necesitamos desglosar las posibles áreas de costos y de los beneficios correspondientes para poder examinar de manera crítica **“cuánto logramos” en relación con “cuánto gastamos”**.

En el mundo Industrial petrolero existen instalaciones de alta criticidad; esa criticidad está relacionada con el factor riesgo, el factor costo de mantenimiento y el factor estratégico. Un ejemplo de ello en el mundo petrolero son los Oleoductos, sistemas cuya función principal es el transporte de crudo entre sitios estratégicos a condiciones de trabajo preestablecidas.

Tradicionalmente en el mundo entero, a los oleoductos se les realiza tareas de mantenimiento, que combina acciones correctivas, preventivas y predictivas, cuya finalidad es garantizar la Integridad Mecánica de las líneas y preservar la continuidad operacional del proceso de transporte de crudo evitando daños al ambiente y/o terceros. Particularmente en el área predictiva, se suelen realizar inspecciones de diferentes tipos, tales como: inspección visual, inspección en áreas localizadas con ultrasonido e inspecciones a daños localizados mediante el uso de medidores de profundidad de picaduras. El resultado de estas inspecciones es analizado mediante la aplicación de códigos y normas tanto particulares de cada empresa como de normas internacionales, dando como resultado un plan de mantenimiento que puede establecer la ejecución de un Mantenimiento Mayor ó Acciones de Mantenimiento puntuales.

Hasta ahora los parámetros utilizados para medir la eficiencia de dichos mantenimientos son el tiempo de ejecución, los costos y el cumplimiento de las recomendaciones emitidas; la aplicación de indicadores como Disponibilidad, Confiabilidad o Probabilidad de Falla en estas instalaciones se han limitado sólo a equipos Dinámicos, obviando su aplicación en el ámbito de equipos estáticos dado que no existía una metodología de cálculo

para estos indicadores antes y después de un mantenimiento.

3. MARCO COCEPTUAL.

Con la finalidad de fortalecer la toma de decisiones basadas en el manejo de la incertidumbre, y el riesgo involucrado, se utilizan en la actualidad una serie de software y herramientas especializadas que permiten cuantificar probabilísticamente el riesgo permitiendo tomar decisiones correctas en el momento oportuno.

Para la estimación de la confiabilidad o la probabilidad de fallas, existen dos métodos que dependen del tipo de data disponible; estos son:

- Estimación Basada en Datos de Condición, altamente recomendable para equipos estáticos, que presentan patrones de “baja frecuencia de fallas” y por ende no se tiene un “historial de fallas” que permita algún tipo de análisis estadístico.
- Estimación Basada en el Historial de Fallas: recomendable para equipos dinámicos, los cuales por su alta frecuencia de fallas, normalmente permiten el almacenamiento de un historial de fallas que hace posible el análisis estadístico.

3.1. Estimación de Confiabilidad Basada en Condición

El análisis tradicional de confiabilidad, basado en el análisis estadístico del tiempo para la falla, ha sido exitosamente utilizado para mejorar el mantenimiento preventivo y traer los equipos y sistemas hasta los actuales niveles de desempeño. Sin embargo, buscando la mejora continua de sus procesos, en las tres últimas décadas, algunas industrias han hecho grandes esfuerzos en la recolección de data diferente a la data de falla, a través de programas de *monitoreo de la condición*

(mantenimiento predictivo) con la finalidad de optimizar las frecuencias de mantenimiento de sus equipos que permitan tomar acciones proactivas que eviten la ocurrencia de la falla.

La mencionada data de condición, ha sido usada principalmente en forma determinística, es decir, para hacer diagnósticos puntuales, debido a la falta de una adecuada metodología de análisis probabilístico. En esta sección se establecen las bases conceptuales para el cálculo de confiabilidad y probabilidad de falla de equipos estáticos basados en la data de condición. La columna vertebral de este método es el análisis *Carga-Resistencia*.

Estimación de la confiabilidad basada en la condición

Un parámetro de condición (PC) es cualquier variable física que revele información acerca de las características de desempeño de un equipo o componente. Un Parámetro Relevante de Condición (PRC) es un parámetro cuyo valor numérico caracteriza y cuantifica la condición de un equipo o componente en cualquier instante de su vida operativa.

Para que un PC sea un PRC, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Caracterizar la condición del equipo.
- Ajustar su valor continuamente durante su vida operativa.
- Describir numéricamente la condición del equipo o componente.

