

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARIA

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS FISICAS Y FORMALES

**PROGRAMA PROFESIONAL: INGENIERIA MECANICA ELECTRICA Y
MECATRONICA**



**INSPECCION DE TUBERIAS DESCARGA DE CONCENTRADO DE COBRE
DE 22" POR MEDIO DE UN EQUIPO DE ULTRASONIDO**

**TESIS PRESENTADA POR LOS
BACHILLERES:**

**BRANCO JUNIOR HERRERA CAMPOS
JORGE JULIO ACUÑA CORNEJO**

**AREQUIPA- PERU
2014**

RESUMEN

La presente tesis ha sido desarrollada en el asiento minero de Toquepala, perteneciente a la corporación de Southern Peru Cooper Corporation, que se encuentra ubicado en el distrito de Jorge Basadre Groman de la ciudad de Tacna.

El proyecto se basa en la inspección mediante el ensayo no destructivo de ultrasonido para el estudio de las tuberías de descarga de las bombas centrífugas horizontales del molino Fuller en la operación minera Toquepala, las cuales trasladan el concentrado del mineral; debido a que es sumamente importante evitar eventos indeseados de fallas que comprometan la continuidad del proceso.

Se realizaron pruebas con el equipo de ultrasonido de marca KARL DEUTSH de procedencia alemana, siguiendo el procedimiento de inspección del departamento de Mantenimiento Predictivo Toquepala.

Se realizó la recolección de datos de las pruebas de inspección de ultrasonido realizadas a dichas tuberías. De este modo los datos se evalúan con el criterio del modelo probabilístico de Weibull, para determinar la confiabilidad de las mismas.

En conclusión debe obtenerse el mejor tiempo de cambio de las tuberías, y la implementación de un programa de inspección ultrasónica evitando sucesos catastróficos.

ABSTRACT

This thesis been developed in the Toquepala mining , belonging to the corporation of Southern Peru Copper Corporation , which is located in the district of Jorge Basadre Groman city of Tacna.

The project is based on inspection by NDT ultrasound to study the discharge piping of horizontal centrifugal pumps mill Fuller in Toquepala mining operation, which move the ore concentrate , because it is extremely important avoid unwanted failures events that compromise the continuity of the process .

Tests were performed with ultrasound equipment KARL DEUTSH brand of German origin, following the procedure of inspection Toquepala Predictive Maintenance department.

Collecting data of the ultrasound inspection tests performed on these tubes was performed. Thus the data are evaluated with the criterion of Weibull probability model to determine the reliability thereof.

In conclusion the best time to change the pipes should be obtained, and the implementation of a program of ultrasonic inspection avoiding catastrophic events.

ÍNDICE

	Pág.
INTRODUCCIÓN	ii
CAPITULO I.....	1
GENERALIDADES.....	1
1.1. OBJETIVOS	1
1.2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	1
1.2.1. Mina Toquepala - Southern Copper Corporation	1
CAPITULO II	7
DESGASTE EN LOS MATERIALES.....	7
2.1. CONCEPTO	7
2.2. TIPOS DE DESGASTE.....	8
2.2.1. Desgaste Abrasivo	8
2.2.2. Desgaste Adhesivo.....	11
2.2.3. Desgaste Erosivo.....	15
2.2.4. Desgaste Fatiga	17
2.2.5. Desgaste Micro oscilatorio	20
CAPITULO III.....	23
ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	23
3.1. INTRODUCCIÓN	23

3.2. TIPOS DE ENSAYO NO DESTRUCTIVOS (E.N.D)	24
3.2.1. Inspección Visual.....	24
3.2.2. Líquidos Penetrantes.....	24
3.2.3. Ensayos radiográficos	25
3.2.4. Análisis de vibraciones	26
3.2.5. Termografía	27
3.2.6. Ultrasonido.....	27
CAPITULO IV	29
ULTRASONIDO.....	29
4.1. INTRODUCCIÓN	29
4.2. DEFINICIÓN.....	29
4.2.1. Principio Físico	29
4.2.2. Tipos de ondas ultrasónicas	32
4.3. GENERACIÓN DEL ULTRASONIDO	33
4.4. SONIDO	34
4.4.1. Propagación del sonido:.....	36
4.5. PARTES DEL EQUIPO ULTRASONIDO.....	37
4.5.1. Instrumental básico.....	37
4.5.2. Ganancia	39
4.5.3. Regulador de la longitud de medida. Rango.....	40
4.5.4. Regulador del punto cero y desplazamiento	41
4.5.5. Regulador de la velocidad del sonido	41
4.5.6. Control Distancia - Amplitud	42
4.6. PALPADORES.....	42

4.6.1. Campo sónico	42
4.6.2. Descripción de palpadores ultrasónicos.....	43
4.6.2.1. De incidencia normal	43
4.6.2.2. El palpador normal.....	43
4.6.2.3. Palpadores de doble cristal.....	45
4.6.2.4. Palpadores normales de ondas transversales (corte - Y).....	45
4.6.2.5. Palpador angular.....	46
4.6.2.6. Palpadores para ensayo de tubos.....	47
4.7. TÉCNICAS DE ENSAYO POR ULTRASONIDO	48
4.7.1. Representación "Tipo A" (o pantalla Tipo A)	49
4.7.2. Representación "Tipo B"	50
4.7.3. Representación "Tipo C"	50
CAPITULO V	52
CONFIABILIDAD.....	52
5.1. INTRODUCCIÓN	52
5.2. Propósito de la Confiabilidad	52
5.3. Balance de la Confiabilidad.....	53
5.4. Ingeniería de Confiabilidad	53
5.5. Modelos Probabilísticos.....	53
5.5.1. Introducción a los modelos probabilísticos	53
5.5.2. Modelos probabilísticos de Confiabilidad	54
CAPÍTULO VI.....	62
PARAMETRIZACIÓN DEL EQUIPO DE ULTRASONIDO	62

6.1. CALIBRACIÓN DEL EQUIPO.....	62
6.2. CALIBRACIÓN LONGITUDINAL.....	62
6.3. INSPECCIÓN GENERAL DE TUBERÍA DESCARGA 22”	65
6.4. HISTÓRICO TOMAS DE MUESTRA DE PREDICTIVO.....	75
CAPITULO VII	79
CÁLCULOS DE CONFIABILIDAD Y GESTION DE MANTENIMIENTO	79
7.1. ANÁLISIS DE DATOS DE VIDA EN LA TUBERÍA DESCARGA 22”	79
CONCLUSIONES	88
RECOMENDACIONES	89
BIBLIOGRAFÍA	90
ANEXOS.....	91

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Fig.1.1. Tajo Abierto Mina de Toquepala.....	2
Fig. 1.2. Operaciones Mina Toquepala	4
Fig. 1.3. Planta Concentradora.....	5
Fig. 1.4. Mantenimiento de la Pala Bucyrus 495HR	6
Fig.2.1. Desgaste abrasivo de dos cuerpo	8
Fig. 2.2. Pistón de motor C-15.....	8
Fig. 2.3. Desgaste abrasivo de tres cuerpos	9
Fig. 2.4. Engranaje de Diferencial D10T	9
Fig. 2.5. Desgaste adhesivo.....	11
Fig. 2.6. Cojinetes del Motor	11
Fig. 2.7. Desgaste erosivo	15
Fig. 2.8. Tubo de drenaje aceite	15
Fig. 2.9 Desgaste fatiga.....	18
Fig. 2.10. Rodamiento de Motor C-15.....	18
Fig. 2.11. Desgaste fretting	21
Fig. 2.12. Rodamiento de Motor C-15.....	21
Fig.3.1. Tipos de ensayos no destructivos	23
Fig. 3.2. Ensayo Inspección visual.....	24
Fig. 3.2. Ensayo líquidos penetrantes	25
Fig. 3.3. Ensayo Radiográfico- Placa radiográfica	25
Fig. 3.4. Análisis vibracional	26

Fig. 3.5.	Ensayo de termografía	27
Fig. 3.6.	Ensayo de Ultrasonido	28
Fig. 4.1	Oscilación de un péndulo (derecha) y su representación gráfica vs. Tiempo	30
Fig. 4.2:	Definición de la amplitud “A” de una oscilación	31
Fig. 4.3	Oscilaciones amortiguadas y desamortiguadas	31
Fig. 4.5:	Espectro acústico	35
Fig. 4.6:	Sonido continuo y por pulsos graficado vs. Tiempo	36
Fig.4.7:	Esquema de un equipo de U.S.	37
Fig. 4.8.	Ecos múltiples. La Fig. de la derecha muestra la misma secuencia de ecos con una reducción en la ganancia de 6 dB.....	40
Fig. 4.10:	Campo ultrasónico de un transductor	43
Fig. 4.11.	Palpador normal con suela protectora (esquema).....	44
Fig. 4.12.	Palpador angular (esquema)	47
Fig. 4.13.	Propagación ultrasónica y pantalla del TRC del ensayo de un tubo con dos palpadores.....	48
Fig.4.14.	Representación tipo A	49
Fig.4.15.	Representación tipo B.....	50
Fig.4.16.	Representación tipo C.....	51
Fig.4.17.	Representación tipo C.....	51
Fig. 5.1.	Modelo Weibull.....	55
Fig. 5.2.	Función Densidad de Probabilidad.....	56
Fig. 5.3.	Función de Distribución de Falla.....	57
Fig. 5.4.	Función de Riesgo	58
Fig. 5.5.	Función Distribución Acumulada.....	59

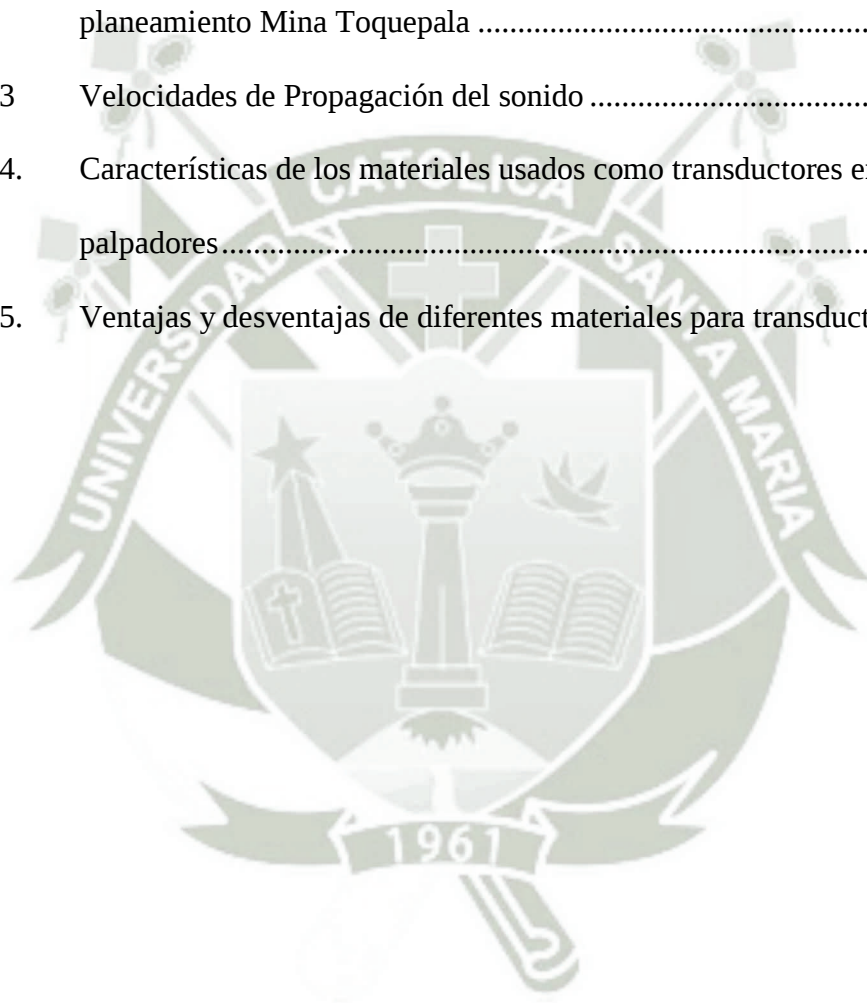
Fig. 5.6.	Parámetro de forma Beta	61
Fig. 5.7.	Parámetro de forma escala.....	61
Fig. 6.1.	Patrón de calibración	62
Fig. 6.3.	Inspección calibración 1	63
Fig. 6.4.	Pantalla de calibración 2.....	64
Fig. 6.5.	Inspección calibración 2	64
Fig. 6.6.	Vista general de las tuberías de descarga de 22”	65
Fig.6.7.	Plano de tubería de descarga de 22”	66
Fig. 6.9.	Tuberías descarga 22”.....	66
Fig. 6.10.	Perfil de tubería descarga 22”.....	66
Fig. 6.11.	Pantalla de Inspección 1	67
Fig. 6.12	Inspección 1	67
Fig. 6.13.	Pantalla de Inspección 2	68
Fig. 6.14.	Inspección 3.....	68
Fig. 6.16.	Inspección 4.....	69
Fig. 6.18.	Inspección 5.....	70
Fig. 6.19.	Inspección 1	71
Fig. 6.21.	Inspección 3.....	72
Fig. 6.22.	Pantalla de Inspección 1 lado izquierdo	73
Fig. 6.23.	Inspección 4.....	73
Fig. 6.24.	Pantalla de Inspección 2 lado izquierdo	74
Fig. 6.25.	Inspección 5.....	74
Fig. 6.26.	Puntos de inspección por secciones.....	75
Fig. 7.2.	Ingreso de datos y especificación del tipo (F)	80

Fig. 7.3.	Selección de modelo a utilizar	81
Fig. 7.4.	Gráfico de probabilidad de Falla en Weibull.....	82
Fig. 7.5.	Gráfico de confiabilidad Weibull	83
Fig. 7.6	Ingreso de datos y especificación del tipo (F)	84
Fig. 7.7.	Selección de modelo a utilizar	85
Fig. 7.8.	Gráfico de probabilidad de Falla en Weibull.....	86
Fig. 7.9.	Gráfico de confiabilidad Weibull	87



ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tipos desgaste en la industria.....	7
Tabla 2. Historial de datos de vida para tubería descarga 22” de bomba N° 2 planeamiento Mina Toquepala	84
Tabla 3. Velocidades de Propagación del sonido	92
Tabla 4. Características de los materiales usados como transductores en los palpadores.....	93
Tabla 5. Ventajas y desventajas de diferentes materiales para transductores.....	94



INTRODUCCIÓN

En la actualidad es necesario sumergirnos en las nuevas tecnologías, que nos permitan en nuestras diferentes áreas de trabajo realizar un mantenimiento adecuado y preciso, es decir, conservar, restaurar y mejorar las instalaciones de manera controlada, ya que debemos tener en cuenta el bienestar y la seguridad del personal laborando. Todo esto con la finalidad de ofrecer un mejor servicio de mantenimiento. Para ello se implementó un programa de mantenimiento predictivo para satisfacer esta necesidad.

Esta tesis tiene como propósito principal la elaboración de un programa de mantenimiento predictivo en las instalaciones de la planta de Southern Perú Copper Corporation, para lograr mejorar las condiciones, y vida remanente de los diferentes circuitos de tuberías, que actualmente están operando en forma continua.

Las actividades principales del mantenimiento predictivo es la inspección visual es decir ver las condiciones actuales, donde se consideran, válvulas, codos reducciones, tees, niples, reducciones, en base a las circunstancias encontradas observando los diferentes tipos de condiciones que afectan al circuito, como la corrosión que puede ser descrita en niveles de acuerdo a su degradación y no al tipo de corrosión; por ejemplo: corrosión ligera, corrosión moderada, y corrosión severa.

La segunda actividad principal como prueba no destructiva es la medición de espesores de pared, a través del equipo de ultrasonido, marca **KARL DEUTSH**. Se pretende hacer un diagnóstico de las tuberías, saber cuál es su estado de desgaste o daño y así dándole seguimiento para prevenir futuros daños siempre con una mentalidad de prevención, este será el espíritu de esta tesis, la prevención y al mismo tiempo así

podremos evitar gastos no previstos lo cual es beneficio para la empresa y para el buen desempeño de la planta. Las actividades son basadas en la problemática de detectar fallas a corto, mediano o largo plazo, dentro de un periodo determinado, es decir durante el desarrollo de la inspección realizada a cualquier circuito de tuberías. Todo esto con la finalidad de que una anomalía o falla que se pudiera presentar en cualquier parte del circuito por ejemplo: una fuga, los daños serian al ser humano a las instalaciones y/o al medio ambiente; sin embargo esto va de la mano con el tipo de fluido, la peligrosidad del mismo y las condiciones mecánicas de las tuberías.

En esta tesis se trata de reflejar como la predicción por medio del ultrasonido es decir medición de espesores, puede llegar a prevenir un accidente, o catástrofe, si se llevan correctamente los registros de las mediciones de cada circuito, y se respetan los espesores mínimos requeridos por presión interna y espesores mínimos permisibles para cada accesorio que componen cada circuito de tuberías.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1. OBJETIVOS

Objetivo general

Utilizar la aplicación del método de ultrasonido como ensayo no destructivo para inspeccionar tuberías, para evitar fallas imprevistas.

Objetivos específicos

- ❖ Determinar el óptimo tiempo de remplazo de partes y/o componentes, antes que estos fallen y ocasionen daños personales, ambientales y materiales.
- ❖ Determinar un plan de mantenimiento predictivo adecuado para las tuberías de 22” revestidas con caucho en la salida de las bombas centrifugas horizontales del molino Fuller.

1.2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

1.2.1. Mina Toquepala - Southern Copper Corporation

Southern Copper Corporation es uno de los productores integrados de cobre más grandes del mundo, destacando en la producción de cobre, molibdeno, zinc, plomo, carbón y plata. Todas sus operaciones de minado, fundición, y refinación están ubicadas en Perú y México y conduce actividades de exploración en estos países y en Chile. Las operaciones de cobre en Perú comprenden la extracción, molienda y flotación de mineral de cobre para producir concentrados de cobre y

de molibdeno; la fundición de concentrados de cobre para producir ánodos de cobre; y la refinación de ánodos de cobre para producir cátodos de cobre. Como parte de este proceso de producción produce cantidades significativas de concentrados de molibdeno y plata refinada. También produce cobre refinado usando tecnología de extracción por solventes y electrodeposición (LESDE). SCC opera las minas de Toquepala y Cuajone en las alturas de la cordillera de los Andes, a unos 860 kilómetros al sureste de la ciudad de Lima, Perú.



Fig.1.1. Tajo Abierto Mina de Toquepala

Fuente: www.southernperu.com/ESP/Pages/Jobs.aspx

Toquepala es un yacimiento Porfirítico, el mineral se presenta en forma diseminada, relleno de cavidades y en venillas. La producción minera es principalmente cobre y sulfuros de cobre: Calcosita, Bornita, Calcopirita y Molibdenita. También se producen cantidades (en menor escala) de molibdeno y otros minerales.

En la Mina de Toquepala existen 4 Gerencias las cuales controlan sus propias operaciones y se menciona a continuación:

a. Gerencia Mina

Los trabajos de minado se iniciaron en 1957 y la producción de mineral en 1960. Dicha gerencia se encarga de las Operaciones Mina las cuales incluyen el dinamitado del mineral, la remoción de mineral y traslado del material, en este proceso el mineral es traslado a 3 lugares.

❖ Mineral de Alta ley

Se trasladan mediante locomotoras a la chancadora primaria que pertenece a la Planta Concentradora.

❖ Mineral de Baja Ley

Son trasladados mediante Volquetes a 2 lugares, a los botaderos de Lixiviación y a un Chancadora que después de triturar el mineral este es enviado a los botaderos de lixiviación mediante una faja transportadora de 7 kilómetros de distancia.

❖ Escombros

Es trasladado mediante Volquetes a grandes zonas de botaderos los cuales sirven para tapar botaderos llenos de material inservible.



Fig. 1.2. Operaciones Mina Toquepala

Fuente: www.southernperu.com/ESP/Pages/Jobs.aspx

b. Gerencia Concentradora

Utiliza sistemas computarizados de monitoreo de última generación con el fin de coordinar el flujo de insumos y optimizar las operaciones. El material con una ley de cobre de más de 0.40% se carga en los vagones y se envía al circuito de molienda, donde chancadoras rotatorias gigantes reducen el tamaño de las rocas a aproximadamente 85% menos que media pulgada. Luego el mineral se envía a los molinos de bolas y de barras, que lo trituran en una mezcla de agua hasta que tenga la consistencia de un polvo fino. El polvo fino se mezcla con agua y se transporta a las celdas de flotación. Se bombea aire a las celdas produciendo una espuma, que lleva el mineral de cobre hacia la superficie más no el material residual, o relaves.

El concentrado en bruto, que tiene un contenido importante de molibdeno, es procesado para recuperar molibdeno mediante flotación inversa. El concentrado final de cobre va como relaves a la planta de molibdeno. Este concentrado final que tiene un contenido promedio de cobre de 27.5% aproximadamente es filtrado para extraer 8.5% de humedad. Luego, los concentrados se envían por ferrocarril hasta la fundición en Ilo.

Los relaves se envían a los espesadores donde se recupera el agua. Los relaves restantes se envían a la represa de Quebrada Honda, principal planta de almacenamiento de relaves



Fig. 1.3. Planta Concentradora

Fuente: www.southernperu.com/ESP/Pages/Jobs.aspx

c. Gerencia de Mantenimiento

En la mina de Toquepala la Gerencia de Mantenimiento es la encargada de realizar el mantenimiento a todas las áreas de operaciones y producción de la división de Toquepala menos de la Gerencia LESDE que es la única que cuenta con su propio personal de Mantenimiento esto se debe a las políticas de la Empresa Southern Perú.



Fig. 1.4. Mantenimiento de la Pala Bucyrus 495HR

Fuente: www.southernperu.com/ESP/Pages/Jobs.aspx

d. Gerencia LESDE

La planta de LESDE de Toquepala produce cátodos de cobre por electrodeposición con una pureza de 99.999% a partir de soluciones obtenidas mediante la lixiviación de mineral de baja ley de cobre de menos de 0.40% almacenado en las minas de Toquepala y Cuajone. La planta de lixiviación comenzó sus operaciones en 1995 con una capacidad original de 35,629 toneladas de cátodos de cobre al año. En 1999 se amplió su capacidad a 56,000 toneladas por año.



CAPITULO II

DESGASTE EN LOS MATERIALES

2.1. CONCEPTO

El desgaste es la pérdida progresiva del material procedente de la superficie de un cuerpo sólido, causada por razones mecánicas, por el contacto y movimiento relativo de un sólido, fluido o sustancia gaseosa sobre dicha superficie. El desgaste es inevitable cuando existen cuerpos en contacto bajo carga y con movimiento relativo.

Normalmente, el desgaste no ocasiona fallas violentas pero:

- ❖ Ocasiona reducción de la eficiencia de operación.
- ❖ Produce pérdidas de potencia por fricción.
- ❖ Incrementa el consumo de lubricantes
- ❖ Es una de las causas más importantes en las pérdidas de materiales.

El orden de importancia relativa de los distintos tipos de desgaste en la industria ha sido estimado en los siguientes términos.

TIPO DE DESGASTE	IMPORTANCIA RELATIVA
Abrasión	50%
Erosivo	8%
Desgaste micro – oscilatorio (fretting)	8%
Adhesión	5%
Fatiga	5%

Tabla 1: *Tipos desgaste en la industria*

2.2. TIPOS DE DESGASTE

2.2.1. Desgaste Abrasivo

El desgaste abrasivo se produce cuando partículas duras y más grandes que la película de lubricante, se introducen entre dos superficies móviles es el desgaste más común. Las superficies dañadas como resultado de desgaste abrasivo son cortadas, acanaladas o ranuradas. Si existe una capa de lubricante, se podrá eliminar o reducir la producción de calor y el desgaste de la superficie.

En el desgaste abrasivo entre dos cuerpos, dos superficies se deslizan una contra otra. En el desgaste abrasivo entre tres cuerpos, partículas quedan atrapadas entre dos superficies que están en movimiento.

a. Abrasión entre dos cuerpos

Si dos superficies se deslizan una contra otra se dice que existe desgaste abrasivo entre dos cuerpos (Fig. 2.1). Los puntos salientes de una de las superficies frotarán y cortarán la otra superficie como resultado del deslizamiento relativo entre las superficies..

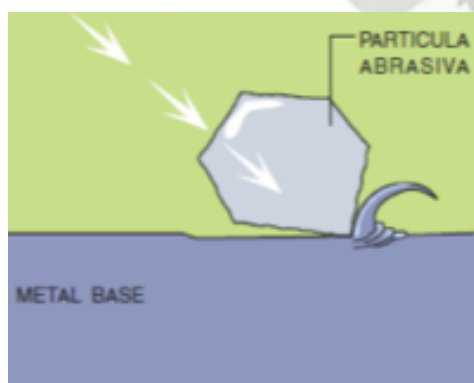


Fig.2.1. Desgaste abrasivo de dos cuerpo

Fuente: *Guía de laboratorio de ensayos no destructivos PUCP*



Fig. 2.2. Pistón de motor C-15

b. Abrasión entre tres cuerpos

Si partículas abrasivas quedan atrapadas entre dos superficies que se mueven, se dice que existe desgaste abrasivo entre tres cuerpos (Fig. 2.3). Como las partículas atrapadas pueden rodar y deslizarse, en muchos casos se observa menos daño que en el caso de abrasión entre dos cuerpos. Las superficies pueden sufrir cortes, acanalados, golpes o incrustaciones. En algunos casos, el acanalamiento produce residuos secundarios que causan más desgaste abrasivo y perturban la superficie

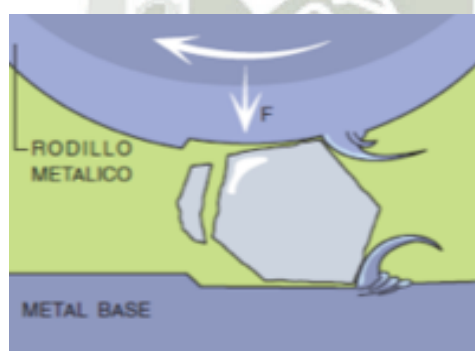


Fig. 2.3. Desgaste abrasivo de tres cuerpos



Fig. 2.4. Engranaje de Diferencial D10T

Fuente: *Guía de laboratorio de ensayos no destructivos PUCP*

c. Características de la superficie

Las características de la superficie producidas por el desgaste abrasivo varían dependiendo de las condiciones abrasivas existentes. Superficies pulidas, superficies satinadas y superficies con cortes y ranuras son causadas por tipos distintos de partículas.

❖ **Superficie Pulida**

Partículas abrasivas pequeñas y duras, como partículas de polvo, pueden entrar en la mayoría de los sistemas y producen cortes y arañazos finos que dejan una apariencia pulida.

❖ **Superficie satinada.**

Partículas abrasivas duras un poco más grandes, como partículas de arena fina, producen cortes y arañazos más grandes y dejan un acabado superficial satinado o un aspecto mate.

❖ **Superficie con corte y ranura.**

Partículas abrasivas duras y grandes, como partículas grandes de arena o partículas residuales de maquinado, pueden producir arañazos y ranuras profundas.

❖ **Melladuras o abolladuras.**

Si faltan partículas incrustadas de los agujeros, es una indicación de que se continuó la operación después que las partículas se incrustarán, por lo que se rompen y se mueven de su sitio. Si las superficies son duras, las partículas normalmente no se incrustan pero pueden causar melladuras o abolladuras.

❖ **Partículas incrustadas.**

Es importante notar la secuencia temporal del daño. Cortes y arañazos pueden ocurrir encima de las zonas incrustadas o puede ocurrir incrustamiento encima de arañazos. Si continúa la operación después de

haberse incrustado las partículas, estas pueden romperse o moverse. Ver si hay zonas en las que falten partículas incrustadas de sus agujeros.

2.2.2. Desgaste Adhesivo

Este tipo de desgaste se produce entre dos piezas que se deslizan una respecto a la otra, en el momento en que entran en contacto, por adelgazamiento de la película lubricante fluida (Fig. 2.5). Es crítico debido a que conduce a una falla catastrófica de las piezas lubricadas, las cuales quedan inservibles y se producen pérdidas altas al pararse el proceso productivo.

El desgaste adhesivo comienza cuando asperezas o puntos elevados muy pequeños en superficies móviles hacen contacto entre ellos y generan calor de fricción hasta que uno de los puntos elevados se adhiere al otro y se separa de la superficie en la que estaba originalmente.

Como se trata solamente de puntos muy pequeños, este proceso se llama soldadura microscópica.

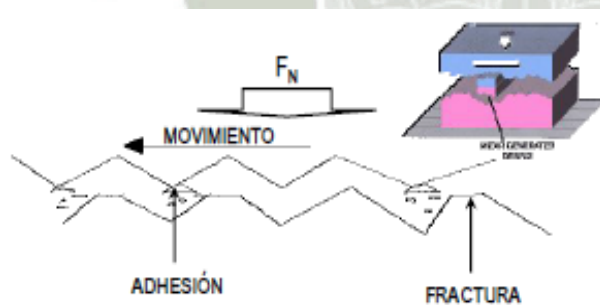


Fig. 2.5. Desgaste adhesivo

Fuente: *Guía de laboratorio de ensayos no destructivos PUCP*



Fig. 2.6. Cojinetes del Motor

a. Características de la superficie

❖ Pulido

En las fases iniciales de desgaste adhesivo, habrá pulido de las superficies y un aumento en la reflexión de la luz. A medida que las asperezas frotan unas contra otras, se calientan, se funden microscópicamente y se separan de la superficie original, las superficies se hacen más lisas. Algo de pulido ocurre normalmente durante el uso inicial de productos nuevos. En la mayoría de los casos, las piezas no se dañan en esta fase inicial porque lo único que ocurre debido al desgaste adhesivo es que las superficies se hacen más lisas.

❖ Decoloración y adhesión.

En las fases intermedias del desgaste adhesivo, se observan raspaduras, ralladuras, decoloración y adhesión. Al continuar el desgaste adhesivo, toda la superficie de contacto puede recalentarse y secciones grandes de la superficie pueden alcanzar la temperatura de fusión, adherirse y separarse de la superficie original.

❖ Deformación plástica.

En las fases más avanzadas del desgaste adhesivo, se observa deformación plástica. Esto ocurre cuando se alcanzan temperaturas muy altas. Estas temperaturas son tan altas que el metal se ablanda, pierde resistencia y se deforma. Se observará un color negro de revenido, indicio de temperaturas elevadas.

❖ **Colores de revenido.**

Cuando se alcanzan temperaturas muy altas en piezas de acero, se ven con frecuencia colores de revenido. Los colores de revenido son causados por óxidos metálicos que producen una gama de colores desde amarillo dorado a azul claro, azul oscuro, gris y negro.

❖ **Fracturas.**

Fracturas ocurren frecuentemente como resultado del desgaste adhesivo por que la pieza ha sido debilitada por las elevadas temperaturas.

❖ **Ubicación del desgaste.**

La ubicación del desgaste adhesivo puede dar información útil acerca de por qué ha ocurrido este tipo de desgaste. El desgaste adhesivo ocurre en las zonas de mayor contacto friccional. Pueden ser zonas de encaje muy ajustado, contacto mal alineado, cargas altas, lubricación marginal o altas temperaturas. En estas zonas las piezas se expanden cuando sube la temperatura, se reducen los espacios libres y zonas más amplias de la pieza sufren desgaste adhesivo.

b. Condiciones que hacen posible el desgaste adhesivo.

❖ **Problemas de piezas y montaje.**

- Entre los problemas de piezas y de montaje se encuentran:
- Encaje de interferencia.
- Superficies rugosas.

❖ **Problemas de lubricación.**

- Entre los problemas de lubricación se pueden encontrar:
- Bajo nivel de lubricante.
- Lubricante equivocado.
- Lubricante degradado.
- Lubricante demasiado caliente o frío.
- Conductos mal perforados o atorados.

❖ **Velocidad excesiva.**

Se permite que un vehículo baje una pendiente en neutral y su velocidad llega a ser excesiva, los engranajes conectados a la salida de la transmisión pueden alcanzar una velocidad excesiva. Al mismo tiempo, el suministro de aceite que puede depender de la velocidad del motor, puede ser muy bajo porque el motor está en vacío. En estas condiciones, las capas de lubricante pueden penetrarse y habrá contacto entre componentes metálicos y se producirá calor y desgaste adhesivo en los dientes de engranaje y en los cojinetes.

❖ **Carga excesiva.**

En arrastres prolongados saliendo de las minas con cargas plenas, se fuerza que los dientes de engranajes de los mandos finales estén muy juntos.

2.2.3. Desgaste Erosivo

El desgaste erosivo generalmente se presenta una apariencia granular fina, similar a las fracturas frágiles. Ocurre principalmente a alta velocidad, donde las partículas sólidas en la corriente y que han entrado al fluido (aceite), golpean sobre la superficie, erosionándola (Fig. 2.7). Los sistemas hidráulicos son un buen ejemplo donde podemos encontrar este tipo de desgaste. La velocidad del fluido tiene una significativa influencia en esta tasa de desgaste, la cual es proporcional al menos al cuadrado de la velocidad del fluido. La erosión típicamente ocurre en bombas, válvulas y toberas (boquillas). El mecanismo de erosión tiene sus ventajas en el maquinado de piezas por chorro de agua a presión.



