



**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA**



18/PePA
c Bib
k Gunda

**" METODOLOGÍA PARA UNA EVALUACIÓN DE UN
CIRCUITO CON PROBABLE FALLA POR EL MÉTODO
DE ULTRASONIDO "**

PRESENTADO A LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER

**LA ESPECIALIZACIÓN EN SEGURIDAD DE INSTALACIONES
INDUSTRIALES DE EXPLOTACIÓN PETROLERA**

ING. EDUARDO ALVARADO MATA

JULIO, 1997



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

INDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	2
OBJETIVO	3
1.- CONCEPTOS GENERALES	4
1.1.- Pruebas destructivas.	
1.2.- Pruebas no destructivas.	
1.3.- Clasificación de los ensayos no destructivos.	
1.4.- Principio del método de ultrasonido.	
2.- BASES PARA LA EVALUACIÓN DE UNA FALLA EN UNA TUBERÍA	7
2.1.- Inspección ultrasónica	
2.2.- Criterios para la reparación, reemplazo parcial o total líneas de proceso.	
2.3.- Limitaciones para efectuar reparaciones.	
3.- DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA EVALUACIÓN EN CAMPO DE UN CIRCUITO DE TUBERÍAS CON PROBABLE FALLA	19
3.1.- Descripción del diagrama de flujo.	
4.- EJEMPLO PRÁCTICO DE EVALUACIÓN DE UNA TUBERÍA CON PROBABLE FALLA "CABEZAL DE DESCARGA DE MÓDULOS DE GAS DE ALTA DE LA PLATAFORMA AKAL -J".	28
4.1.- Descripción de la línea.	
4.2.- Resultados.	
4.3.- Inspección de la línea con probable falla.	
4.4.- Análisis de los resultados.	
5.- ANÁLISIS DE COSTOS	37
CONCLUSIONES	41
BIBLIOGRAFÍA	42
BREVIARIO DE TÉRMINOS	43

INTRODUCCIÓN

El sistema de líneas de proceso de las plataformas marinas está compuesto por una complicada red de tubería de diferentes diámetros que oscilan desde 2" Ø hasta 36" Ø, así como de diversos servicios entre los cuales principalmente se pueden mencionar: Oleogasoductos, oleoductos, gasoductos, y gasolinoductos. Un gran porcentaje del total de estas líneas tienen más de 10 años de servicio.

El reemplazo oportuno de líneas en mal estado evita costosas pérdidas provocadas por paros de producción no planificadas, daños al ambiente por derrame de hidrocarburos y daños al personal y/o a la instalación por accidentes industriales.

Las reparaciones o reemplazos planificados se logran mediante la aplicación de una metodología que puede resumirse en dos fases:

A-. Fase de inspección.

La cual consiste en la determinación de los resultados obtenidos en las inspecciones mediante la medición de espesores de pared por ultrasonido con el equipo de diferentes marcas y modelos por ej. de K.B. , dichos equipos son los más utilizados en la industria. DM, DM2E y DME DL.

B-. Fase de evaluación.

Esta fase consiste en el análisis de los resultados obtenidos en las inspecciones mediante la verificación de los cálculos del espesor mínimo requerido por presión interna y el esfuerzo real máximo permisible al que está operando la tubería.

Cuando se tengan espesores cercanos al espesor mínimo requerido o al esfuerzo máximo permisible se procederá mediante una reinspección de dichos puntos por medio del equipo de medición ultrasónica USD-10 K.B. ó similar para la evaluación de discontinuidades.

Una vez evaluados los resultados de las reinspecciones para determinar la necesidad de reemplazo parcial o total de la línea se verificará la especificación del material mediante el analizador de componentes en los metales y recalculará el espesor mínimo requerido con esta nueva especificación.

Estas actividades se relacionan con la filosofía del mantenimiento preventivo, cuyo objetivo es prevenir la falta antes de que ocurra un evento indeseable.

En la presente metodología se describe el fundamento y los métodos de inspección utilizados que dan un perfil del estado físico en que se encuentran las líneas de proceso de las plataformas costafuera de Pemex-Exploración y Producción y los criterios aplicados para el reemplazo y/o reparación oportuna de las mismas y se propone como parte del aseguramiento de la calidad de los servicios en cuanto a inspección no destructivas se trata.000.

OBJETIVO

Analizar las alternativas en la toma de decisiones para emitir las recomendaciones sobre reparación, reemplazo parcial o total de una línea de proceso de las plataformas marinas de la Sonda de Campeche, con base en la teoría de aplicación y alcance de los ensayos no destructivos así como los criterios establecidos en las normas y códigos referentes a cada caso y considerando sobre todo el impacto económico generado por el paro de operaciones y utilización de recursos implicados en el procedimiento de reparación.

Mejorar los servicios minimizando los paros de emergencia y la probabilidad de accidentes debido a fallas en las tuberías de proceso con su consecuencia impacto económico y ambiental.

1.- CONCEPTOS GENERALES.

1.1-. Pruebas destructivas. Son la aplicación de métodos físicos directos que alteran de forma permanente las propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensiones de un material o componente sujeto a inspección, para determinar cuantitativamente en valor de ciertas propiedades de los materiales, tales como resistencia mecánica, la tenacidad o la dureza.

1.2-. Pruebas no destructivas. Son la aplicación de métodos físicos indirectos como es la transmisión del sonido, la opacidad al paso de la radiación, etc., y que tiene la finalidad de verificar la sanidad de las piezas examinadas. Con este tipo de pruebas no se busca determinar las propiedades inherentes de las piezas, sino la homogeneidad y continuidad en el material de éstos.

1.3-. Clasificación de los ensayos no destructivos:

1.3.1-. Técnicas de inspección superficial:

- Inspección visual (VT)
- Líquidos penetrantes (PT)
- Partículas magnéticas (MT)
- Electromagnetismo (NT)
- Emisión acústica (AE)

1.3.2-. Técnicas de inspección volumétricas:

- Radiografía industrial (RT)
- Ultrasonido industrial (UT)
- Radiografía neutrónica (NT)
- Emisión acústica (AET)

1.3.3-. Técnicas de inspección de la integridad de hermeticidad:

- Prueba por cambio de presión
 - A-. Hidrostática
 - B-. Neumática.

En cada uno de los de los ensayos no destructivos existen limitaciones e inconvenientes en cada uno de ellos (tabla MEIU-001).

TABLA MEIU-001

COMPARACION DE LOS MÉTODOS DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS.

MÉTODO	PRINCIPIO BÁSICO DE FUNCIONAMIENTO	MATERIALES SUSCEPTIBLES DE EXAMINACIÓN.	TIPOS DE DEFECTOS QUE DETECTA.	VENTAJAS	LIMITACIONES E INCONVENIENTES.
INSPECCIÓN VISUAL	Se evalúan las características de los materiales directamente empleando la capacidad visual del individuo, natural o complementada con instrumentos ópticos.	Todo tipo de materiales, de cualquier tamaño, forma y presentación.	Defectos de tamaño, forma, dimensión, color, acabado de sanidad, etc. Que se presenten en las superficies accesibles y a la simple vista.	Es el más económico de todos los métodos. No requiere equipo sofisticado.	Es muy susceptible al error humano. No es posible aplicar este método para evaluar.
INSPECCIÓN RADIOGRÁFICA	Se utilizan Rayos X y Gamma para penetrar los materiales y producir una imagen de la sanidad interna sobre una película fotosensible.	Materiales metálicos y no metálicos, incluso materiales orgánicos de forma simple y complicada.	Defectos superficiales pero especialmente los defectos de sanidad interna. Grietas, fisuras, porosidad, inclusiones, etc.	Proporciona una imagen real y evidencia permanente de los defectos. El equipo puede ser portátil o estacionario.	Deben tomarse precauciones especiales para evitar daños a la salud. El equipo y el consumo de materiales lo hacen un método costoso. Capacitación especial al personal.
INSPECCIÓN ULTRASÓNICA	Se emplean ondas ultrasónicas de alta frecuencia de 1 a 25 Mhz, que se propagan a través del material. En las discontinuidades producen ecos que se reciben en una pantalla de rayos catódicos.	Cualquier material metálico. También plásticos, cera, micas, vidrio y concreto.	Defectos internos de los materiales como las grietas, inclusiones, porosidad, laminaciones, variaciones de espesor, etc.	Prácticamente se puede emplear en cualquier espesor. Rapidez en rendir los resultados. Precisión para localizar la profundidad de los defectos.	Difícil en formas de piezas muy complejas o muy delgadas. Las superficies deben estar lisas. La orientación de los defectos afecta los resultados. Con el equipo portátil no hay registro permanente.
PARTÍCULAS MAGNÉTICAS	Se induce un campo magnético en el material que se examina. Donde hay una discontinuidad, las líneas de flujo magnético se desvían y pueden atraer partículas de hierro que se esparcen en la superficie y así indicar el defecto	Únicamente los materiales que sean magnetizables tales como los aceros y las aleaciones de níquel y de cobalto.	Grietas, roturas, porosidades, costuras y otras, siempre y cuando estén en la superficie o muy cerca de ella.	Rapidez de operación. Fácil de interpretar los resultados.	Requiere una fuente externa de energía eléctrica. Solamente detecta defectos superficiales o subsuperficiales. La pieza debe magnetizarse. No hay registro permanente.
LIQUIDOS PENETRANTES	Ciertos líquidos de baja viscosidad y baja tensión superficial penetran en los defectos. Después se aplica un polvo revelador para que el líquido aflore a la superficie.	Metales, plásticos y cerámicas, a condición de que no sean materiales porosos.	Grietas en las superficies, costuras, cierres fríos y otros defectos que tengan conexión con la superficie.	Es muy simple aplicar. Muy bajo costo. Aplicable en formas complejas. Materiales y equipo portátil.	Solo detecta defectos en la superficie. Las superficies deben estar perfectamente limpias.
CORRIENTES EDDY	Una bobina de corriente alterna induce corrientes parásitas en la pieza examinada. El flujo de estas corrientes se ve alterado por la presencia de defectos, que así logran detectarse en el equipo.	Únicamente metales que sean regulares conductores de electricidad.	Detecta variaciones en la composición y en la estructura interna del material. Grietas, vacíos, inclusiones y espesores de revestimientos.	Se puede automatizar. Se puede usar un amplio rango de frecuencias resultados inmediatos.	Le afectan muchas variables, lo cual puede restar confiabilidad a los resultados. Solo defectos en la superficie o cerca de ella. Para cada caso deben desarrollarse sus estándares de referencia.

1.4-. Principio del ultrasonido:

El principio en el que se basa el método de inspección por ultrasonido es la impedancia acústica (Z), que es la resistencia que oponen los materiales al paso de una onda ultrasónica y que es igual al producto de la velocidad de propagación de un modo de vibración dado por la densidad del material.

Para realizar la prueba, el sonido es transmitido a través del material de prueba por medio de un transductor ultrasónico. La interacción de ese sonido con el material puede indicar la velocidad, densidad, espesor y, por supuesto, la presencia de anomalías como son las discontinuidades o fallas del mismo.

Los elementos esenciales de un sistema de inspección por ultrasonido son:

- 1-. Equipo electrónico de ultrasonido.
- 2-. Cable coaxial.
- 3-. Transductor.
- 4-. Material a inspeccionar.

Los tres primeros elementos constituyen el medio de inspección, mientras que el cuarto es el objeto sujeto a examen.

El equipo electrónico de ultrasonido, genera impulsos eléctricos muy breves, del orden de microsegundos, con una diferencia de potencial entre los 100 y los 1000 volt y con una frecuencia de repetición entre los 125 y 500 pulsos por segundo.

Los pulsos eléctricos generados en el equipo son conducidos por el cable coaxial hasta el transductor, el cual mediante un cristal que tiene propiedades piezoeléctrica los transforma en vibraciones mecánicas con frecuencia entre los 0.25 y 25 Mhz. Estas vibraciones son transmitidas al material en examinación, donde se propagan y reflejan en la superficie expuesta, o bien, pueden ser reflejadas, atenuadas o dispersadas por una discontinuidad. Los pulsos reflejados son captados por el transductor, el cual los transforma en impulsos eléctricos que son analizados y representados en una pantalla de rayos catódicos, en una gráfica o en un digitalizador de imágenes.

2.- BASES PARA LA EVALUACIÓN DE FALLAS EN TUBERÍAS.

2.1.- Inspección ultrasónica.

2.1.1.- Determinación de espesores de pared de la tubería usando el equipo ultrasónico de haz recto DM2E de K.B. ó similar.