Un buen ejemplo de un PRC es el espesor de pared "E", el cual es comúnmente usado en la industria petrolera para caracterizar el proceso de deterioro debido al fenómeno Erosión-Corrosión en tuberías en general y en algunos recipientes a presión.

3.2. Propagación de la Incertidumbre

Cuando en el mundo industrial se habla de:

- Sobre – Dimensionamiento
- Sobre – Mantenimiento o Sub – Mantenimiento
- Presupuestos Sobre – Estimados o Sub – Estimados
- Paradas no Planificadas
- Estimaciones Erradas

Intrínsecamente se habla de Incertidumbre. La Incertidumbre es una medida de la inseguridad o grado de desconocimiento acerca de una variable o evento.

Los modelos más conocidos para cuantificar la incertidumbre asociada a una variable son las distribuciones probabilísticas. Las cuales son un modelo matemático que permiten cuantificar la incertidumbre asociada a una variable, es un modelo que considera todos los posibles valores que dicha variable puede tomar.

La propagación de la Incertidumbre es el procedimiento que permite incluir y contabilizar la incertidumbre asociada a las variables de entrada, en un determinado modelo de decisión. Si las variables de entrada al proceso tienen incertidumbre, entonces los resultados o salida del modelo deben tener incertidumbre. Esta propagación se sustenta en técnicas de simulación, como "Montecarlo", "Latin Hypercube" o "Algoritmos Genéticos" estas técnicas están incluidas en casi todos los softwares comerciales en la actualidad.

4. CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio está referido con un Oleoducto que tiene un periodo de operación acumulado de 15 años. Se debe decidir sobre el plan de reparaciones al cual debe ser sometido el oleoducto, evaluando los datos obtenidos de la inspección electromagnética y tomando el criterio de seguridad establecido por la empresa en cuanto al espesor límite permitido para la línea.

La propuesta metodológica para evaluar el oleoducto, está orientada en la gerencia en la toma de decisión basada en el análisis y cuantificación del riesgo, planteándose los siguientes retos:

- Identificar y gerenciar el riesgo asociado a la falla del oleoducto, en función de las profundidades de los daños detectados, propagando la incertidumbre en función de dichas profundidades así como la velocidad de corrosión para distintos años.
- Optimizar la distribución de recursos y dirigirlos para reparar solo aquellos puntos donde el riesgo de estar por debajo del espesor límite permisible, tenga una confiabilidad inferior al 90%.
- Facilitar la toma de decisiones a la gerencia, que le permita establecer un plan de reparación a mediano plazo en función de los resultados alcanzados, a la vez de lograr una mayor claridad financiera y soportar los principios de gerencia de activos (Asset Management).

Descripción de la Metodología empleada:

- ❖ Desarrollo de la metodología mediante la figura de un equipo natural de trabajo.
- ❖ El análisis del riesgo se desarrolló a través del método “Basado en el comportamiento probabilístico de las variables, soportándose en información real medida en campo luego de una inspección electromagnética, y validada por los niveles correspondientes.
- ❖ El proyecto se fundamentó en establecer un modelo que permitiera evaluar probabilísticamente los distintos daños detectados e identificados en la data real de campo, tomando como base la teoría Esfuerzo - Resistencia.
- ❖ Definición del modelo: se basó en dos variables de entrada las cuales son

distribuciones probabilísticas, las cuales se relacionan matemáticamente para estimar la variable de salida definida como: “Profundidad del daño esperado”. El modelo es presentado en la figura 2.



Figura 2. Modelo probabilístico del caso de estudio.

Todos los datos manejados, fueron analizados y evaluados en conjunto con los expertos de la unidad de inspección de Equipos Estáticos de la empresa. La variable **Profundidad del Daño** es ordenada de mayor a menor, con el objeto de facilitar la evaluación de los daños críticos, que corresponden con aquellos de mayor profundidad.

Para analizar el comportamiento probabilístico de cada variable, y poder comparar los resultados del modelo que representa el valor de **Esfuerzo**, con respecto al espesor límite de pared que representa el valor de **Resistencia**, utilizando el software Crystal Ball, para el análisis probabilística de las variables.

La variable profundidad del daño, se manejó con una distribución triangular, colocando como valor más probable el medido en campo, y los valores optimista y pesimista corresponden con la suma y resta del valor de error del instrumento (0.001”) respectivamente. Para el caso de la velocidad de corrosión, se identificó la

distribución de probabilidad que más se ajustaba, resultando la distribución Log-normal. La variable de salida, estimada a través del modelo, también resultó una distribución Log-normal, la cual fue comparada con la variable determinística establecida por la norma de la empresa, correspondiente con la máxima profundidad de daño permisible (60% del espesor nominal de la tubería y que equivale a un valor de 0.225”).