Fig. 2.7. Desgaste erosivo



Fig. 2.8. Tubo de drenaje aceite

Fuente: *Guía de laboratorio de ensayos no destructivos PUCP*

a. Características de la superficie

❖ **Lisa**

Partículas erosivas pequeñas producen generalmente una apariencia de superficie lisa.

❖ **Rugosa**

Partículas más grandes pueden producir superficies rugosas. Si las partículas son más grandes y tienen más energía de impacto, la superficie será más rugosa.

❖ **Bordes Afilados**

Partículas abrasivas finas como el polvo, pueden afilar los bordes de piezas giratorias.

❖ **Áspera**

Partículas de gran tamaño pueden impactar con severidad y causar características de superficie áspera.

b. Condiciones que hacen posible el desgaste

- Presencia de partículas erosivas.
- Las propiedades de estas partículas.
- Las propiedades de las superficies adyacentes.
- Las propiedades del fluido.

2.2.4. Desgaste Fatiga

Superficies de rodadura están sujetas a fallas por fatiga como resultado de esfuerzos cíclicos causados por partículas atrapadas entre dos superficies en movimiento (Fig. 2.9). Al principio las superficies sufren rayaduras que provocan la formación de entallas en las que la fisuras de fatiga comienzan a nuclear. Estas fisuras provocan una picadura (pitting)

a. Contacto por deslizamiento.

Cuando dos superficies se deslizan una contra otra, se desarrollan tensiones que pueden causar la aparición de grietas en la superficie. A medida que las grietas se extienden y se unen, se desprende algo de material superficial y se forman picaduras.

b. Contacto por rodadura.

El contacto por rodadura hace flexionar la superficie produciendo una acción de cizalle dentro de la pieza. Las grietas suelen comenzar en una inclusión interna y crecen hacia la superficie. Las grietas por debajo de la superficie suelen ser muy extensas antes de que ocurra daño en la superficie. Esto permite que trozos grandes de material se separen del componente, un proceso que se llama desconchado o astillamiento.

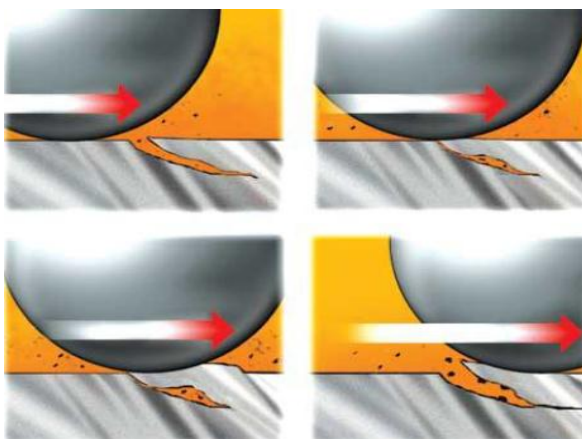


Fig. 2.9 Desgaste fatiga



Fig. 2.10. Rodamiento de Motor C-15

Fuente: *Guía de laboratorio de ensayos no destructivos PUCP*

c. Características de la superficie

❖ Deslizamiento

Las superficies de los cojinetes de biela están sometidas a repetidas cargas de deslizamiento después de millones de ciclos de cargas, pueden producirse grietas y picaduras en las capas superficiales debidas a fatiga por tensión de contacto.

❖ Ondulaciones y picaduras

En piezas duras como el diente de engranaje de arriba, la tensión por contacto de deslizamiento puede causar flujo plástico o permanente de la superficie, una condición que se llama ondulamiento. Cargas de deslizamiento más severas pueden causar grietas superficiales y picaduras localizadas. Si continua la operación, las picaduras pueden ensancharse y hacerse más profundas. En dientes de engranaje la fatiga por tensión de contacto de deslizamiento suele comenzar en la parte baja

del diente y crece hacia arriba, produciendo picaduras en forma de V como las que se muestran.

❖ **Rodadura**

Una tensión excesiva por contacto por rodadura hizo que la superficie de estos dientes de engranajes se flexionara hacia adentro, comenzando grietas de fatiga debajo de la superficie en la interfaz, entre la superficie dura y el núcleo más blando. Las grietas crecieron hacia afuera y alcanzando la superficie.

❖ **Mal alineamiento**

Notar que la ubicación del desgaste por fatiga por tensión de contacto está en el extremo más grande o extremo de talón, de este diente de engranaje, donde existen las cargas de rodadura máximas. Notar también que ha habido muy poca carga en el extremo de la punta. Estos hechos referentes a la ubicación del desgaste indican que se debe investigar el alineamiento u otras condiciones que puedan producir la sobrecarga del extremo del talón.

d. Condiciones que hacen posible el desgaste

❖ **Carga demasiado grande.**

Si la carga aplicada a una pieza es demasiado grande, puede ocurrir penetración de las capas de lubricante y contacto de metal con metal.

❖ **Lubricación insuficiente.**

Si la lubricación es insuficiente o de mala calidad, las superficies metálicas no estarán separadas en condiciones de carga normal. Si se trabaja con un bajo nivel de aceite, se pierde la capa de aceite y se aumenta la tensión por contacto entre las superficies.

❖ **Mal alineamiento.**

El mal alineamiento aumenta las cargas de deslizamiento y de rodadura en la zona de contacto.

❖ **Problemas de diseño o de fabricación.**

Si los componentes no tienen la fortaleza necesaria para soportar cargas normales, hay que pensar en un problema en el diseño o en el proceso de fabricación.

2.2.5. **Desgaste Micro oscilatorio**

En los mecanismos que trabajan bajo cargas vibratorias continuas como es el caso de las máquinas de percusión se puede presentar un desgaste llamado desgaste corrosivo por vibración que causa el desprendimiento de pequeñas partículas como resultado de la rotura de la película lubricante y de la presencia de humedad en el ambiente (Fig. 2.11).

El desgaste corrosivo por vibración se puede reducir y aún evitar si se usan lubricantes con aditivos de Extrema Presión, o con lubricantes sólidos en suspensión, como el grafito o el disulfuro de molibdeno.

a. Fretting Corrosión

Se genera una gran cantidad de óxido en polvo alrededor de las superficies de contacto. En los componentes de acero, el óxido que se genera es de color rojo

b. Fretting Fatiga

Ocurre donde la carga y los ciclos son suficientes para iniciar y propagar fisuras por fatiga. El fallo puede ser acelerado por los elementos corrosivos de procesos de desgaste.

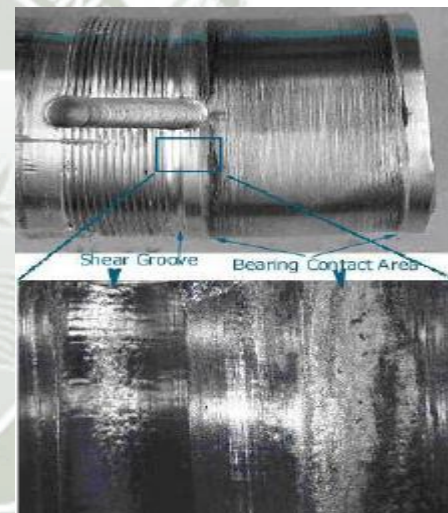
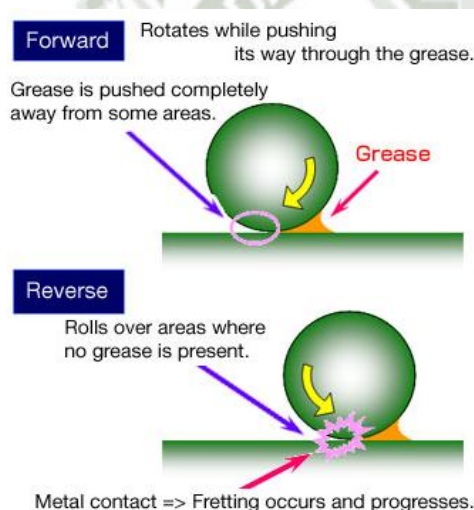


Fig. 2.11. Desgaste fretting

Fig. 2.12. Rodamiento de Motor C-15

Fuente: *Guía de laboratorio de ensayos no destructivos PUCP*

c. Factores Importantes

- ❖ El aumento de la amplitud del movimiento conduce a otros tipos de desgaste adhesivo.
- ❖ El aumento de la frecuencia de la oscilación hace disminuir el desgaste.

- ❖ Por lo general el Fretting aumenta con el número de ciclos de funcionamiento.
- ❖ La carga normal hace variar el desgaste microoscilatorio de manera impredecible.
- ❖ Disminuciones de la carga normal producen reducción de la amortiguación de las vibraciones y esto ocasiona mayor desgaste.
- ❖ Aumentos de la carga normal reducen las vibraciones pero aumentan el área de contacto y a su vez el desgaste.
- ❖ En términos generales los aumentos de la carga normal hacen aumentar ese tipo de desgaste.
- ❖ A temperaturas muy bajas ($-150\text{ }^{\circ}\text{C}$) se detecta mayor deterioro y se observa que a medida que la temperatura aumenta hasta 0°C el desgaste micro oscilatorio disminuye gradualmente.
- ❖ Con aumentos de temperatura hasta 50°C el daño superficial disminuye apreciablemente.
- ❖ Por encima de 70°C comienza de nuevo a aumentar el desgaste.

CAPITULO III

ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

3.1. INTRODUCCIÓN

Las pruebas mecánicas fueron creadas como respuesta a la necesidad de conocer el estado de los materiales, sin embargo, tienen el inconveniente que terminan con la vida útil de los elementos sujetos a prueba. Fue entonces que surgieron los ensayos no destructivos, con los cuales se puede determinar el estado de los materiales sin inutilizar a los mismos, además estos ensayos son capaces de detectar, sin dañar el material, discontinuidades superficiales e internas en materiales, indicaciones en soldaduras, componentes y partes fabricadas.



Fig.3.1. Tipos de ensayos no destructivos

Fuente: *Guía de laboratorio de ensayos no destructivos PUCP*

3.2. TIPOS DE ENSAYO NO DESTRUCTIVOS (E.N.D)

3.2.1. Inspección Visual

Es el primer ensayo no destructivo que se debe realizar. Se emplea lámparas de luz, lentes de aumentos, cámara de fotos, cámara de video, entre otros (Fig. 3.2). Algunas veces un componente puede ser rechazado durante la inspección visual



Figura 3.2. Ensayo Inspección visual

Fuente: www.endicontrol.com.co/inspeccion-visual/

3.2.2. Líquidos Penetrantes

Es un ensayo de rápidos resultados que se realiza sobre piezas. Un inconveniente que presenta es ensuciar las superficies de las piezas ensayadas (Fig. 3.2). La aplicación de este tipo de ensayo se realiza en aceros y en materiales no magnéticos como aluminio, magnesio, aceros inoxidables, cobres, bronce, latones entre otros.



Figura 3.2.1 Ensayo líquidos penetrantes

Fuente: www.globaltechltda.cl/paginas/mostrar_menu_servicios.php?id=167

3.2.3. Ensayos radiográficos

La radiografía industrial se usa para detectar variaciones de una región de un determinado material, que presentan una diferencia en espesor o densidad comparada con una región vecina; es decir, la radiografía es un método capaz de detectar con buena sensibilidad, defectos volumétricos de la zona inspeccionada (Fig. 3.3).

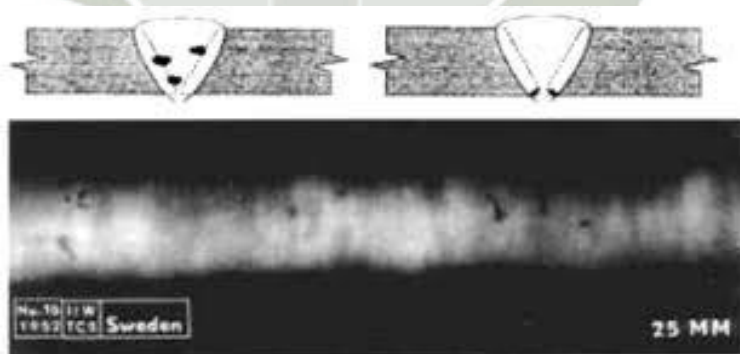


Fig. 3.3. Ensayo Radiográfico- Placa radiográfica

Fuente: *Guía de laboratorio de ensayos no destructivos PUCP*

3.2.4. Análisis de vibraciones

La medición y análisis de vibraciones como técnica de prevención y diagnóstico de fallas mecánicas de máquinas en operación, constituye actualmente, la técnica fundamental de todo plan de mantenimiento predictivo (Fig.3.4).

En este tipo de ensayo se busca.

- ❖ Determinar cuándo se requiere un trabajo de mantenimiento en alguna pieza específica de un equipo en operación.
- ❖ Eliminar el desmantelamiento innecesario para inspecciones internas.
- ❖ Incrementar el tiempo de disponibilidad de los equipos.
- ❖ Aumentar la confiabilidad de los equipos o línea de producción.
- ❖ Determinar previo a un paro programado de planta cuales equipos requieran mantenimiento, consiguiendo así óptimos resultados en la gestión, ya que solo se realizaran las reparaciones necesarias.

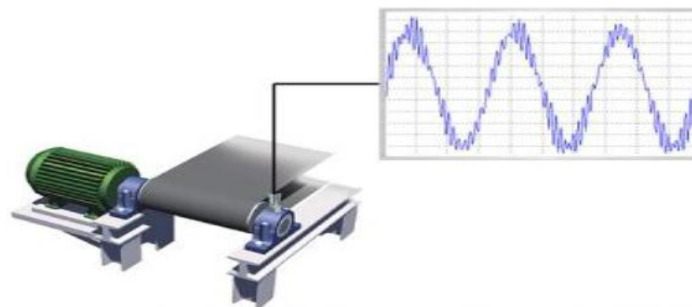


Fig. 3.4. Análisis vibracional

Fuente: *Guía de laboratorio de ensayos no destructivos PUCP*

3.2.5. Termografía

La Termografía infrarroja es una técnica que permite ver la temperatura de una superficie con precisión sin tener que tener ningún contacto con ella (Fig. 3.5). Gracias a la Física podemos convertir las mediciones de la radiación infrarroja en mediciones de temperatura, esto es posible midiendo la radiación emitida en la porción infrarroja del espectro electromagnético desde la superficie del objeto, convirtiendo estas mediciones en señales eléctricas.

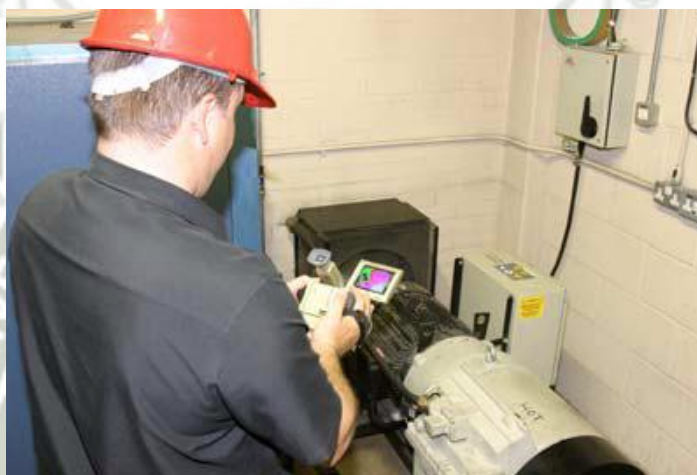


Fig. 3.5. Ensayo de termografía

Fuente: www.serviciostermograficos.blogspot.com/

3.2.6. Ultrasonido

El ultrasonido es una onda mecánica cuya frecuencia de oscilación es mayor que 20000 Hz. El ultrasonido se produce aplicando una carga eléctrica a un material con características piezoeléctricas el cuál sufre una deformación física y produce una presión sonora desde su superficie (Fig. 3.6).

Si conseguimos introducir un ultrasonido producido un material piezoeléctrico dentro del material a verificar, habremos conseguido un primer paso en nuestro cometido.

Para conseguirlo se utiliza un acoplamiento acústico, es decir, una materia que permita la transmisión de las oscilaciones producidas por el cristal. Este acoplamiento tiene como finalidad eliminar el aire, y, generalmente, se suele utilizar gel acoplante, aceite fluido o grasa consistente, dependiendo del grado de rugosidad de la pieza.

Cuando el ultrasonido “INSONIFICA” el material a inspeccionar viaja uniformemente hasta encontrar el fondo del material y se refleja, viajando en un camino de retorno hacia el palpador; este eco de fondo ultrasónico produce un “Pico” en la figura 3.6. Si existiera un defecto o una falla en el material que produzca una diferencia de densidad con respecto al material inspeccionado, entonces el defecto o falla funciona como un reflector.



Fig. 3.6. Ensayo de Ultrasonido

Fuente: <http://www.karldeutsch.de/>

CAPITULO IV

ULTRASONIDO

4.1. INTRODUCCIÓN

Existen una gran cantidad y variedad de técnicas de ensayo no destructivas, destinadas a determinar la presencia, locación y severidad de discontinuidades que de una forma u otra, puedan afectar la operabilidad de piezas y partes nuevas o ya en servicio. Entre las técnicas de ensayo no destructivas más comunes, podemos mencionar los líquidos o tintes penetrantes, Radiografía o Gammagrafía, Partículas Magnéticas, Ultrasonido, Electromagnetismo, Corrientes inducidas; etc. Algunas otras técnicas son un poco más especializadas, por lo que su aplicación se encuentra, en cierta forma, limitada o restringida. Entre este grupo podemos mencionar: Emisión acústica, termografía de infrarojo, etc.

4.2. DEFINICIÓN

4.2.1. Principio Físico

Para obtener una mejor comprensión de los fenómenos que ocurren en el ensayo no destructivo de ultrasonido, es necesario recordar algunos pocos conceptos físicos básicos.

a. OSCILACIÓN

Como punto de partida consideremos el término oscilación y todas sus características relacionadas.

OSCILACIÓN (CICLOS): cambio periódico de la condición o el comportamiento de un cuerpo.

PERÍODO: tiempo necesario para llevar a cabo una oscilación, ver figura 4.1.

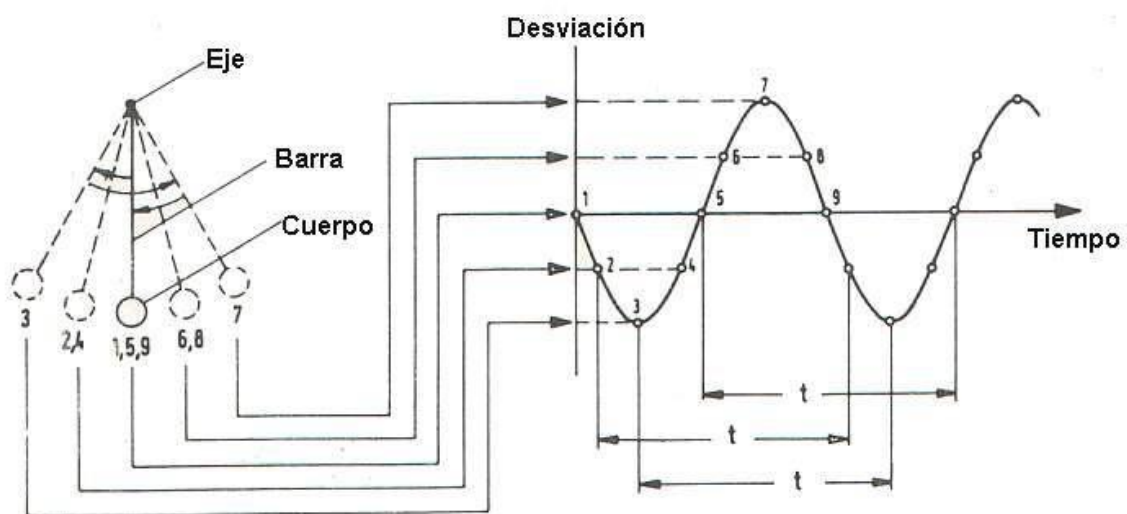


Fig. 4.1 Oscilación de un péndulo (derecha) y su representación gráfica vs. Tiempo
Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

FRECUENCIA: Es la inversa del período o el número de oscilaciones (ciclos) por unidad de tiempo. La frecuencia se la designa con "f" dando la relación:

$$f = \frac{1}{T} \dots\dots\dots (1)$$

La unidad es el "Hertz" (Hz).

AMPLITUD: Es la máxima desviación del cuerpo oscilante desde la posición de equilibrio (posición cero), ver figura 4.2.

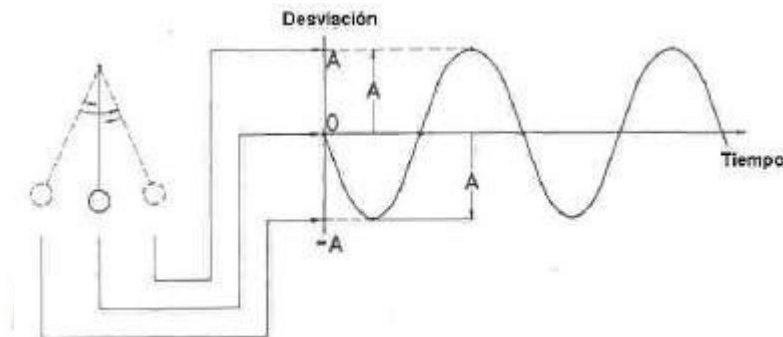


Fig. 4.2: Definición de la amplitud "A" de una oscilación

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

Si la amplitud (designada por "A") es constante en el tiempo, la oscilación es desamortiguada; si esta decrece con el tiempo, se la llama oscilación amortiguada, ver Fig. 4.3.

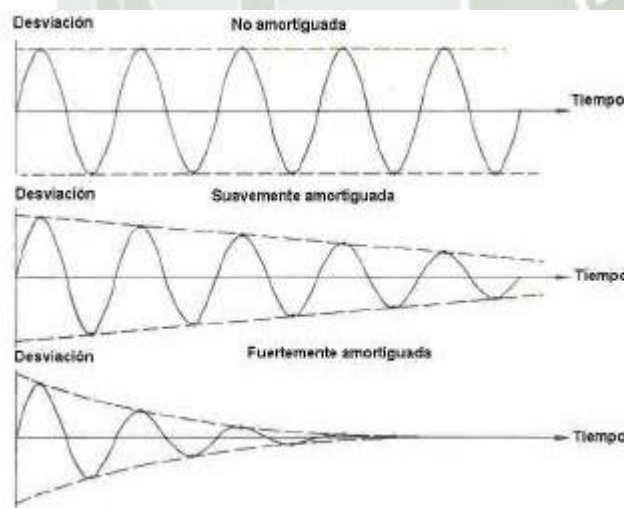


Fig. 4.3 Oscilaciones amortiguadas y desamortiguadas

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

ONDAS:

Onda: es la propagación de una oscilación y sucede cuando una partícula oscila transmitiendo su vibración a la adyacente.

El gráfico de una onda es similar al de una oscilación, pero versus una distancia en lugar del tiempo.

Acoplamiento: Unión entre dos partículas adyacentes o medio, y es el factor necesario para la ocurrencia y propagación de ondas. El acoplamiento es producido por fuerzas atómicas o moleculares elásticas de enlace, por fricción, por gravitación, etc.

Velocidad de propagación (velocidad sónica): es la velocidad de propagación de una onda, relacionada a iguales fases, por lo que de allí también es llamada velocidad de fase.

La velocidad sónica es una propiedad del material.

Longitud de onda: es la distancia entre dos puntos adyacentes de condición de oscilación equivalente o igual fase, mirando en la dirección de propagación.

4.2.2. Tipos de ondas ultrasónicas

a. Onda longitudinal

La dirección de oscilación de las partículas coincide con la dirección de propagación de la onda como la Fig. 4.4

b. Onda transversal

La dirección de oscilación de la partícula es perpendicular a la dirección de propagación de la onda Fig. 4.4

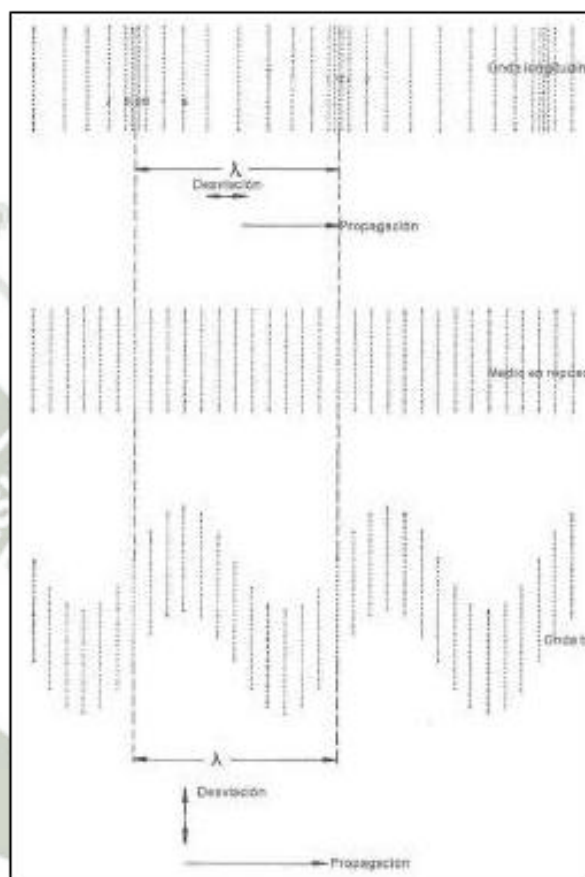


Fig. 4.4 Ondas Longitudinales y Transversales

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

4.3. GENERACIÓN DEL ULTRASONIDO

a. Efecto magnetoestrictivo

Los materiales ferromagnéticos (muy especialmente el níquel, además del acero), tienen la propiedad de contraerse o expandirse por efecto de un campo magnético.

Inversamente, en una barra de acero ferromagnético se produce un campo magnético si es expuesta a un esfuerzo de tracción o compresión.

Este efecto se aprovecha para lograr altas potencias sonoras a relativamente bajas frecuencias.

b. Efecto piezoeléctrico

El efecto piezoeléctrico reviste una importancia mucho mayor, siendo aprovechado casi universalmente para el ensayo no destructivo de materiales. Ciertos cristales naturales o sintetizados tienen la propiedad de que en presencia de un esfuerzo de tracción o compresión se originan cargas eléctricas en su superficie. La carga cambia de signo si se invierte la dirección del esfuerzo. Así es que en las superficies de un cristal expuesto alternativamente a un esfuerzo de tracción y un esfuerzo de compresión existe un potencial alternativamente positivo y negativo (tensión alterna).

El efecto piezoeléctrico es reversible, es decir, cuando se aplica una carga eléctrica a la superficie del cristal, esta se contrae o se expande según el signo de la carga eléctrica.

4.4. SONIDO

El sonido, como se conoce diariamente, se propaga en forma de ondas. En oposición a las ondas magnéticas, calóricas y lumínicas está asociado con la presencia de materia.

En el rango de sonido audible uno puede distinguir:

Tonos: esto es determinado por la frecuencia.

Volumen: depende de la amplitud de oscilación.

Timbre: es determinado por la ocurrencia de varias frecuencias simultáneamente, por las varias amplitudes de una oscilación individual, y por la duración de las diferentes componentes del sonido.

De acuerdo con convenios internacionales, el rango es ahora subdividido como sigue:

Subsónico: $f < 16 \text{ Hz}$; esto es el rango de vibración debajo del límite de audibilidad. No se escuchará ningún tono, solo se notará presión.

Sonido audible: $16 < f < 20 \text{ KHz}$, rango de frecuencias de sonido que son audibles por el oído humano.

Ultrasonido: $f > 20 \text{ KHz}$, estas frecuencias están por encima del límite de escucha humana. Las frecuencias usuales para los ensayos no destructivos son en el rango de 0.5 a 25 MHz. Ver Fig. 4.5

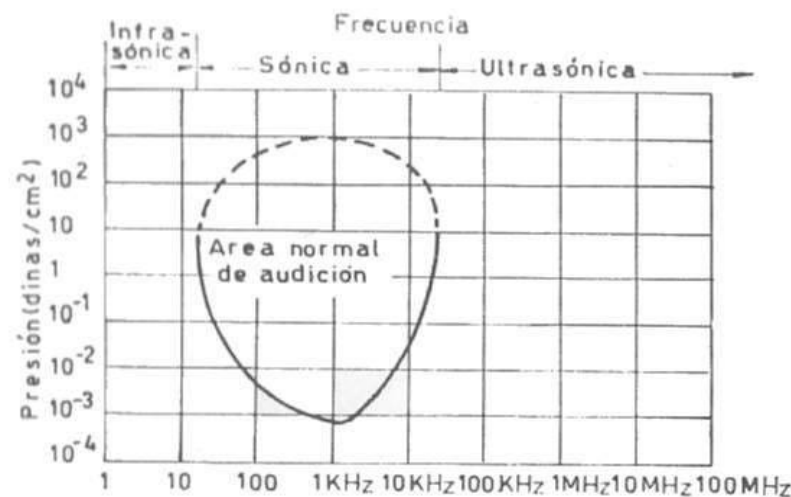


Fig. 4.5: Espectro acústico

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

Se puede hacer una subdivisión de acuerdo a la duración del sonido en:

Sonido continuo: la duración del sonido es mucho más larga que el tiempo de oscilación,

Sonido pulsado: aquí la duración del sonido es solamente unas pocas veces el tiempo de oscilación. Ver Fig. 4.6

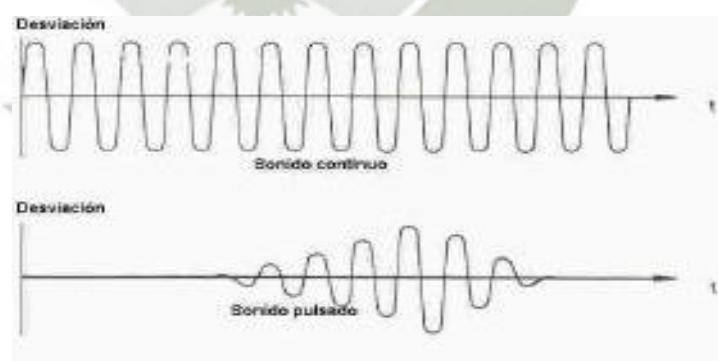


Fig. 4.6: Sonido continuo y por pulsos graficado vs. Tiempo

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

4.4.1. Propagación del sonido:

Como ya se mencionó, la propagación de las ondas sonoras está vinculada a la materia. Por ejemplo si una onda sonora se está propagando, debe existir un material sólido, líquido o gaseoso, por lo que se deduce que la onda sonora no es más que la propagación de las vibraciones de las partículas del material elástico. Ya que líquidos y gases no ofrecen ninguna resistencia a los esfuerzos cortantes, las ondas transversales (ondas de corte) no pueden ser propagadas en estos medios.

En líquidos y gases solamente pueden ser propagadas ondas longitudinales.

En materiales sólidos, se pueden propagar las ondas longitudinales y transversales como así también todas sus combinaciones.

4.5. PARTES DEL EQUIPO ULTRASONIDO

4.5.1. Instrumental básico

El principio de operación de un equipo de ensayo ultrasónico se ilustra en la figura 4.7.

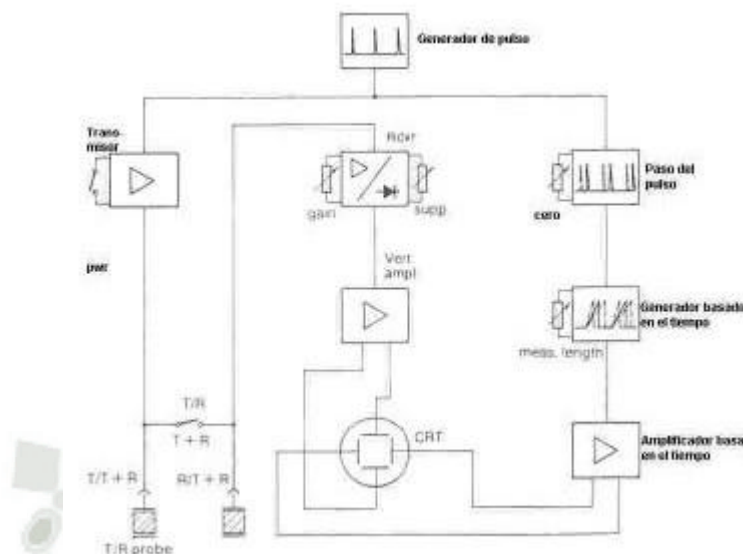


Fig.4.7: Esquema de un equipo de U.S.

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

Un generador de pulsos induce al transmisor de pulsos el cual excita al cristal del transductor. Este corto pulso eléctrico normalmente tiene un voltaje pico de algunos cientos de volts, en algunos viejos transmisores de tubos, por encima de los cinco kilovolt. Estos altos voltajes son, sin embargo, completamente inocuos debido a su extremadamente corta duración. El mismo generador de pulsos también activa (dispara) la base de tiempos (generador de barrido) horizontal en el osciloscopio de rayos catódicos (TRC) por medio de un circuito de tiempo de retardo.

La deflexión vertical en las placas del TRC se alimenta con un amplificador y un rectificador de pulsos (ecos) recibidos desde la pieza.

La longitud de medición (rango) que se observa en la pantalla se puede variar alterando la velocidad de la base de tiempo.

Se produce una deflexión vertical cada vez que el transductor está sujeto a una tensión eléctrica (pulso transmitido o recibido). Cuando se opera por el método de transmisión o con palpadores de doble cristal, el transmisor de salida está separado del receptor (entrada) por medio de un interruptor. En definitiva los transductores de transmisión y recepción están conectados separadamente por cables y enchufes. Un circuito de protección, en el caso del método de pulso-eco, asegura que los altos voltajes en el transmisor no dañen al receptor.