Este método consiste en la medición de espesores mediante la utilización de un equipo ultrasónico de haz recto DM2E de la K.B. ó similar, además se localizan los probables cambios en la homogeneidad del material de las líneas de proceso y comparando resultados con los cálculos correspondientes del espesor mínimo requerido por presión interna es posible construir un perfil del estado físico en que se encuentra dicha línea.

2.1.2.- Evaluación de discontinuidades con el equipo ultrasónico USD-10 de K.B. o similar.

Con base en los resultados de la inspección anterior se determinan los puntos de medición, con la finalidad de evaluar las áreas dañadas mediante la utilización del equipo USD-10 de la K.B. ó similar.

Durante esta actividad el inspector prepara un reporte detallado de la inspección en el cual aparece la ubicación de todos los tramos o secciones dañadas así como la clasificación y magnitud de la falla.

Los resultados de ambas inspecciones permiten obtener un perfil detallado de la condición física de la línea. La información que se proporciona es la siguiente: Puntos de corrosión, espesor remanente, abolladuras, dobleces, laminaciones o fatiga de material, etc.

2.2.- Criterios para la reparación, reemplazo parcial o total de líneas de proceso.

2.2.1.- Determinación de espesores mínimos permisibles de pared de tubería según Código ANSI/ASME B31.3

Con base en el código ANSI/ASME B31.3 edición 1993, en el Capítulo I "alcance y Definiciones", Subtítulo 300.1 "Alcance", Párrafo 300.1.1 "Contenido y Cobertura", Inciso B, se estipula que: "Este código es aplicable para sistemas de tubería que manejan todos los fluidos incluyendo sólidos fluidizados y para todo tipo de servicios incluyendo crudo, productos químicos intermedios y finales, aceite y otros productos del petróleo, gas, vapor, aire, agua y algunos refrigerantes".

La fórmula más usada es la de Barlock la cual se señala en el código ANSI/ASME B 31.3 en el párrafo 304.1.2 "Tubería recta bajo presión interna", Inciso A: El espesor de diseño por presión interna, t , no deberá ser menor que el calculado por la siguiente ecuación, cuando t es menor que $D/6$.

$$t = \frac{PD}{2 [SE + Py]}$$

Donde:

- t = Espesor de pared de la tubería por presión interna de diseño, pulgadas.
- P = Presión interna de diseño, libras/pulgadas².
- E = Factor de junta a la soldadura longitudinal.
 - = 1.00 para tubería sin costura.
 - = 0.85 para tuberías con soldadura con resistencia eléctrica (ERW).
- y = Factor de temperatura, = 0.4 para materiales ferrosos a 900° ó menos.
- SE = Esfuerzo máximo permisible :
 - SE = Con costura 17,000 psig.
 - SE = Sin costura 20,000 psig.

Para el manejo de hidrocarburos no corrosivos, los dos tipos de tubería más comúnmente usados son ASTM a 106 grado B y API 5L grado B, la tubería sin costura es generalmente preferida debido a su calidad consistente. La ASTM a 106 es fabricada únicamente sin costura, mientras que la API 5L se puede encontrar sin costura y soldada por resistencia eléctrica (ERW) o por arco sumergido (SAW). Cuando se usa grado B requieren de un espesor de pared excesivo, entonces puede requerirse tubería de mayor resistencia tales como API 5LX grado X52, sin embargo, son necesarios un procedimiento de soldadura especial y una supervisión estricta.

Según, se tiene que para tubería sin costura de especificación API 5L grado B:

Esfuerzo máximo permisible (SE) = 20 000 psi.

Esfuerzo mínimo a la cedencia especificada ($SMYS$) = 35 000 psi

Y para la tubería con costura:

Esfuerzo máximo permisible (SE) = 17 000 psi

Esfuerzo mínimo a la cedencia especificada ($SMYS$) = 35 000 psi.

2.2.2.- Determinación del esfuerzo a la cedencia mínima por operación.

En el código ANSI/ASME B 31.3 edición 1993, establece en el capítulo 2 "Diseño" párrafo 302.3.6 "Límites de esfuerzo calculado debido a cargas ocasionales para metales", inciso A:

OPERACIÓN-. La suma de esfuerzos longitudinales debido a la presión, peso y otras cargas sostenidas y los esfuerzos producidos por cargas ocasionales tales como viento y sismos pueden ser hasta 1.33 veces al valor del esfuerzo permisible, o bien, 76% del esfuerzo mínimo a la cedencia especificado, dado en el Apéndice A. El viento y los sismos no son necesario considerarlos simultáneamente, pero deben tomarse en cuenta para este cálculo el mayor de esfuerzo para cualquiera de estas condiciones.

2.2.3.- Determinación de la presión máxima de seguridad para tuberías con corrosión y picaduras según el ANSI/ASME B 31.G edición 1984.

Se requiere evaluar la capacidad de la línea para operar a una presión determinada (presión máxima de operación), puesto que en la misma surge pérdidas de material por efecto de la corrosión externa o interna.

En aquellos tramos donde se detecten falta de material, socavaciones o picaduras, requieren ser evaluados según lo especificado en el ANSI/ASME B31.G:

Verificar si:

$$10\% \leq d/t \leq 80\%$$

Donde:

d = Máxima profundidad encontrada
t = Espesor de pared

y si L (Longitud del área corroída real) es mayor que el valor determinado por:

$$L = 1.12 B \sqrt{Dt}$$

Donde:

L = Longitud del área corroída.
D = Diámetro nominal exterior del tubo en pulgadas.
t = Espesor de pared en pulgadas.
B = Es un valor determinado por :

$$B = \sqrt{\left(\frac{d/t}{1.1d/t - 0.15}\right)^2} - 1$$

Excepto que B no exceda de 4, si la profundidad de corrosión está entre 10% y 17.5% usar B = 4.0 en la primera ecuación.

Si L real es mayor que L (Longitud del área corroída) calculada, entonces A es un valor calculado por :

$$A = 0.893 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)$$

Por lo tanto el parámetro a considerar es la presión de operación que debe ser menor a la presión máxima de seguridad calculada mediante la expresión:

Para valores de A menores o iguales a 4:

$$P' = 1.1P \left\{ 1 - \frac{\left[\left(\frac{2}{3} \right) \left(\frac{d}{t} \right) \right]}{\left[\left(\frac{2}{3} \right) d \left(\sqrt{A^2 + 1} \right) \right]} \right\}$$

Donde:

- d = Profundidad máxima del área corroída, (pulgadas).
- L = Longitud del área corroída, (pulgadas).
- t = Espesor nominal de pared de la tubería, (pulgadas).
- P = Presión de operación lbs/plgs².
- P' = Presión máxima de seguridad, lbs/plgs².

Si P es mayor que P' se recomienda como solución temporal la reducción de la presión de operación (P) por debajo de la presión de seguridad (P'), como se indica en el suplemento del código ANSI/ASME B 31.G edición 1984 para tuberías presurizadas; o bien, el reemplazo de los tramos dañados.

2.2.4-. Frecuencia y estadística de los espesores de pared detectados.

Para determinar la necesidad de una reinspección y diagnosticar la reparación o reemplazo de una línea de proceso, sobre cubierta de una plataforma marina, se debe considerar el historial (uso de histogramas) pudiéndose detectar en algunos casos problemas potenciales en determinados tramos de la línea (daños en la protección anticorrosiva, fallas en el material, velocidad de desgaste natural por la operación de la tubería, desprendimiento prematuro del material, etc.).

Este criterio permitirá mejorar el sistema de control y de protección de las líneas, ya que las reinspecciones futuras se programarían a corto plazo si los puntos están fuera de dos veces la desviación estándar y a mediano plazo si estos se encuentran entre una y dos veces la desviación estándar, mientras que los valores cercanos al espesor mínimo calculado por presión interna demandarían atención especial a corto plazo; respaldando este criterio con la información obtenida de los programas de computacionales (PIPE 35 y DATAMATE III) , los cuales señalan de acuerdo a la velocidad de desgaste, las fechas de las próximas inspecciones y la fecha probable de retiro.

2.2.4.1-. Discriminación de valores no significativos.

Comparar los valores de todas las parejas de espesores de un mismo punto correspondiente a dos fechas de calibración consecutivas y eliminar los que sean significativos, para lo cual se observarán las siguientes reglas en orden secuencial:

A-. Eliminar todos los valores que excedan en 20% o más del espesor original, cuando éste sea conocido y se considere confiable.

B-. Eliminar todos aquellos espesores que no siendo el original, antecedan dos o más valores de espesor mayor.

C-. Eliminar o considerar como cero el desgaste que se obtenga tomando en cuenta los valores consecutivos de espesor donde lo medido más recientemente exceda al valor anterior (aumento de espesor de pared).

2.2.4.2-. Cálculo de las velocidades de desgaste por punto.

A-. obtener las diferencias de espesores entre los datos de una misma posición de calibración en cada punto de calibración (0° con 0°, 90° con 90°, etc)

Para que sea aceptable para cálculo una pareja de fechas de calibración, deberá haber transcurrido cuando menos un año entre ellas. Con fechas mas cercanas se obtienen errores inadmisibles.

B-. Seleccionar la máxima diferencia de espesor entre posiciones iguales de calibración, como desgaste representativo del punto.

C-. Cuando en un punto de calibración la diferencia de espesores entre posiciones iguales sea "cero" en todas las posiciones, se tomará dicho valor como representativo del punto.

a)-. Si la vida útil que se tenga es menor o igual a 1.5 años, proceder a reemplazar la pieza, línea o equipo, según el caso y continuar vigilando la unidad de control de acuerdo al resultado del análisis.

b)-. Si la vida útil obtenida mayor de 1.5 años, deberá procederse de la siguiente manera:

- ◆ .- En caso de tratarse de puntos diseminados en diversas partes de la unidad de control, hacer el análisis y de acuerdo con el resultado, programar la siguiente calibración.
- ◆ .- En caso de que el desgaste se encuentre localizado en ciertos puntos agrupados entre sí se deberán sacar estos

D-. La velocidad de desgaste por punto se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$D = \frac{ei - ef}{ff - fi}$$

Donde:

- D = Velocidad de desgaste del punto.
- ff = Fecha de la calibración mas reciente.
- fi = Fecha de la calibración anterior .
- ef = Espesor obtenido en la fecha .
- ei =Espesor obtenido anteriormente.

E-. Los valores de desgaste por punto así obtenidos se anotarán en la columna correspondiente del formato. (MEIU-002: "LECTURAS MÍNIMAS POR NIVEL DE CALIBRACIÓN").

2.2.4.3-. Cálculo del promedio de velocidad de desgaste del circuito de cada uno de sus componentes.

Para calcular lo anterior, se tomarán en cuenta las relaciones:

$$\underline{D} = \frac{D1 + D2 + D3 + D4 + \dots + Dn}{n}$$

$$|D| \text{ máx} = D + 1.28 \frac{D}{n^{1/2}}$$

Donde:

D1, D2, D3, ... Dn = Velocidades de desgaste máximo correspondiente en el punto del circuito o equipo considerado.

n = Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo.

\underline{D} = Promedio aritmético de las velocidades de desgaste.

$|D| \text{ máx}$ = Promedio ajustado estadísticamente.

A-. Este promedio de desgaste ajustado se anotará en la fila del formato correspondiente (MEIU-002) y en las columnas se anotarán también el espesor límite de retiro calculado por presión interna; el espesor mínimo detectado y la localización de éste; la vida útil remanente en años, la fecha de próxima calibración y la fecha de probable retiro calculadas según el desgaste de cada punto y utilizando el promedio ajustado estadísticamente.

2.2.4.4-. Determinación del origen de la desviación de los valores de espesores obtenidos respecto al promedio general.

A-. Si los análisis hechos con anterioridad indican variación en la velocidad de desgaste, se considerará el siguiente criterio:

- ◆ -. Cuando el cambio sea en el sentido de aumentar la velocidad de desgaste, se tomará en cuenta el valor obtenido en el último análisis.
- ◆ -. Cuando el cambio sea en el sentido de disminuir la velocidad de desgaste, se tomará en cuenta el valor obtenido en el análisis anterior, hasta no tener cuando menos dos análisis consecutivos que confirmen el cambio observado en cuyo caso se procederá al reajuste. Estos valores se compararán con las velocidades de desgaste puntuales ya asentadas en el formato correspondiente tomándose nota de aquellas velocidades de desgaste que sobrepasen apreciablemente el valor promedio.