En línea general los resultados alcanzados establecen con claridad, que las tres profundidades de daño mayores cuyos valores son: 0.3263”, 0.3188” y 0.2588” deben ser reparadas inmediatamente, dado que la confiabilidad de estar dentro del espesor límite permisible es inaceptable, de hecho es cero (0), lo cual significa que el valor de **Resistencia solapa totalmente la distribución de Carga o Esfuerzo**. Adicionalmente, para el resto de los valores, dependerá del plan de desembolsos estimado por la Gerencia y el Riesgo que se esté dispuesto a asumir, para cumplir con la norma de la empresa, para los siguientes: dos, tres, cuatro, cinco y seis años. La tabla 1, muestra los resultados de los distintos escenarios.

Tabla 1. Resultados de los distintos escenarios

Año da.	2002	2003	2004	2005	2006	2007
0.3353	■					
0.3188	■					
0.2588	■					
0.2175			■			
0.2100			■			
0.2063			■			
0.1763						■

La redefinición de las acciones de reparación del oleoducto represento un

ahorro para la empresa superior a los 250.000 USD\$ anual.

5. LECCIONES APRENDIDAS

La aplicación del manejo del Riesgo y de la Gerencia de la Incertidumbre permite:

- Identificar oportunidades que ayudan a reorientar recursos económicos y humanos en función del impacto total, que incluye aspectos técnicos y financieros.
- Permite identificar y seleccionar estrategias de ejecución de tareas de mantenimiento mediante el análisis de distintos escenarios, soportados probabilísticamente.
- Facilita y soporta la toma de decisiones.
- Se requiere buena base conceptual y destreza en el uso de las herramientas de Ingeniería de Confiabilidad para poder realizar los análisis.

6. CONCLUSIONES

- ✓ El análisis realizado al Oleoducto, resultó una excelente aplicación para la toma de decisiones basada en la Gerencia de la Incertidumbre y manejo del Riesgo, identificando el plan óptimo de mantenimiento que debe ser realizado.
- ✓ La condición ideal sería disponer de datos estadísticos de los sistemas a evaluar que sean bien precisos, lo cual permitiría cálculos “*exactos y absolutos*”. Sin embargo desde el punto de vista práctico, dado que pocas veces se dispone de una data histórica de excelente calidad, el análisis probabilística permite trabajar con la opinión de expertos, y en función de la incidencia de los resultados, se podrá proceder con la inversión en datos de mayor calidad de ser requerido.

- ✓ En el contexto actual, la función mantenimiento no se puede limitar sólo a la simple disminución de las fallas a partir de acciones de mantenimiento seleccionadas sobre la base del registro histórico de fallas.

7. RECOMENDACIONES

De la Metodología:

- ◆ Propiciar la toma de decisiones cuantificando el Riesgo y Gerenciando la Incertidumbre.
- ◆ Garantizar que un asesor experto en el uso de las herramientas y modelaje del riesgo y la incertidumbre, verifique los resultados de los estudios que se realicen.
- ◆ Desarrollar un proceso efectivo para la implantación de las recomendaciones y seguimiento de resultados.
- ◆ Generar procedimientos que permitan capturar de forma confiable la información requerida para el desarrollo de los análisis, aprovechando el conocimiento y las experiencias del recurso humano.

Del caso de estudio:

- ◆ Programar la reparación inmediata de las profundidades de daños cuyas valores son: 0.3263", 0.3188" y 0.2588".
- ◆ Programar la reparación de las profundidades de daños: 0.2175", 0.2100" y 0.2063" para el año 2003.
- ◆ Programar la reparación de la profundidad del daño 0.1763" para el año 2006. En este caso, se programa bajo la premisa que la próxima inspección electromagnética sea diferida (año 2005), dado que en caso de ejecutarse la misma según programa, las

recomendaciones deben ser emitidas en función de los resultados del nuevo análisis de Riesgo.

8. REFERENCIAS

- Roush M.; Webb W., "Applied Reliability Engineering", vol I, The Center for Reliability Engineering, University of Maryland. College Park. 1999.
- ASME B31.G "Manual of Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines" – 1991
- ASME B31.4 "Pipeline Transportation Systems for liquid Hydrocarbons and other liquid" – 1998
- ASME B31.8 "Gas Transmission and Distribution Piping Systems" – 1999