Hoy en día es habitual la construcción de modernos equipos ultrasónicos modulares; se construye instrumental para ensayo manual para ser usados con unidades cada vez más livianos, compactos y pequeños. Junto con los sistemas modulares hay muchas otras posibilidades para la combinación; de esta forma, por ejemplo, varios tamaños de pantallas pueden ser combinadas con distintos métodos de deflexión, supresión del llamado "césped", etc. Módulos adicionales auxiliares, tales como diferentes tipos de monitores, circuitos especiales equivalentes para operar con múltiples palpadores, decodificadores, interruptores electrónicos, transmisores y receptores preamplificados se pueden integrar en este sistema.

De esta forma se puede elegir la más económica y efectiva combinación para solucionar el problema del cliente.

Seguidamente se describirán los controles más importantes de los equipos ultrasónicos para operar con el método de pulso-eco o transmisión.

4.5.2. Ganancia

Esta perilla de control varía la altura de los ecos de manera que permite mantener la relación de amplitud constante. La cantidad de ganancia se expresa en dB (decibeles). Una variación de ganancia de 6 dB significa una disminución a la mitad o un aumento al doble independientemente de la altura del eco real.(Fig. 4.8)

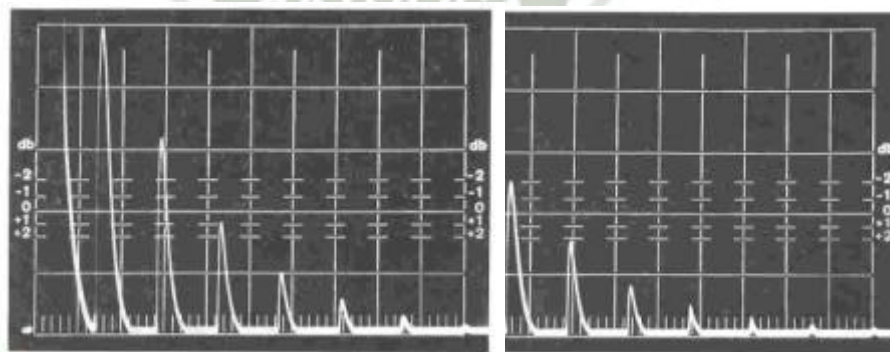


Fig. 4.8. Ecos múltiples muestra la misma secuencia de ecos con una reducción en la ganancia de 6 dB

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

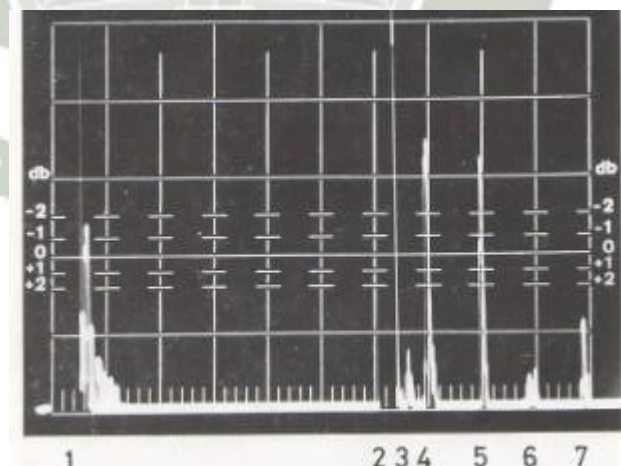
4.5.3. Regulador de la longitud de medida. Rango

El comando para la regulación de la longitud de medición permite variar la escala de presentación, y así desplegar en el área total de la pantalla, el rango de interés. La calibración se lleva a cabo teniendo en cuenta las siguientes condiciones:

- a) Método de pulso - eco, esto es el recorrido de ida y vuelta de la onda ultrasónica a través del material.
- b) La calibración es válida solamente para una velocidad de onda definida, normalmente la velocidad de la onda longitudinal en acero, esto es 5.920 m/s (ver DIN 54120).
- c) La visualización a través del total de la pantalla, esto es entre la línea izquierda y derecha del reticulado.

4.5.4. Regulador del punto cero y desplazamiento

El comando de regulador del cero permite un corrimiento hacia la izquierda de lo que se muestra en el total de la pantalla sin cambiar la escala (rango). De esta forma, partes del camino sónico que no interese puede ser corrida hacia la izquierda, fuera de la pantalla, y la parte de interés ser mostrada en el total de la pantalla, logrando así un efecto de "lupa de profundidad". (Fig. 4.9)



- 1) Eco de emisión
- 2) Eco de la superficie de entrada
- 3) Eco del defecto
- 4) Primer eco de fondo
- 5) a 7) Segundo a cuarto eco de fondo

Fig. 4.9: Técnica por inmersión de una pieza. Izq: indicaciones incluyendo el paso en el agua y ecos de fondo. Der: desarrollo del rango de interés en la pantalla.

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

4.5.5. Regulador de la velocidad del sonido

Este regulador no cambia, por supuesto, la velocidad del sonido en el material, por ser esta una constante natural, pero permite al personal de ensayo adecuar el espesor de la pieza leído en el regulador de la longitud de medición o rango, al espesor efectivo del material de diferente velocidad de sonido.

4.5.6. Control Distancia - Amplitud

En los ensayos ultrasónicos, la amplitud de un eco de una discontinuidad de cierto tamaño, decrece cuando el espesor se incrementa, la compensación para esta "atenuación" consiste en un control electrónico que se agrega a muchas unidades ultrasónicas.

Algunos de los nombres más comunes de este control son: Corrección de amplitud en distancia(DAC), Ganancia variable (TCG) o Sensibilidad variable (STC).

Este control es muy utilizado cuando se lo complementa con un detector de alarma de fallas o con un sistema de registro.

4.6. PALPADORES

Todos los palpadores utilizados en el ensayo de ultrasonido, no destructivo de materiales, operan sobre la base del efecto piezoeléctrico.

4.6.1. Campo sónico

El área influenciada por las vibraciones transmitidas por el palpador se conoce como campo sónico. Este es muy importante para la evaluación del tamaño de defectos; por ello, es necesario explicar brevemente algunos términos especiales que conciernen al campo sónico y comportamiento de la presión acústica en él. Cumpliendo con los principios físicos, el cristal transmite las ondas ultrasónicas únicamente en sentido perpendicular a las superficies a las que se aplican cargas eléctricas; esto ocurre, aproximadamente, en forma de un haz de rayos paralelos, con una sección transversal correspondiente al diámetro del transductor para la primera parte de la propagación.

A una cierta distancia del oscilador, el haz se abre en forma de cono. Esta característica se muestra en la figura 4.10.

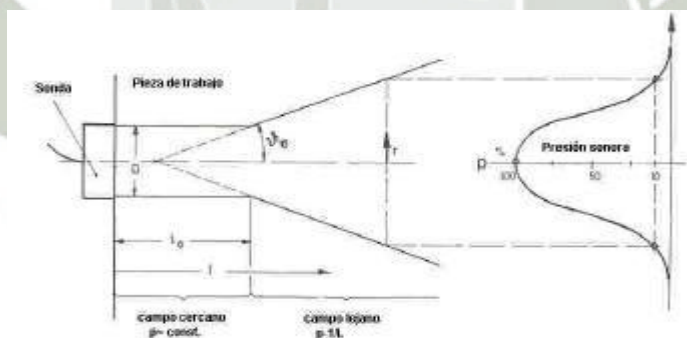


Fig. 4.10: Campo ultrasónico de un transductor

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

4.6.2. Descripción de palpadores ultrasónicos

4.6.2.1. De incidencia normal

Para un haz de incidencia normal, (la transmisión del sonido es perpendicular a la superficie de la pieza)

4.6.2.2. El palpador normal

El nombre de "Palpador normal", deriva de la dirección en que las ondas ultrasónicas viajan en la pieza (la dirección perpendicular a la superficie de un objeto se conoce como la dirección "normal").

Las características del tamaño del palpador dependen de las propiedades de amortiguamiento o cuerpo de atenuación. Los alambres de conexión, soldados a las caras plateadas del cristal, suben pasando junto al cuerpo amortiguador hacia una pequeña bobina que realiza la adaptación eléctrica entre el oscilador y el emisor de impulsos. Dos alambres adicionales van a la ficha en que se inserta el cable.

Los palpadores para la técnica por inmersión tienen en lugar de ficha, un enchufe directo, fijamente fundido, para el cable.

La unidad compuesta por el oscilador, el cuerpo amortiguador y la bobina es también llamada "Inserto" o "Nob", y va alojada en una carcasa metálica puesta a tierra (Fig.4.33).

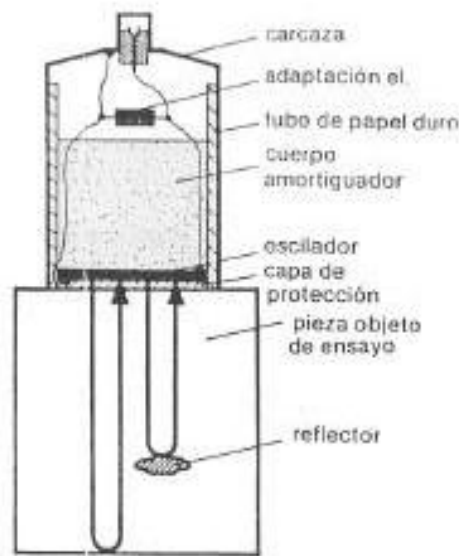


Fig. 4.11. Palpador normal con suela protectora (esquema)

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del*

Comahue

4.6.2.3. Palpadores de doble cristal

Los palpadores de doble cristal combinan dos sistemas de palpadores completos, en una sola carcasa. Una barrera acústica entre los dos sistemas evita la transmisión de uno a otro dentro del palpador, mientras que uno actúa como emisor, y el otro como receptor.

Las ventajas que ofrecen los palpadores de doble cristal son que prácticamente eliminan la zona muerta.

Se pueden utilizar cristales más adecuados para las funciones a cumplir. Por ejemplo se puede usar titanato de bario como emisor y sulfato de litio como receptor.

Los palpadores de doble cristal tienen, debido a su estructura general y a la presencia de los trayectos de retardo, teóricamente una más baja sensibilidad que los palpadores normales, pero una resolución a corta distancia incomparablemente mejor debido a que no aparece el eco de emisión sobre la pantalla, en un equipo ajustado correctamente.

De esta forma, es posible detectar posibles defectos a pocos milímetros por debajo de la superficie. Otro campo de aplicación de estos palpadores es la medición de espesores.

4.6.2.4. Palpadores normales de ondas transversales (corte - Y)

La construcción de estos palpadores es igual a la de los palpadores normales de ondas longitudinales. Solamente, el transductor en sí mismo, tiene una orientación cristalográfica diferente y, por ello, genera vibraciones cortantes (ondas cortantes). El procedimiento de transmisión de ondas de corte desde el transductor al interior de la pieza es un problema difícil debido a que el líquido acoplante no se puede usar porque éstos son incapaces de transmitir ondas de corte. El acople puede llevarse a cabo utilizando acoplantes rígidos (por ejemplo componentes de resinas epoxi), por presión firme del palpador sobre la superficie usando una goma protectora o lamina plástica debajo del cristal, o por acople del transductor sobre la pieza con el agregado de cera de abejas. Por estas razones, los palpadores con cristales con corte Y son casi exclusivamente usados en laboratorios de ensayos, por ejemplo para la determinación de constantes elásticas de los materiales.

4.6.2.5. Palpador angular

El palpador angular consiste esencialmente de un cristal cementado a una cuña de plexiglás. De esta forma se consigue una incidencia oblicua sobre la superficie de la pieza. (Fig. 4.12)

Los haces reflejados vuelven a la cuña plástica y, o son absorbidos por un atenuador convirtiéndose en calor, o se evita el retorno al transductor con una adecuada forma de la cuña para evitar causar indicaciones de ecos perturbadores. Dentro de la pieza se propagarán la onda longitudinal refractada y, adicionalmente, la nueva onda transversal generada. De acuerdo con la ley de refracción (IX) estos dos tipos de ondas tendrán también, debido a sus diferentes velocidades, diferentes direcciones.

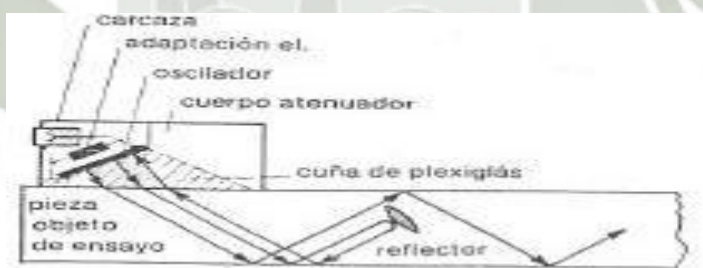


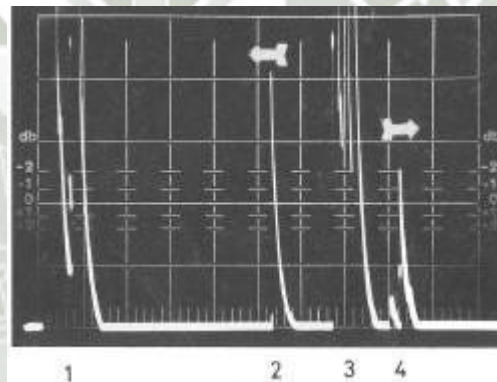
Fig. 4.12. Palpador angular (esquema)

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

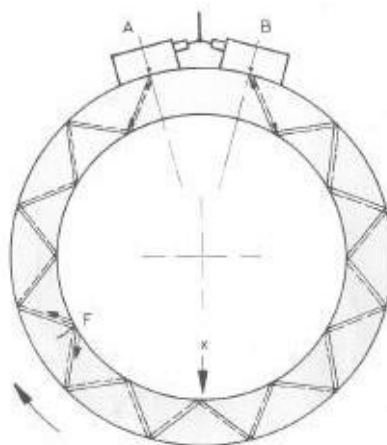
4.6.2.6. Palpadores para ensayo de tubos

El palpador para ensayo de tubos no es otra cosa que un arreglo de dos palpadores angulares, en paralelo, transmitiendo en direcciones opuestas (a las

agujas del reloj y en dirección contraria a las agujas del reloj)). Sirve para detectar fisuras internas y externas en tubos. Cada transductor en este par de palpadores angulares, recibe el pulso transmitido por el otro como un eco de referencia. Un defecto radial será indicado dos veces, como se puede ver en la figura 4.13. Esta indicación desaparecerá cuando se halle diametralmente opuesto al palpador. Un defecto aparecerá solamente una vez, ya sea a la derecha o a la izquierda del eco de referencia, según el palpador que lo indique. Hoy en día, este principio de transmisión de dos haces opuestos en una barra o tubo, es aplicado casi exclusivamente en plantas de ensayos automatizados.



- 1) Eco de emisión
- 2) Eco del defecto indicado por el palpador “A”
- 3) Eco de referencia.
- 4) Eco del defecto indicado por el palpador “B”



X: Localización aparente del eco de referencia

Fig. 4.13. Propagación ultrasónica y pantalla del TRC del ensayo de un tubo con dos palpadores.

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

4.7. TÉCNICAS DE ENSAYO POR ULTRASONIDO

Hay tres tipos básicos de representación de pantallas de TRC para ensayos ultrasónicos:

4.7.1. Representación "Tipo A" (o pantalla Tipo A)

Es el más extendido y es el de representación en un tubo de rayos catódicos (TRC) en el que las indicaciones aparecen como deflexiones verticales de la base de tiempo, es decir, en la pantalla se representa el tiempo en la escala horizontal y la amplitud en la escala vertical.

La representación tipo A, se discrimina de izquierda a derecha.

La altura de los ecos pueden ser comparadas con la altura de un eco proveniente de un reflector de referencia conocido, a fin de tener una referencia del tamaño de la indicación.

El método de registro más sencillo para este tipo de pantalla es el de la fotografía directa del oscilograma. Sin embargo, este método es lento por lo que, en ocasiones, se acoplan al equipo sistemas de registro sobre papel que el propio operador puede manejar de manera simple, obteniendo la representación del oscilograma en tiempo real.

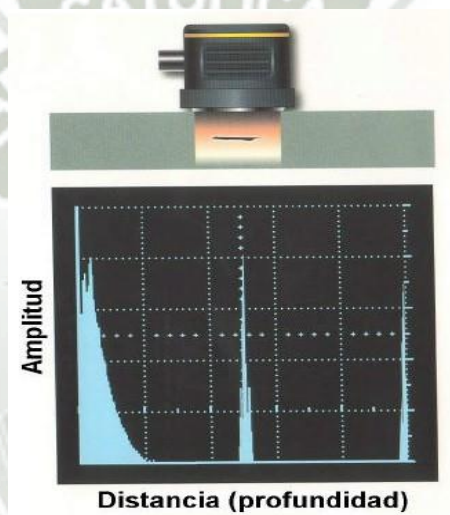


Fig.4.14. Representación tipo A

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

4.7.2. Representación "Tipo B"

La representación tipo B, usa una pantalla de osciloscopio típico que muestra una vista de una sección transversal del material a ser ensayado. La imagen es

retenida sobre el TRC el tiempo necesario para evaluar la pieza y para fotografiar la pantalla, con el objeto de obtener un registro permanente.

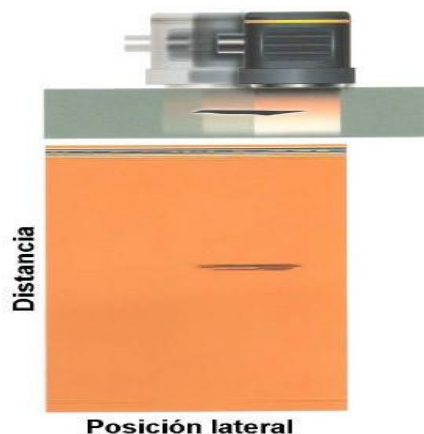


Fig.4.15. Representación tipo B

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

4.7.3. Representación "Tipo C"

La pantalla tipo C, representa una vista en planta, similar a una placa radiográfica. Además, muestra la forma y localización de la discontinuidad, pero no su profundidad.

Los sistemas de alta velocidad de barrido, generalmente utilizan pantallas tipo C, conjuntamente con graficadores, algunos de ellos con papel tratado químicamente.

El movimiento del papel está sincronizado con el movimiento del transductor a través de la superficie de ensayo.

La ventaja de la pantalla tipo C, es su velocidad y su capacidad de producir registros permanentes. Sin embargo, la pantalla solamente da longitud y ancho, pero no la profundidad de la falla.

Este tipo de representación, junto con el tipo B, prácticamente estar reservados a los ensayos automáticos por inmersión.

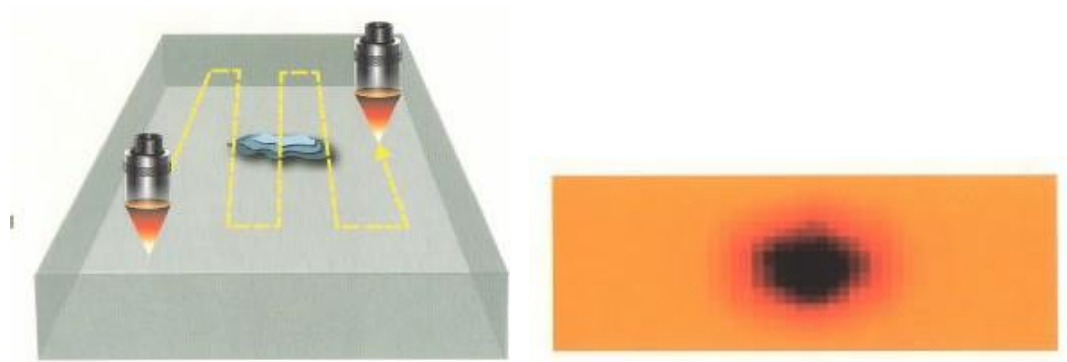


Fig.4.16. Representación tipo C

Fuente: *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

Las siguientes imágenes son una representación tipo C realizada por inmersión de una moneda (de su superficie).



Moneda

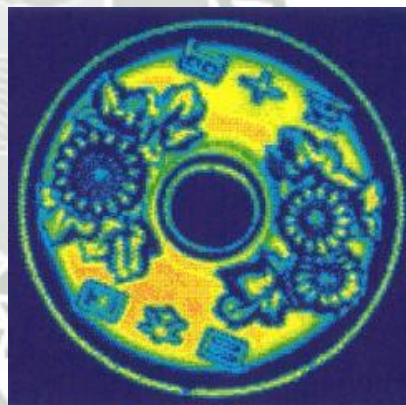


Imagen ultrasónica

Fig.4.17. Representación tipo D

Fuente *Guía de Laboratorio de ensayos no destructivos Universidad Nacional del Comahue*

CAPITULO V

CONFIABILIDAD

5.1. INTRODUCCIÓN

La confiabilidad es la metodología científica para conocer el desempeño de vida de productos, equipos, procesos, para asegurar que estos ejecuten su función, sin fallar, por un periodo de tiempo en una condición específica. La confiabilidad de un componente en el instante t , $R(t)$, es la probabilidad de que un elemento no falle en el intervalo $(0,t)$, dado que era nuevo o como nuevo en el instante $t=0$. Un componente puede presentar diferentes tipos de confiabilidades, asociadas a diferentes funciones. La confiabilidad se relaciona básicamente con la tasa de fallas (cantidad de fallas) y con el tiempo medio de operación y el tiempo de operación. Mientras el número de fallas de un determinado equipo vaya en aumento o mientras el tiempo medio de operación de un equipo disminuya, la confiabilidad del mismo será menor (variable a modelar en Tiempos Operativos)

5.2. Propósito de la Confiabilidad

- ❖ Conocer la confiabilidad de los productos y ser capaces de controlarla.
- ❖ Nivel óptimo de Confiabilidad permitirá gasto mínimo durante el ciclo de vida y costo mínimo de producción, sin comprometer la confiabilidad y la calidad.

5.3. Balance de la Confiabilidad

La confiabilidad debe estar balanceada con los otros aspectos de negocio de la empresa, como costos de producción, ventas, características del producto y satisfacción del cliente.

5.4. Ingeniería de Confiabilidad

La Ingeniería de Confiabilidad es un área de estudio fundamental para la evaluación de los procesos de producción, ya que la misma mejora la capacidad para predecir la ocurrencia de eventos no deseados y la capacidad para identificar acciones que minimicen y/o mitiguen sus efectos; habilidades básicas para un gerente o negociador moderno que debe entender que una de las más importantes formas de agregar valor es evitar que se destruya. La Ingeniería de Confiabilidad está dedicada al estudio de los aspectos físicos y aleatorios del fenómeno falla. Las dos escuelas que con enfoques muy específicos, coexisten dentro de la Ingeniería de Confiabilidad son la Confiabilidad basada en el análisis Probabilístico del tiempo para la falla o historial de fallas y Confiabilidad basada en el análisis Probabilístico del deterioro o física de la falla.

5.5. Modelos Probabilísticos

5.5.1. Introducción a los modelos probabilísticos

El diseño de un programa eficiente de mantenimiento (en términos de costo global de mantenimiento) implica la comprensión de los fenómenos de falla de los equipos.

Dado que las fallas de los equipos son eventos aleatorios, estudiaremos conceptos y modelos estadísticos que nos permitan controlar y mejorar la confiabilidad, y con ello los costos.

La mayor dificultad que enfrentaremos será el alto grado de incertidumbre de los estudios y los efectos de condiciones cambiantes ambientales y de operación en el comportamiento de los equipos.

5.5.2. Modelos probabilísticos de Confiabilidad

Los modelos que permiten el estudio de las fallas y confiabilidad son:

❖ Modelo Exponencial

$$R(t) = e^{-\lambda \cdot t}$$

❖ Modelo logarítmico Normal

$$R(t) = \int_t^{\infty} \frac{1}{\sigma \cdot t \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{t-\mu}{\sigma \cdot t} \right)^2} \cdot dt$$

❖ Modelo Weibull

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta}$$

El cual utilizaremos es el Modelo Weibull.

❖ **Modelo Weibull**

El modelo probabilístico de Weibull es muy flexible, pues la ley tiene tres parámetros que permiten “ajustar” correctamente toda clase de resultados experimentales y operacionales. Contrariamente al modelo exponencial, la ley de Weibull cubre los casos en que la tasa de fallo (λ) es variable y permite por tanto ajustarse a los períodos de “juventud” y a las diferentes formas de “envejecimiento”. Es decir se aplica a equipos en cualquier etapa de su vida.

Recordemos la curva de Davies o de la “bañera”, para su utilización se

precisan los resultados de ensayo de muestras o la toma de datos de funcionamiento (TBF = tiempo entre fallos).

Estos resultados permiten estimar la función de repartición $F(t)$ que corresponde a cada instante t . La Determinación de los tres parámetros permite, evaluar la MTBF y la desviación típica.

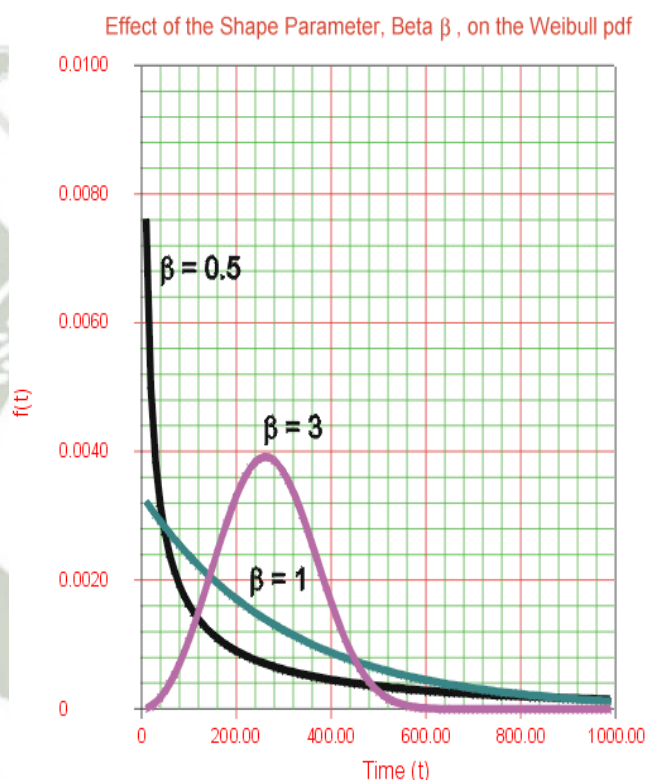


Fig. 5.1. Modelo Weibull

Fuente: www.weibull.com/basics/parameters.htm

❖ Expresiones Matemáticas

a) La Función Densidad de Probabilidad $f(t)$

La función de densidad nos da la probabilidad que ocurra una falla en un tiempo específico. Sus unidades son falla/ítem-tiempo. Así, para cualquier punto da la probabilidad que una falla ocurra durante la siguiente unidad de tiempo.

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left[\frac{t - \gamma}{\eta} \right]^{\beta-1} \cdot e^{-\left[\frac{t - \gamma}{\eta} \right]^\beta} \text{ siendo } t \geq \gamma$$

Dónde:

β : Parámetro de forma o inclinación.

η : Parámetro de Escala o vida característica, es el periodo de operación en el que existe una probabilidad de falla del 63.2%

γ : Parámetro de Ubicación o localización $-\infty < t < \infty$

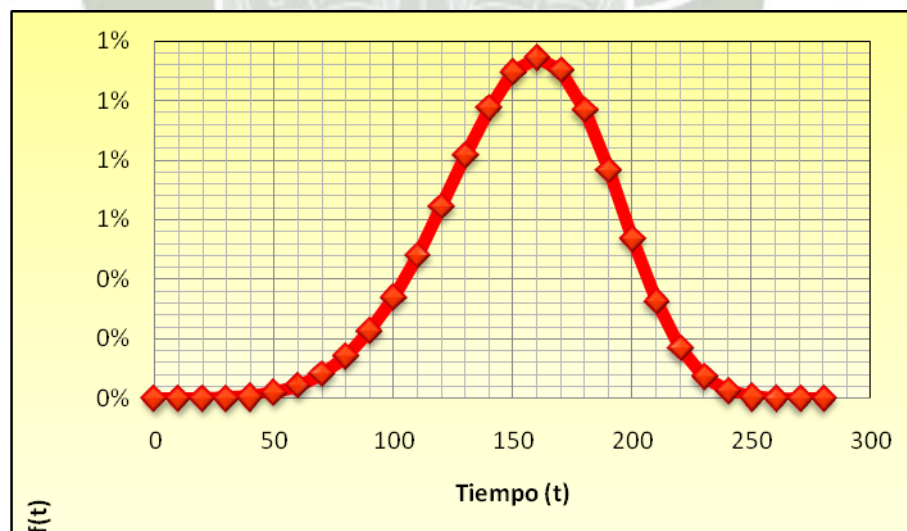


Fig. 5.2. Función Densidad de Probabilidad

Fuente: *Propia*

b) Función de Distribución de Falla

Esta función nos da la probabilidad acumulada de falla representa la probabilidad que una falla ha ocurrido antes de cierto tiempo.

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$$

Observación para $t=0$ y $\beta=1$, se vuelve a encontrar la distribución exponencial, caso particular del modelo de Weibull.

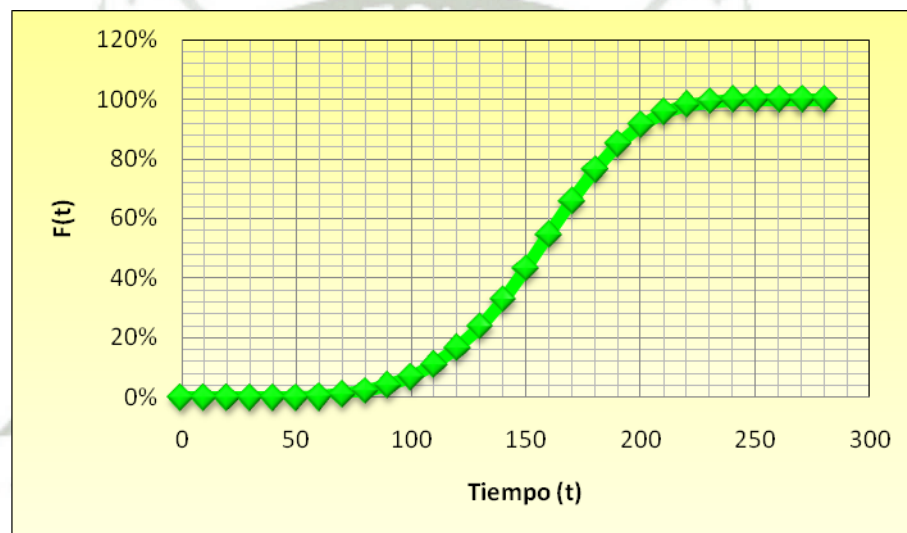


Fig. 5.3. Función de Distribución de Falla
Fuente: *Propia*

c) Función de Riesgo

Es la función más importante en la teoría de la renovación, la forma de la función de riesgo sobre una gran magnitud determine que estrategia se usara para mantener un componente específico.

$$r(t) = \frac{1}{n(t)} \cdot \frac{\Delta n}{\Delta t} = \frac{f(t)}{R(t)}$$

Dónde:

Δn = Número de fallas en un intervalo de tiempo $[t, t + \Delta]$

Δt = Ancho de intervalo de tiempo.

$n(t)$ = Población sobreviviente en el tiempo t .

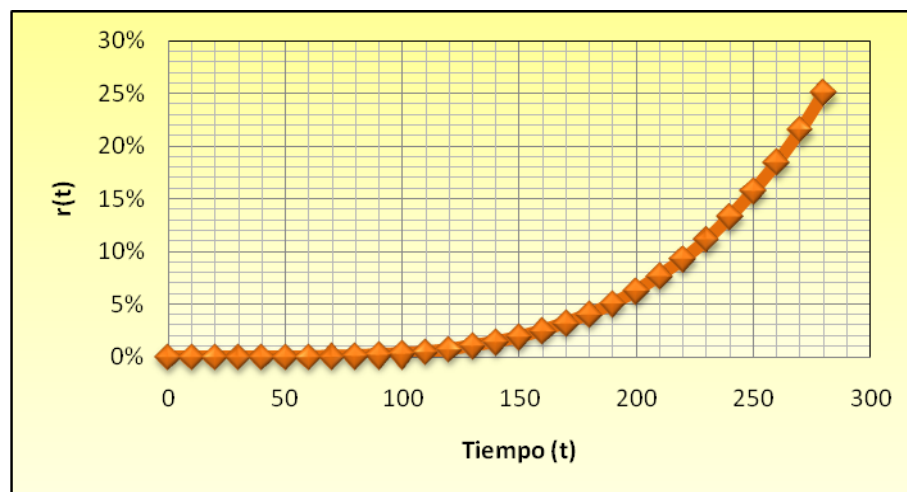


Fig. 5.4. Función de Riesgo

Fuente: *Propia*

d) Función de Supervivencia o Confiabilidad

La función de supervivencia o confiabilidad nos da la probabilidad de supervivencia para cualquier tiempo específico.

$$R(t) = 1 - F(t)$$

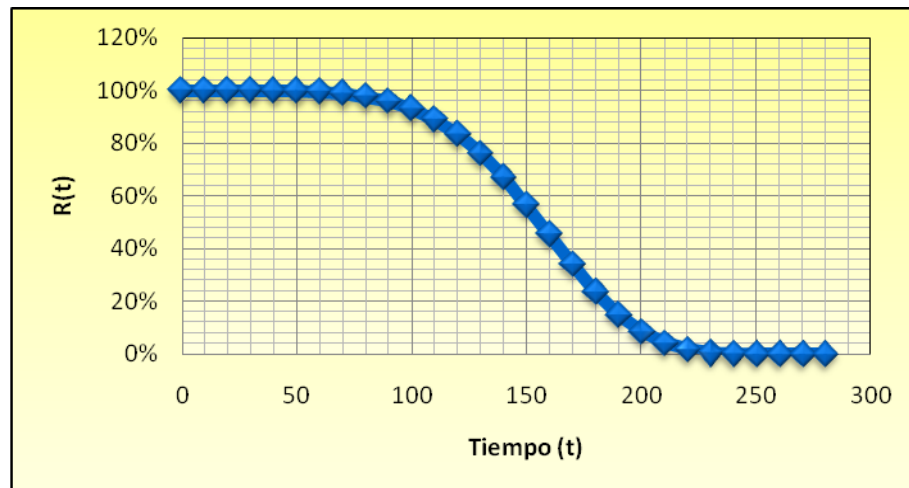


Fig. 5.5. Función Distribución Acumulada

Fuente: *Propia*

❖ Estimación de Parámetros

Para ajustar un modelo a los datos, es necesario realizar una estimación de los parámetros. La estimación se realiza basándose en el conjunto de datos.