B-. En el caso de tenerse altas velocidades de desgaste y de que las calibraciones efectuadas ya hubiesen sido ratificadas en el campo, se deberá proceder de acuerdo a lo siguiente:

- ◆ -. Si la vida útil que se tenga es menor o igual a 1.5 años, proceder a reemplazar la pieza, línea, o equipo, según el caso y continuar vigilando la unidad de control de acuerdo al resultado de análisis.
- ◆ -. Si la vida útil obtenida es mayor de 1.5 años, deberá procederse de la siguiente forma:
 - ⇒ -. En caso de tratarse de puntos diseminados en diversas partes de la unidad de control, hacer el análisis y de acuerdo con el resultado, programar la siguiente calibración.
 - ⇒ -. En caso de que el desgaste se encuentre localizado en ciertos puntos agrupados entre sí, se deberán sacar estos valores del análisis general del circuito, analizando el resto por separado. Los puntos anormales se deberán vigilar por separado, agrupándolos como una unidad de control independiente. Conviene analizar materiales y cualquier situación anormal en el flujo de la línea como puede ser: Un tubo recto, un inserto, un cambio de dirección brusco, etc.

2.2.4.5-. Determinación del espesor mínimo actual.

Con la finalidad de contar con los datos necesarios para el cálculo de la vida útil estimada (VUE), fecha de la próxima calibración (FPC) y la fecha de retiro probable (FRP); se requiere seleccionar el punto que cuente con el espesor mínimo de cada uno de los diferentes diámetros de las secciones que compongan la línea o unidad de control.

Determinación de la vida útil estimada(VUE), fecha de próxima calibración (FPC), y la fecha de retiro probable (FRP).

Esta determinación se hará aplicando las siguientes relaciones:

$$VUE = (\text{Espesor encontrado} - \text{Limite de Retiro}) / D$$

$$FPC = (\text{Fecha de la última inspección} + \text{Vida Útil esperada}) / 3$$

$$FRP = (\text{Espesor encontrado} - \text{Limite de Retiro}) / \text{perdida de MPA ideal.}$$

2.2.5-. Estimación del desgaste.

A-. Velocidad de desgaste, este resultado servirá para determinar lo siguiente:

- ◆ -. Criticidad del circuito. Cuando se tenga una velocidad de desgaste mayor de 20 MPA.
- ◆ -.Intensidad de calibración. Establece los programas de calibración a corto, mediano y largo plazo.
- ◆ -.Determinación de vida útil estimada.

B-. Vida útil esperada (VUE).- Este resultado da una idea de cuando será necesario solicitar materiales para el cambio parcial o total de un circuito de tuberías, así como para determinar la necesidad de programar la revisión de reparación de los equipos de una plataforma de acuerdo al estado que guarden sus circuitos de proceso. Cuando este valor sea igual o inferior a 1.5 años, emplazar inmediatamente.

C-. Fecha de próxima calibración (FPC).- Esta fecha nos servirá para programar la nueva calibración de la unidad de control en el programa general; en el caso de que esta fecha presente un intervalo de tiempo mayor de 5 años, se deberá calibrar a los 5 años como fecha mas lejana.

D-. Fecha de retiro probable (FRP).- Con base en esta fecha se deberán efectuar los emplazamientos, siempre y cuando para tal fecha falten por transcurrir 1.5. años o menos no debiéndose emplazar antes.

E-. Cuando las velocidades de desgaste sean mayores en determinados puntos de las líneas, deberá considerarse que pudiera tener el caso de corrosión tipo localizado y por lo tanto, convendrá proceder a programar una revisión de los materiales y de las corrientes de la unidad de control como base para un estudio de corrosión subsecuente.

F-. Cuando el desgaste se encuentra localizado y definido en determinadas zonas de las líneas, convendrá analizar en estas zonas lo siguiente: Materiales tanto de diseño como de construcción y cualquier otra situación como, cambio brusco de dirección, etc.

La magnitud de las operaciones y el espacio restringido para efectuar maniobras en las plataformas marinas en algunas ocasiones por accidente se pueden ocasionar daños considerables a las líneas de proceso tales como: Abolladuras, desprendimiento de la protección anticorrosiva, etc., lo que puede deberse al roce de cables o tuberías durante una operación incorrecta de maniobras para su instalación.

Análisis metalúrgico de los materiales.

Una vez estudiados cada uno de los criterios anteriormente mencionados para establecer la necesidad de efectuar una reparación o reemplazo de una tubería se procederá a efectuar un análisis químico cuantitativo del material de la tubería para determinar su especificación lo mas exacta posible y tomar esta referencia para verificar nuevamente los cálculos.

El método que se utiliza con cualquier analizador de metales (como el Texas Nuclear de la K.B. ó similar), consiste en la dispersión de energía a través de rayos X fluorescentes por medio de la excitación en la fuente de un radioisotopo dual (luduro de mercurio H₂G) y la alta resolución en la detección del rayo X.

2.3-. Limitaciones para efectuar reparaciones.

Al darle seguimiento al historial del comportamiento de los espesores de las tuberías se podrá establecer un programa óptimo de paro de operaciones para efectuar las reparaciones correspondientes evitando así los paros por emergencia con el consiguiente impacto económico y ambiental. Las limitaciones para efectuar reparaciones pueden ser:

Paro total de las operaciones de una o dos instalaciones.

Necesidades de materiales y mano de obra calificada.

Contratación y movilización de una embarcación de mantenimiento, etc.

3-. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA EVALUACIÓN EN CAMPO DE UN CIRCUITO DE TUBERÍAS CON PROBABLE FALLA.

Esta serie de pasos es una propuesta de un procedimiento para llevar a cabo un estudio que nos permita definir los criterios en la toma de decisiones para recomendar oportunamente la reparación o el reemplazo de una tubería de proceso de las plataformas marinas. (Diagrama MEIU-003).

3.1-. Descripción del diagrama de flujo.

Inicia procedimiento con programa anual de pruebas no destructivas.

1. Inspección por ultrasonido de las líneas de proceso utilizando los equipos DM2, DM2E, y DME DL.
2. Cálculo del espesor mínimo requerido por presión interna (t_{min}) y la relación de esfuerzos máximo permisible (S/SE y mínimo a la cedencia especificado ($S/SMYS$) por operación.
3. Verifica cálculo de t_{min} y las relaciones (S/SE) $>133\%$ ó ($S/SMYS$) $>76\%$?
4. ¿ t_{min} detectado $< t_{min}$ calculado o (S/SE) $>133\%$?

SI----- pasa a la actividad 5

NO--- pasa a la actividad 6

5. Reinspección de puntos o zonas donde se detecten los más bajos espesores de pared y en los que puedan existir probables defectos, utilizando el equipo USD-10.
6. Elaborar histogramas de espesores de pared detectados de acuerdo a los resultados del los programas computacionales (PIPE 35 Y DATAMATE III) , donde se efectúa el análisis estadístico, calculando la velocidad de desgaste, vida útil remanente, fecha próxima de calibración y fecha probable de retiro, estableciendo un control por puntos, por pieza o componente del circuito (formato MEIU-006).

6a. ¿Los valores mínimos detectados están fuera de dos veces la desviación estándar o se han detectado puntos con próxima fecha de calibración?

SI----- pasa a la actividad 6b

NO---- pasa a la actividad 6c

6b. Reiniciar programa pruebas destructivas a corto plazo (1 año).

6c. ¿Los valores mínimos están entre una y dos veces el valor de la desviación estándar o los puntos presentan fecha de calibración entre 2 y 3 años?

SI----- pasa a la actividad 6d

NO----- pasa a la actividad 6e.

6d. Reiniciar programa pruebas no destructivas a mediano plazo (2 ó 3 años).

6e. Reiniciar programa pruebas no destructivas a largo plazo (5 años).

7. Emitir reporte.

8. ¿ Existen defectos en la tubería?.

SI----- pasa a la actividad 9

NO---- pasa a la actividad 6a.

9. Emitir nota Informativa a otras dependencias y solicita análisis metalográfico del material de la tubería.

10. Análisis metalográfico del material de la tubería métodos químicos.

11. Emitir reporte.

12. Verificar cálculos de t_{min} requerido por presión interna y las relaciones (S/SE y (S/SMYS) con la especificación encontrada.

13. ¿ t_{min} detectado < t_{min} calculado o (S/SE) >133 % o (S/SMYS) >76% o el defecto está fuera de los valores de aceptación de la especificación del material?.

SI----- pasa a la actividad 14

NO----- pasa a la actividad 13a.

13a. Anexar al archivo especial para dar seguimiento periódico.

14. ¿ Puede efectuarse cambios de operación?

SI----- pasa a la actividad 16

NO----- pasa a la actividad 15.

15. ¿ Pueden instalarse grapas de refuerzo?

SI----- pasa a la actividad 16

NO----- pasa a la actividad 17

16. Emitir reporte de resultados y recomendaciones para ser analizados según códigos y normas.

17. Analizar resultados y recomendaciones según códigos y normas.

18. ¿ Existen variaciones de criterio entre los resultados y recomendaciones emitidas con lo establecido en códigos y normas?.

SI----- pasa a la actividad 19

NO----- pasa a la actividad 20

19. Efectuar correcciones según lo fundamentado por el departamento de servicios técnicos.

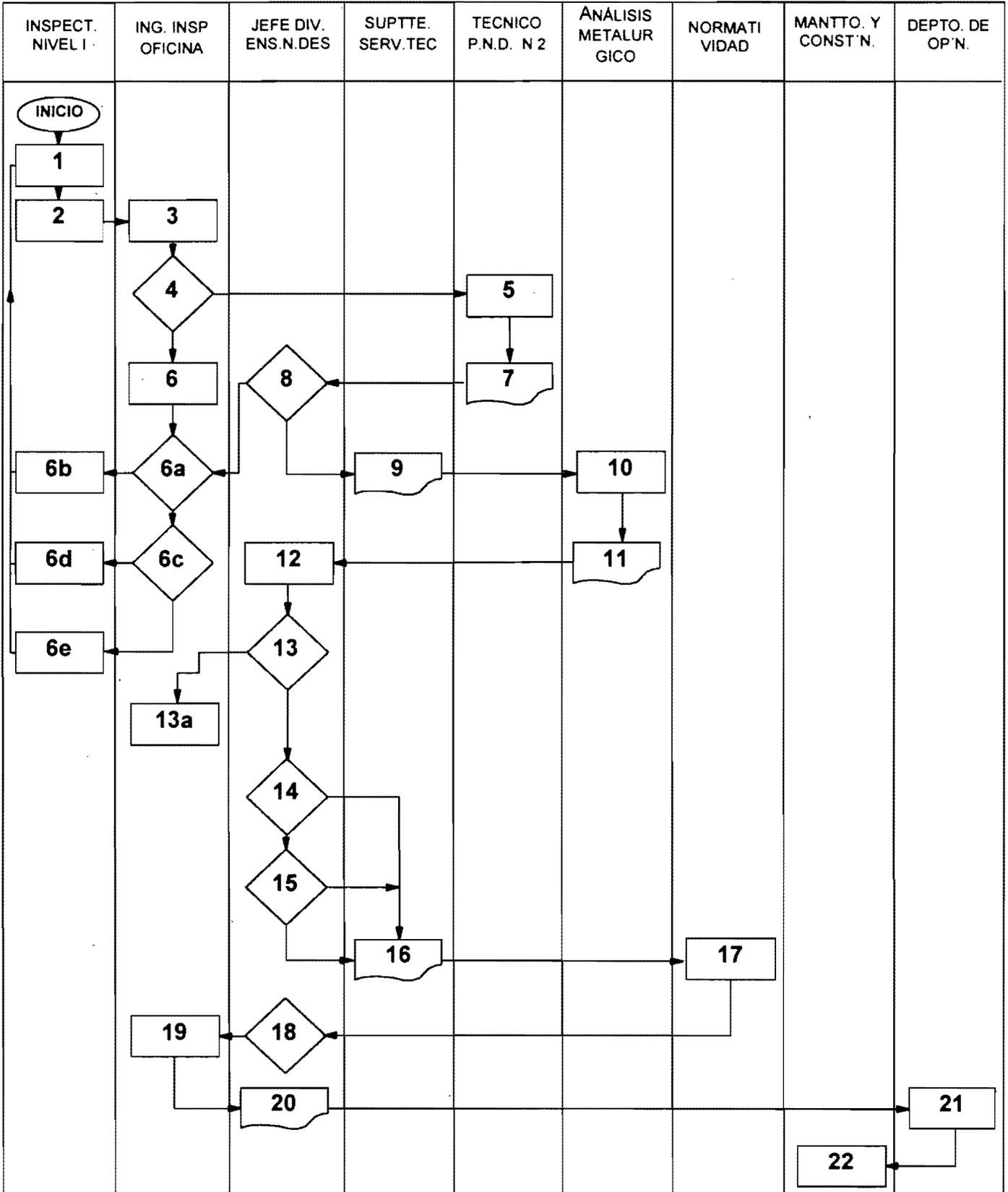
20. Emitir nota informativa con resultados y recomendaciones o bien solicitando la reparación de los defectos en las líneas.

21. Dar seguimiento a las recomendaciones: Cambio en parámetros de operación, solicita instalación de grapas de refuerzo o bien el reemplazo de los tramos de tubería dañados.

22. Iniciar procedimiento para ejecución de trabajos con riesgos para efectuar el reemplazo de los tramos de tuberías dañados.

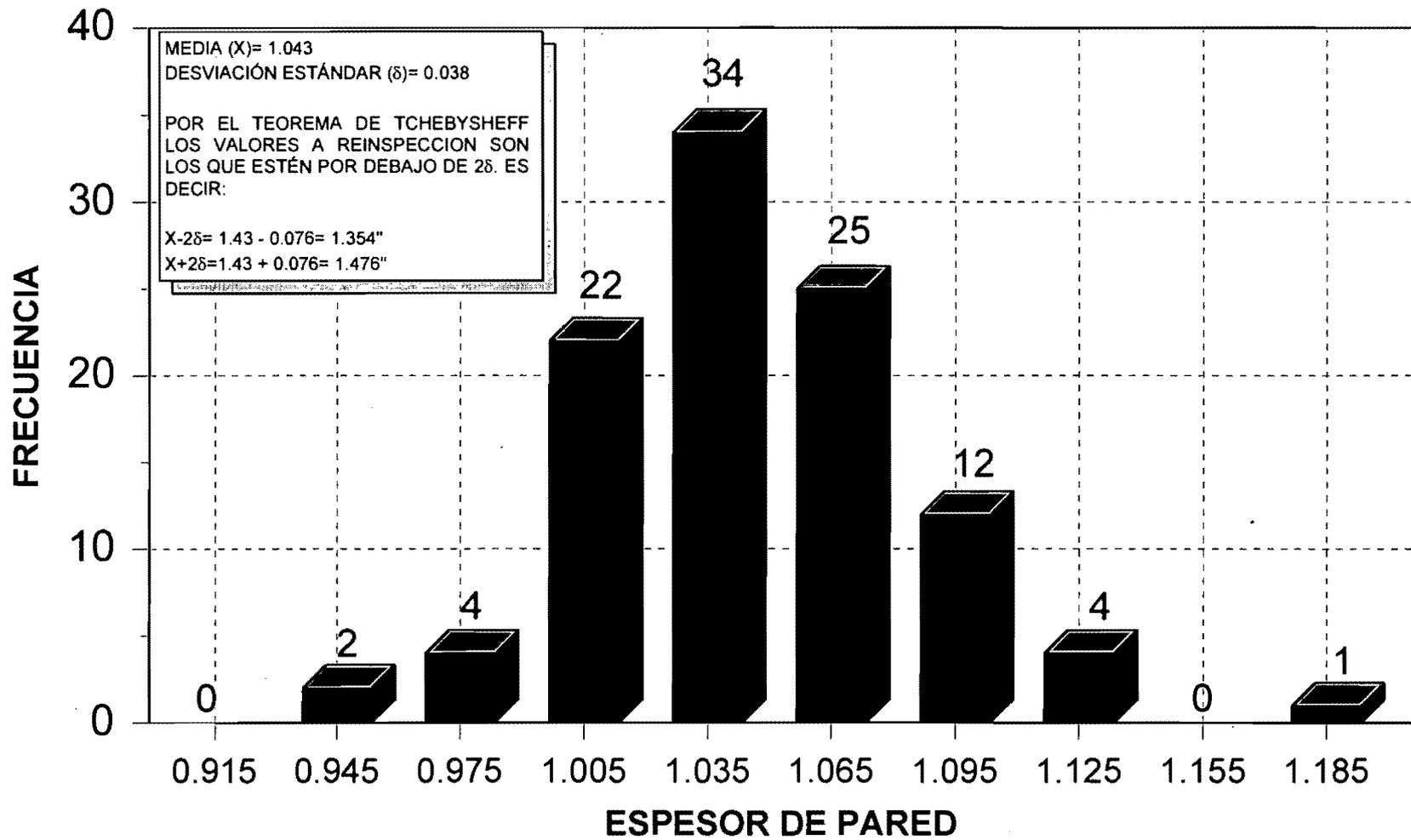
METODOLOGÍA PARA UNA EVALUACIÓN CON PROBABLE FALLA POR EL METODO DE ULTRASONIDO

DIAGRAMA MEIU-003



**METODOLOGIA PARA UNA EVALUACIÓN DE
UN CIRCUITO CON PROBABLE FALLA POR
EL METODO DE ULTRASONIDO**
GRAFICA MEIU-006

 FRECUENCIA DE DATOS DE 1994

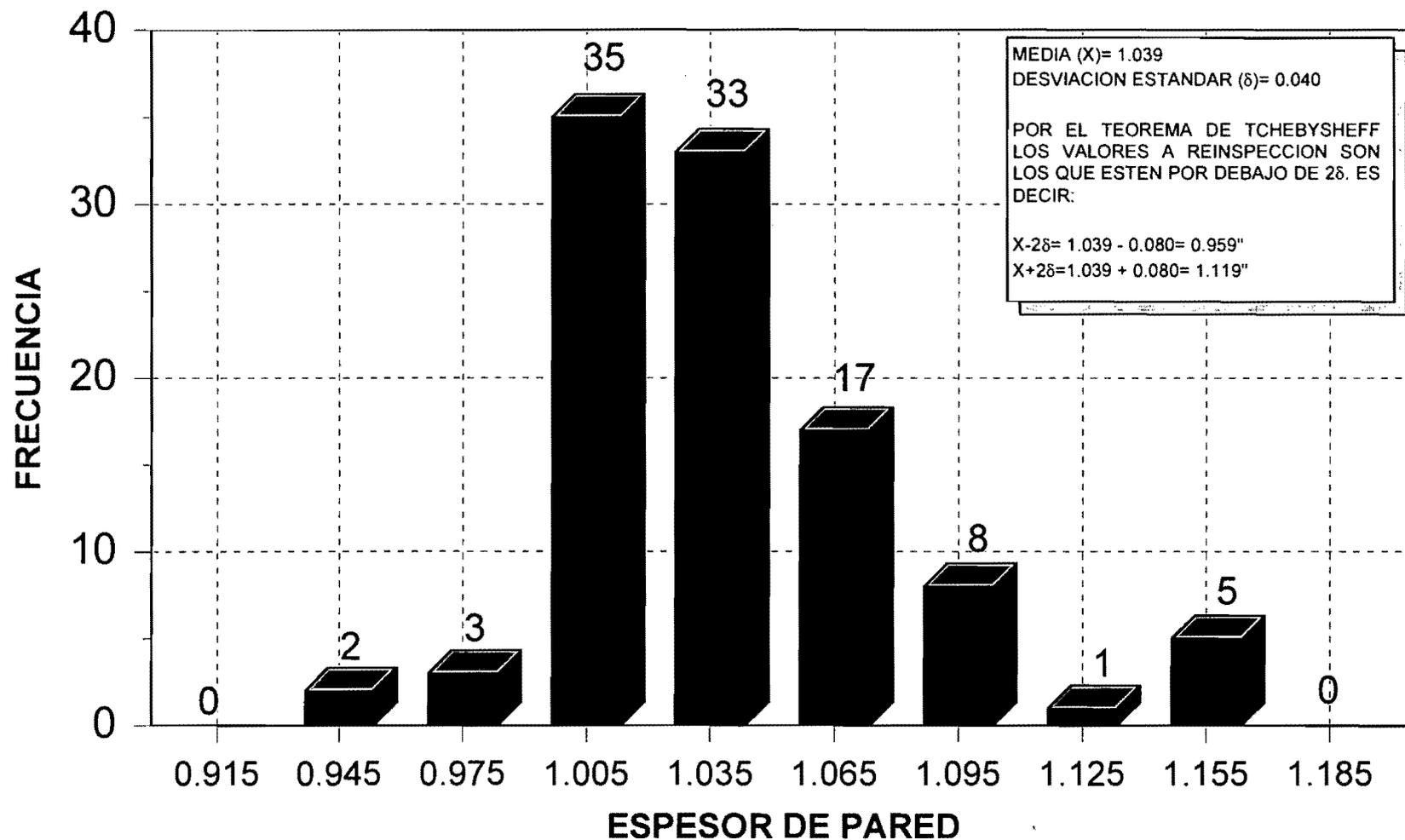


**HISTOGRAMA DE INSPECCIÓN ULTRASÓNICA DEL CABEZAL DE DESCARGA
DE MÓDULOS DE AKAL-J4**

METODOLOGIA PARA UNA EVALUACIÓN DE UN CIRCUITO CON PROBABLE FALLA POR EL METODO DE ULTRASONIDO
GRAFICA MEIU-006



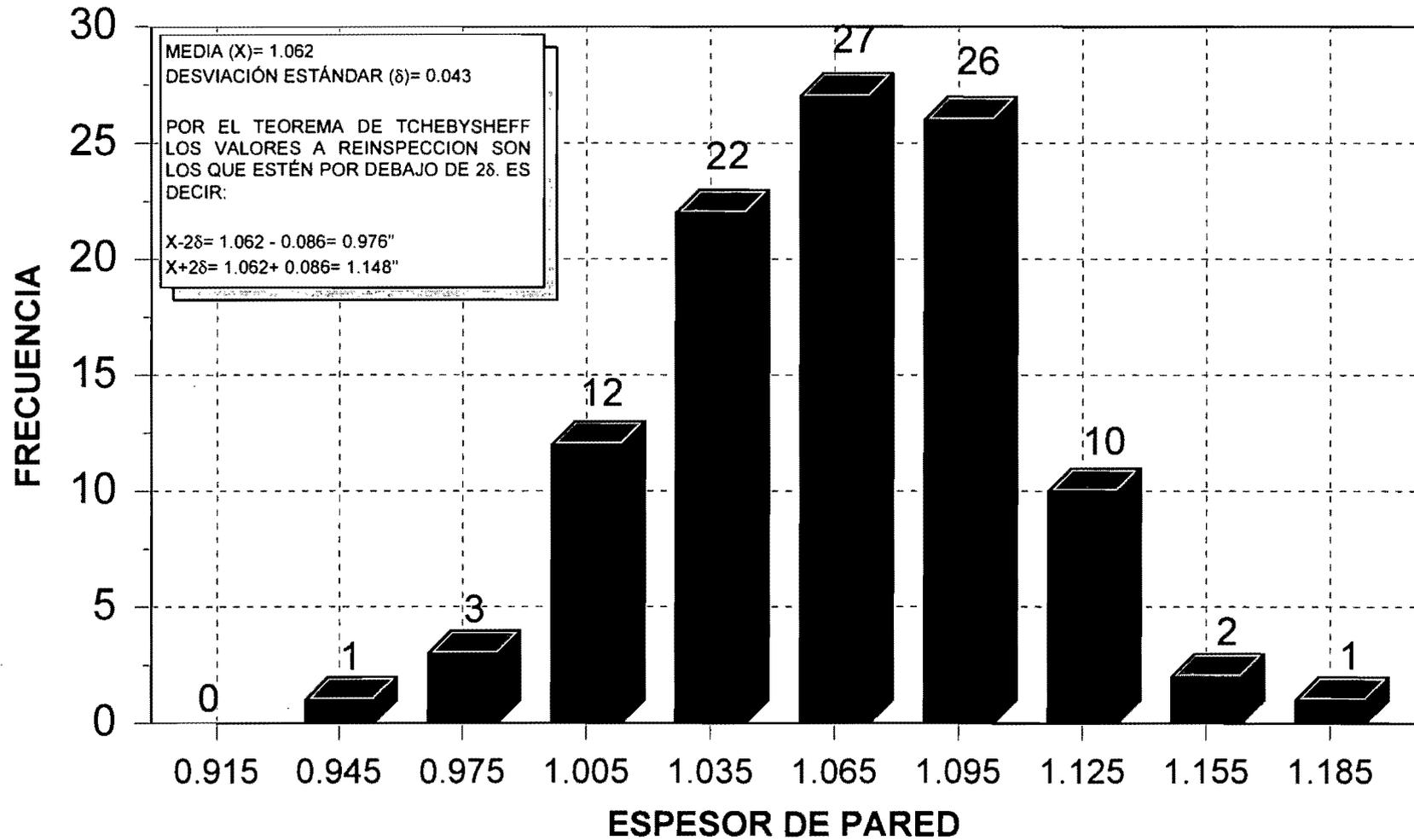
FRECUENCIA DE DATOS DE 1995



HISTOGRAMA DE INSPECCION ULTRASONICA DEL CABEZAL DE DESCARGA DE MODULOS DE AKAL-J4

METODOLOGIA PARA UNA EVALUACIÓN DE UN CIRCUITO CON PROBABLE FALLA POR EL METODO DE ULTRASONIDO
GRAFICA MEIU-006

 FRECUENCIA DE DATOS DE 1996



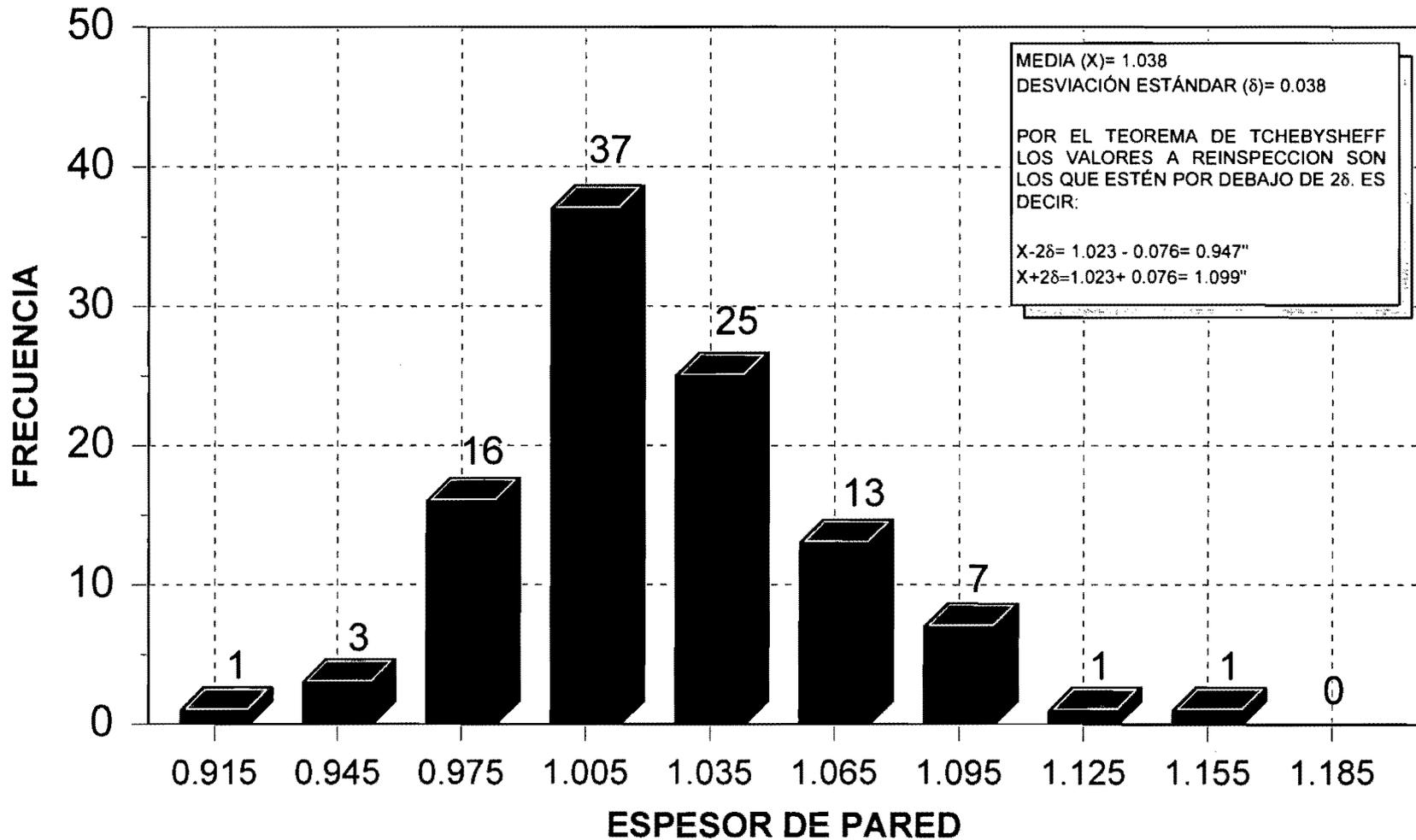
HISTOGRAMA DE INSPECCIÓN ULTRASÓNICA DEL CABEZAL DE DESCARGA DE MÓDULOS DE AKAL-J4

METODOLOGIA PARA UNA EVALUACIÓN DE UN CIRCUITO CON PROBABLE FALLA POR EL METODO DE ULTRASONIDO

GRAFICA MEIU-006



COMPARATIVO IDEAL CON DESGASTE DE 20 MPA SOBRE DATOS DE 1994

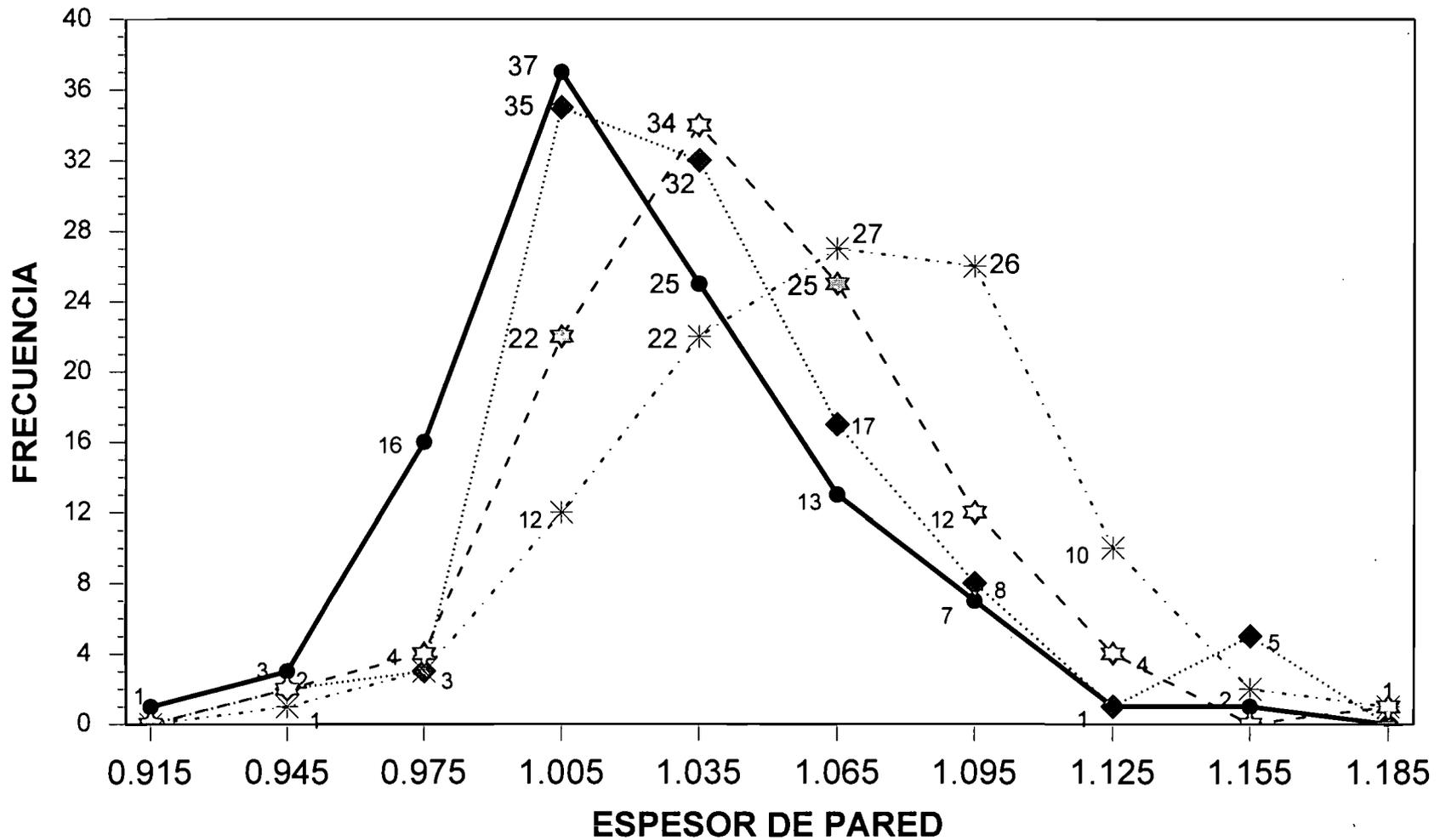