Tipos de parámetros:

Las distribuciones pueden tener cualquier número de parámetros. A más parámetros, más datos requeridos. Generalmente se emplean tres parámetros.

Parámetro forma (β)

Este parámetro ayuda a definir la forma de una distribución y tiene la forma de una campana. Si $\beta < 1$, la tasa de fallos disminuye con la edad sin llegar a cero, por lo que podemos suponer que nos encontramos en la juventud del componente con un margen de seguridad bajo, dando lugar a fallos por tensión de rotura. Si $\beta = 1$, la tasa de fallos se mantiene constante siempre, lo

que nos indica una característica de fallos aleatoria. En este caso nos encontramos que la distribución de Weibull es igual a la exponencial.

Si $\beta > 1$, la tasa de fallo incrementa con la edad de forma continua lo que indica que los desgastes empiezan en el momento en que el mecanismo se pone en servicio.

$1,5 < \beta < 2,5$ fenómeno de fatiga.

$3 < \beta < 4$ fenómeno de desgaste, de corrosión

$\beta = 3,44$ $f(t)$ es simétrica, la distribución es “normal”.

Este es el modelo a emplear ya que no se posee un fecha límite o de garantía que determine la duración del sistema.

Si $\beta < 1$ hay fatiga u otro tipo de desgaste en el que la tasa de fallo disminuye con el tiempo. Cuando β es aproximadamente 0.5 pueden asociarse con ciclos.

Si $\beta > 1$ hay una erosión o desgaste similar en la que la constante de duración de carga disminuye continuamente con el incremento de la carga.

$\beta < 0$: indica que el mecanismo fue utilizado o tuvo fallos antes de iniciar la toma de datos.

Si $\beta < 1$ podría tratarse de una fallo de juventud antes de su puesta en servicio.

Si $\beta > 1$ se trata de un desgaste por una disminución constante de la resistencia iniciado antes de su puesta en servicio.

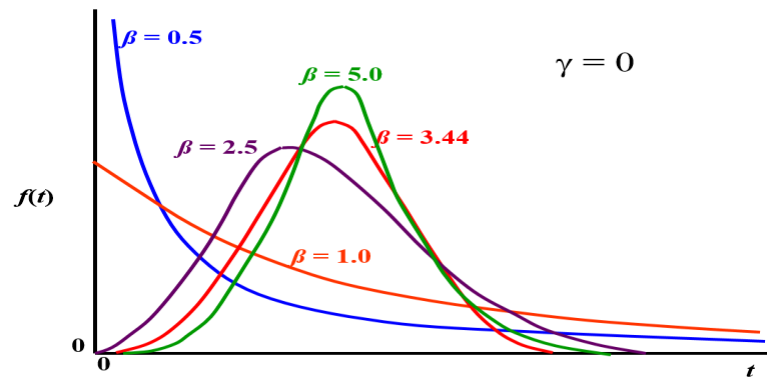


Fig. 5.6. Parámetro de forma Beta

Fuente: www.weibull.com/hotwire/issue14/relbasics14.htm

c. Parámetro de escala (η)

Este parámetro de escala define donde cae el lomo de la distribución o cuan estirada esta la distribución.

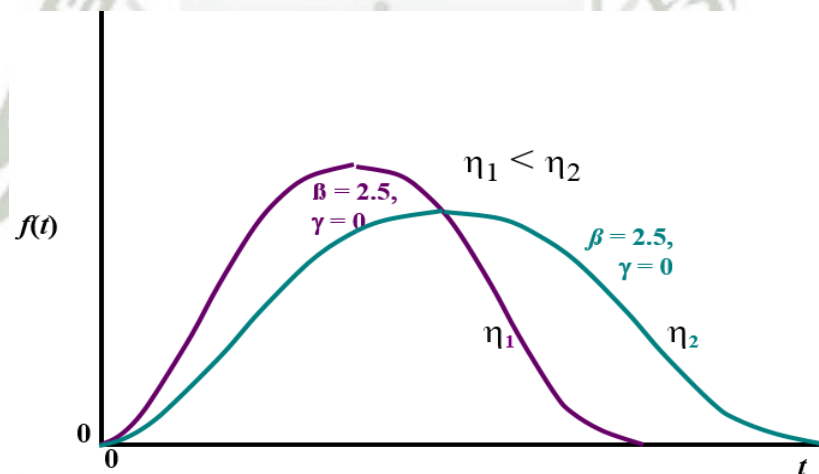


Fig. 5.7. Parámetro de forma escala

Fuente: www.weibull.com/hotwire/issue15/relbasics14.htm

e) Parámetro de localización o ubicación (γ)

Se usa para cambiar una distribución en una dirección u otra e indica el origen de la distribución y puede ser positivo o negativo.

CAPÍTULO VI

PARAMETRIZACIÓN DEL EQUIPO DE ULTRASONIDO

La calibración es el proceso de ajustar el instrumento ultrasónico para que mida exactamente en un material particular, usando un transductor particular a una temperatura particular. Específicamente, durante la calibración deben ser ajustados los parámetros de desplazamiento y velocidad del material. El desplazamiento de cero (a veces llamados retardos del transductor) compensa el tiempo muerto entre la generación del disparo principal y la entrada del sonido en la pieza inspeccionada.

6.1. CALIBRACIÓN DEL EQUIPO

Para llevar a cabo la calibración de haz recto use un palpador SE10/6 PB 4C la calibración requiere al usuario contar con un bloque de prueba de espesores conocidos, fabricado con el mismo material el que será conocido y medido.

6.2. CALIBRACIÓN LONGITUDINAL

La calibración longitudinal del equipo se utilizó un bloque de patrón tipo 2218M, el cual sirve de parámetro para las mediciones las que dependerán del espesor de elemento a inspeccionar, además del transductor de contacto con un palpador SE10/6 PB 4C y como acoplante se utilizó gel.



Fig. 6.1. Patrón de calibración

Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation*

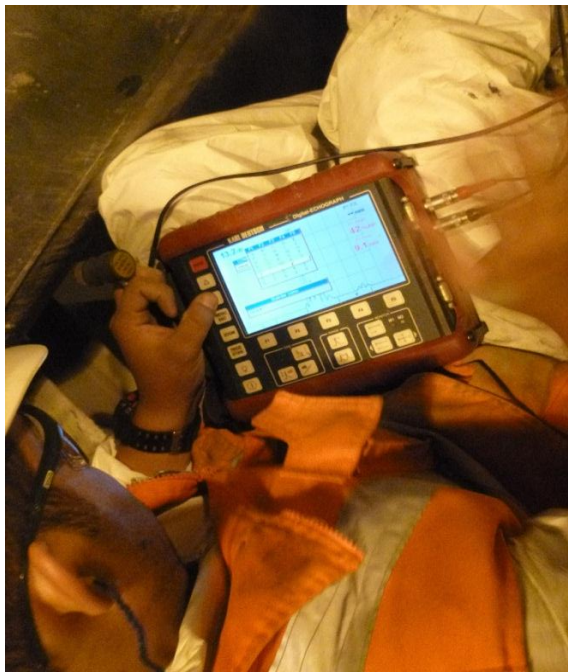


Fig. 6.3. Inspección calibración 1
Fuente: Southern Perú Cooper Corporation

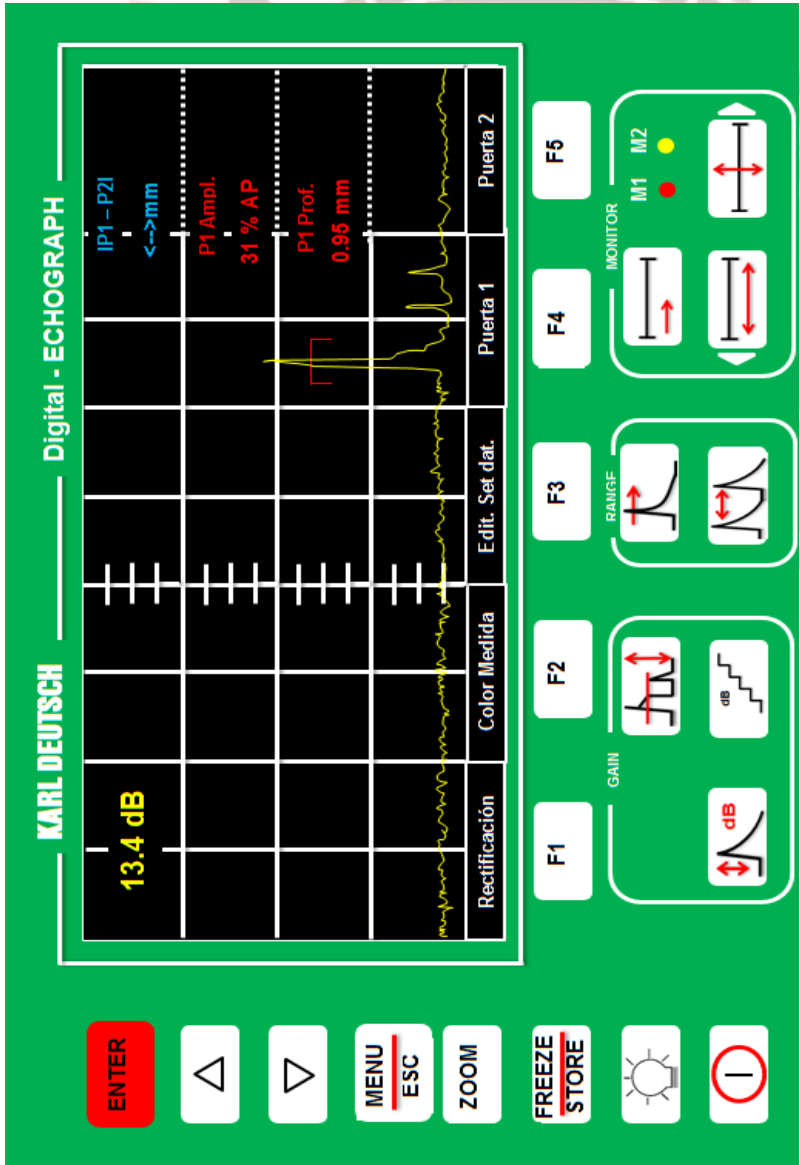


Fig. 6.2. Pantalla de calibración 1

Fuente: Southern Perú Cooper Corporation

En la figura 6.2 se puede observar que los picos coinciden con la altura de la probeta debido a que se calibro a 1 mm.

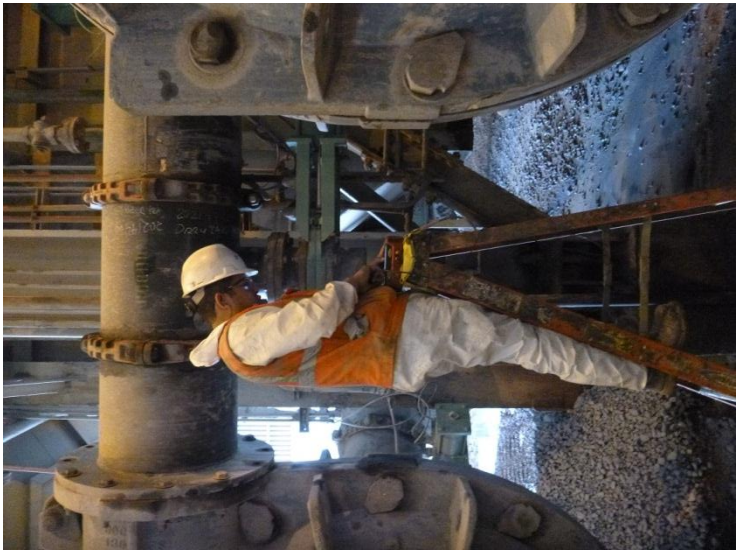


Fig. 6.5. Inspección calibración 2

Fuente: Southern Perú Cooper Corporation

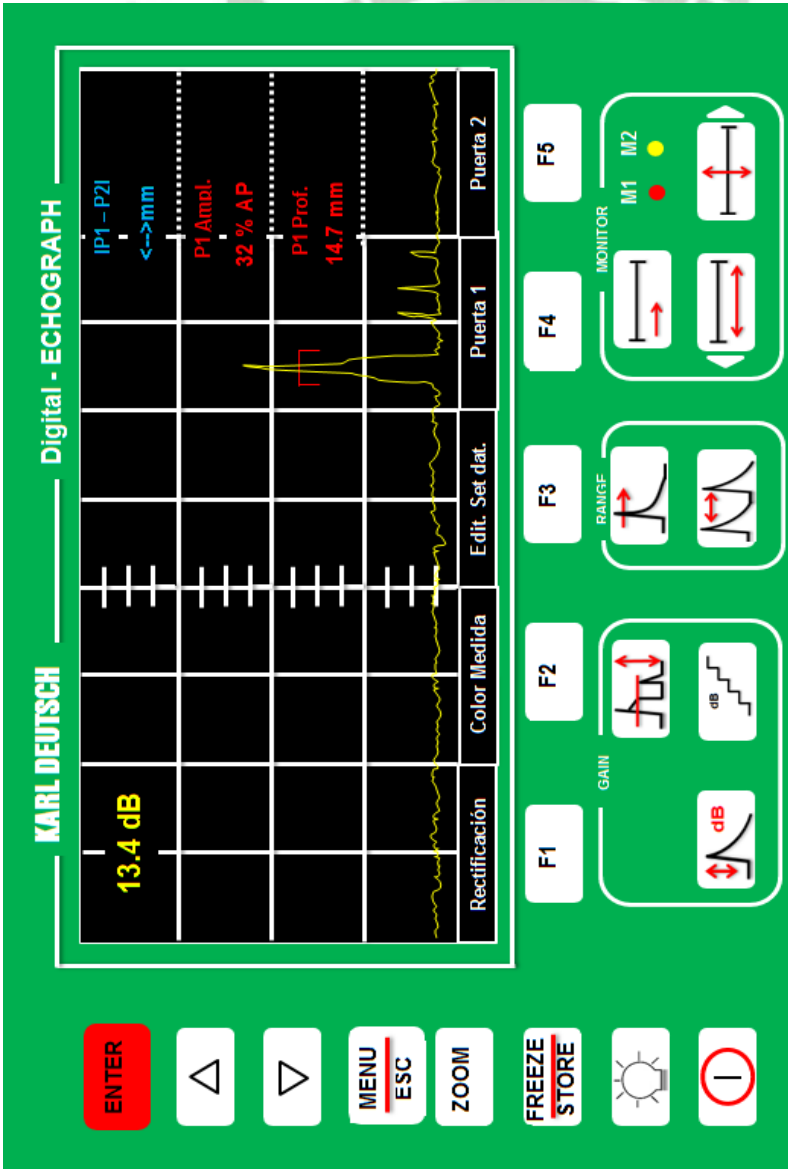


Fig. 6.4. Pantalla de calibración 2

Fuente: Southern Perú Cooper Corporation

En la figura 6.4 se puede observar que los picos coinciden con el espesor de la probeta debido a que se calibro a 15 mm. Teniendo el equipo calibrado se puede proceder a realizar la inspección de ultrasonido de la tubería de descarga.

6.3. INSPECCIÓN GENERAL DE TUBERÍA DESCARGA 22"

Para inspeccionar eje por el ensayo de ultrasonido es necesario hacerlo por alrededor de la tubería para obtener una información acerca de su estado, ya que deseamos saber el estado actual.

La inspección se lleva a cabo en la mina de Toquepala



Fig. 6.6. Vista general de las tuberías de descarga de 22"

Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation - Area de proyectos*

El plano general se puede apreciar con sus dimensiones en la siguiente figura:

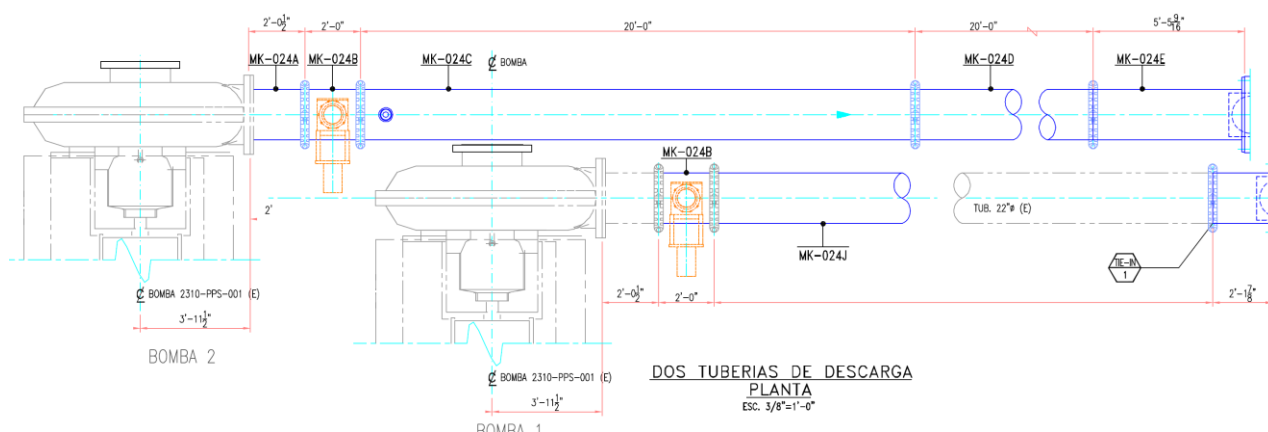


Fig.6.7. Plano de tubería de descarga de 22"

Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation Área de Proyectos*

Para comenzar a realizar la inspección se debe realizar una inspección visual luego se procede a limpiar la superficie de contacto para tener un buen acoplamiento entre la pieza y el transductor.

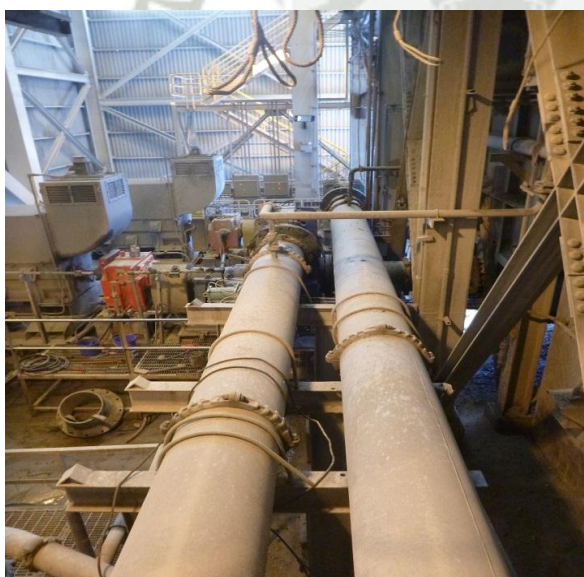


Fig. 6.9. Tuberías descarga 22"

Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation
Planta de Concentradora*

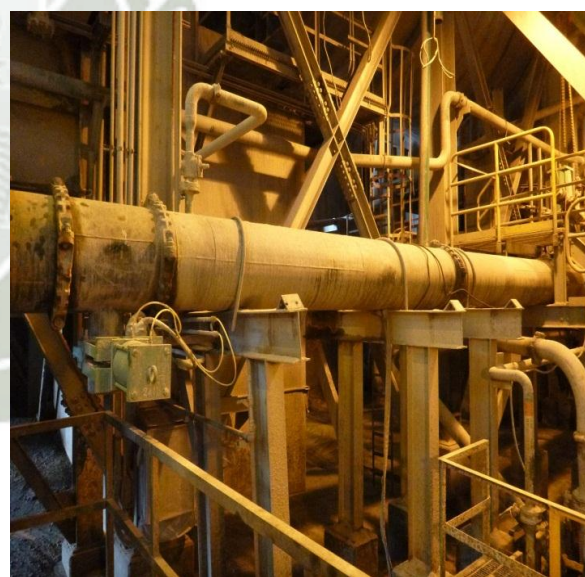


Fig. 6.10. Perfil de tubería descarga 22"

Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation
Planta de Concentradora*

- Inspeccion de ultrasonido tubería sección C

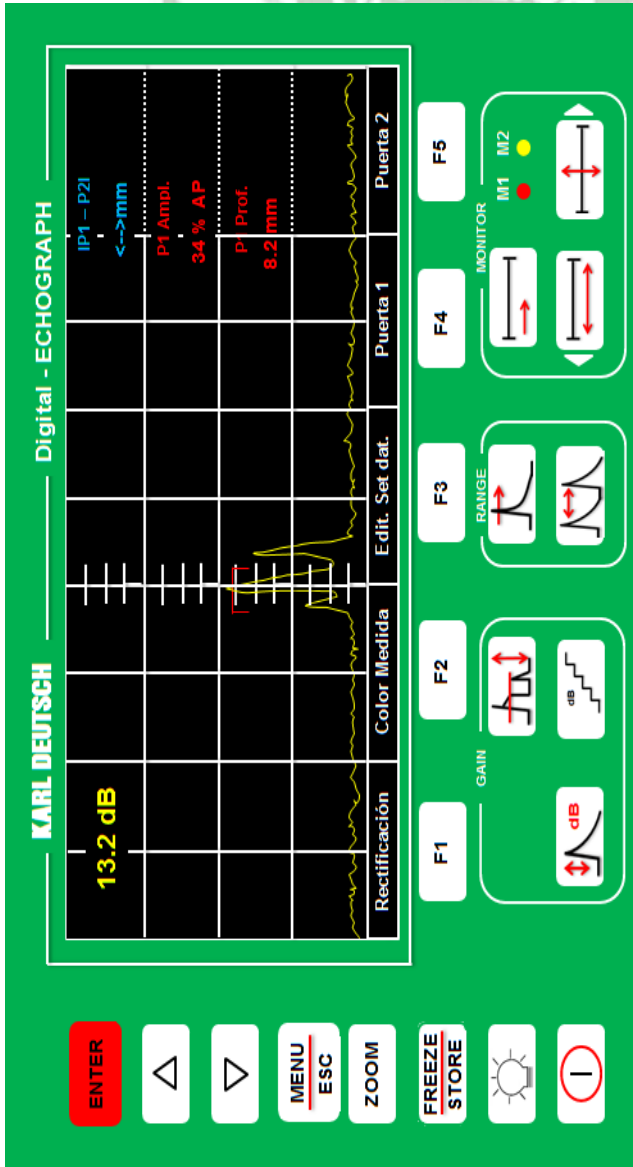


Fig. 6.11. Pantalla de Inspección 1

Fuente: Southern Perú Cooper Corporation

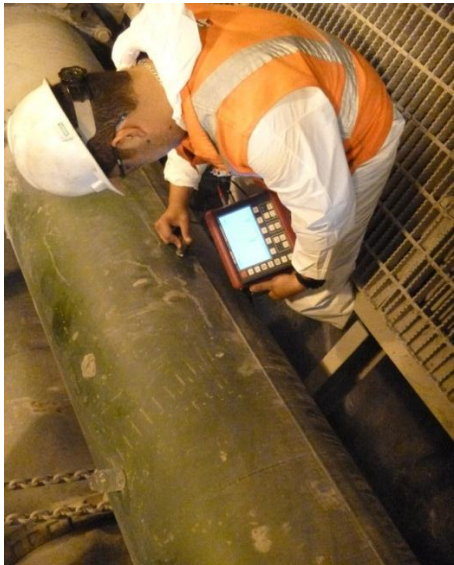


Fig. 6.12 Inspección 1

Fuente: Southern Perú Cooper Corporation

En la figura 6.11 se puede observar 3 picos juntos, lo que demuestra la irregularidad de existente de la pared interna de la tubería propia del trabajo normal realizado, debemos tomar como medida de espesor el pico mayor tamaño, esto se debe a la mayor cantidad de energía reflejada. Espesor de la pared 8.2 mm



Fig. 6.14. Inspección 2

Fuente: Southern Perú Cooper Corporation

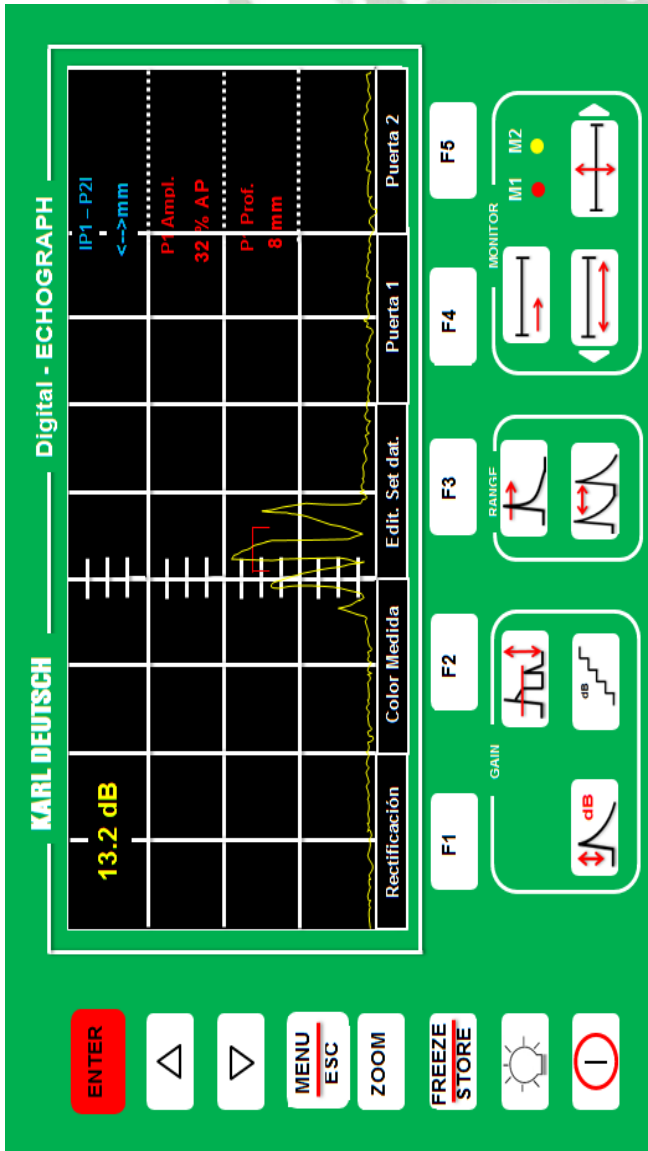


Fig. 6.13. Pantalla de Inspección 2

Fuente: Southern Perú Cooper Corporation

En la figura 6.13 se puede observar que 4 picos juntos, lo que nos demuestra la irregularidad existente de la pared interna de la tubería, propia del trabajo normal realizado, debemos tomar como medida de espesor el pico de mayor tamaño, esto se debe a la mayor cantidad de energía reflejada. Espesor de la pared 8 mm

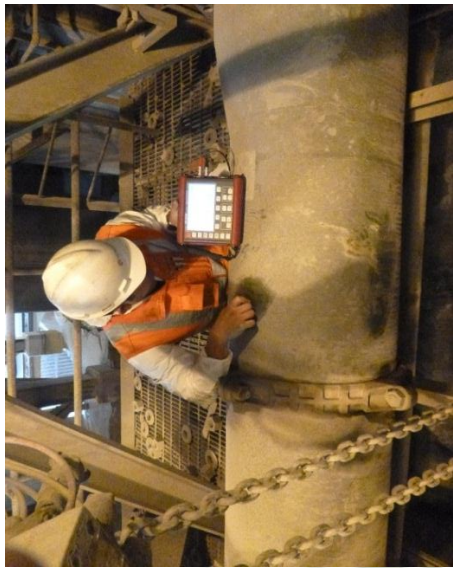


Fig. 6.16. Inspección 3

Fuente: Southern Perú Cooper Corporation

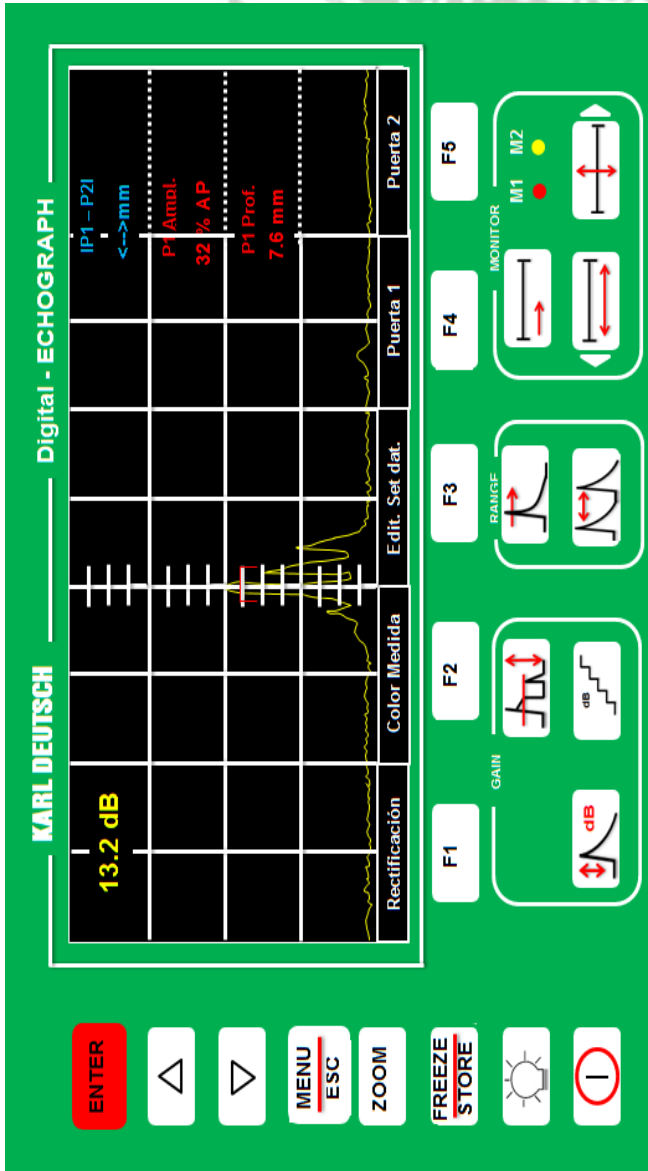


Fig. 6.15. Pantalla de Inspección 1 lado izquierdo

Fuente: Southern Perú Cooper Corporation

En la figura 6.15 se puede observar que 4 picos juntos, lo que nos demuestra la irregularidad existente de la pared interna de la tubería, propia del trabajo normal realizado, debemos tomar como medida de espesor el pico de mayor tamaño, esto se debe a la mayor cantidad de energía reflejada. Espesor de la pared 7.6 mm.



Fig. 6.18. Inspección 4

Fuente: Southern Perú Cooper Corporation

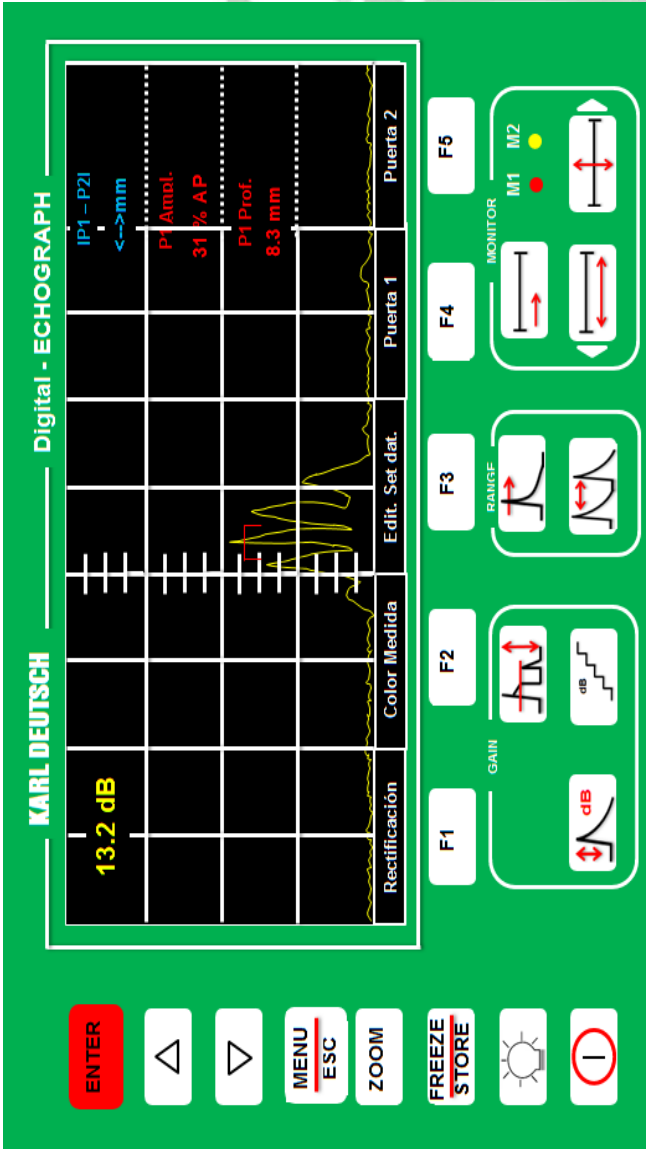


Fig. 6.17. Pantalla de Inspección 2 lado izquierdo

Fuente: Southern Perú Cooper Corporation

En la figura 6.17 se puede observar 4 picos juntos, lo que nos demuestra la irregularidad existente de la pared interna de la tubería, propia del trabajo normal realizado, debemos tomar como medida de espesor el pico de mayor tamaño, esto se debe a la mayor cantidad de energía reflejada. Espesor de la pared 8.3 mm.