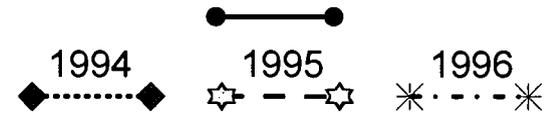


HISTOGRAMA DE INSPECCIÓN ULTRASONICA DEL CABEZAL DE DESCARGA DE MODULOS DE AKAL-J4
ANÁLISIS COMPARATIVO

METODOLOGIA PARA UNA EVALUACIÓN DE UN CIRCUITO CON PROBABLE FALLA POR EL METODO DE ULTRASONIDO

GRAFICA MEIU-006

COMPARATIVO IDEAL CON DESGASTE DE 20 MPA SOBRE DATOS



ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS DATOS DE CALIBRACIÓN

4. EJEMPLO PRÁCTICO DE EVALUACIÓN DE UNA TUBERÍA CON PROBABLE FALLA: "CABEZAL DE DESCARGA DE MÓDULOS GAS DE ALTA DE LA PLATAFORMA AKAL-J4".

4.1-. Descripción de la línea.

El cabezal de descarga general de módulos de la plataforma Akal-.J4, es una línea de 40 metros de longitud y 20" Ø , por la cual fluye un gasto promedio de 270 MMPCD de gas amargo a una presión máxima de operación de 80 kg/cm² y 90° c de temperatura.

Este cabezal tiene cuatro insertos de 10" Ø cada uno, que son las descargas respectivas de la segunda etapa de cada uno de los cuatro módulos "INGERSOLL RAND" y está interconectado con una línea submarina del mismo diámetro hacia Nohoch-A.

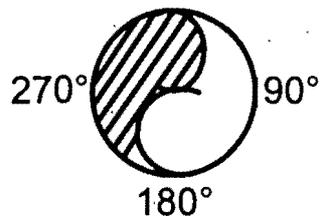
En el isométrico AK-J4-MEIU-004 se localización los puntos donde se efectuaron las lecturas de espesor de pared.

Dada la magnitud económica que representa en las operaciones de este circuito, por la severidad del servicio al manejar gas amargo y de las altas presiones a que permanece sometido, se presenta en este trabajo como un ejemplo de aplicación de los criterios que aquí se describen.