- Inspeccion de ultrasonido tubería sección I

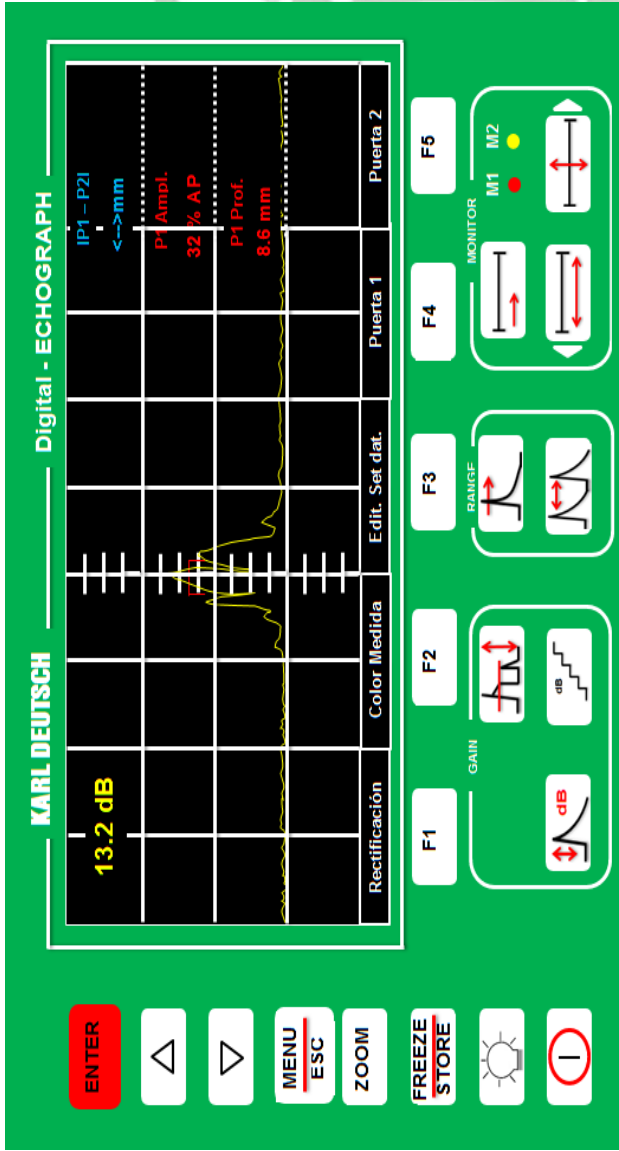


Fig. 6.18.1 Pantalla de Inspección 1 lado derecho

Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation*



Fig. 6.19. Inspección 1

Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation*

En la figura 6.18 se puede observar que 3 picos juntos, lo que nos demuestra la irregularidad existente de la pared interna de la tubería, propia del trabajo normal realizado, debemos tomar como medida de espesor el pico de mayor tamaño, esto se debe a la mayor cantidad de energía reflejada. Espesor de la pared 8.6 mm.

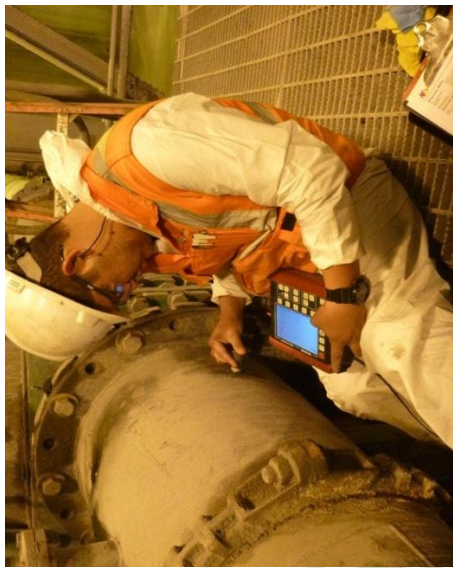


Fig. 6.21. Inspección 2
Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation*

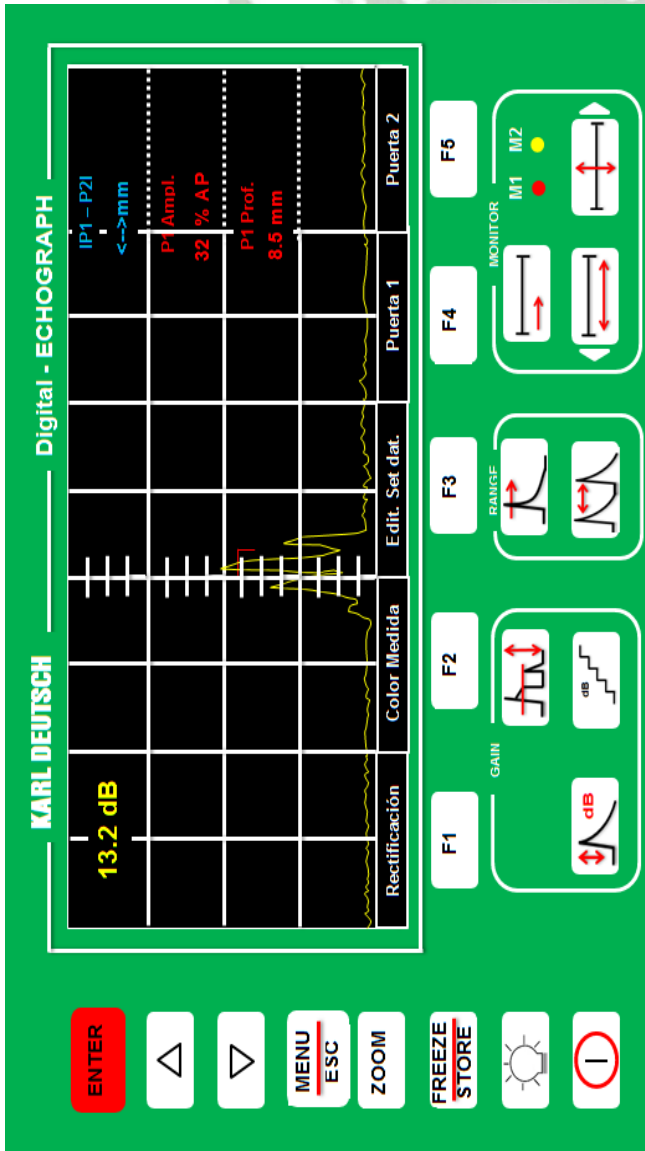


Fig. 6.20. Pantalla de Inspección 2 lado derecho

Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation*

En la figura 6.20 se puede observar 3 picos juntos, lo que nos demuestra la irregularidad existente de la pared interna de la tubería, propia del trabajo normal realizado, debemos tomar como medida de espesor el pico de mayor tamaño, esto se debe a la mayor cantidad de energía reflejada. Espesor de la pared 8.5 mm.



Fig. 6.23. Inspección 3
Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation*

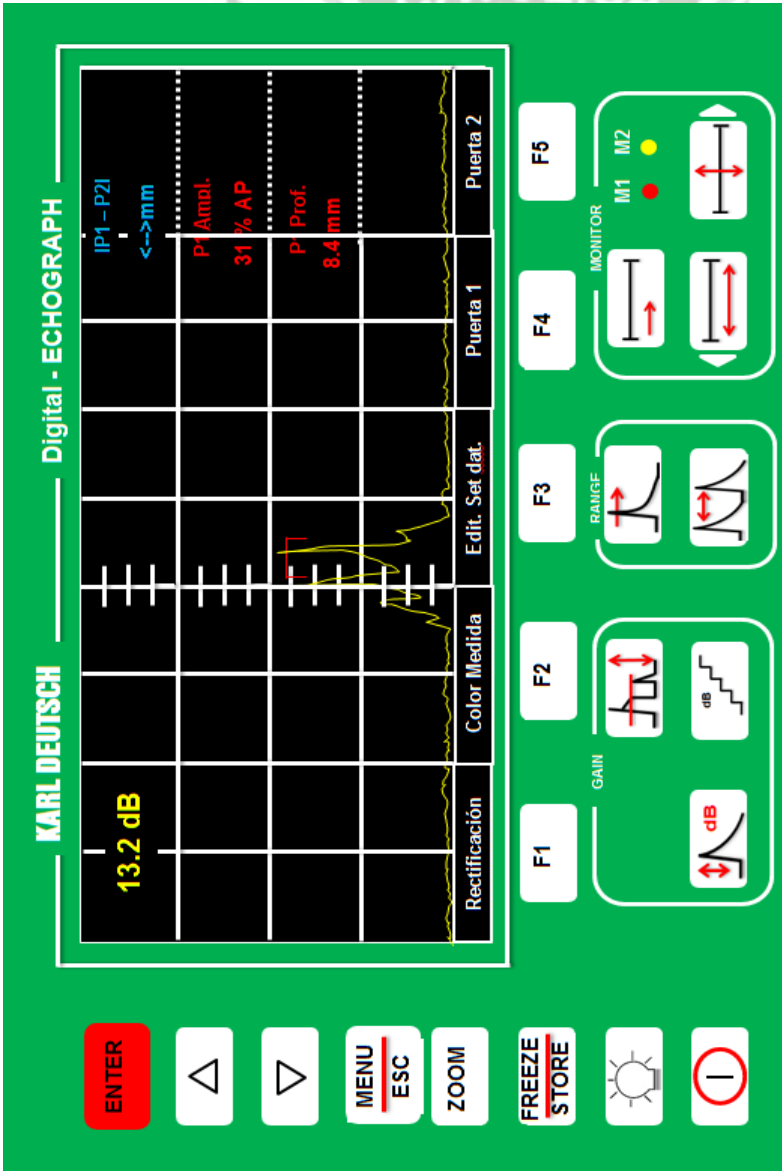


Fig. 6.22. Pantalla de Inspección 1 lado izquierdo

Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation*

En la figura 6.22 se puede observar que 3 picos juntos, lo que nos demuestra la irregularidad existente de la pared interna de la tubería, propia del trabajo normal realizado, debemos tomar como medida de espesor el pico de mayor tamaño, esto se debe a la mayor cantidad de energía reflejada. Espesor de la pared 8.4 mm.



Fig. 6.25. Inspección 4
Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation*

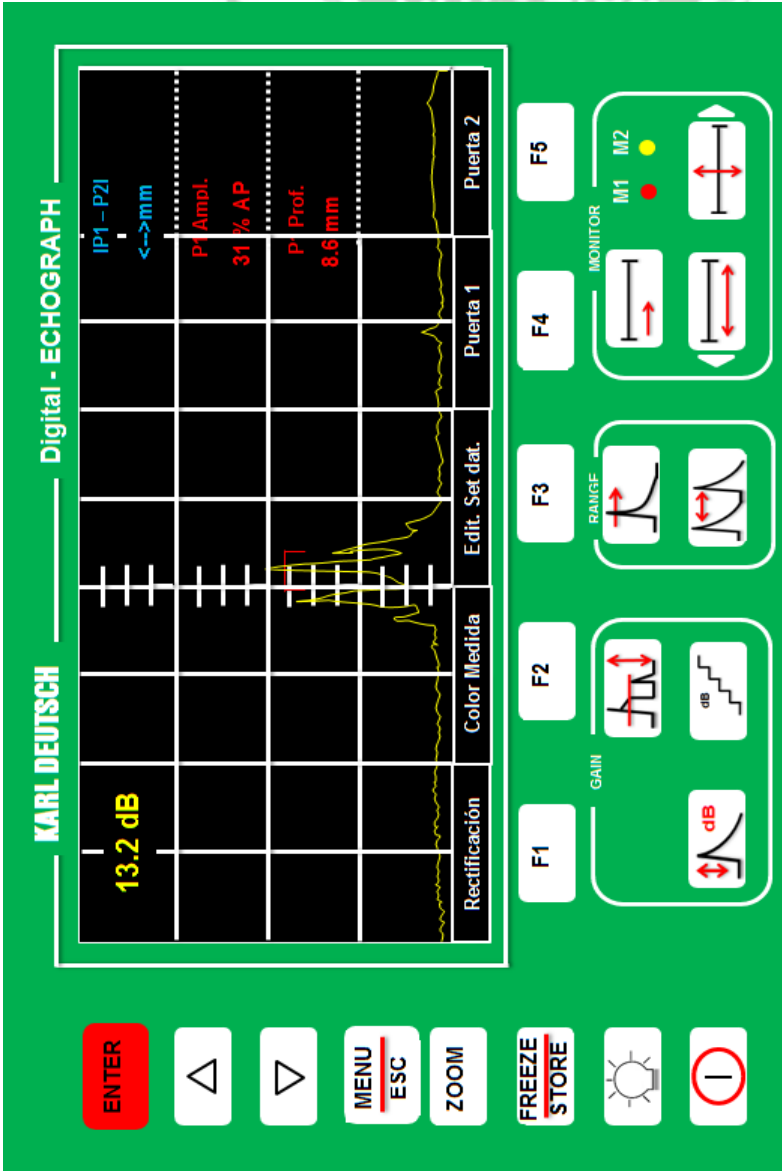


Fig. 6.24. Pantalla de Inspección 2 lado izquierdo

Fuente: *Southern Perú Cooper Corporation*

En la figura 6.24 se puede observar que 3 picos juntos, lo que nos demuestra la irregularidad existente de la pared interna de la tubería, propia del trabajo normal realizado, debemos tomar como medida de espesor el pico de mayor tamaño, esto se debe a la mayor cantidad de energía reflejada. Espesor de la pared 8.6 mm.

6.4. HISTÓRICO TOMAS DE MUESTRA DE PREDICTIVO

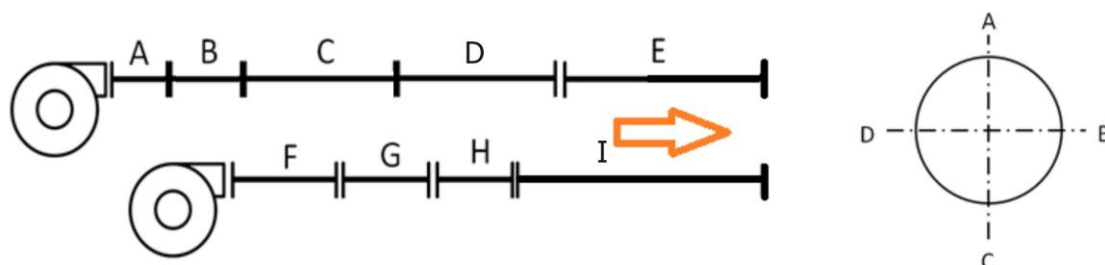


Fig. 6.26. Puntos de inspección por secciones

Fuente: *Propia*

Nota: La medición de las tuberías (numeración de los tubos) se realizó de oeste a este, en sentido del flujo.

Resultados de inspección

Fecha 2012-08-14

		Nov-13	Sep-12	Ago-10	Nov-13	Sep-12	Ago-10
		F	F	F	G	G	G
Superior	a Ini	9	9	8.7	8.9	9	8.7
	a Med	8.5	8.9	8.7	9	9.1	8.7
	a Fin	9	9	8.7	8.9	9	8.7
Frontal	b Ini	8.3	9	8.7	9	9	8.7
	b Med	9	9	8.7	9	9.1	8.7
	b Fin	9	9	8.4	8.9	9	8.7
Inferior	c Ini	8	9.2	8.6	8	9.2	8.6
	c Med	7.1	9.1	8.6	8	9	8.7
	c Fin	8	9	8.7	7.5	9	8.7
Posterior	d Ini	9	9	8.6	8	9	8.7
	d Med	9	9	8.6	8.9	8.9	8.8
	d Fin	9	9	8.5	8.9	9	8.8

		Nov-13	Sep-12	Ago-10	Nov-13	Sep-12	Ago-10
		H	H	H	I	I	I
Superior	a Ini	9	9.3	8.6	9.1	9.3	8.7
	a Med	9	9.1	8.7	9.2	9.2	8.5
	a Fin	9	9.2	8.7	9.1	9.3	8.6
Frontal	b Ini	9	9.2	8.7	9	9.3	8.5
	b Med	9	9.1	8.7	9.1	9.2	8.5
	b Fin	8.9	9	8.7	9.1	9.1	8.6
Inferior	c Ini	8.5	9.2	8.6	9.1	9.3	8.4
	c Med	8.4	9.1	7.6	9.2	9.3	8.5
	c Fin	8.6	9	7.5	9.1	9.2	8.6
Posterior	d Ini	8.8	9.2	8.7	9.2	9.3	8.5
	d Med	8.5	9.2	8.7	9.2	9.3	8.5
	d Fin	8.9	9.1	8.7	9.3	9.2	8.6

Nota: La unidades de la medición están en milímetros

Resultados de inspección

Fecha 2013-08-22

		Nov-13	Sep-12	Ago-10	Nov-13	Sep-12	Ago-10	Nov-13	Sep-12	Ago-10
		A	A	A	B	B	B	C	C	C
Superior	a Ini	9.1	9.1	8.7	9.1	9.1	8.7	9.2	9.2	8.6
	a Med	9.1	9.1	8.5	9.2	9.2	8.5	9.1	9.1	8.5
	a Fin	9.3	9.1	8.7	9.3	9.1	8.7	9.5	9.1	8.7
Frontal	b Ini	8.2	9.1	8.7	8.2	9.1	8.7	8.1	9.1	8.7
	b Med	8.2	9.2	8.6	8.1	9.1	8.6	8.1	9.1	8.6
	b Fin	8.1	9.1	8.7	8.1	9.1	8.6	8.1	9.1	8.7
Inferior	c Ini	7.9	9.2	8.6	7.9	9.2	8.6	7.4	9.4	8.6
	c Med	8.2	9.2	8.6	8.1	9.1	8.6	8.2	9.2	8.6
	c Fin	8.1	9.2	8.6	8.1	9.2	8.6	8.2	9.2	8.7
Posterior	d Ini	8.2	9.1	8.6	8.2	9.1	8.6	8.1	9.1	8.6
	d Med	8.1	9.2	8.7	8.1	9.1	8.6	8.1	9.1	8.6
	d Fin	8.4	9.1	8.7	8.2	9.1	8.7	8.4	9.1	8.7

		Nov-13	Sep-12	Ago-10	Nov-13	Sep-12	Ago-10
		D	D	D	E	E	E
Superior	a Ini	9	8.9	8.7	8.2	9.1	8.6
	a Med	9	9	8.6	9.2	9.1	8.5
	a Fin	9.1	9.1	8.7	9.4	9.4	8.6
Frontal	b Ini	8	8.9	8.7	8.5	9.3	8.7
	b Med	8	9	8.7	8.3	9.3	8.6
	b Fin	8	9	8.6	9.4	9.4	8.6
Inferior	c Ini	7	8.9	8.7	7.8	9.5	8.6
	c Med	8.1	8.9	8.6	7.2	9.4	8.6
	c Fin	7.8	8.8	8.7	9.3	9.3	8.6
Posterior	d Ini	8	9	8.6	8.5	9.5	8.7
	d Med	8	9	8.7	8.3	9.5	8.6
	d Fin	8.5	9.1	8.7	9.3	9.3	8.7

Nota: La unidades de la medición están en milímetros

CAPITULO VII

CALCULOS DE CONFIABILIDAD Y GESTION DE MANTENIMIENTO

7.1. ANÁLISIS DE DATOS DE VIDA EN LA TUBERÍA DESCARGA 22”

Para el análisis Weibull, del capítulo 5, recordamos lo siguiente:

β : Parámetro de forma o inclinación.

η : Parámetro de Escala o vida característica, es el periodo de operación en el que existe una probabilidad de falla del 63.2%

γ : Parámetro de Ubicación o localización $-\infty < t < \infty$

Para la correcta clasificación de los datos, estos se clasifican en dos grandes tipos:

a) Datos Completos: Se conoce el tiempo hasta la falla (F).

b) Datos Censurados: No se conoce el tiempo hasta la falla, estos a su vez se clasifican en:

- Suspensos (S): Items que excedieron el tiempo pronosticado de falla.
- Censurados en intervalo: Items que fallaron entre dos inspecciones realizadas, pero no se conoce el tiempo exacto.

❖ Datos históricos de tubería de fuller 22” Bomba de N° 1.

ÍTEM	ESTADO FALLA	TIEMPO HRS
1	F	18365
2	F	16324
3	F	17568
4	F	15148
5	F	16788
6	F	18943
7	F	19072
8	F	18569

Tabla 2. Historial de datos de vida para tubería descarga 22” de bomba N° 1 planeamiento Mina Toquepala

Ingresamos al software Weibullsoft y primeramente escogemos los tipos de datos que vamos a analizar (ya que se trata de un análisis de datos de vida).

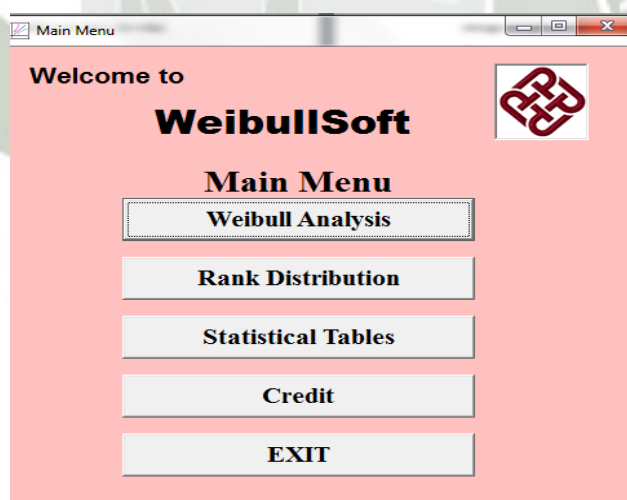


Fig. 7.1. Selección de tipos de datos de vida para el análisis

Fuente www.weibullsoft.com.pe

Se realiza el ingreso en forma manual de los datos:

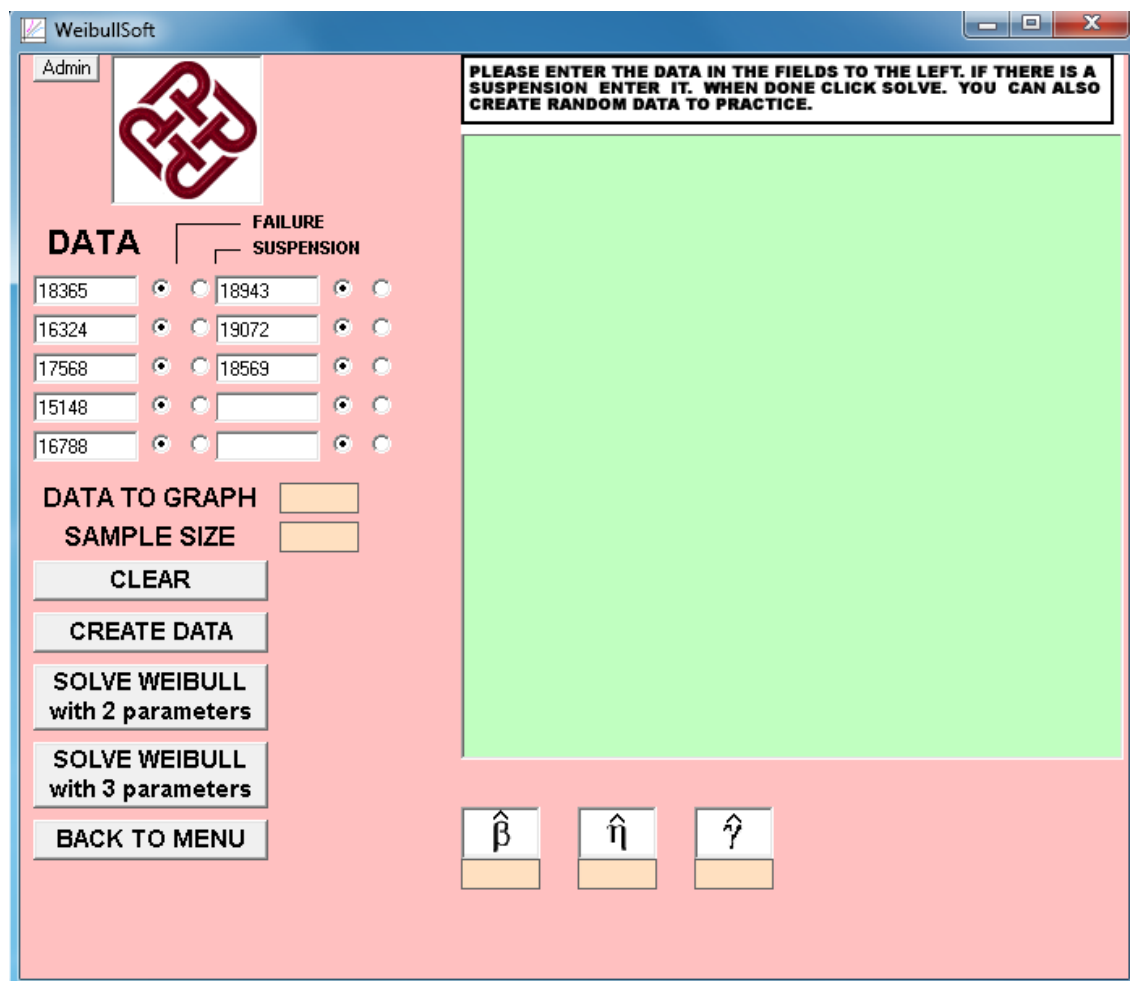


Fig. 7.2. Ingreso de datos y especificación del tipo (F)

Fuente: www.weibullsoft.com.pe

Procedemos ahora a seleccionar el tipo de análisis estadístico a realizar, el software nos otorga una gama de modelos para aplicar, el modelo probabilístico que escogeremos es el Weibull de 2 parámetros, en vista que no tomaremos en cuenta el parámetro γ porque suponemos que no hubo mortalidad infantil en la instalación de las tuberías.

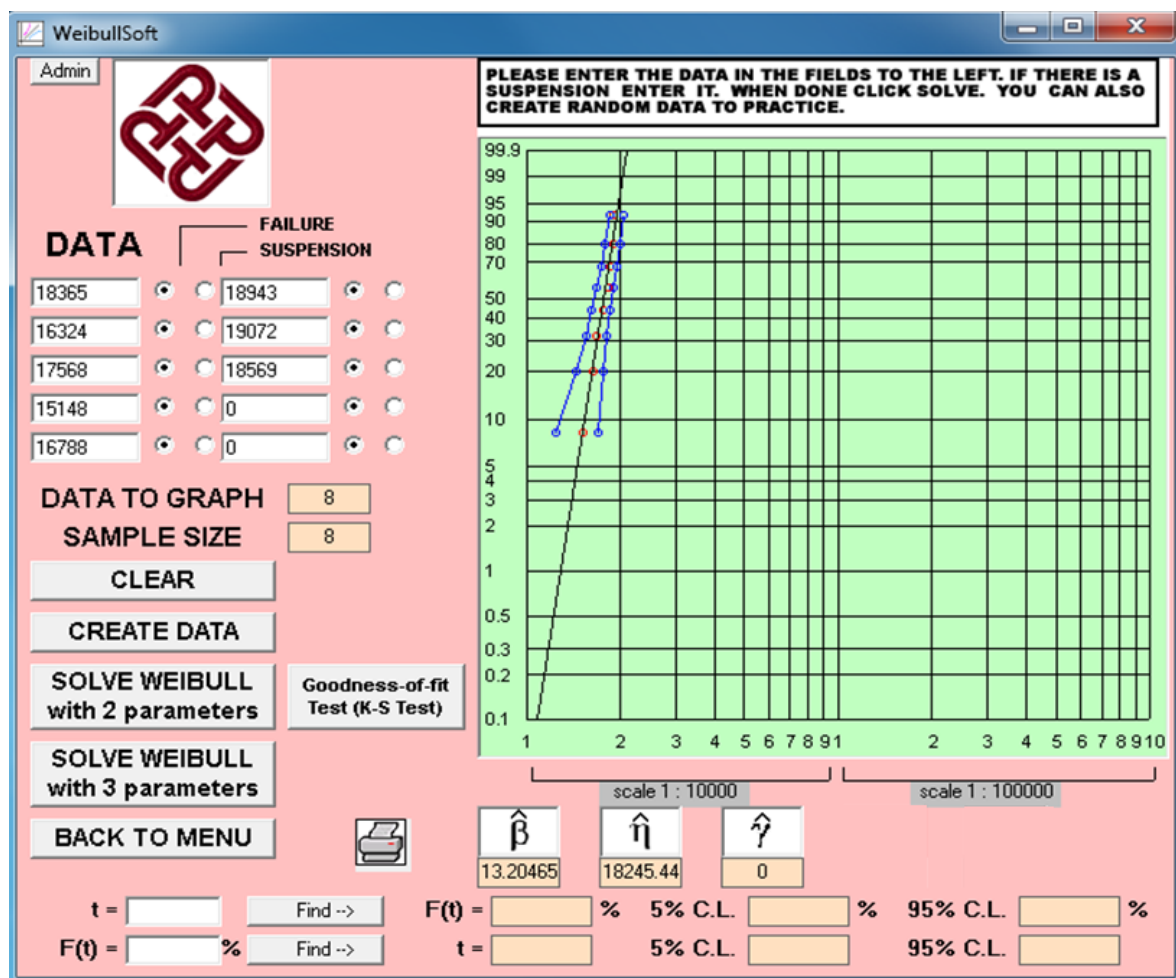


Fig. 7.3. Selección de modelo a utilizar

Fuente: www.weibullsoft.com.pe

El valor de parámetro escala o vida característica es de 18245.44 hrs

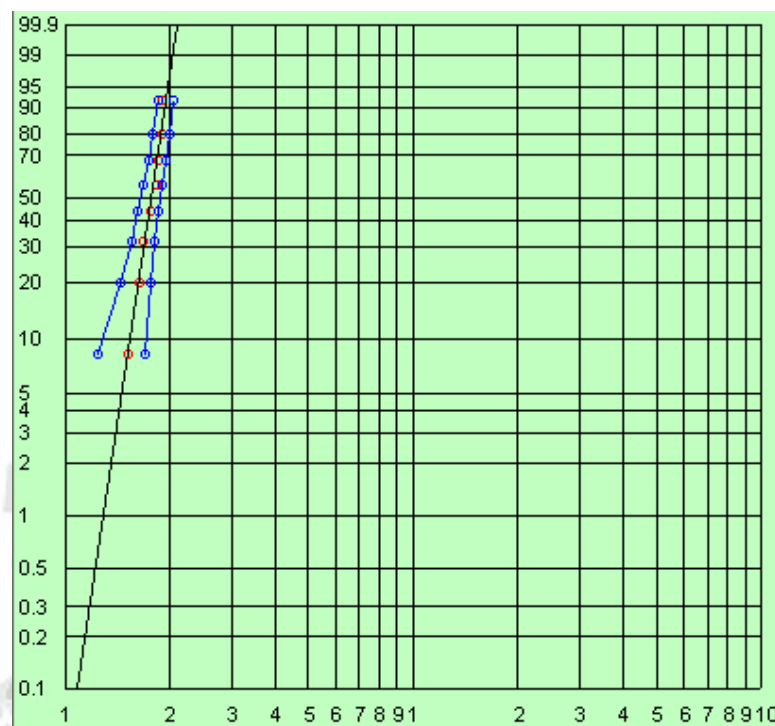


Fig. 7.4. Gráfico de probabilidad de Falla en Weibull

Fuente: www.weibullsoft.com.pe

Sabiendo que el tiempo de vida deseado e indicado por el fabricante del equipo es de 21100 Hrs, obtenemos los siguientes resultados:

La probabilidad de falla o “desconfiabilidad” para un tiempo de 21100 Hrs es de:

$$R(t) = 38\%$$

Por tanto, la confiabilidad para un tiempo de 18200 Hrs, para la tubería de descarga de 22” es de:

$$F(t) = 100 - R(t)$$

$$F(t) = 100 - 38$$

$$F(t) = 62\%$$

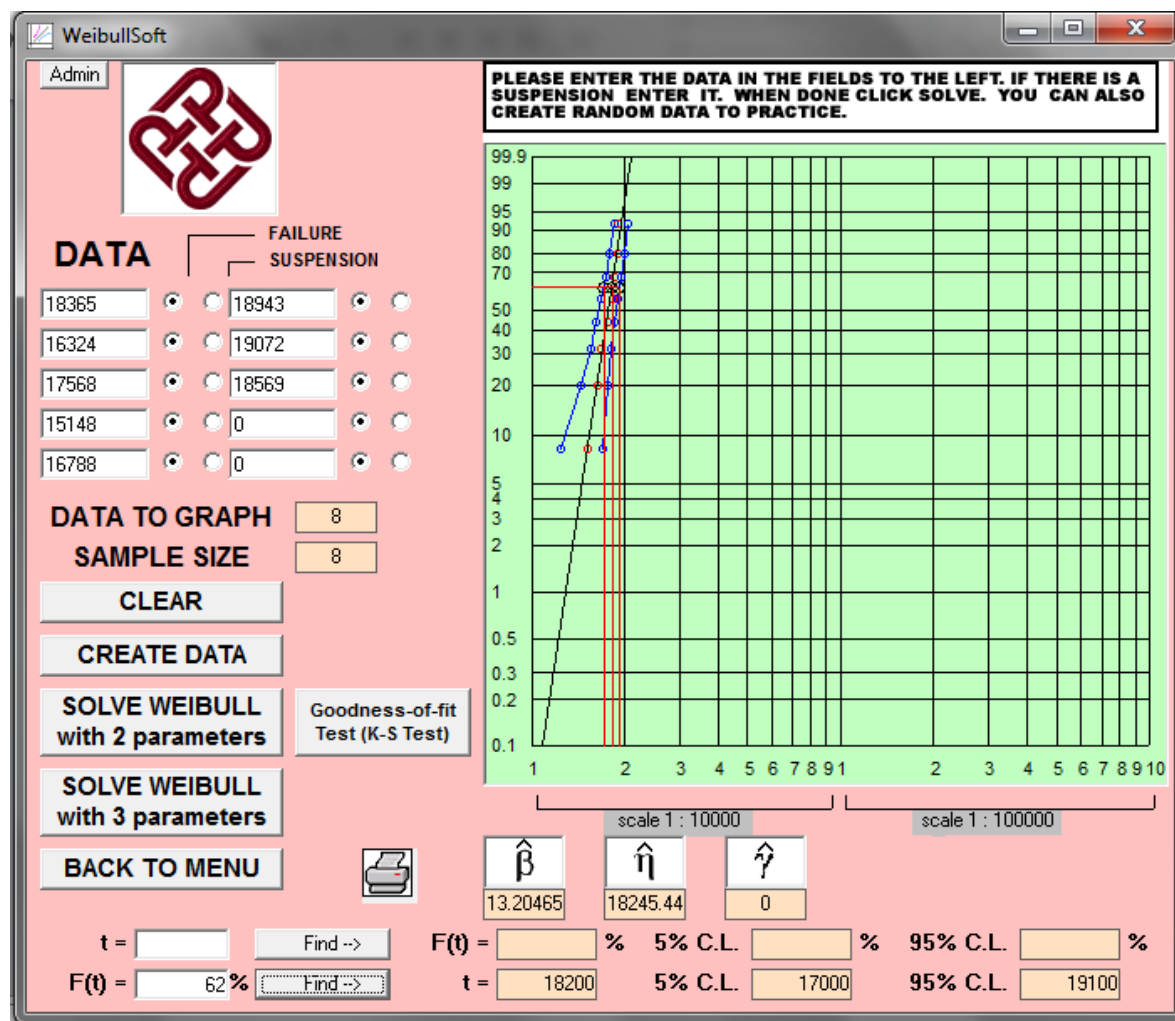


Fig. 7.5. Gráfico de confiabilidad Weibull

Fuente: www.weibullsoft.com.pe

Para el análisis de la tubería, podemos concluir que un cambio a las 18200 Hrs podría prevenir un evento indeseado de falla y con una confiabilidad de $F(t) = 62\%$.