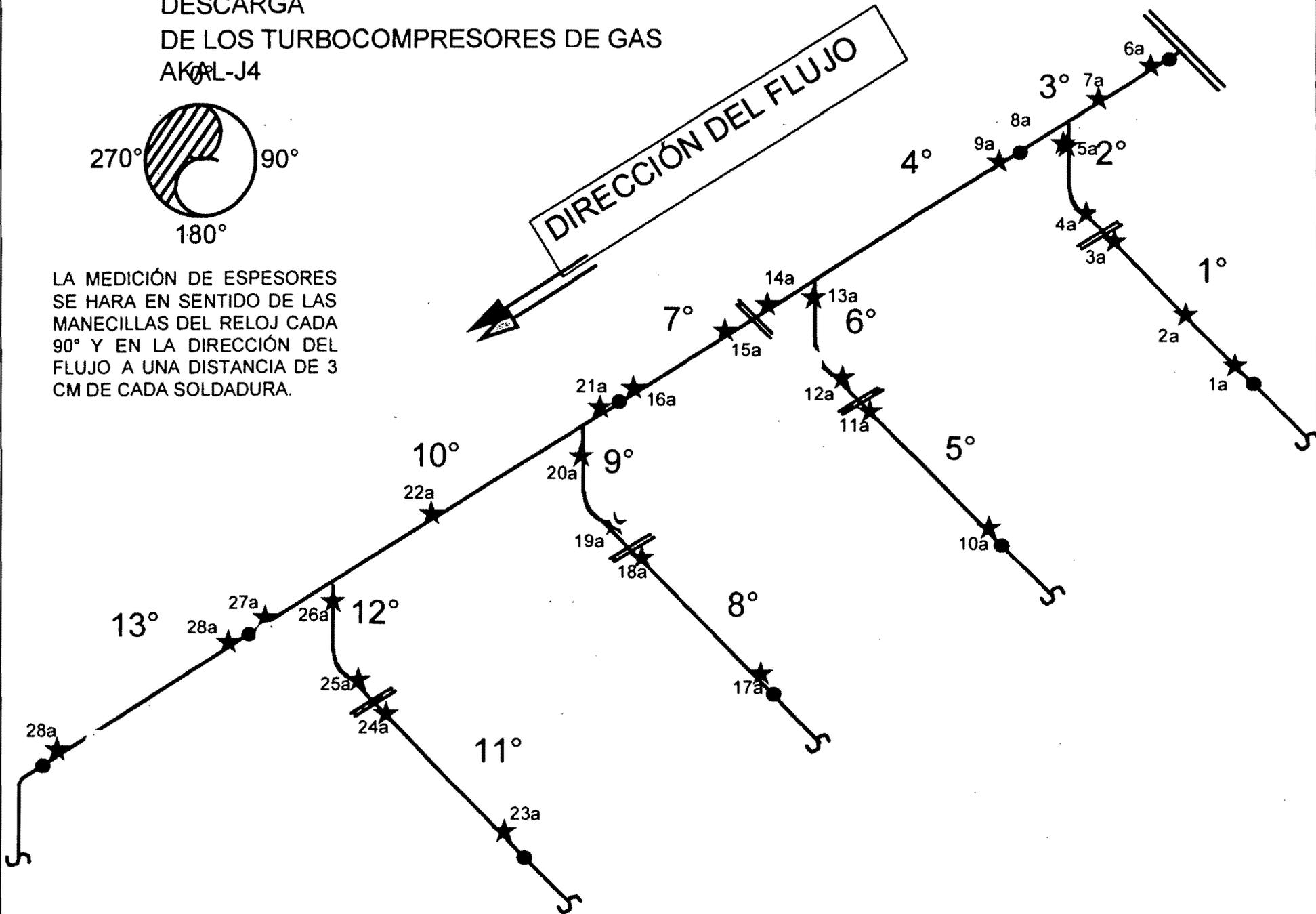
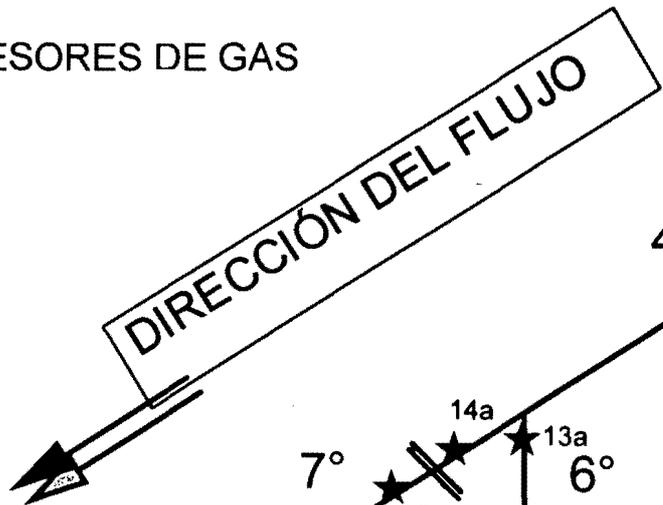
4.2-. Resultados del ejemplo.

En los histogramas de la inspección ultrasónica están descritos los resultados de las inspecciones por pruebas no destructivas con el equipo ultrasónico DM2E en los años 1994, 1995 y 1996. También se presenta la distribución de frecuencias siguiendo los criterios establecidos en el diagrama de flujo de la evaluación de una tubería descrito en el diagrama MEIU-003.

AK-J4- MEIU-004-.CABEZAL DE
 DESCARGA
 DE LOS TURBOCOMPRESORES DE GAS
 AK-L-J4



LA MEDICIÓN DE ESPESORES SE HARA EN SENTIDO DE LAS MANECILLAS DEL RELOJ CADA 90° Y EN LA DIRECCIÓN DEL FLUJO A UNA DISTANCIA DE 3 CM DE CADA SOLDADURA.



El análisis formal de la estadística se ha realizado a partir de los datos asentados en el registro de calibraciones en campo, durante la inspección ultrasónica y de acuerdo a las diferencias de espesor entre los resultados de 2 ó 3 años consecutivos obtener la fecha siguiente de calibración y de retiro probable por puntos y por piezas o componentes del circuito.

La información y la toma de decisiones es avalada por los programas computacionales (PIPE 35 y DATAMATE III), los cuales también señalan de acuerdo a la velocidad de desgaste del material, las fechas de las próximas inspecciones y las de probable retiro (MEIU-005).

4.3-. Análisis de los resultados.

Aplicando la metodología descrita, se obtienen los siguientes resultados:

Etape de Inspección con el equipo DM2E ó similar.

TUBERÍA DE 20" Ø

Espesor mínimo 0.941"
 Espesor mínimo requerido
 Por presión interna. 0.555"

Además de la relación de esfuerzos se mantiene aún muy por debajo de los valores permisibles según la normalización aplicada:

RELACIÓN	TUBERÍA DE 20" Ø	NORMALIZACIÓN
S/SE	51.84 %	133.00 %
S/SMYS	29.62 %	76.00 %

**REPORTE Y ANALISIS DE EQUIPO (REPORTE EN PULG., RANGO DE CORROSIÓN
EN MPA, ANALISIS ESTADISTICO/LINEA RECTA)**

MEIU-005

EQUIPO: AKJ4-27
CÓDIGO DE DISEÑO: B31.3

PRESIÓN DE DISEÑO: 1136 PSIG.
TEMP. DE DISEÑO: 45°

CABEZAL DE DESCARGA DE MODULOS GAS DE ALTA

EQUIPO: AKJ4-27
SERVICIO: GAS
PAGINA: 1
PRESIÓN DE DISEÑO: 1136 PSIG.
TEMP. DE DISEÑO: 45°

Punto	Tipo Acc	Diám. Utiliz.	Primera Lect.		Seg. Lect.		Terc. lect.		CORTO Rango Plazo	LARGO Rango Plazo	RETIRO Espesor	Milesim. Por Año	Fecha De Retiro	Próxima Inspección
			Esesor	Fecha	Esesor	Fecha	Esesor	Fecha						
1,01			0,996	mar-94	0,998	feb-95	1,018	feb-96	0	0	0,555	5	may 2006	feb 2001
1,02			1,024	mar-94	1,029	feb-95	1,003	feb-96	26	11	0,555	31	may 2006	feb 2001
1,03			1,041	mar-94	1,012	feb-95	1,031	feb-96	0	5	0,555	6	may 2006	feb 2001
1,04			1,036	mar-94	1,037	feb-95	1,032	feb-96	5	2	0,555	6	may 2006	feb 2001
2,01			1,052	mar-94	1,155	feb-95	1,061	feb-96	94	0	0,555	13	ago 2002	may 1998
2,02			1,046	mar-94	1,053	feb-95	1,101	feb-96	0	0	0,555	5	feb 2010	feb 2001
2,03			1,030	mar-94	1,030	feb-95	1,022	feb-96	8	4	0,555	10	may 2006	feb 2001
2,04			1,051	mar-94	1,037	feb-95	1,031	feb-96	6	10	0,555	13	jul 2006	feb 2001
3,01			1,063	mar-94	1,056	feb-95	1,069	feb-96	0	0	0,555	5	jun 2007	feb 2001
3,02			1,073	mar-94	1,070	feb-95	1,086	feb-96	0	0	0,555	5	nov 2007	feb 2001
3,03			1,090	mar-94	1,074	feb-95	1,087	feb-96	0	2	0,555	5	nov 2007	feb 2001
3,04			1,070	mar-94	1,060	feb-95	1,049	feb-96	11	11	0,555	13	dic 2006	feb 2001
4,01			1,029	mar-94	1,030	feb-95	1,048	feb-96	0	0	0,555	5	dic 2006	feb 2001
4,02			1,069	mar-94	1,057	feb-95	1,072	feb-96	0	0	0,555	5	jun 2007	feb 2001
4,03			1,039	mar-94	1,034	feb-95	1,041	feb-96	0	0	0,555	5	nov 2006	feb 2001
4,04			1,040	mar-94	0,053	feb-95	1,069	feb-96	0	0	0,555	5	jun 2007	feb 2001
5,01			0,999	mar-94	0,993	feb-95	1,059	feb-96	0	0	0,555	5	abr 2007	feb 2001
5,02			1,031	mar-94	1,017	feb-95	1,003	feb-96	14	15	0,555	18	dic 2004	feb 2001
5,03			1,039	mar-94	1,018	feb-95	1,024	feb-96	0	8	0,555	9	jun 2005	feb 2001
5,04			1,020	mar-94	1,020	feb-95	1,066	feb-96	0	0	0,555	5	may 2006	feb 2001
6,01			1,020	mar-94	0,943	feb-95	1,036	feb-96	0	0	0,555	5	oct 2006	feb 2001
6,02			0,996	mar-94	1,026	feb-95	0,950	feb-96	76	24	0,555	91	jun 2006	feb 1999
6,03			1,064	mar-94	0,998	feb-95	1,008	feb-96	0	29	0,555	35	ene 2006	feb 2001
6,04			1,026	mar-94	1,051	feb-95	1,065	feb-96	0	0	0,555	5	may 2006	feb 2001
7,01			0,996	mar-94	1,016	feb-95	1,109	feb-96	0	0	0,555	5	may 2008	feb 2001
7,02			0,958	mar-94	0,958	feb-95	1,033	feb-96	0	0	0,555	5	ago 2006	feb 2001
7,03			0,985	mar-94	1,012	feb-95	1,022	feb-96	0	0	0,555	5	may 2006	feb 2001
7,04			1,014	mar-94	1,011	feb-95	0,979	feb-96	32	18	0,555	38	jun 2005	feb 2000
8,01			1,018	mar-94	1,049	feb-95	1,087	feb-96	0	0	0,555	5	nov 2007	feb 2001
8,02			1,003	mar-94	1,018	feb-95	1,067	feb-96	0	0	0,555	5	may 2007	feb 2001
8,03			1,057	mar-94	1,001	feb-95	1,010	feb-96	0	0	0,555	5	jun 2007	feb 2001
8,04			1,056	mar-94	1,024	feb-95	1,019	feb-96	5	19	0,555	23	may 2006	feb 2001
9,01			1,020	mar-94	1,010	feb-95	1,017	feb-96	0	2	0,555	5	abr 2006	feb 2001