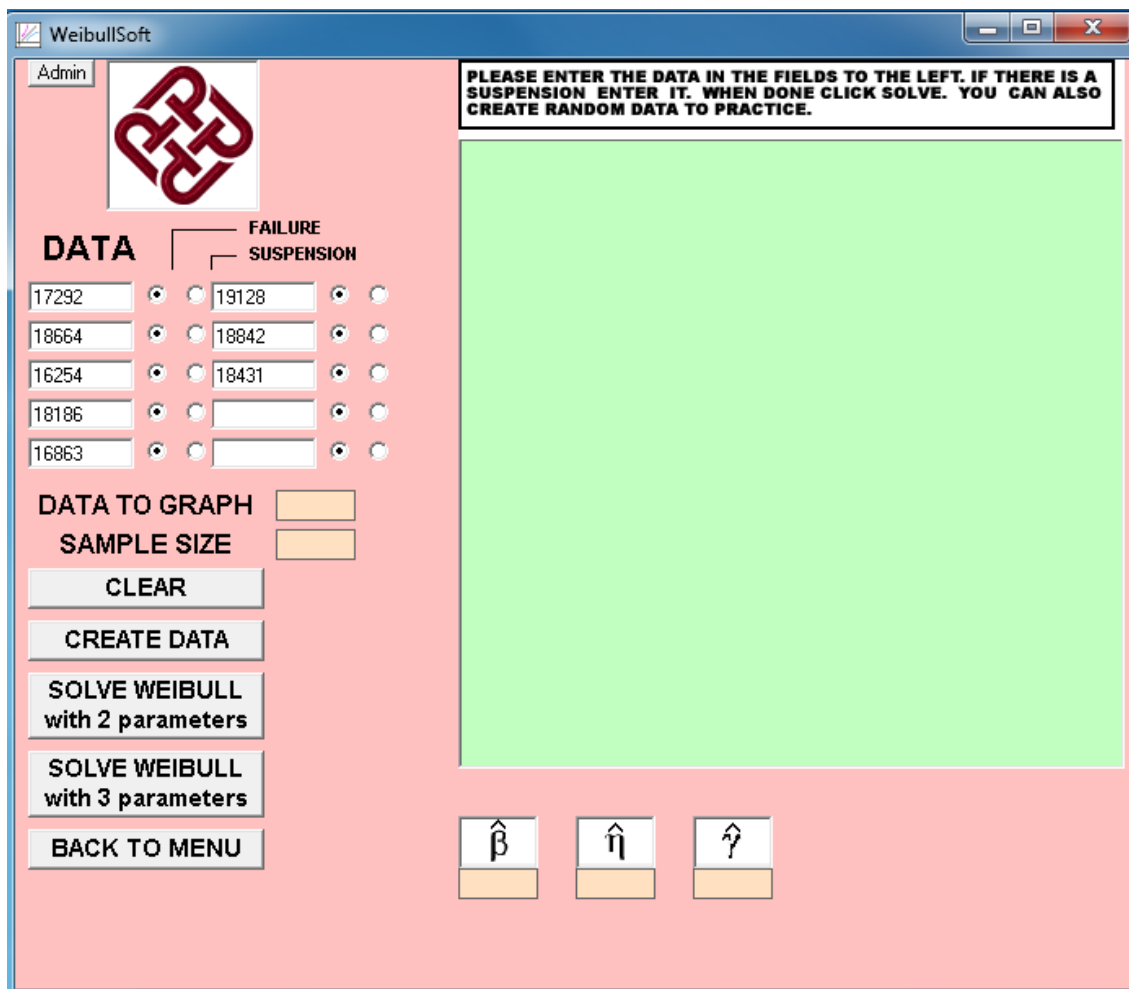
❖ **Datos históricos de tubería de fuller 22” Bomba de N° 2.**

ÍTEM	ESTADO FALLA	TIEMPO HRS
1	F	17292
2	F	18664
3	F	16254
4	F	18186
5	F	16863
6	F	19128
7	F	18842
8	F	18431

Tabla 2. Historial de datos de vida para tubería descarga 22” de bomba N° 2
planeamiento Mina Toquepala

Se realiza el ingreso en forma manual de los datos:





PLEASE ENTER THE DATA IN THE FIELDS TO THE LEFT. IF THERE IS A SUSPENSION ENTER IT. WHEN DONE CLICK SOLVE. YOU CAN ALSO CREATE RANDOM DATA TO PRACTICE.

DATA ☐ **FAILURE SUSPENSION** ☐

17292 ☐ 19128 ☐

18664 ☐ 18842 ☐

16254 ☐ 18431 ☐

18186 ☐ ☐

16863 ☐ ☐

DATA TO GRAPH

SAMPLE SIZE

CLEAR

CREATE DATA

SOLVE WEIBULL with 2 parameters

SOLVE WEIBULL with 3 parameters

BACK TO MENU

$\hat{\beta}$ $\hat{\eta}$ $\hat{\gamma}$

Fig. 7.6 Ingreso de datos y especificación del tipo (F)

Fuente: www.weibullsoft.com.pe

Procedemos ahora a seleccionar el tipo de análisis estadístico a realizar, el software nos otorga una gama de modelos para aplicar, el modelo probabilístico que escogeremos es el Weibull de 2 parámetros, en vista que no tomaremos en cuenta el parámetro γ porque suponemos que no hubo mortalidad infantil en la instalación de las tuberías.

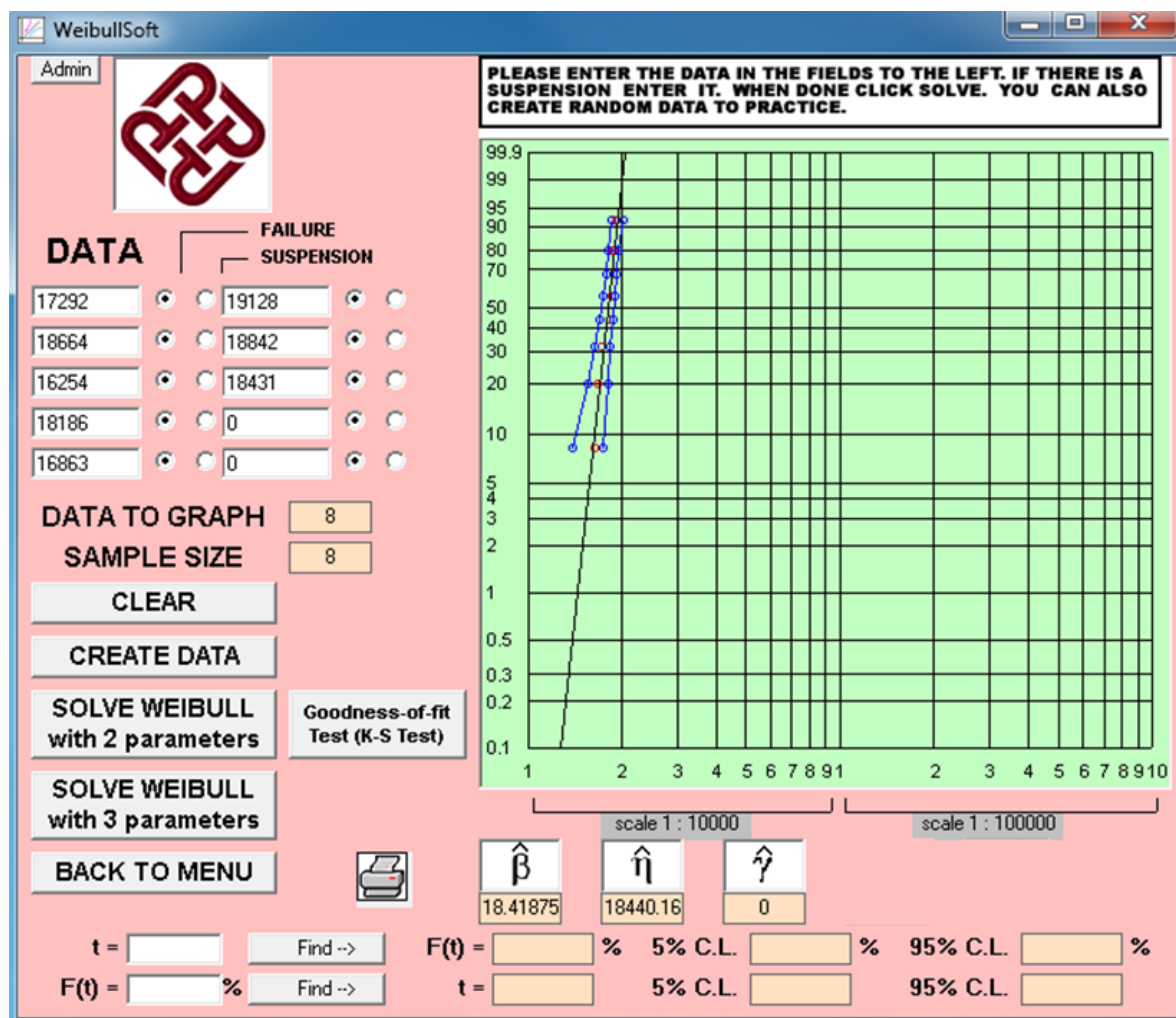


Fig. 7.7. Selección de modelo a utilizar

Fuente: www.weibullsoft.com.pe

El valor de parámetro escala o vida característica es de 18440.16 hrs

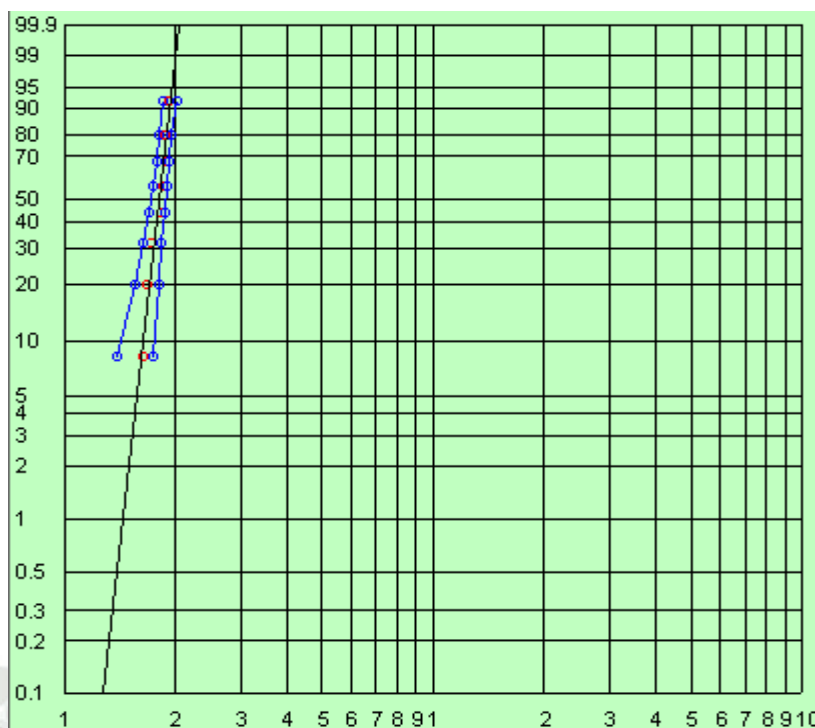


Fig. 7.8. Gráfico de probabilidad de Falla en Weibull

Fuente www.weibullsoft.com.pe

Sabiendo que el tiempo de vida deseado e indicado por el fabricante del equipo es de 21100 Hrs, obtenemos los siguientes resultados:

La probabilidad de falla o “desconfiabilidad” para un tiempo de 21100 Hrs es de:

$$R(t) = 37\%$$

Por tanto, la confiabilidad para un tiempo de 18400 Hrs, para la tubería de descarga de 22” es de:

$$F(t) = 100 - R(t)$$

$$F(t) = 100 - 37$$

$$F(t) = 63\%$$

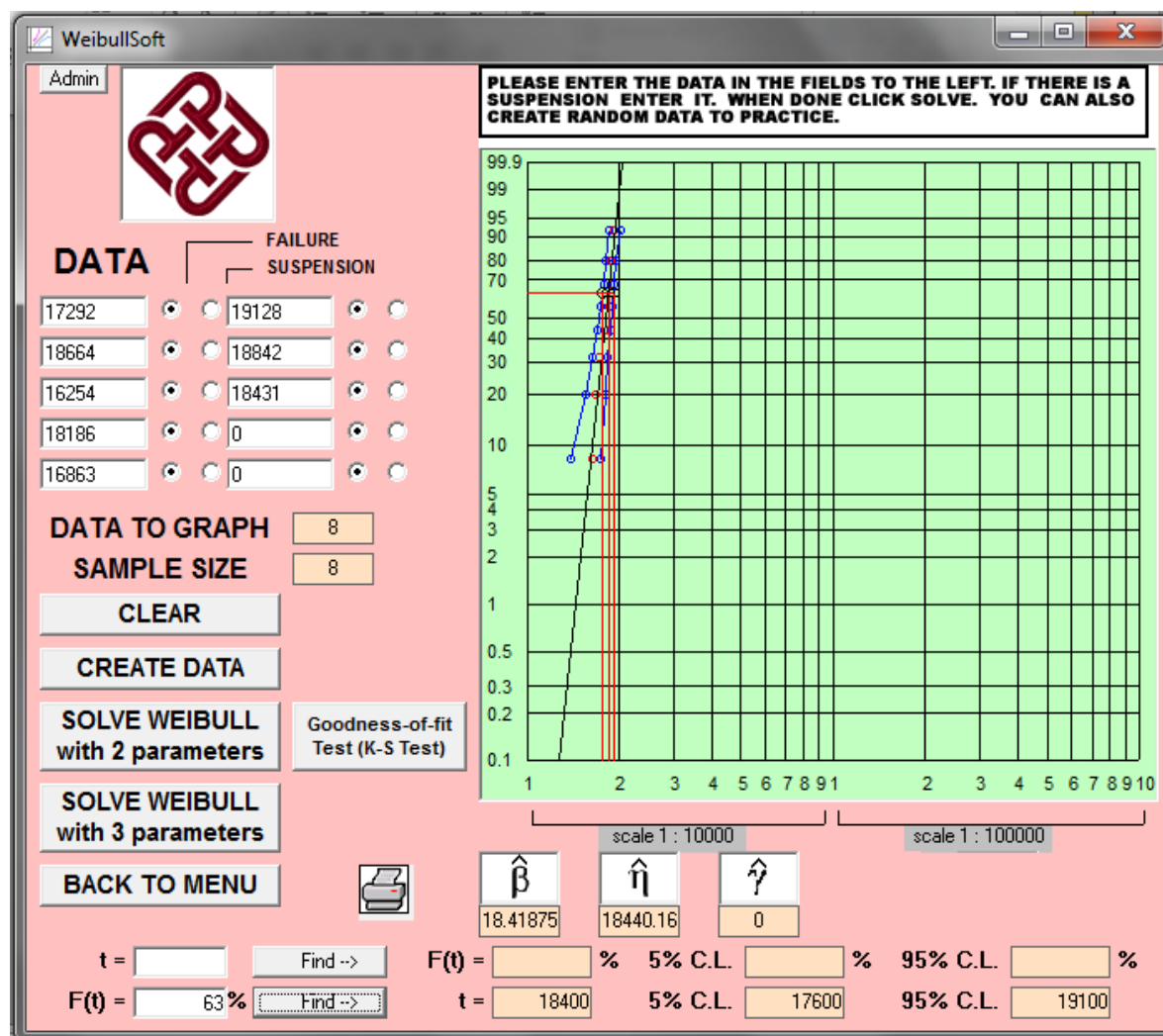


Fig. 7.9. Gráfico de confiabilidad Weibull

Fuente: www.weibullsoft.com.pe

Para el análisis de la tubería, podemos concluir que un cambio a las 18400 Hrs podría prevenir un evento indeseado de falla y con una confiabilidad de $F(t) = 63\%$.

CONCLUSIONES

PRIMERA: La inspección ultrasónica es una solución eficiente si se planea e implementa de una manera efectiva y no de forma errática como se viene realizando.

SEGUNDA: El desgaste de la tubería es regular en sus cuatro direcciones, esto debido al flujo laminar de las tuberías, al no encontrarse cambios de sentido y/o disminución de área donde si se presenta desgaste irregulares de espesores. Los datos que se obtuvieron como resultado, indican que las tuberías presentan fallas antes del tiempo de vida esperado según fabricante.

TERCERA: El análisis estadístico de Weibull permite tomar mejores decisiones, al establecer un nivel óptimo de confiabilidad. Para la línea de la bomba 1 obtenemos una confiabilidad del 63 % con 18200 horas de vida, para la línea de la bomba 2 obtenemos una confiabilidad del 64% con 18400 horas de vida.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que la frecuencia de inspección debe realizarse cada 5000 hrs hasta las 15000 hrs, posterior a esto realizar la inspección cada 1000 hrs hasta el cambio de tubería.
2. Se recomienda cambiar el tiempo de vida de la tubería y ajustar el cambio a las 18200 hrs, para evitar eventos indeseados de falla.



BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS CONSULTADAS:

- THIELSH HELMUT, defectos y roturas en recipientes a presión y tuberías; editorial Urmo; Barcelona; 1982.
- WWW.api.com.org
- ULTRASONIDO; Universidad Nacional de Comahue; Richard Echevarria; 2002.
- Krautkramer and Krautkramer, Ultrasonic; testing of materials.
- MANUAL DE FORMACION EN ULTRASONIDOS, Krautkramer España S.A.
- INTRODUCCION A LOS METODOS END PARA EL CONTROL DE CALIDAD DE LOS MATERIALES; Ramirez Gomez, Alonso Roldan,
- API 570 Código para Inspección de Cañerías
- ULTRASONIC TESTING ”Dr. Ing. Volker Deutsch and Manfred Vogt
- ULTRASONIC TESTING OF MATERIALS, Krautkramer
- INTRODUCCION A LOS METODOS DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS, Instituto Nacional de Técnica Aero Espacial (Madrid)
- EVALUACION DE DEFECTOS EN TUBERIAS CORROIDAS POR MEDIO DEL CODIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579, Oscar García García, Colombia

ANEXOS



ANEXO N°1

VELOCIDADES DE PROPAGACIÓN DEL SONIDO

Material	Longitudinal Velocity		Shear Velocity		Acoustic Impedance Kg/m ² x10 ⁶
	(in/us)*	(m/s)	(in/us)*	(m/s)	
Acrylicresin	0,107	2370	0,056	1430	3,22
Aluminium	0,249	6320	0,123	3130	17,06
Beryllium	0,508	12900	0,35	8880	23,50
Brass, naval	0,174	4430	0,083	2120	37,30
Cadmium	0,109	2780	0,059	1500	24,02
Columbium	0,194	4920	0,083	2100	42,16
Copper	0,183	4660	0,089	2260	41,61
Glycerine	0,076	1920	-----	-----	2,42
Gold	0,128	3240	0,047	1200	62,60
Inconel	0,229	5820	0,119	3020	49,47
Iron	0,232	5900	0,127	3230	45,43
Iron, cast (slow)	0,138	3500	0,087	2200	25,00
Iron, cast (fast)	0,22	5600	0,126	3200	40,00
Luceti	0,106	2680	0,05	1260	3,16
Mercury	0,057	1,450	-----	-----	19,56
Molybdenum	0,246	5250	0,132	3350	63,75
Motor Oil SAE 20	0,069	1740	-----	-----	1,51
Nickel pure	0,222	5630	0,177	2960	49,99
Platinum	0,156	3960	0,066	1,670	84,74
Polyamide	0,087	2200	0,043	1100	2,40
Nylon	0,102	2500	0,047	1200	3,10
Polystyrene	0,092	2340	-----	-----	2,47
Silver	0,142	3600	0,063	1590	37,76
Steel 1020	0,232	5890	0,128	3240	45,41
Steel 4340	0,23	5850	0,128	3240	45,63
Steel 302	0,223	5660	0,123	3120	45,45
Tin	0,131	3320	0,066	1670	24,20
Titanium	0,24	6100	0,123	3120	27,69
Water	0,058	1480	-----	-----	1,48
Zin	0,164	4170	0,095	2140	29,61

Tabla 3 Velocidades de Propagación del sonido

(Source: Nondestructive Testing Handbook 2nd Edition Volume 7 Ultrasonic Testing ASNT 1991 ed. Paul McIntire)

ANEXO N°2

CARACTERÍSTICAS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE ALGUNOS MATERIALES USADOS EN LOS PALPADORES

Material	Eficiencia como Transmisor	Eficiencia como receptor	Sensibilidad	Poder de resolución	Características mecánicas
Cuarzo	Mala	Mediana	Escasa	Optima	Buena
Sulfato de litio	Mediana	Buena	Buena	Optima	Soluble en agua
Titanato de Bario	Buena	Mediana	Optima	Mediana	Fragil
Metaniobato de Bario	Buena	Mediana	Optima	Optima	Buena
Zirconatotitanato de plomo	Buena	Mediana	Optima	Mediana	Buena

Tabla 4. Características de los materiales usados como transductores en los palpadores

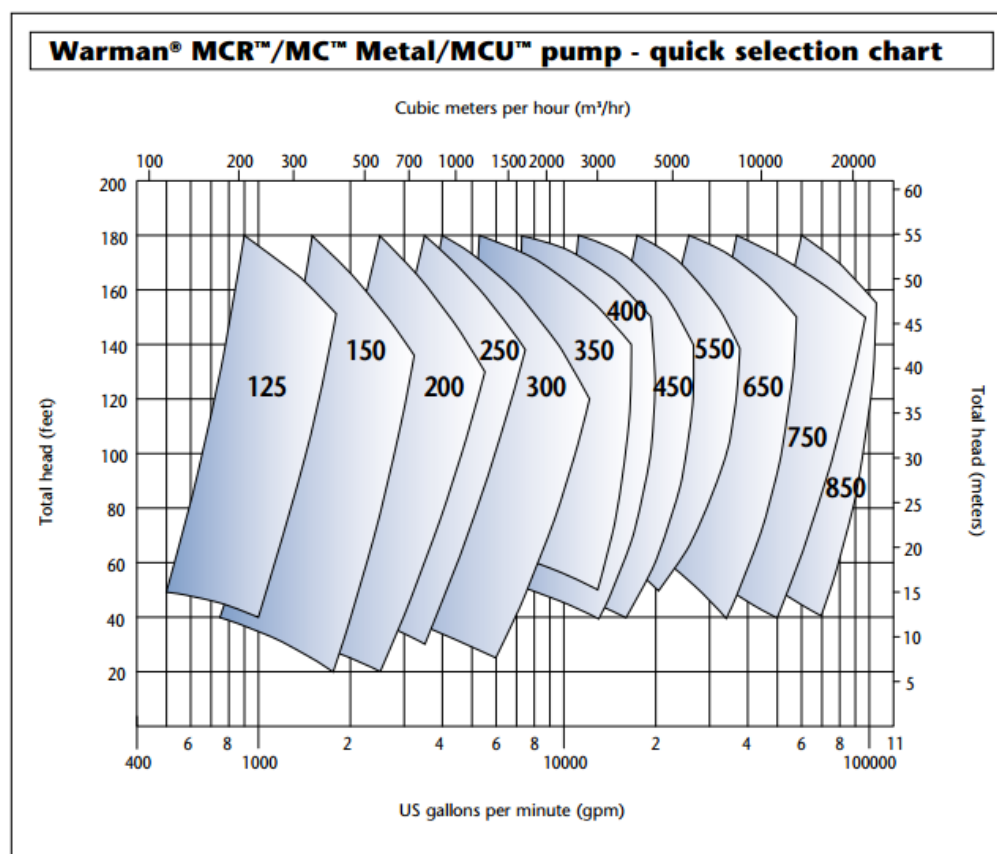
Material	Ventajas	Desventajas
Cuarzo	❖ Se obtiene a partir de cristales naturales ❖ Posee excelentes características estabilidad térmica, química y eléctrica ❖ Es muy duro y resistente al desgaste así como al envejecimiento	❖ Sufre interferencias en el modo de conversión ❖ Es el menos eficiente de los generadores de energía acústica ❖ Requiere alto voltaje para su manejo a baja frecuencias.
Sulfato de Litio	❖ Receptor más eficiente, facilidad de obtener una amortiguación acústica óptima. ❖ Mejor poder de resolución ❖ No envejece. Es poco afectado por la interferencia en el modo de conversión	❖ Es muy frágil ❖ Soluble al agua ❖ Se debe emplear a temperaturas menores de 75°C
Cerámicos Polarizados	❖ Se consideran como los generadores más eficientes de energía ultrasónica cuando operan a bajos voltajes de excitación ❖ Prácticamente no son afectados por la humedad ❖ Algunos pueden emplearse hasta temperaturas de 300°C	❖ En algunos casos existe interferencia en el modo de conversión ❖ Presentan tendencia al envejecimiento ❖ Además poseen menor dureza y resistencia al desgaste que el cuarzo
Metaniobato de Bario	❖ Presenta un módulo piezoeléctrico elevado lo que lo califica como buen emisor ❖ Posee excelente estabilidad térmica, similar al del cuarzo, lo que le permite ser empleado a altas temperaturas.	❖ Presenta una baja frecuencia fundamental y una mala resistencia mecánica. ❖ Presenta interacción entre varios modos de vibración

Tabla 5. Ventajas y desventajas de diferentes materiales para transductores

Tabla de curvas de características de las bombas Warman de tipo centrifugas horizontales

ANEXO N°3

CURVA DE BOMBAS CENTRÍFUGAS HORIZONTALES



ANEXO N°4

NORMA API 570 SECCION 5 PRÁCTICAS DE PRUEBA E INSPECCION



5.1 INSPECCION BASADA EN EL RIESGO

La identificación y evaluación de mecanismos de degradación potenciales son pasos importantes en una estimación de la probabilidad de la falla de una cañería. Sin embargo, también se debe considerar ajustes a tácticas y estrategias de inspección para dar cuenta de consecuencias de una falla. La combinación de la estimación de probabilidad de falla y las consecuencias de falla son elementos esenciales de la inspección basada en riesgo (RBI).

Cuando el propietario o el usuario escoge dirigir una estimación RBI debe incluir una evaluación sistemática de la probabilidad de falla y de la consecuencia asociada de la falla, de acuerdo a API RP 580. La evaluación de probabilidad debe basarse sobre todas las formas de degradaciones que pudieran esperarse razonablemente que afecten a los circuitos de cañería en cualquier servicio en particular. Los ejemplos de aquellos mecanismos de degradación incluyen: pérdida de metal externa o interna desde una forma identificada de corrosión (localizada o general), todas las formas de agrietamiento, incluyendo agrietamiento por corrosión con esfuerzo y asistida con hidrógeno (desde las superficies interiores o exteriores de la cañería), y cualquiera otras formas de degradación metalúrgica, corrosión o degradación mecánica, tal como fatiga, Fragilización, termo fluencia, etc. Adicionalmente, se debe evaluar la eficacia de las prácticas de inspección, instrumentos y técnicas utilizadas para hallar los mecanismos de degradación potenciales y esperados. Esta probabilidad de estimación de falla debe ser repetida cada vez que se realizan cambios de proceso o de equipo que pudieran afectar significativamente a las velocidades de degradación o provocar falla prematura de la cañería.

Otros factores que deben ser tenidos en cuenta en una evaluación RBI dirigida en conformidad con API RP 580 incluye: que los materiales de construcción sean los adecuados; condiciones de proyecto del circuito de cañería, relativas a las condiciones de funcionamiento; conveniencia de los códigos y de las

normas de diseño utilizados; eficacia de los programas de supervisión de la corrosión; y la calidad de los programas de mantenimiento e inspección de Certificación de Calidad/Control de Calidad. Los datos de falla del equipo y la información además serán información importante para esta evaluación. La estimación de consecuencia debe tener en cuenta los incidentes potenciales que pueden ocurrir como producto de liberación de fluido, incluyendo explosión, fuego, exposición a tóxico e impacto ambiental y otros efectos de la salud asociados con una falla de cañería.

Es esencial que todas las estimaciones de RBI sean documentadas completamente en conformidad con API RP 580, definiendo claramente todos los factores que contribuyen a la probabilidad y consecuencia de una falla de cañería.

5.2 PREPARACION

Debido a los productos transportados en sistemas de cañería, las precauciones de seguridad son importantes cuando el sistema es inspeccionado, particularmente si es abierto para examinar superficies internas.

Los procedimientos para segregar sistemas de cañería, instalar tapones (obturadores), y probar hermeticidad deben ser una pieza integral de las prácticas de seguridad. Se tomarán precauciones de seguridad adecuadas antes de abrir cualquier sistema de cañería y antes de que se ejecuten algunos tipos de inspección externa. En general, la sección de cañería que será abierta debe ser aislada de todas las fuentes de líquidos dañinos, gases o vapores dañinos y deben ser purgados para eliminar todos los vapores y gases combustibles o tóxicos y aceite.

Antes de iniciar la inspección el personal de inspección debe obtener permiso para trabajar en la vecindad de personal de operación responsable por el sistema de cañería.

Se usará el equipo protector cuando lo exijan los reglamentos o este será usado por el propietario o usuario.

El equipo de prueba no destructivo utilizado para inspección está sujeto a los requisitos de seguridad de la instalación en operación para equipo eléctrico.

Ing. Juan Aguilar Mendoza- Febrero 2006
11API 570 Código para Inspección de Cañerías

En general los inspectores deben familiarizarse con reparaciones y resultados de inspección anteriores en los sistemas de cañería por los cuales ellos son responsables. En particular, ellos deben repasar brevemente la historia de sistemas de cañería individuales antes de realizar cualquiera de las inspecciones requeridas por API 570. (Vea la Sección 8 de API RP 574 para prácticas recomendadas suplementarias). En API RP 579, Apéndice G, se entrega una visión generalizada de los tipos de deterioro y modos de falla experimentados por equipo contenedor de presión.

5.3 INSPECCION PARA TIPOS ESPECIFICOS DE CORROSION Y AGRIETAMIENTO.

Nota: Para información más completa y acabada, vea API IRE Capítulo II.

Cada propietario o usuario debe dar atención específica a la necesidad de inspección de sistemas de cañería que son susceptibles a los siguientes tipos específicos y áreas de deterioro:

- a. Puntos de inyección
- b. Tramos muertos
- c. Corrosión bajo aislación (CBA).
- d. Interfaces suelo aire (S/A).
- e. Corrosión localizada y específica del servicio.
- f. Erosión y corrosión/erosión.
- g. Agrietamiento ambiental
- h. Corrosión debajo de los aislamientos interiores y depósitos.
- i. Agrietamiento por fatiga.
- j. Agrietamiento por termo fluencia
- k. Fractura quebradiza.
- l. Daño por congelamiento.

Otras áreas de interés son observadas en el Capítulo II de IRE y la Sección 6 de API RP 574.

5.3.1 Puntos de Inyección.

A veces los puntos de inyección están sujetos a corrosión acelerada o localizada desde condiciones de operación normal o anormal. Aquellos que lo están, pueden ser tratados como circuitos de inspección separados y estas áreas necesitan ser inspeccionadas de manera completa sobre la base de un programa regular.

Nota de Juan Aguilar M (revisión 2006), para el lector: API-IRE-Capítulo II, es un documento API del año 1973 discontinuado y que no formaba parte del archivo actual de normas API. Se mantenía como propósito histórico y las entidades que lo necesitaban debían pedirlo directamente a Instituto del Petróleo Americano. (Confiabilidad de Instalaciones ENAP Magallanes lo tiene).

**IRE - CAPITULO II = INSPECTION OF
REFINERY EQUIPMENT, CHAPTER II-
CONDITIONS CAUSING
DETERIORATION OR FAILURES.-
SECOND EDITION 1973**

Este documento en su momento formo parte de 20 Capítulos denominados GUIDE FOR INSPECTION OF REFINERY EQUIPMENT. Actualmente existe una actualización API edición 2003 asignada como API 571 con actualización de datos y fotos de fallas bastantes buenas.

Punto de Inyección

* Típicas mediciones de espesor localizadas (MELs) junto a los puntos de inyección del circuito

Columna de Destilación

Al designar un circuito de punto de inyección para los propósitos de la inspección, el límite corriente arriba recomendado del circuito de punto de inyección es un mínimo de 12 pulgadas (300 mm) o tres diámetros de cañería corriente arriba del punto de inyección, cualquiera que sea más grande. El límite corriente abajo recomendado del circuito del punto de inyección es el segundo cambio en la dirección del flujo más allá del punto de inyección o 25 pies (7.6 m) más allá del primer cambio en la dirección del flujo, cualquiera que sea menor. En algunos casos, puede resultar más adecuado extender este circuito a la

siguiente pieza de equipo de presión de la manera indicada en la Figura 5-1.

La selección de medición de espesores localizados (MEL) dentro de los circuitos de puntos de inyección sometidos a corrosión localizada debe estar de acuerdo con las siguientes pautas:

- a. Establecer MEL sobre accesorios adecuados dentro del circuito del punto de inyección.
- b. Establecer MEL sobre la pared de la cañería en los lugares esperados de impacto del fluido inyectado contra la pared de la cañería.
- c. Es posible que se exija MEL en localizaciones intermedias a lo largo de la cañería recta más larga dentro del circuito del punto de inyección.
- d. Establecer MEL en los límites corriente arriba y corriente abajo del circuito del punto de inyección.

Los métodos preferidos para inspeccionar puntos de inyección son radiografía y/o ultrasonido, según lo que resulte más adecuado, para establecer el espesor mínimo en cada MEL. Se puede utilizar exploración o mediciones ultrasónicas de parrilla cercana mientras las temperaturas sean adecuadas.

Para algunas aplicaciones, es beneficioso retirar los carretes de cañería para facilitar una inspección visual de la superficie interior. Sin embargo, las mediciones de espesor aún serán exigidas para determinar el espesor restante.

Durante inspecciones programadas periódicas se debe aplicar inspección más extensiva a un área que comienza 12 pulgadas (300 mm) corriente arriba de la boquilla de inyección y que continúa por a lo menos diez diámetros de cañería corriente abajo del punto de inyección. Adicionalmente, mida y registre el espesor en todos los MEL dentro del circuito del punto de inyección.

5.3.2 Tramos muertos

La velocidad de corrosión en tramos muertos puede variar significativamente de la cañería activa adyacente. El inspector debe supervisar el espesor de pared en los tramos muertos seleccionados, incluyendo el extremo estancado y en la conexión a una línea activa. En sistemas de cañería con temperatura las áreas de punto calientes alto pueden corroerse debido a corrientes convectivas establecidas en el tramo muerto. Se debe tener en cuenta el retiro de tramos muertos que no sirven para nuevos propósitos de proceso.

5.3.3 Corrosión Bajo Aislamiento (CBA)

La inspección externa de sistemas de cañería aislados debe incluir un repaso de la integridad del sistema de aislamiento para condiciones que pudieran llevar a corrosión bajo aislamiento (CBA) y para señales de CBA en avance. Las fuentes de humedad pueden incluir lluvia, fugas de agua, condensación y sistemas de inundación. Las formas más comunes de CBA son corrosión localizada de agrietamiento por corrosión debido a esfuerzo de cloruros y en mezclas de acero al carbono con aceros inoxidables austeníticos.

Esta sección entrega pautas para identificar áreas de CBA potenciales para inspección. La extensión de un programa de inspección CBA puede variar dependiendo del clima local; las localizaciones marinas más templadas pueden requerir un programa muy activo; mientras que localizaciones medio-continetales más secas y más frías pueden no necesitar un programa tan extenso. (Ejemplo: Pta. Arenas)

5.3.3.1 Sistemas de Cañería Aislados Susceptibles de CBA

Ciertas áreas y tipos de sistemas de cañería son potencialmente más susceptibles a CBA, incluyendo lo siguiente:

- a. Áreas expuestas a niebla rociada encima desde torres de agua de refrigeración.
- b. Áreas expuestas a respiraderos de vapor.
- c. Áreas expuestas a sistemas de inundación.

- d. Áreas sometidas a derrames de proceso, ingreso de humedad o vapores ácidos.
- e. Sistemas de cañería de acero al carbono incluyendo a aquellos aislados para protección del personal que opera entre 25°F y 250°F (-4°C y 120°C). La CBA es particularmente agresiva en el caso donde las temperaturas de operación provocan condensación y re-evaporación frecuente o continuada de la humedad atmosférica.
- f. Los sistemas de cañerías de acero al carbono que normalmente operan en servicio por sobre los 250°F (120°C) pero están en servicio intermitente.
- g. Tramos muertos y aditamentos que sobresalen de la cañería aislada y que operan a una temperatura diferente que la temperatura de operación de la línea activa.
- h. Sistemas de cañería de acero inoxidable austenítico que operan entre 150°F y 400°F (65°C y 204°C). (Estos sistemas son susceptibles a agrietamiento por corrosión por esfuerzo de cloruros.)
- i. Sistemas de cañería vibratorios que tienen una tendencia a producir daño al encamisado aislante proveyendo una ruta para el ingreso del agua.
- j. Sistemas de cañería de muestreo (purgas) de vapor que pueden experimentar fugas, especialmente en accesorios de tubos por debajo de la aislación.
- k. Sistemas de cañería con revestimientos y/o envolturas deteriorados.
- a. Todas las penetraciones o brechas en los sistemas con encamisado de aislación tales como:
 - 1. Tramos muertos (respiraderos, drenajes y otros ítems similares).
 - 2. Colgadores de cañería y otros soportes.
 - 3. Válvulas y accesorios (superficies de aislación irregulares)
 - 4. Zapatas de cañería apernadas.
 - 5. Penetraciones de tubos muestreadores de vapor.
- b. Terminaciones de aislamiento en flanges y otros componentes de la cañería.
- c. Encamisado aislante con pérdida o dañado.
- d. Costuras del encamisado aislante ubicadas en la parte superior de la cañería horizontal o el encamisado aislante sellado o traslapado inadecuadamente.
- e. Falta de terminación de la aislación en una cañería vertical.
- f. Calafateo que ha endurecido, se ha separado o que se perdió.
- g. Pandeos o decoloración del sistema de encamisado o de aislación o bandas perdidas (los pandeos o encorvamientos pueden indicar formación de productos de corrosión.)
- h. Puntos bajos en sistemas de cañería que tienen una brecha conocida en el sistema de aislación, incluyendo puntos bajos en tendidos de cañería largos sin apoyo.
- i. Flanges de acero de baja aleación o al carbono, apernado y otros componentes bajo aislación en sistemas de cañería de alta aleación.

5.3.3.2 Localizaciones Comunes en Sistemas de Cañería Susceptibles a CBA.

Las áreas de sistemas de cañería clasificadas en 5.3.3.1 pueden tener localizaciones específicas dentro de ellas que son más susceptibles a CBA, incluyendo lo siguiente:

Las localizaciones donde los tapones de aislación han sido quitados para permitir mediciones de espesor de la cañería en cañería aislada deben recibir particular atención. Estos tapones deben ser

reemplazados y sellados prontamente. Se encuentran disponibles comercialmente varios tipos de tapones removibles los cuales permiten la inspección e identificación de puntos de inspección para referencia futura.

5.3.4 Interfaz Suelo – Aire (S/A).

Las interfaces suelo aire (S/A) para cañería enterrada sin protección catódica adecuada serán incluidas en las inspecciones de cañería externa programadas. La inspección a nivel debe comprobar daño del revestimiento, cañería desnuda y mediciones de profundidad del foso. Si se observa corrosión significativa, se puede requerir mediciones de espesor y excavación para evaluar si la corrosión está localizada en la interfaz S/A o puede ser más penetrante en el sistema enterrado. Las lecturas de espesor en interfaces S/A pueden exponer el metal y acelerar la corrosión si los revestimientos y envolturas no son restaurados adecuadamente. Si la cañería enterrada tiene protección catódica satisfactoria según lo determinado por la supervisión de acuerdo con la sección 9, se requiere excavación solamente si existe evidencia de daño del revestimiento o envoltura. Si la cañería enterrada no está revestida a nivel, se debe tener en cuenta la excavación de 6 a 12 pulgadas (150mm a 300mm) de profundidad para evaluar el potencial por daño oculto.

En interfaces de concreto aire y asfalto aire de cañerías enterradas sin protección catódica, el inspector debe buscar evidencia de que el calafateo o cierre en la interfaz se ha deteriorado y ha permitido el ingreso de humedad. Si existe dicha condición en sistemas de cañería sobre 10 años de antigüedad puede ser necesario inspeccionar en busca de corrosión por debajo de la superficie antes de volver a cerrar la junta.

5.3.5 Corrosión Localizada y Específica del Servicio

Un programa de inspección eficaz incluye los siguientes tres elementos los cuales ayudan a identificar el potencial para corrosión localizada y específica del servicio y seleccionar la MEL adecuada:

- Un inspector con conocimiento del servicio y donde exista probabilidad de que ocurra corrosión.
- Uso extensivo de examen no destructivo (NDE).
- Comunicación desde personal de operación cuando ocurran trastornos de proceso que puedan afectar a la velocidad de corrosión.

Unos pocos ejemplos de donde se podría esperar que ocurra este tipo de corrosión incluyen los siguientes:

- Aguas abajo de puntos de inyección y aguas arriba de separadores de producto, tales como en líneas de entrada de reactores de hidroproceso.
- Corrosión por punto de rocío en caudales que causan condensación tales como fraccionamiento en altura.
- Arrastre cáustico o ácido no anticipado desde procesos hacia dentro de sistemas de cañería no aleados o arrastre cáustico hacia dentro de sistemas de cañería de acero que no tienen tratamiento térmico posterior a la soldadura.
- Localizaciones de condensación de sal de amonio en caudales de hidroproceso.
- Flujo de fase mixta y áreas turbulentas en sistemas ácidos.
- Calidades mezcladas de cañería de acero al carbono en servicio de aceite corrosivo caliente. 450°F (230°C) o temperaturas más altas y contenidas de sulfuro más alto en el aceite, mayores que 0.5 por ciento en peso]. Observe que la cañería de acero debilitado sin silicio tal como A-53 y API 5L pueden corroerse a velocidades superiores de lo que lo hace la cañería de acero debilitado con silicio, tal como A-106, especialmente en ambientes sulfúricos de alta temperatura.
- Corrosión bajo depósitos en suspensiones acuosas, soluciones

- crystalizantes o fluidos productores de coque.
- h. Arrastre de cloruro en sistemas de regeneración de reformador catalítico.
- i. Corrosión en puntos calientes sobre cañería con rastro de calor externo. En servicios que se vuelven mucho más corrosivos a la cañería con aumento de la temperatura tal como cáusticos en aceros al carbono, puede ocurrir corrosión o agrietamiento por corrosión con esfuerzo (SCC) en puntos calientes que se desarrollan bajo condiciones de bajo flujo.

5.3.6 Erosión y Corrosión/Erosión

Puede definirse la erosión como la eliminación de material de superficie mediante la acción de numerosos impactos individuales de partículas líquidas y sólidas. Puede caracterizarse por acanaladuras, orificios redondeados, ondas y valles en un patrón direccional. Normalmente la erosión ocurre en áreas de flujo turbulento tales como cambios de dirección en un sistema de cañería o corriente abajo de las válvulas de control donde puede ocurrir vaporización. Normalmente el daño por erosión aumenta en caudales con grandes cantidades de partículas líquidas o sólidas circulando a altas velocidades. Una combinación de corrosión y erosión (corrosión/erosión) ocasiona una pérdida de metal significativamente más grande de lo que se puede esperar de la corrosión o erosión por sí solas. Este tipo de corrosión ocurre en áreas de alta velocidad y gran turbulencia.

Ejemplos de lugares para inspeccionar incluyen los siguientes:

- a. Corriente abajo de válvulas de control, especialmente cuando está ocurriendo desbordamiento.
- b. Corriente abajo de orificios.
- c. Corriente abajo de descargas de bomba.
- d. En cualquier punto de cambio de la dirección de flujo, tal como los radios interior y exterior de codos.

- e. Corriente abajo de configuraciones de cañería (tales como soldaduras, puntos calientes y flanges) que producen turbulencia, particularmente en sistemas sensibles a la velocidad tales como sistemas de ácido sulfúrico e hidrosulfuro de amoníaco.

Las áreas de las que se sospecha que tienen corrosión/erosión localizada deben ser inspeccionadas utilizando métodos de END adecuados que rendirán datos de espesores sobre un área amplia tales como exploración ultrasónica, perfil radiográfico o corrientes parásitas.

5.3.7 Agrietamiento Ambiental

Los materiales de construcción de sistemas de cañería normalmente son seleccionados para resistir las variadas formas de agrietamiento por corrosión con esfuerzo (SCC). Sin embargo algunos sistemas de cañería pueden ser susceptibles a agrietamiento ambiental debido a condiciones de proceso alteradas, IBC, condensación no anticipada o exposición a sulfuro de hidrógeno húmedo o carbonatos.

Los ejemplos de agrietamiento ambiental incluyen:

- a. SCC de cloruro en aceros inoxidables austeníticos debido a la humedad y cloruros bajo aislación, debajo de depósitos, debajo de empaquetaduras o en grietas.
- b. SCC de ácido polinitrico en aceros de aleación austeníticos sensibilizados debido a la exposición a sulfuros, condensación de humedad u oxígeno.
- c. SCC cáustica (conocida a veces como fragilización cáustica)
- d. SCC de amino ácido en sistemas de cañerías que no tienen alivio de tensiones.
- e. SCC de carbonatos.
- f. SCC en ambientes donde existe sulfuro de hidrógeno húmedo, tal como sistemas que contienen aguas ácidas.

- g. Daño por agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC) y ampollamiento por hidrógeno.

Cuando el inspector sospecha o es avisado que circuitos específicos pueden ser susceptibles a agrietamiento ambiental, el inspector debe programar inspecciones complementarias. Tales inspecciones pueden tomar la forma de END de superficie [prueba de penetrante líquido (TP) o prueba de partícula magnética fluorescente húmeda (PMFH), o ultrasonido (UT). En el caso en que estén disponibles, se puede retirar los carretes o tramos sospechosos del sistema de cañería y abrirlos partiéndolos para examen de superficie interna.

Si se detecta agrietamiento ambiental durante la inspección interna de recipientes a presión y se considera a la cañería igualmente susceptible, el inspector debe designar carretes o tramos de cañería adecuados corriente arriba y corriente abajo del recipiente a presión para inspección por agrietamiento ambiental. Cuando se sospecha el potencial por agrietamiento ambiental en circuitos de cañerías, se debe programar la inspección de carretes o tramos seleccionados con anterioridad a un próximo ciclo de parada (paro programado). Dicha inspección debe entregar información útil para la predicción de mantenimiento en los periodos de paro programado.

5.3.8 Corrosión Debajo de Aislamientos y Depósitos.

Si los revestimientos externos o internos, aislamientos internos refractarios y aislamientos internos resistentes a la corrosión están en buenas condiciones y no hay razón para sospechar de una condición deteriorada detrás de ellos, normalmente no es necesario retirarlos para inspección del sistema de cañería.

La eficacia de los aislamientos interiores resistentes a la corrosión se reduce enormemente debido a roturas o agujeros en el forro interno. Se debe inspeccionar los aislamientos en busca de separación, roturas, agujeros y ampollas. Si se observa cualquiera de estas condiciones puede ser necesario retirar porciones del forro interno para investigar la eficacia del forro y la

condición de la cañería metálica por debajo del forro. Como modo alternativo, se puede utilizar inspección ultrasónica desde la superficie externa para medir el espesor de pared y detectar separación, agujeros y ampollas.

Los aislamientos refractarios pueden derramarse o quebrarse en servicio con o sin causar algún tipo de problemas significativos. La corrosión por debajo de los aislamientos refractarios puede ocasionar separación y encorvamiento del refractario. Si se detecta encorvamiento o separación del forro refractario se puede retirar porciones del refractario para permitir la inspección de la cañería por debajo del refractario. Por otra parte, es posible hacer mediciones de espesor ultrasónico desde la superficie del metal externa.

En el caso donde depósitos de operación como el coque están presentes sobre una superficie de cañería, es particularmente importante determinar si tales depósitos tienen corrosión activa por debajo de ellos. Esto puede requerir una inspección completa en áreas seleccionadas. Las líneas más grandes deben tener eliminados los depósitos en áreas críticas seleccionadas para examen tipo spot. Las líneas más pequeñas pueden requerir que se retiren los carretes o tramos seleccionados o que se ejecuten métodos END, tales como radiografía, en áreas seleccionadas.

5.3.9 Agrietamiento por Fatiga

El agrietamiento por fatiga en sistemas de cañería puede resultar de esfuerzos cíclicos excesivos que están frecuentemente bien por debajo de la resistencia cedente estática del material. Las tensiones cíclicas pueden ser impuestas por presión, medios mecánicos o térmicos y puede producir fatiga de ciclo bajo o de ciclo alto. La iniciación de agrietamiento por fatiga de ciclo bajo frecuentemente está relacionada directamente con el número de ciclos de calentamiento y enfriamiento experimentados. La vibración excesiva del sistema de cañerías (tal como vibraciones de máquina o inducidas por flujo) también puede provocar daño por fatiga de ciclo alto. (Ver 5.4.4 para requisitos de vigilancia

de cañerías bajo vibración y 7.5 para requisitos de diseño asociados a cañería bajo vibración).

El agrietamiento por fatiga puede ser detectado por primera vez característicamente en puntos de intensificación de esfuerzo alto tales como, conexiones en derivación. Las localizaciones donde los metales que tienen diferentes coeficientes de expansión térmica están unidos por soldadura pueden ser susceptibles a fatiga térmica. (Ver 6.6.3 para consideraciones acerca de las fatigas relativas a conexiones roscadas.) Los métodos preferidos de NDE para detectar agrietamiento por fatiga incluyen prueba de penetrante líquido (PT) o prueba de partícula magnética (MT). Además se puede usar emisión acústica para detectar la presencia de grietas que son activadas por presiones de prueba o esfuerzos generados durante la prueba.

Es importante que el dueño o el usuario y el inspector comprendan que el agrietamiento por fatiga tiene probabilidad de provocar falla de la cañería antes de que sea detectado con cualquier método de END. Del número total de ciclos de fatiga requeridos para producir una falla, se requiere que la vasta mayoría inicie una grieta y se requiere relativamente menos ciclos para propagar la grieta a falla. En consecuencia, la instalación y el diseño adecuados para el fin de impedir la iniciación del agrietamiento por fatiga son importantes.

5.3.10 Agrietamiento por Fluencia

La termo-fluencia depende del tiempo, la temperatura y el esfuerzo. El agrietamiento por fluencia eventualmente puede ocurrir en condiciones de diseño puesto que algunos esfuerzos tolerables del código de cañerías están en la gama de fluencia. El agrietamiento es acelerado por interacción entre fluencia y fatiga cuando las condiciones de operación en el rango de fluencia son cíclicas. El inspector debe atender particularmente las áreas de alta concentración de esfuerzo. Si se encuentran temperaturas excesivas, también pueden ocurrir cambios en las propiedades mecánicas y micro-estructurales en los metales, lo cual puede debilitar permanentemente el equipo.

Puesto que la fluencia es dependiente del tiempo, la temperatura y el esfuerzo, los niveles estimados o reales de estos parámetros serán usados en cualquier evaluación. Un ejemplo de donde se ha experimentado agrietamiento por fluencia en la industria, se hallan en aceros 1 ¼ Cr por sobre los 900°F (480°C).

Los métodos END para detectar agrietamiento por fluencia incluyen prueba de penetrante líquido, prueba de partícula magnética, prueba de ultrasonido, prueba radiográfica y metalografía in situ. También se puede usar la prueba de emisión acústica para detectar la presencia de grietas que son activadas por tensiones o presiones de prueba generadas durante la prueba.

5.3.11 Fractura Quebradiza

Los aceros al carbono, de aleación baja y otros aceros ferríticos pueden ser susceptibles a falla quebradiza en o por debajo de la temperatura ambiente. Normalmente la fractura quebradiza no es preocupante con cañería de pared relativamente delgada. La mayoría de las fracturas quebradizas han ocurrido en la primera aplicación de un nivel de esfuerzo particular (es decir, la primera prueba hidráulica o sobrecarga) a menos que se introduzcan defectos críticos durante el servicio. Se tendrá en cuenta el potencial de una falla quebradiza cuando se vuelva a hacer la prueba hidráulica o evaluar más cuidadosamente al probar el equipo neumáticamente o al agregar cualquiera otra carga adicional. Se debe poner atención especialmente a aceros de baja aleación (especialmente material 2 ¼ Cr - 1Mo), debido a que ellos pueden ser proclives a fragilización por temple y a los aceros inoxidables ferríticos.

La API RP-579, Sección 3 entrega procedimientos para la evaluación de equipos por resistencia a fractura quebradiza.

5.3.12 Daño por Congelamiento

A temperaturas por debajo del punto de congelación del agua, el agua y las soluciones acuosas en sistemas de cañerías pueden congelarse y provocar falla debido a la expansión de estos

materiales. Después de climas congelantes inesperadamente severos, es importante revisar si hay daño por congelamiento en componentes de cañerías expuestos antes de que el sistema se deshiele. Si ha ocurrido ruptura se puede impedir temporalmente la fuga mediante el fluido congelado. Se debe examinar cuidadosamente puntos bajos, tramos de purga y tramos muertos de sistemas de cañería que contienen agua para comprobar si hay daño.

5.4 TIPOS DE INSPECCION Y DE VIGILANCIA

Diferentes tipos de inspección y de vigilancia son adecuados dependiendo de las circunstancias y del sistema de cañería (Ver la nota). Estos incluyen los siguientes:

- a. Inspección visual interna.
- b. Inspección de medición de espesor.
- c. Inspección visual externa.
- d. Inspección de cañería bajo vibración.
- e. Inspección complementaria.

Nota: Vea la Sección 6 para frecuencia y extensión de la inspección.

5.4.1 Inspección Visual Interna

Las inspecciones visuales internas no son normalmente ejecutadas en cañería. Cuando es posible y factible las inspecciones visuales internas pueden ser programadas para sistemas tales como líneas de transferencia de gran diámetro, ductos, líneas catalíticas u otros sistemas de cañería de gran diámetro. Tales inspecciones son similares en su naturaleza a las inspecciones de recipiente de presión y deben ser dirigidas con métodos y procedimientos similares a aquellos reseñados en API 510. Las técnicas de inspección visual a distancia pueden servir de ayuda al inspeccionar cañería demasiado pequeña como para ingresar.

Una oportunidad adicional para inspección interna se entrega cuando los flanges de cañería están desconectados permitiendo la inspección visual de superficies internas con o sin el uso de END. El retiro de una sección de cañería y su abertura a lo largo de su línea central permite además acceso

a superficies internas donde hay necesidad de dicha inspección.

5.4.2 Inspección por Medición de Espesor

Se realiza una inspección de medición de espesores para determinar la condición interna y el espesor remanente de los componentes de la cañería. Las mediciones de espesor se pueden obtener cuando un sistema de cañería está en operación o fuera de operación y serán ejecutadas por el inspector o el examinador.

5.4.3 Inspección Visual Externa

Se realiza una inspección visual externa para determinar la condición del exterior de la cañería, sistema de aislación, pintura y sistemas de revestimiento y el soporte asociado; y para verificar si hay señales de desalineamiento, vibración y fugas. Cuando se observa formación de productos de corrosión en las áreas de contacto de los apoyos de la cañería, se puede requerir el levantamiento de tales apoyos para su inspección. Al hacer esto, se debe practicar la cautela si la cañería está en servicio.

Se pueden realizar inspecciones de cañerías externas cuando el sistema de cañerías está en servicio. Consulte el API RP-574 para información útil acerca de cómo dirigir inspecciones externas. En el Apéndice D se entrega una lista de comprobación para ayudar a dirigir inspecciones de cañerías externas.

Las inspecciones externas incluirán mediciones para ver la condición de apoyos y suspensiones de cañería. Las instancias de suspensiones agrietadas o rotas, "enclavamiento de fondo" de soportes elásticos, zapatas de apoyo desplazadas de los miembros de soporte u otras condiciones de frenamiento inadecuadas serán informadas y corregidas. Las patas falsas de apoyos verticales serán también revisadas para confirmar que ellas no se han llenado de agua que esté provocando corrosión externa de la cañería presurizada o corrosión interna de la pata de apoyo. Las patas falsas de apoyo horizontales también serán revisadas para determinar que los ligeros desplazamientos horizontales no están provocando trampas

de humedad contra la superficie externa de componentes de cañería activos.

Se debe inspeccionar visualmente las juntas de expansión (fuelles) por deformaciones poco usuales, desalineamiento o desplazamientos que puedan exceder el diseño.

El inspector debe examinar el sistema de cañerías en busca de la presencia de cualquier modificación en el lugar de los trabajos o reparaciones temporales no informadas previamente en los registros y/o dibujos de la cañería. El inspector además debe estar alerta a la presencia de cualquier componente en el servicio que puedan ser inconvenientes para una operación de largo plazo, tal como flanges inadecuados, reparaciones temporales (medias cañas), modificaciones (mangueras flexibles), o válvulas de especificación inadecuada. Los componentes roscados que pueden ser retirados e instalados más fácilmente merecen particular atención debido a su mayor potencial para la instalación de componentes inadecuados.

La inspección externa periódica exigida en el punto 6.4 normalmente debe ser dirigida por el inspector, quien además será responsable de mantener registros e inspección de reparación. El personal de mantenimiento o de operación calificado también puede dirigir inspecciones externas, cuando sea aceptable para el inspector. En tales casos las personas que dirigen las inspecciones de cañería externa en conformidad con el API 570 estarán calificadas mediante una cantidad de horas de adiestramiento adecuado.

Adicionalmente a estas inspecciones externas programadas que están documentadas en registros de inspección, es beneficioso para el personal que frecuenta el área entregar información de deterioro o cambios al inspector. (Vea el Apéndice D y la Sección 6.3 de la API RP-574 para ejemplos de tales deterioros).

5.4.4 Vigilancia de Movimiento de la Línea y Cañería Vibratoria.

El personal de operación debe informar acerca de cañería oscilante o vibratoria al personal de inspección o de realización

para evaluación. Otros movimientos de línea significativos deben ser informados los cuales pueden haberse originado de martillo líquido, frenado de líquido en cañerías de vapor o expansión térmica anormal. En las uniones donde los sistemas de cañería vibratoria están refrenados, se debe tener en cuenta la prueba de partícula magnética periódica o prueba de penetrante líquido para verificar la iniciación de agrietamiento por fatiga. Las conexiones en bifurcación deben recibir atención especial.

5.4.5 Inspección Complementaria

Se puede programar otras inspecciones según conveniencia o necesidad. Los ejemplos de tales inspecciones incluyen el uso periódico de radiografía y/o termografía para comprobar enredamiento o taponamiento interno, termografía para verificar puntos calientes en los sistemas forrados interiormente refractarios, o inspección para agrietamiento ambiental. Se puede usar emisión acústica, detección de fuga acústica y termografía para detección de fuga a distancia y vigilancia. Se puede utilizar ultrasonido y/o radiografía para detectar corrosión localizada.

5.5 MEDICION DE ESPESOR LOCALIZADAS (MEL)

5.5.1 Generalidad

Las mediciones de espesor localizadas (MEL) son áreas específicas a lo largo del circuito de cañería donde las inspecciones serán realizadas. La naturaleza de la MEL varía conforme a su localización en el sistema de cañería. La selección de MEL considerará el potencial para corrosión localizada y corrosión específica del servicio según está descrito en el punto 5.3.

5.5.2 Control de MEL

Cada sistema de cañería será controlado tomando mediciones de espesor en los MEL. Los circuitos de cañería con consecuencias potenciales altas si ocurriera falla y aquellos sometidos a velocidades de corrosión más altas o corrosión localizada normalmente tendrán más MEL y serán controlados más frecuentemente (Ver el punto 6.3). Los MEL

deben ser distribuidos apropiadamente en la totalidad de cada circuito de cañería. Los MEL pueden ser eliminados o se puede reducir el número bajo ciertas circunstancias tales como cañería de lados frío en plantas de olefina, cañería de amoniaco anhidroso, producto de hidrocarburo no corrosivo limpio, o cañería de aleación alta para la pureza del producto. En circunstancias donde la MEL será substancialmente reducida o eliminada, se debe consultar a personas reconocidas en el tema de la corrosión.

El espesor mínimo en cada MEL puede ser localizado mediante radiografía o exploración de ultrasonido. También se puede usar técnicas electromagnéticas para identificar áreas delgadas que entonces pueden ser medidas por ultrasonido o radiografía. Cuando esto se cumpla con ultrasonido, la exploración consiste en tomar varias medidas de espesor en el MEL buscando adelgazamiento localizado. La lectura más delgada o un promedio de varias lecturas de medida tomadas dentro del área de un punto de prueba serán registrados y usados para calcular las velocidades de corrosión, la vida restante y la siguiente fecha de inspección de acuerdo a la Sección 7.

En el caso conveniente, las mediciones de espesor deben incluir mediciones en cada uno de los cuatro cuadrantes en el cañería y en accesorios, con especial atención al radio interior y exterior de codos y Tees donde la corrosión /erosión podría aumentar las velocidades de corrosión. Como un mínimo, se registrará la lectura más delgada y su localización.

Se debe establecer las MEL para áreas con CBA continuada, corrosión en interfaces S/A u otras localizaciones de corrosión localizada potencial al igual que para corrosión general, uniforme.

Las MEL deben ser marcadas en los dibujos de inspección y en el sistema de cañería para permitir mediciones repetitivas en los mismos MEL. Este procedimiento de registro entrega datos para la determinación de la velocidad de corrosión más exacta.

5.5.3 Selección de MEL

Al seleccionar o ajustar el número y las localizaciones de MEL el inspector debe tomar en cuenta los patrones de corrosión que se esperarían y que han sido experimentados en la unidad de proceso. Un número de procesos de corrosión comunes a las unidades petroquímicas y de refinamiento son relativamente uniformes en naturaleza, produciendo una velocidad suficientemente constante de reducción de la pared de la cañería independientemente de la localización dentro del circuito de cañería, ya sea axialmente o circunferencialmente. Los ejemplos de dichos fenómenos de corrosión incluyen corrosión por sulfuro de temperatura alta y corrosión de agua ácida (con tal de que las velocidades no sean tan excesivas como para provocar corrosión/erosión local de codos, Tees y otros artículos similares). En estas situaciones, el número de MEL requerido para controlar un circuito será menor que aquellos requeridos para supervisar circuitos sometidos a pérdida de metal más localizada. En teoría, un circuito sujeto a corrosión perfectamente uniforme podría ser controlado adecuadamente con un único MEL. En realidad, la corrosión nunca es verdaderamente uniforme de manera que se puede requerir MEL adicionales. Los inspectores deben usar su conocimiento (y el de otros) de la unidad de proceso para optimizar la selección de MEL para cada circuito, equilibrando el esfuerzo de reunir los datos con los beneficios entregados por los datos.

Se debe seleccionar más MEL para sistemas de cañería con cualquiera de las siguientes características:

- Potencial más alto para crear una emergencia de seguridad o ambiental en la eventualidad de una fuga.
- Velocidades de corrosión más altas esperadas o experimentadas.
- Potencial más alto para corrosión localizada.
- Mayor complejidad en términos de accesorios, bifurcaciones, tramos muertos, puntos de inyección y otros artículos similares.
- Potencial más alto para CBA.