**REPORTE Y ANALISIS DE EQUIPO (REPORTE EN PULG., RANGO DE CORROSIÓN
EN MPA, ANALISIS ESTADISTICO/LINEA RECTA)**

MEIU-005

EQUIPO: AKJ4-27
CÓDIGO DE DISEÑO: B31.3

EQUIPO: AKJ4-27
SERVICIO: GAS
PAGINA: 2
PRESIÓN DE DISEÑO: 1136 PSIG.
TEMP. DE DISEÑO: 45°

PRESIÓN DE DISEÑO: 1136 PSIG.
TEMP. DE DISEÑO: 45°

CABEZAL DE DESCARGA DE MODULOS GAS DE ALTA

Punto	Tipo	Diám. Utiliz.	Primera Lect.		Seg. Lect.		Terc. lect.		CORTO	LARGO	RETIRO	Milesim.	Fecha	Próxima
	Acc		Esesor	Fecha	Esesor	Fecha	Esesor	Fecha	Rango Plazo	Rango Plazo	Esesor	Por Año	De Retiro	Inspección
9,02		20"	1,035	mar-94	1,014	feb-95	1,028	feb-96	0	4	0,555	5	jul 2002	feb 2002
9,03		20"	1,690	mar-94	1,024	feb-95	0,900	feb-96	75	339	0,555	407	oct 1997	oct 1996
9,04		20"	1,010	mar-94	1,047	feb-95	1,063	feb-96	0	0	0,555	5	abr 2007	feb 2002
10,01		20"	1,040	mar-94	1,029	feb-95	0,952	feb-96	77	124	0,555	92	jun 1999	abr 1997
10,02		20"	1,007	mar-94	0,998	feb-95	1,008	feb-96	0	0	0,555	5	ene 2006	feb 2002
10,03		20"	1,023	mar-94	1,006	feb-95	1,030	feb-96	0	0	0,555	5	jul 2006	feb 2002
10,04		20"	1,009	mar-94	0,981	feb-95	1,012	feb-96	0	0	0,555	5	feb 2006	feb 2002
11,01		20"	1,031	mar-94	1,034	feb-95	1,074	feb-96	0	0	0,555	5	jul 2004	feb 2002
11,02		20"	1,001	mar-94	0,985	feb-95	1,092	feb-96	0	0	0,555	5	dic 2007	feb 2002
11,03		20"	1,058	mar-94	1,043	feb-95	1,044	feb-96	0	7	0,555	9	nov 2006	feb 2002
11,04		20"	1,062	mar-94	1,049	feb-95	1,006	feb-96	43	29	0,555	52	nov 2006	jul 1999
12,01		20"	1,009	mar-94	0,996	feb-95	1,103	feb-96	0	0	0,555	5	feb 2008	feb 2002
12,02		20"	1,057	mar-94	1,020	feb-95	1,049	feb-96	0	4	0,555	5	dic 2002	feb 2006
12,03		20"	1,117	mar-94	1,043	feb-95	1,017	feb-96	26	52	0,555	63	jul 2003	nov 1999
12,04		20"	1,031	mar-94	1,108	feb-95	1,102	feb-96	6	0	0,555	7	feb 2008	feb 2002
13,01		20"	1,090	mar-94	1,041	feb-95	1,104	feb-96	0	0	0,555	5	feb 2008	feb 2002
13,02		20"	0,974	mar-94	0,965	feb-95	0,982	feb-96	0	0	0,555	5	jul 2005	nov 1999
13,03		20"	1,054	mar-94	1,041	feb-95	0,981	feb-96	60	38	0,555	72	ene 2002	feb 1997
13,04		20"	1,020	mar-94	1,030	feb-95	1,110	feb-96	0	0	0,555	5	may 2008	feb 2002
14,01		20"	1,014	mar-94	1,012	feb-95	1,118	feb-96	0	0	0,555	5	jul 2008	feb 2002
14,02		20"	1,013	mar-94	1,007	feb-95	1,060	feb-96	0	0	0,555	5	abr 2007	feb 2002
14,03		20"	1,025	mar-94	1,015	feb-95	1,016	feb-96	0	5	0,555	6	abr 2006	feb 2002
14,04		20"	1,610	mar-94	1,031	feb-95	1,025	feb-96	129	305	0,555	366	jun 1997	oct 1996
15,01		20"	1,053	mar-94	1,048	feb-95	1,108	feb-96	0	0	0,555	5	abr 2008	feb 2002
15,02		20"	1,078	mar-94	1,018	feb-95	1,062	feb-96	0	8	0,555	10	abr 2008	feb 2002
15,03		20"	1,079	mar-94	1,082	feb-95	1,114	feb-96	0	0	0,555	5	jun 2008	feb 2002
15,04		20"	1,087	mar-94	1,092	feb-95	1,124	feb-96	0	0	0,555	5	ago 2008	feb 2002
16,01		20"	1,060	mar-94	1,030	feb-95	1,129	feb-96	0	0	0,555	5	oct 2008	feb 2002
16,02		20"	1,030	mar-94	1,101	feb-95	1,158	feb-96	0	0	0,555	5	may 2009	feb 2002
16,03		20"	1,061	mar-94	1,058	feb-95	1,130	feb-96	28	16	0,555	34	jul 2006	feb 2002
16,04		20"	1,091	mar-94	1,136	feb-95	1,120	feb-96	16	0	0,555	19	jul 2008	feb 2002
17,01		20"	1,026	mar-94	1,007	feb-95	1,056	feb-96	0	0	0,555	5	feb 2007	feb 2002
17,02		20"	1,030	mar-94	1,043	feb-95	1,027	feb-96	16	2	0,555	19	jul 2006	feb 2002

**REPORTE Y ANALISIS DE EQUIPO (REPORTE EN PULG., RANGO DE CORROSIÓN
EN MPA, ANALISIS ESTADISTICO/LINEA RECTA)**

MEIU-005

EQUIPO: AKJ4-27
CODIGO DE DISEÑO: B31.3

EQUIPO: AKJ4-27
SERVICO: GAS
PAGINA: 3

PRESIÓN DE DIS.: 1136 PSIG.
TEMP. DE DISEÑO: 45°

PRESIÓN DE DIS.: 1136 PSIG.
TEMP. DE DISEÑO: 45°

CABEZAL DE DESCARGA DE MODULOS GAS DE ALTA

Punto	Tipo	Diám.	Primera Lect.		Seg. Lect.		Terc. lect.		CORTO	LARGO	RETIRO	Milesim.	Fecha	Próxima
	Acc	Utiliz.	Espesor	Fecha	Espesor	Fecha	Espesor	Fecha	Rango Plazo	Rango Plazo	Espesor	Por Año	De Retiro	Inspección
17,03		20"	1,116	mar-94	1,098	feb-95	1,072	feb-96	26	23	0,555	31	jun 2007	feb 2003
17,04		20"	1,138	mar-94	1,031	feb-95	1,044	feb-96	0	49	0,555	59	jun 2004	abr 2002
18,01		20"	1,028	mar-94	1,018	feb-95	1,073	feb-96	0	0	0,555	5	jul 2007	feb 2005
18,02		20"	1,035	mar-94	1,003	feb-95	1,050	feb-96	0	0	0,555	5	ene 2007	abr 2002
18,03		20"	1,039	mar-94	1,012	feb-95	1,074	feb-96	0	0	0,555	5	jul 2007	feb 2005
18,04		20"	1,048	mar-94	1,047	feb-95	1,092	feb-96	0	0	0,555	5	dic 2007	feb 2005
19,01		20"	1,095	mar-94	1,085	feb-95	1,121	feb-96	0	0	0,555	5	jul 2008	feb 2005
19,02		20"	0,986	mar-94	0,999	feb-95	1,096	feb-96	0	0	0,555	5	ene 2008	feb 2005
19,03		20"	1,036	mar-94	1,033	feb-95	1,001	feb-96	32	18	0,555	38	dic 2005	feb 2003
19,04		20"	1,108	mar-94	1,017	feb-95	1,038	feb-96	0	37	0,555	44	oct 2006	feb 2005
20,01		20"	1,036	mar-94	1,028	feb-95	1,069	feb-96	0	0	0,555	5	jun 2007	feb 2005
20,02		20"	1,043	mar-94	1,248	feb-95	1,055	feb-96	197	0	0,555	236	abr 2000	mar 1997
20,03		20"	1,139	mar-94	1,038	feb-95	1,140	feb-96	0	0	0,555	5	dic 2008	feb 2005
20,04		20"	1,054	mar-94	1,128	feb-95	1,086	feb-96	42	0	0,555	50	ago 2006	feb 2002
21,01		20"	1,038	mar-94	1,042	feb-95	1,068	feb-96	0	0	0,555	5	jun 2007	feb 2003
21,02		20"	1,036	mar-94	1,071	feb-95	1,052	feb-96	19	0	0,555	23	ene 2007	feb 2002
21,03		20"	1,174	mar-94	1,155	feb-95	1,081	feb-96	74	49	0,555	89	ene 2002	feb 1998
21,04		20"	1,062	mar-94	1,152	feb-95	1,182	feb-96	0	0	0,555	5	dic 2009	feb 2005
22,01		20"	1,107	mar-94	1,093	feb-95	1,089	feb-96	4	9	0,555	11	nov 2007	feb 2000
22,02		20"	1,088	mar-94	1,042	feb-95	1,046	feb-96	0	22	0,555	26	dic 2006	feb 2003
22,03		20"	1,055	mar-94	1,080	feb-95	1,094	feb-96	0	0	0,555	5	dic 2007	feb 2005
22,04		20"	1,044	mar-94	1,028	feb-95	1,043	feb-96	0	1	0,555	5	nov 2006	feb 2005
23,01		20"	1,083	mar-94	1,055	feb-95	1,110	feb-96	0	0	0,555	5	may 2008	feb 2005
23,02		20"	1,088	mar-94	1,058	feb-95	1,187	feb-96	0	0	0,555	5	ene 2010	feb 2005
23,03		20"	1,078	mar-94	1,068	feb-95	1,059	feb-96	9	10	0,555	12	abr 2007	feb 2003
23,04		20"	1,097	mar-94	1,069	feb-95	1,093	feb-96	0	2	0,555	5	dic 2007	feb 2003
24,01		20"	1,061	mar-94	1,055	feb-95	1,094	feb-96	0	0	0,555	5	dic 2007	feb 2005
24,02		20"	1,034	mar-94	1,009	feb-95	1,058	feb-96	0	0	0,555	5	feb 2007	feb 2005
24,03		20"	1,080	mar-94	1,017	feb-95	1,016	feb-96	1	23	0,555	40	abr 2006	feb 2004
24,04		20"	1,129	mar-94	1,092	feb-95	1,063	feb-96	29	34	0,555	41	abr 2007	feb 2002
25,01		20"	1,005	mar-94	1,015	feb-95	1,068	feb-96	0	0	0,555	5	jun 2007	feb 2005
25,02		20"	1,010	mar-94	1,043	feb-95	1,005	feb-96	38	3	0,555	46	ene 2006	feb 2003
25,03		20"	1,043	mar-94	0,995	feb-95	1,009	feb-96	0	18	0,555	21	feb 2006	feb 2004

**REPORTE Y ANÁLISIS DE EQUIPO (REPORTE EN PULG., RANGO DE CORROSIÓN
EN MPA, ANÁLISIS ESTADÍSTICO/LINEA RECTA)**

MEIU-005

NOMBRE DEL EQUIPO: AKJ4-27
CODIGO DE DISEÑO: ANSI
B31.3

NOMBRE DEL EQUIPO: AKJ4-27
SERVICIO: GAS
PAGINA: 4
PRESIÓN DE DISEÑO : 1136 PSIG.
TEMP. DE DISEÑO: 45°

PRESIÓN DE DISEÑO
PRESIÓN: 1136 PSIG.

CABEZAL DE DESCARGA DE MODULOS GAS DE ALTA

Punto	Tipo	Diám.	Primera Lect.		Seg. Lect.		Terc. lect.		CORTO	LARGO	RETIRO	Milesim.	Fecha	Próxima
			Acc	Utiliz.	Espesor	Fecha	Espesor	Fecha						
25,04		20"	1,065	mar-94	1,001	feb-95	1,111	feb-96	0	0	0,555	5	may 2007	feb 2002
26,01		20"	0,991	mar-94	0,997	feb-95	1,027	feb-96	0	0	0,555	5	jul 2006	feb 2002
26,02		20"	1,008	mar-94	1,044	feb-95	1,082	feb-96	0	0	0,555	5	oct 2007	feb 2002
26,03		20"	1,052	mar-94	0,999	feb-95	1,046	feb-96	0	3	0,555	5	dic 2006	feb 2002
26,04		20"	1,073	mar-94	1,061	feb-95	0,997	feb-96	0	40	0,555	77	dic 2002	ene 2000
27,01		20"	1,070	mar-94	1,070	feb-95	1,203	feb-96	0	0	0,555	5	dic 2015	feb 2002
27,02		20"	1,299	mar-94	1,211	feb-95	1,220	feb-96	0	0	0,555	5	may 2016	feb 2002
27,03		20"	1,321	mar-94	1,321	feb-95	1,254	feb-96	0	0	0,555	5	feb 2017	feb 2002
27,04		20"	1,112	mar-94	1,109	feb-95	1,195	feb-96	0	18	0,555	38	nov 2015	feb 1999
28,01		20"	1,346	mar-94	1,323	feb-95	1,263	feb-96	0	37	0,555	44	may 2017	feb 1999
28,02		20"	1,234	mar-94	1,211	feb-95	1,276	feb-96	0	0	0,555	5	jul 2017	feb 2002
28,03		20"	1,345	mar-94	1,234	feb-95	1,205	feb-96	0	0	0,555	236	ene 1999	feb 1997
28,04		20"	1,212	mar-94	1,112	feb-95	1,112	feb-96	0	0	0,555	5	dic 2013	feb 2002
29,01		20"	1,110	mar-94	1,009	feb-95	1,137	feb-96	0	0	0,555	50	jul 2014	feb 1999
29,02		20"	1,234	mar-94	1,111	feb-95	1,198	feb-96	0	0	0,555	5	nov 2015	feb 2002
29,03		20"	1,235	mar-94	1,102	feb-95	1,136	feb-96	19	0	0,555	23	jul 2014	feb 2002
29,04		20"	1,300	mar-94	1,234	feb-95	0,981	feb-96	74	49	0,555	89	oct 2001	jun 1998

Etapa de evaluación con el equipo USD-10 de K.B. ó similar. No se requiere llevarla a cabo dado que de acuerdo a los resultados del programa anual de inspección no se ha detectado puntos por debajo del espesor mínimo requerido.

Análisis de frecuencias (histogramas).

Concepto	Año	Tubería
Tubería en buenas condiciones	1994	88.5%
	1995	86.5%
	1996	84.7%
Concepto	Año	Tubería
Tubería a reinspeccionar a corto plazo	1994	1.9%
	1995	1.9%
	1996	3.8%
Tubería a reinspeccionar a mediano plazo	1994	9.6%
	1995	11.5%
	1996	11.5%
Tubería que demandaría atención especial a corto plazo	1994	0
	1995	0
	1996	0
Tubería a reemplazarse	1994	0
	1995	0
	1996	0

El análisis del comportamiento de los datos de calibración al establecer un comparativo ideal con un desgaste de 20 MPA sobre los datos del año 1994, se puede observar la dispersión que existe con respecto a los años siguientes, siendo para 1995 donde se tiene mayor discrepancia, lo cual puede deberse principalmente a:

- A-. Diferencias en la aplicación de la técnica de medición, ya que algunos inspectores ejercen una mayor presión con el transductor sobre la superficie del material.

- B-. Diferencias en los puntos de muestreo, debido a que no se coincide en la distancia respecto a las soldaduras para hacer la medición.
- C-. Inexistencia de un programa para certificar la calibración de los integrados de los equipos de medición ultrasónica.
- D-. Manejo de cifras y datos equivocados al asentarlos en los formatos de registro en campo.
- E-. Inexistencia de un análisis estadístico de inspección ultrasónica por puntos y por piezas.

Queda de manifiesto que dada la dispersión de los datos y por la diferencia del desgaste crítico de cada punto, la vida útil remanente al ser calculada con dada una de las velocidades de desgaste existe mayor flexibilidad para establecer los programas de calibración por próxima y de probable retiro, mientras que si se utiliza el promedio ajustado estadísticamente $D_{m\acute{a}x.}$, el programa será mas estricto, aunado a que por regla general los puntos menores a dos veces la desviación estándar y de velocidad de desgaste mayores al promedio ajustado estadísticamente serán inspeccionados con más periodicidad por ejemplo:

Según el análisis de frecuencias de 1996, los puntos mas próximos a calibrar deben ser todos aquellos que tengan un espesor menor que 0.760" correspondiendo a: Carrete 3, punto 6, 180°; Carrete 3, punto 7, 180°, Carrete 6, punto 13, 180°, Carrete 8, punto 19, 270°, y según el análisis estadístico por puntos y por pieza , los puntos próximos a verificar serán señalados para el año 1997.

5-. ANÁLISIS DE COSTOS.

Costos del programa anual de inspección ultrasónica.

A-. Operación del programa:

Salario de un Ingeniero de campo, nivel 31 incluye prestaciones:
\$ 13,999.⁴⁴ entre 14 días = \$ 714.⁴⁴ entre 12 horas = \$ 83.³³/hora.

Salario de un ayudante de trabajos diversos, nivel 8, incluye prestaciones:
\$ 5,500.⁰⁰ entre 14 días = \$ 392.⁸⁷ entre 12 horas = \$ 32.⁷³/hora.

B-. Inversión en el equipo DM2.

Depreciación en línea recta $D = (V_a - V_s) / n$

Donde:

- D = Depreciación
- V_a = Valor de adquisición
- V_s = Valor de salvamento (15-20 % V_a)
- n = Tiempo de vida útil: 5 años.

Sustituyendo: $D = \frac{25,000 - 3,750}{5 \times 365 \times 24} = \$ 0.485/\text{hora}.$

C-. Gastos administrativos = (A+B)(0.40) = \$ 92.⁷²/hora (0.40) = \$ 37.⁰⁸ /hora.

Donde :

- A= Gasto directo.
- B= Gasto indirecto
- 0.40=Constante

Subtotal : = \$ 153.⁶³/hora.

Costos de evaluación de puntos de bajo espesor de pared.

A-. Salario/hora de un ingeniero de campo (Inspector PND nivel 1) \$83.³³

Salario/hora de un ayudante (Inspector PND nivel 1): \$ 32.⁷³

B-. Depreciación del equipo USD-10 = $\frac{160\,000.00 - 24\,000.00}{5 \times 365 \times 24}$ = \$ 3.¹⁰/hora.

C-. Gastos administrativos = \$ 95.³⁵/hr.(0.40)= \$ 38.¹⁴

Subtotal: = \$ 157.³⁰hr.

Costos del análisis metalúrgico del material de la tubería.

Subtotal = Renta de equipo para estudio de metalografía incluyendo durómetro y analizador de metales: \$ 2,932.⁴⁹/hr. más material requerido por análisis: \$ 1,250.⁰⁰

Costos por paro de producción.

A-. Gas amargo = 7,641,000 m₃ /día = 318,375 m₃ /hr (5 dólares / 28.3 m₃)

= 52,250 dólares/hr (\$ 8.⁰⁰) = \$450,000/hr.

B-. Condensados = 3000 barriles/día =125 barriles/hr (25 dólares barril).

= 3,125 dólares/hr (\$ 8.⁰⁰)= \$ 25,000/hr.

Subtotal: = \$ 475,000/hora.

Costos de reparación.

A-. Servicios del barco grúa "Mixteco" = \$ 7, 125, 000 .⁵⁵/MES.

En este se incluye: mano de obra, maniobras, servicios de equipos de corte y soldadura, vapor y otros, excepto materiales.

B-. Salarios por supervisión de trabajos con riesgos.



1 Ingeniero de Operación N-33	\$ 83. ³³ /hr.
1 Ingeniero de Manto. y Const. N-33	\$ 83. ³³ /hr.
1 Ingeniero de Seg. Ind. N-33	\$ 83. ³³ /hr.
Subtotal:	\$249. ⁹⁹ /hr.
TOTAL	\$10,145.⁸²/hr.

C-. Materiales:

Dado que los puntos de más bajo espesor de acuerdo a los resultados obtenidos de la inspección ultrasónica son: 5, 6 y 7 (AK-J4-MEIU-004) sobre la tubería de 20"Ø, para este ejemplo se considerará el cambio parcial del tramo comprendido entre esos puntos, para lo cual se requiere del siguiente material y por consecuencia sus costos:

1 tramo de tubería acero al carbón 20"Ø 12 mts. Longitud, cédula 80	\$ 92,000 . ⁰⁰
1 juego de bridas WNRF, 20"Ø clase 300#	\$ 9,372 . ⁰⁰
1 pieza empaque flexitalic, 20"Ø clase 300#	\$ 6,000 . ⁰⁰
24 pzas. Espárragos de acero al carbón para 20"Ø clase 300# de 8 1/2" Ø de longitud con tuerca de 1 1/4"Ø.	\$ 5,246 . ⁰⁰
TOTAL	\$ 112,618 .⁰⁰

RESUMEN DEL ANÁLISIS DE COSTOS.

CONCEPTO	COSTOS
COSTOS DEL PROGRAMA ANUAL DE INSPECCION ULTRONICA.(HORA)	\$153. ⁶³
COSTOS DE EVALUACION DE PUNTOS DE BAJO ESPESOR DE PARED (HORA)	\$157. ³⁰
COSTOS DEL ANALISIS METALURGICO DEL MATERIAL DE LA TUBERIA (POR CIAS.)	
Renta de equipo (hora)	\$2,932. ⁴⁹
Material por análisis	\$1,250. ⁰⁰
TOTAL COSTO DE INSPECCIÓN, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE MATERIALES (HORA).	\$4,493.⁴²
COSTOS POR PARO DE PRODUCCION (HORA)	\$475,000
COSTOS POR REPARACION	
Servicios de barco grúa (hora)	\$9,895. ⁸³
Salarios por supervisor de trabajos con riesgos (hora)	\$249. ⁹⁹
Materiales	\$112,618. ⁰⁰
COSTO TOTAL POR REPARACIÓN DE LA TUBERÍA (HORA)	\$597,763.⁸²

CONCLUSIONES.

La época actual en que se vive un cambio orientado hacia la modernización y la competitividad, se requiere como punto de partida vigilar y conservar una economía sana, evitando desperdicios y mejorando la calidad de los productos y servicios, por lo que la metodología descrita para la evaluación de un circuito de tuberías con probable falla, se propone como parte de un programa que juega un papel de suma importancia en el contexto de la actividad de nuestra industria y el ámbito comercial, ya que al establecer un estricto control sobre el estado físico en que se encuentran las líneas de proceso de las plataformas marinas se está contribuyendo a:

1. Prolongar el tiempo de vida útil de la tubería, apegándose a los criterios establecidos en la normalización correspondiente pero sin olvidar una estricta evaluación sobre todo en los puntos que demanden mayor atención.
2. Minimizar los altos costos que ocasionan los reemplazos prematuros con su consecuente impacto ecológico y en la economía nacional, sobre todo, cuando está implícito el paro de producción.
3. Aprovechar al máximo los recursos con que se cuentan, como son los programas computacionales, ya que toda información puede ser apoyada por los parámetros establecidos, aún más con la tecnología moderna para la aplicación de los ensayos no destructivos como métodos de inspección y evaluación.

A-. Establecer un procedimiento de calificación en pruebas no destructivas, nivel 1, para todo el personal involucrado en esta actividad.

B-. Revisión y difusión del procedimiento para el análisis y registro de datos de inspección la ultrasónica, a fin de unificar criterios en la aplicación de esta técnica.

C-. Establecer un programa de verificación y certificación de los equipos de medición ultrasónica existentes.

D-. Adquisición de los equipos faltantes como suplemento en el aseguramiento de la calidad en los servicios que ésta dependencia brinda en cuanto a pruebas destructivas se trata: Registradores de datos, analizador de metales, equipos ultrasónicos de mayor alcance (USD-10) y los accesorios correspondientes. Esto es también por la importancia que éstas pruebas tendrán en un futuro no muy lejano debido al tiempo de servicio de las líneas de proceso instaladas desde hace más de 10 años.

BIBLIOGRAFÍA

PIPE 35. PROGRAMA SOFTWARE DISEÑADO PARA EL CALCULO DE LIMITE DE RETIRO,FECHA PRÓXIMA DE INSPECCIÓN, Y FECHA DE RETIRO DE TUBERÍA EN LÍNEAS DE CONDUCCIÓN DE FLUIDOS VERSION 1993.

DATA MATE III. CALCULO DE FRECUENCIAS DE DATOS ALFANUMERICOS Y NUMERICOS CON DISEÑO DE GRAFICAS.EDICION 1989.

API-RP-2551. MÉTODO PARA LA MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN DE TANQUES HORIZONTALES.EDICIÓN 1980.

API-BUL-5T1. BOLETÍN SOBRE TERMINOLOGÍA DE IMPERFECCIONES (SOLDADURAS Y CUERDAS).EDICION 1974.

API-RP-2X. PRACTICA RECOMENDADA PARA PRUEBAS ULTRASÓNICAS DE ESTRUCTURA COSTAFUERA Y GUÍAS PARA LA CALIFICACIÓN DE TÉCNICAS DE ULTRASONIDO. EDICIÓN 1983.

FUNDAMENTOS DE PREPARACIÓN Y EVALUACION DE PROYECTOS EDITORIAL. Mc GRAW HILL EDICIÓN 1985 AUTORES: NASSIR SAPAG CHAIN Y REINALDO SAPAG CHAIN.

NORMA DE PETROLEOS MEXICANOS 2.612.01. "DISEÑO DE RECIPIENTES A PRESIÓN" EDICION 1973.

NORMA DE PETROLEOS MEXICANOS 3.612.01. "FABRICACIÓN DE RECIPIENTES A PRESIÓN"

ANSI/ASME 31.3 EDICIÓN 1993. CHEMICAL PLANT AND PETROLEUM REFINERY PIPING.

ANSI/ASME B. 31-G EDICION 1984. MANUAL FOR DETERMINING THE REMAINING STRENGTH OF CORRODED PIPELINES

ASTM-E-317 PRACTICE FOR EVALUATION PERFORMANCE CHARACTERISTICS OF ULTRASONIC PULSE-ECHO TESTING SYSTEM WITHOUT THE USE OF ELECTRONIC MEASUREMENT INSTRUMENTS.EDICIÓN 1991.

SNTC-TC-1A RECOMMENDED PRACTICE FOR QUALIFICATION AND CERTIFICATION OF PERSONNEL FOR NON-DESTRUCTIVE TESTING. EDICIÓN 1987.

KRAUT-KRAMER BRANSON: TECNICAS Y APLICACIONES DEL ULTRASONIDO.

GLOSARIO DE TERMINOS

K.B. -. Kraut- Kramer Branson

PIPE 35 -. Programa software

DATA MATE III -. Programa software

GR -. Grados

Plgs -. Pulgadas

M.P.A. -. Milésimas por año

USD-10 -. Tipo de equipo ultrasónico pulso-eco especializado y de precisión para medir espesores y encontrar discontinuidades de pared en tuberías metálicas

DM 2E -. Tipo de equipo ultrasónico pulso-eco para medir espesores de pared en tuberías metálicas

P.N.D. -. Pruebas no destructivas

S.M.Y.S. -. Esfuerzo mínimo a la cedencia especificada

SE -. Esfuerzo máximo permisible

M.A.O.P. -. Máximum allowable operating pressure

tmín -. Espesor mínimo

t -. Espesor

Ø -. Espesor

m₃ -. Metros cúbicos