Se puede seleccionar menos MEL para sistemas de cañería con cualquiera de las siguientes tres características:

- a. Potencial bajo para crear una emergencia de seguridad o ambiental en la eventualidad de una fuga.
- b. Sistemas de cañería relativamente no corrosivos.
- c. Sistemas de cañería largos de tendido recto.

Los MEL pueden ser eliminados para sistemas de cañería con cualquiera de las dos siguientes características:

- a. Potencial extremadamente bajo para crear una emergencia de seguridad o ambiental en la eventualidad de una fuga.
- b. Sistemas no corrosivos tal como ha sido demostrado por la historia o por servicio similar y sistemas no sometidos a cambios que pudieran provocar corrosión.

5.6 METODOS DE MEDICION DE ESPESOR

Los instrumentos de medición de espesor ultrasónicos normalmente son los medios más precisos para obtener mediciones de espesor en cañería instalado más grande que NPS-1. Se prefieren las técnicas de perfil radiográfico para diámetros de cañería de NPS-1 y más pequeños. Se puede usar técnicas de perfil radiográficas para localizar áreas que serán medidas, particularmente en sistemas aislados o donde se sospecha corrosión no uniforme o localizada. En el caso donde sea factible se puede utilizar entonces ultrasonido para obtener el espesor real de las áreas que serán registradas. A continuación de las lecturas de ultrasonido en los MEL se recomienda la reparación adecuada de la aislación y del revestimiento climático de la aislación para reducir el potencial por CBA. Las técnicas de perfil radiográfico, las cuales no requieren retirar la aislación pueden ser consideradas como una alternativa.

Cuando la corrosión en un sistema de cañerías no es uniforme, o el espesor

restante se aproxima al espesor mínimo requerido, se puede requerirse mediciones de espesor adicionales. La exploración de ultrasonido o radiográfica son los métodos preferidos en tales casos. También se puede usar dispositivos de corriente parásitas.

Cuando se toman mediciones de ultrasonido por sobre 150°F (65°C) se debe usar instrumentos, acoplantes y procedimientos que producirán mediciones precisas a temperaturas más altas. Las mediciones deben ser ajustadas por el factor de corrección de temperatura adecuado.

Los inspectores deben estar conscientes de posibles fuentes de inexactitudes de las mediciones y realizar todo esfuerzo para eliminar su ocurrencia. Como una regla general, cada una de las técnicas de END tendrá límites prácticos con respecto a la exactitud. Los factores que pueden contribuir a la exactitud reducida de mediciones ultrasónicas incluyen lo siguiente:

- a. Calibración del instrumento inadecuada.
- b. Escamas o revestimientos externos.
- c. Dureza excesiva de la superficie.
- d. "Movimiento de vaivén" excesivo del palpador (sobre la superficie curva).
- e. Defectos del material en la sub superficie, tal como laminaciones.
- f. Efectos de temperatura [a temperaturas por sobre 150°F (65°C)].
- g. Pantallas detectores de defecto pequeño.
- h. Espesores de menos de 1/8 de pulgada (3.2mm) para indicadores de espesor digitales característicos.

Además, se debe tener presente que el patrón de corrosión puede no ser uniforme. Para que las determinaciones de velocidad de corrosión sean válidas, es importante que las mediciones sobre el punto más delgado sean repetidas lo más cercanamente posible a la misma localización.

De manera alternativa, la lectura mínima o un promedio de varias lecturas en un punto de prueba deben tenerse en cuenta. Cuando los sistemas de cañerías están fuera de servicio, se pueden tomar

mediciones de espesor a través de aberturas usando calibradores. Los calibradores son útiles para determinar los espesores aproximados de fundiciones, forjas y cuerpos de válvulas al igual que aproximaciones de profundidad de picaduras por CBA en cañerías.

Los dispositivos de medición de profundidad de picaduras pueden usarse también para determinar la profundidad de pérdida de metal localizada.

5.7 PRUEBA DE PRESION EN SISTEMAS DE TUBERIAS

Las pruebas de presión no son dirigidas normalmente como parte de una inspección de rutina (Ver el punto 8.2.6 para los requisitos de prueba de presión por reparaciones, alteraciones y reclasificación). Las excepciones a esto incluyen requisitos de la Guardia Costera de los Estados Unidos para cañerías sobre el agua y los requisitos de jurisdicciones locales después de alteraciones soldadas o cuando lo especifique el inspector o el ingeniero de cañerías. Cuando estas sean dirigidas, las pruebas de presión serán ejecutadas en conformidad con los requisitos de la ASME B31.3. Se entregan consideraciones adicionales en el API RP-574 y el API RP-579. Las pruebas de presión más bajas, las cuales son utilizadas solamente para la hermeticidad de sistemas de cañerías pueden ser dirigidas a presiones designadas por el dueño o el usuario.

El fluido de prueba debe ser agua a menos que exista la posibilidad de daño debido a congelamiento u otros efectos adversos del agua sobre el sistema de cañería o el proceso o a menos que el agua de prueba llegue a contaminarse y su desecho presente problemas ambientales. En cada caso, se puede utilizar otro líquido no tóxico conveniente. Si el líquido es combustible, su punto de inflamación será por lo menos 120°F (49°C) o más grande y se considerará el efecto del medioambiente en la prueba sobre el fluido de prueba.

La cañería fabricada de o que tenga componentes de acero inoxidable Serie 300 debe ser probada hidrostáticamente con una solución de agua potable (Ver la nota) o condensado de vapor. Después de

que la prueba esté terminada, se debe desaguar la cañería completamente (todos los respiraderos en los puntos altos deben estar abiertos durante el desagado), y soplar con aire o secar de otra manera. Si no existe disponibilidad de agua potable o si no es posible el secado o desagado inmediato, el agua que tiene un nivel de cloruros muy bajo, y un pH alto (>10), una adición de inhibidor debe ser considerada para reducir el riesgo de picaduras y corrosión inducida micro-biológicamente.

Nota: El agua potable en este contexto sigue la práctica de los EE.UU., con 250 partes por millón máximo de cloruros, sanitizada con cloro u ozono.

Para cañerías de acero inoxidable austenítico sensibilizado, sometidas a agrietamiento por corrosión por tensión poliónico, se debe considerar el uso de una solución de agua alcalina para la prueba de presión (ver NACE RP-0170).

Si una prueba de presión será mantenida por un período de tiempo y el fluido de prueba en el sistema está sometido a expansión térmica, se debe tomar precauciones para evitar presión excesiva.

Cuando se requiere una prueba de presión, esta será realizada después de cualquier tratamiento térmico.

Antes de aplicar una prueba hidrostática a sistemas de cañerías, se debe considerar el diseño de las estructuras de los apoyos.

Se puede usar una prueba de presión neumática cuando no es factible probar hidrostáticamente debido a limitaciones de temperatura, estructurales o del proceso. Sin embargo, los riesgos potenciales de la prueba neumática para el personal y la propiedad, serán tenidos en cuenta cuando se lleve a cabo dicha prueba. Como un mínimo, se aplicarán las precauciones de inspección contenidas en la ASME B31.3 en cualquiera prueba neumática.

Durante una prueba de presión, en el caso donde la presión de prueba exceda la presión fijada por la válvula de seguridad en un sistema de cañerías, se debe quitar o bloquear las válvulas o la válvula de alivio de seguridad por el tiempo que ocupe la prueba. Como una alternativa, cada disco

de válvula debe ser sujetado hacia abajo por una grampa de prueba diseñada convenientemente. La aplicación de una carga adicional al resorte de la válvula girando el tornillo de ajuste no se recomienda. Otros accesorios que son incapaces de soportar la presión de prueba tales como vidrios indicadores de nivel, manómetros, juntas de expansión y discos de ruptura deben ser retirados o bloqueados. Las líneas que contienen juntas de expansión que no puedan ser retiradas o aisladas pueden ser probadas a una presión reducida de acuerdo a los principios de ASME B31.3. Si se usan válvulas de bloqueo para aislar un sistema de cañerías para una prueba de presión, se debe ser cauteloso para no exceder la presión del asiento permisible según está descrito en ASME B16.34 o los datos del fabricante de la válvula correspondientes. En el momento del término de la prueba de presión, dispositivos de alivio de presión de ajustes adecuados y otros accesorios retirados o dejados inoperantes durante la prueba de presión, serán reinstalados o reactivados.

5.8 VERIFICACION DEL MATERIAL Y CAPACIDAD DE RASTREO

Durante las reparaciones o alteraciones de sistemas de cañerías en material de aleación, donde se requiere que el material de aleación mantenga el contenido de presión, el inspector verificará que la instalación de materiales nuevos sea uniforme con los materiales de construcción especificados o seleccionados. Este programa de verificación del material debe estar de acuerdo con el API RP-578. Usando procedimientos de evaluación de riesgo, el dueño o usuario puede hacer esta evaluación mediante verificación 100 %, prueba PMI en ciertas ubicaciones críticas o mediante muestreo de un porcentaje de los materiales. La prueba de IPM puede ser llevada a cabo por el inspector o el examinador con el uso de métodos convenientes según está descrito en API RP 578.

Si un componente del sistema de cañerías fallara debido a que un material incorrecto fue sustituido inadvertidamente por el material de cañería adecuado, el inspector debe considerar la necesidad de mayor

verificación de materiales de cañería existentes. El alcance de la nueva verificación dependerá de las circunstancias, tal como las consecuencias de la falla y la probabilidad de errores de material posteriores.

El dueño o el usuario evaluarán la necesidad y alcance con respecto a la aplicación de las prácticas de acuerdo con la API RP-578 que atienden la substitución de material inadvertida en sistemas de cañerías de aleación existentes. Un programa de verificación de material de acuerdo con API RP-578 puede incluir procedimientos para la priorización y jerarquización del riesgo en circuitos de cañerías. Esa evaluación puede conducir a una prueba IPM retroactiva, según está descrito en API RP-578, para confirmar que los materiales instalados son uniformes para el servicio propuesto. Los componentes identificados durante esta verificación que no reúnan los criterios de aceptación del programa de prueba IPM (tal como en API RP-578, Sección 6) serán marcados como objetivos para reemplazo. El dueño o el usuario y el inspector de cañería autorizado en consulta con un especialista en corrosión, establecerán un programa para el reemplazo de aquellos componentes. El inspector autorizado usará técnicas de END periódica, según sea necesario, sobre los componentes identificados hasta su reemplazo.

5.9 INSPECCION DE VALVULAS

Normalmente, las mediciones de espesor no son tomadas rutinariamente sobre válvulas en circuitos de cañerías. El cuerpo de una válvula normalmente es más grueso que otros componentes de la cañería por razones de diseño. Sin embargo, cuando las válvulas son desmanteladas para reparación y servicio, el taller debe estar atento a cualquier patrón de corrosión inusual o adelgazamiento y cuando se observe, entregar aquella información al inspector. Los cuerpos de válvulas que están expuestos a ciclos de temperatura elevados (por ejemplo, una unidad regenerativa de reformación catalítica y limpieza con vapor) deben ser examinados periódicamente en busca de agrietamiento por fatiga térmica.

Si se sabe o se sospecha que las válvulas de compuerta están siendo expuestas a corrosión o erosión, las lecturas de espesor deben ser tomadas entre los asientos, puesto que esta es un área de alta turbulencia y alta tensión.

Las válvulas de control y otras válvulas de estrangulación, particularmente en servicios de alta caída de presión y suspensión acuosa, pueden ser susceptibles a corrosión o erosión localizada en el cuerpo corriente abajo del orificio. Si se sospecha de tal pérdida de metal, se debe retirar la válvula de la línea para inspección interna. El interior del flange coincidente corriente abajo y la cañería también debe ser inspeccionada para localizar pérdida de metal.

Cuando se realicen pruebas de presión de cierre y/o del cuerpo de la válvula después del servicio, estas deben ser dirigidas de acuerdo a API Std-598.

Las válvulas de retención críticas deben ser inspeccionadas visual e internamente para garantizar que ellas detendrán las inversiones de flujo. Un ejemplo de una válvula de retención crítica puede ser la válvula de retención localizada en la boca de salida de una bomba de carga para hidro-proceso de gran altura de elevación, multi-etapa. La falla de dicha válvula de retención para operar correctamente podría producir sobre presión de la cañería durante una inversión de flujo. El método de inspección visual normal debe incluir:

- a. Comprobación para garantizar de que el batidor está libre para moverse, tal como se requiere, sin soltura excesiva debida a desgaste.
- b. La detención del batidor no debe tener desgaste excesivo, esto minimizará la probabilidad de que el batidor se mueva más allá de la posición central muerta superior y quede en una posición abierta cuando la válvula de retención sea montada en una posición vertical.
- c. La tuerca del batidor debe ser asegurada al perno del batidor para evitar retroceso en servicio.

Normalmente no se requiere comprobaciones de fuga de válvulas de retención críticas.

5.10 INSPECCION DE SOLDADURAS EN SERVICIO

La inspección de la calidad de soldadura de cañerías normalmente se cumple como una parte de los requisitos para construcción nueva, reparaciones o alteraciones. Sin embargo, frecuentemente las soldaduras son inspeccionadas por corrosión, como parte de una inspección de perfil radiográfico o como parte de una inspección interna. Cuando se observa corrosión de soldaduras circunferenciales, se debe examinar soldaduras adicionales en el mismo circuito o sistema por corrosión.

En ocasiones, los exámenes de perfil radiográfico pueden revelar lo que parece ser imperfecciones en la soldadura. Si se detectan imperfecciones tipo fractura mientras el sistema de cañería está en operación, se puede hacer una nueva inspección con radiografía de la calidad de soldadura y/o ultrasonido para evaluar la magnitud de la imperfección. Adicionalmente, se debe hacer un esfuerzo para determinar si las imperfecciones tipo fractura son de fabricación de la soldadura original o pueden ser de un mecanismo de agrietamiento ambiental.

El agrietamiento ambiental será evaluado por el ingeniero de cañerías.

Si las imperfecciones observadas son producto de la fabricación con soldadura, se requiere análisis de inspección y/o proyección para evaluar el impacto de la calidad de la soldadura sobre la integridad de la cañería. Este análisis puede ser uno o más de los siguientes:

- a. Juicio del inspector.
- b. Juicio del inspector de soldadura certificado.
- c. Juicio del ingeniero de cañerías.
- d. Análisis de proyección de aptitud para el servicio

Los temas a considerar al evaluar la calidad de las soldaduras existentes incluyen los siguientes:

- a. Criterios de aceptación de inspección de fabricación original.
- b. Alcance, magnitud y orientación de las imperfecciones.
- c. Periodo de tiempo en servicio.
- d. Condiciones de funcionamiento v/s diseño.
- e. Presencia de tensiones por cañerías secundarias (residuales y térmicas).
- f. Potencial por cargas de fatiga (mecánicas y térmicas).
- g. Sistema de cañerías primario o secundario.
- h. Potencial por impacto o cargas transitorias.
- i. Potencial por agrietamiento ambiental.
- j. Dureza de la soldadura.

En muchos casos, para soldaduras en servicio no es conveniente usar los criterios de aceptación de radiografía puntual o aleatoria para calidad de soldadura indicados en ASME B31.3. Estos criterios de aceptación están propuestos para aplicarse a construcción nueva en un muestreo de soldaduras, no todas las soldaduras examinadas, con el fin de evaluar la calidad probable de todas las soldaduras (o soldadores) en el sistema. Pueden existir algunas soldaduras que no cumplirán con estos criterios pero aún así actuarán satisfactoriamente en servicio después de ser probadas hidrostáticamente. Esto resulta especialmente cierto en conexiones de derivación pequeña que normalmente no son examinadas durante la construcción nueva.

El dueño o el usuario especificará examinadores de UT calificados por la industria cuando el dueño o el usuario requiera lo siguiente: a) detección de defectos planos de rotura en la superficie interior (DI) al inspeccionar desde la superficie externa (DE); o b) donde se requiera detección, caracterización, y/o dimensionamiento a través de la pared de los defectos planos. Ejemplos de la aplicación para el uso de tales examinadores de UT calificados por la industria incluyen aptitud para el servicio y control de defectos conocidos. El requisito para el uso de examinadores de UT calificados por la industria se hará efectivo dos años después de la publicación en este código o agredado.

5.11 INSPECCION DE JUNTAS ENFLANGADAS

Se debe examinar las marcas sobre una muestra representativa de empaquetaduras y pernos recientemente instalados para determinar si ellos cumplen con la especificación del material. Las marcaciones están identificadas en las normas correspondientes ASME y ASTM. Los pernos cuestionables deben ser verificados o renovados.

Los pernos deben entrar completamente a través de sus tuercas. Cualquier espárrago que no sea capaz de hacerlo, se considerará aceptablemente enganchado si la falta de enganche completo no es más de una rosca.

Si los flanges instalados están excesivamente curvados, se debe comprobar sus marcaciones y espesores contra requisitos de proyección antes de iniciar una acción correctiva.

Los pernos de sombrerete de válvula y flange deben ser examinados visualmente por corrosión.

Las uniones de sombrerete flangeadas y de válvula deben ser examinadas por evidencia de fugas tales como manchas, depósitos o goteos. Las fugas del proceso hacia dentro de pernos de flange y sombrerete pueden provocar corrosión o agrietamiento ambiental. Este examen debe incluir aquellos flanges encerrados con protecciones contra salpicadura y rociado.

Las uniones flangeadas que han sido selladas con abrazaderas y bombeadas con sellante deben ser revisadas por fuga en los pernos. Los pernos sometidos a dicha fuga pueden corroerse o fracturarse (por ejemplo, agrietamiento cáustico). Si se contempla rebombeo, primero se debe renovar los pernos afectados.

Los pernos sobre instrumentación que están sometidos a presión y/o temperatura del proceso deben ser incluidos en el alcance de estos exámenes.

Ver API RP-574 para prácticas recomendadas cuando las juntas flangeadas son abierta.

ANEXO N°6

CARACTERISTICAS DE LA BOMBA DE CICLONES

Las dos bombas centrífuga horizontal tipo mixtas 450 mch Vulco Ash #1 y #2 que trabajan para enviar fluido (pulpa) hacia el distribuidor de ciclones.

% Velocidad del variador: 95 a 100%

Potencia de la bomba 1,000 HP

Corriente de motor 127 amp.

Diámetro de la tubería alimentación 20"

Diámetro de la tubería descarga 18"



ANEXO N°7

CARACTERISTICAS DEL MOLINO BOLAS FULLER

Dimensiones: 21'x33.5'

Dientes de piñón: 20

Dientes de catalina: 276

HP Motor : 9500

Rpm. Motor : 180

Calculando las RPM del Molino por los dientes : 13 RPM.

Tonelaje de alimentación: 550-600 TM/H

Porcentaje de carga circulante: 320-420%

P80 y F80 del material: P80 160-220 Micrones, F80 11000-16000 micrones.

Índice de consumo de bolas : 700-800 g/TM.

Porcentaje de volumen de carga de bolas: 30%

Metodología de recarga de bolas : Diaria

ANEXO N°8

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO QUE TRANSPORTA LA TUBERÍA

Descarga del Molino % solidos: 80.7

Granulometría F80 Micras: 11,645 y P80 Molino micras: 901

El fluido que sale de las dos bombas 1 y 2 se llama pulpa que alimenta al distribuidor de ciclones.



ANEXO N°9

PLANO DE PLANTA DE TUBERÍA Y DETALLE



REVISIONES		DIBUJADO POR:		REVISADO POR (ING):		APROBADO POR:		FECHA		No. PLANO REF.		NOMBRE PLANO DE REFERENCIA		RESPONSABLE		PROCEDIMIENTO DE APROBACION		FECHA		FIRMA	
5															DIBUJO	A. PALACIOS	AGO. 2005				
4															DISÑO	A. PALACIOS	AGO. 2005				
3															SEÑOR/CORD	J.E. / A.P.	AGO. 2005				
2															APROBACION	A. PALACIOS					
1	SE INCREMENTO DETALLE DE LIMPIEZA																				

SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION

SUPERINTENDENCIA DE INGENIERIA DE PLANTA

OFICINA CENTRAL DE PROYECTOS - TOQUEPALA

APROBADO PARA CONSTRUCCION

M. SERPA

TOQUEPALA - CONCENTRADORA

MOLIENDA - QUINTA SECCION

INSTALACION BOMBA STAND BY 1000 HP

TUBERIAS

DESCARGA DE BOMBAS - DETALLES

ADVERTENCIA

1/2" = 1" = 25.4 mm

0 1 2 3 4 5 6

0.125 0.25 0.375 0.5 0.75 1.0 1.25 1.5 1.75 2.0

0.125 0.25 0.375 0.5 0.75 1.0 1.25 1.5 1.75 2.0

0.125 0.25 0.375 0.5 0.75 1.0 1.25 1.5 1.75 2.0

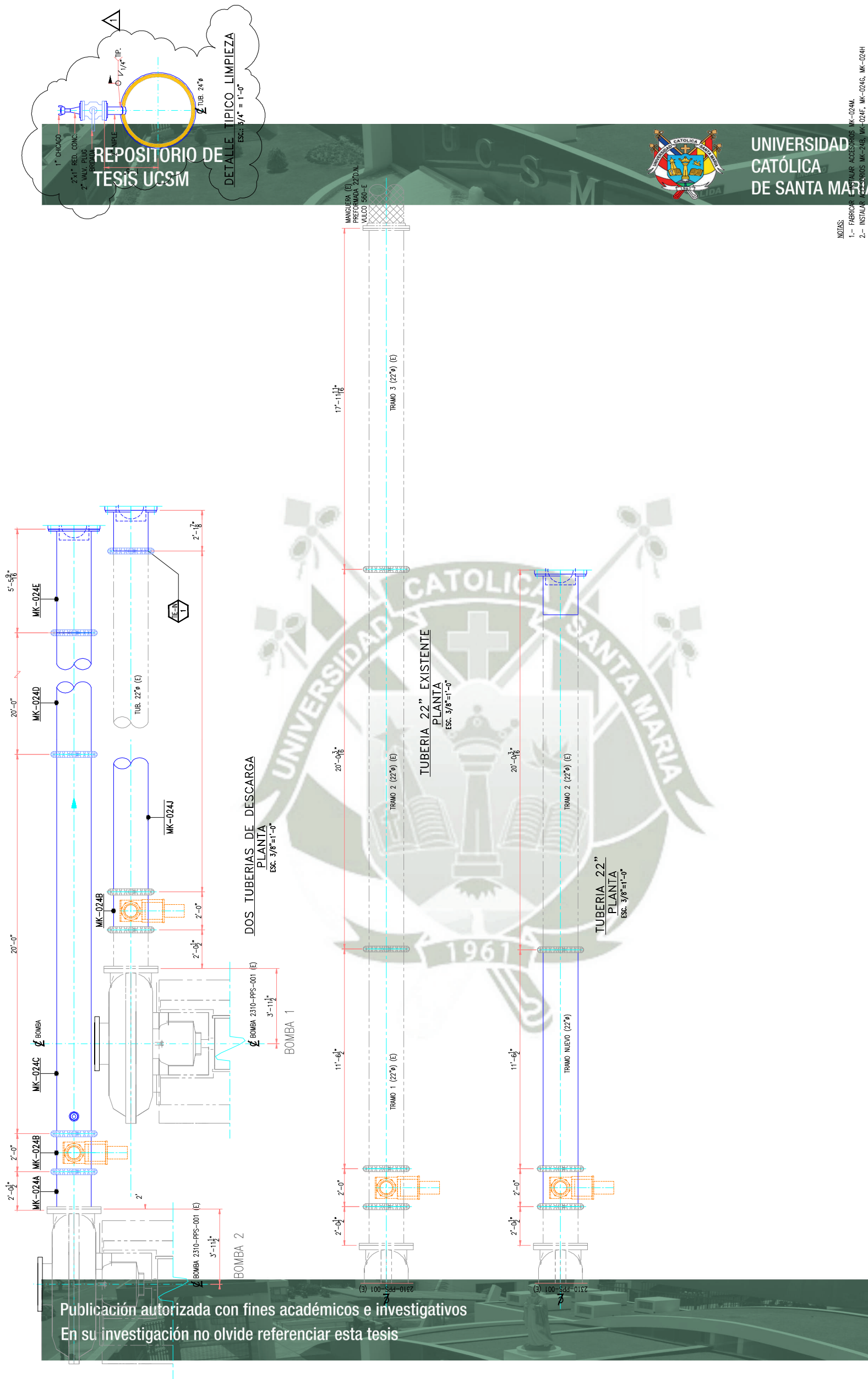
ESCALA: INDICADA

JOB N°:

2230-40

PLANO N°:

2230-6D-026



Publicación autorizada con fines académicos e investigativos
En su investigación no olvide referenciar esta tesis

NOTAS:

- 1.- FABRICAR E INSTALAR ACCESORIOS MK-024M.
- 2.- INSTALAR ACCESORIOS MK-24B, MK-024F, MK-024G, MK-024H

REPOSITORIO DE TESIS UCSM

DETALLE

UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DE SANTA MARÍA



2230-6D-024

ANEXO N°10

PROCEDIMIENTO DE INSPECCION DE ESPESOR DE TUBERIAS



 SOUTHERN COPPER SOUTHERN PERU División Mantenimiento	PROSESA	Nº: PR-PREDIC-020	
	Procedimiento para Inspección de Tuberías	REV < 0 >	
		Fecha: 10-05-2012	

SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION

PROCEDIMIENTO ESCRITO DE TRABAJO SEGURO (PETS)

Inspección de espesor de Tuberías

GERENCIA DE MANTENIMIENTO

PREPARADO POR:	REVISADO POR:	REVISADO POR:	APROBADO POR:
Firma:	Firma:	Firma:	Firma:
Carlos Rubio Jefe mantenimiento Predictivo	Juan Carlos Lozada Superintendente de Ingeniería de Mantenimiento	Jorge Medina Gerente de Seguridad	Miguel Llaguno Gerente de Mantenimiento
Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:

1. PERSONAL.

Item	Descripción de Puesto	Cantidad
1	Inspector	01

2. EQUIPOS DE PROTECCION PERSONAL.

Item	Descripción de Equipo Protección Personal
1	Casco de Protección
2	Guantes
3	Ropa de Trabajo (mameluco y chaleco)
4	Zapatos de Seguridad
5	Lentes de protección

3. EQUIPO/ HERRAMIENTAS/ MATERIALES.

Item	Descripción de Equipo	Cantidad
1	Pirómetro de Temperatura	01
2	Cámara Fotos	01
3	Estetoscopio	01
4	Radio Portátil	01

Item	Descripción de Herramientas	Cantidad
1	Espátula	01
2	Linterna	01

Item	Descripción de Materiales	Unidad	Cantidad
1	Trapo industrial	Kg.	½
2	Tablilla y Formato de Inspección	UA	1

 SOUTHERN COPPER SOUTHERN PERU División Mantenimiento	PROSESA	Nº: PR-PREDIC-020	
	Procedimiento para Inspección de Tuberías	REV < 0 >	
		Fecha: 10-05-2012	

4. DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO.

- 4.1 Lectura con todo el personal del presente procedimiento. Contar con los Implementos de seguridad antes de realizar la inspección.
- 4.2 Al constituirse en Molienda dirigirse a los Molinos de Bolas “Equipos en Movimiento” para proceder con la inspección. Realizar la inspección del lugar de trabajo para identificar peligros y evaluar riesgos.
- 4.3 Proceder con el llenado del formato de “IPERC” (Identificación de Peligros, Evaluación y Control de Riesgos) y "Análisis de tarea y Plan de trabajo". (Formato: SPCC-21-255 y SPCC-3-75 respectivamente).
- 4.4 Se realizará de acuerdo al manual del equipo de Ultra Sonido .
- 4.5 Presione la tecla **[DISPLAY]** para seleccionar la presentación de la pantalla dividida.
- 4.6 Presione las teclas **[2nd F]** y **[VEL]** (REJECT) para ajustar el nivel del rechazo al 0%. Puede presionar la tecla **[F1]** o usar la tecla **[↓]** para ajustar el valor a cero.
- 4.7 Presione la tecla **[GAIN]** para seleccionar un valor de ganancia inicial, que sea adecuado para la calibración, y ajuste el valor usando las teclas de Función de acceso directo o las teclas **[↑]** y **[↓]**. Si el nivel de ganancia adecuado es desconocido, ajuste la ganancia inicial a 30dB y modifíquela como sea necesario durante la calibración.
- 4.8 Presione la tecla **[VEL]** para introducir un valor de velocidad aproximado para el material inspeccionado, ajuste el valor con las teclas de función o con las teclas **[↑]** y **[↓]**. Si el valor de velocidad es desconocido, busque un valor inicial de velocidad en la siguiente tabla de ultrasonido.
- 4.9 Presione la tecla **[RANGE]** para establecer el rango, ajuste el valor usando las teclas de función o las teclas **[↑]**, **[↓]**, **[←]** y **[→]**.
- 4.10 Presione las teclas **[2nd F]** y **[ANGLE]** (THICKNESS) para establecer el espesor del material a 0.00” o 0.00 mm. Presione la tecla **[F1]** o use la tecla **[↓]** para ajustar el valor a cero.
- 4.11 Presione la tecla **[ZERO OFFSET]** para establecer el valor del desplazamiento de cero a 0.00µs. Presione la tecla **[F1]** o use las teclas **[↓]** o **[→]** para llevar el pulso inicial al extremo izquierdo de la pantalla del instrumento.
- 4.12 Presione la tecla **[ANGLE]** para introducir un valor de angulo refractado adecuado para el transductor (0 para haz recto o transductor de 90°, 45 para uno de 45°, etc). Use las teclas de funcion para tener acceso a valores preestablecidos o ajuste en incrementos de 0.1 grados usando las teclas **[↑]**, **[↓]**.
- 4.13 Una vez que el transductor es acoplado sobre el bloque, ajuste los parámetros del pulsador y el filtro para obtener un Barrido “A” limpio. Presione la tecla **[PULSER]** varias veces para

 SOUTHERN COPPER SOUTHERN PERU División Mantenimiento	PROSESA	Nº: PR-PREDIC-020	
	Procedimiento para Inspección de Tuberías	REV < 0 >	
		Fecha: 10-05-2012	

permitir el acceso a las funciones del pulsador y el filtro. Como alternativa, presione las teclas **[2nd F]** y **[PULSER]** (FILTER) para ir directamente a las opciones del filtro. Ajuste cada función con las teclas de Función o con las teclas **[↑]**, **[↓]**, **[←]** y **[→]**.

- 4.14 Para llevara a cabo la calibración con haz recto use un transductor de haz recto. La calibración requiere contar con un bloque de prueba con dos espesores diferentes, fabricado con el mismo material que el que será medido. Idealmente, uno de los espesores debe estar por abajo y el otro arriba del espesor esperado del material que será inspeccionado.
- 4.15 Siga el procedimiento de ajuste inicial establecido en la seccion anterior. Conecte el transductor a un cable apropiado e inserte el cable a cualquiera de los conectores para el transductor en el equipo.
- 4.16 Presione la tecla **[CALIBRATION]**, aparecera el símbolo “Ca” en el lado derecho del Barrido “A”, lo cual significa que el esta en modo de Calibración Automatica. (Para salir del modo Calibración Automatica en cualquier momento presione la tecla **[ENTER]**
- 4.17 Acople el transductor al espesor delgado del bloque de calibración. Coloque la compuerta 1 sobre el primer eco. Ajuste la ganancia para que la amplitud del eco sea 80%. Ver fotografías n° 1



Fotografía n°1. Como obtener el primer pico para la calibración

 SOUTHERN COPPER SOUTHERN PERU División Mantenimiento	PROSESA	Nº: PR-PREDIC-020	
	Procedimiento para Inspección de Tuberías	REV < 0 > Fecha: 10-05-2012	

4.18 Aparece una lectura de espesor en texto grande arriba del Barrido A. Una vez que se obtiene una lectura estable presione la tecla [**ZERO OFFSET**], la pantalla se congelara y aparecera, sobre la pantalla, un cuadro de texto. Use el teclado alfanumerico para introducir el espesor exacto conocido del bloque de prueba. Para este ejemplo, presione las teclas [**1**] [**0**] y [**0**]. El valor introducido aparecera en el cuadro de texto como se muestra a continuación. Si se introduce un numero incorrecto, presione la tecla [**0**] varias veces para limpiar los datos introducidos y entonces teclee el espesor correcto. Ver fotografia n°2



Fotografia N° 2. Ingresando valor del primer pico

4.19 Presione la tecla [**CALIBRATION**] y la presentacion regresa al Barrido "A" activo. Acople el transductor al espesor GRUESO del bloque de calibración. Para este ejemplo , el transductor se acopla sobre las 4" , posteriormente coloque la Compuerta 1 sobre el primer eco y ajuste la ganancia para que la amplitud del eco sea del 80% aproximadamente. Ver fotografías n° 3



Fotografía N°3. Como obtener el segundo pico para la calibración.

4.20 Aparece una lectura de espesor en texto grande arriba del Barrido "A". Una vez que se obtiene una lectura estable presione la tecla [**VEL**], la pantalla se congelara y otra vez aparecera, sobre la pantalla, un cuadro de texto. Use el teclado alfanumerico para introducir el espesor exacto conocido del bloque de prueba. Para este ejemplo, presione las teclas [**4**] [**0**] [**0**] y [**0**]. El valor introducido aparecera en el cuadro de texto. Si se introduce un numero incorrecto, presione la tecla [**0**] varias veces para limpiar los datos introducidos y entonces teclee el espesor correcto. Ver fotografía N° 6



Fotografía N° 4 . Ingresando valor del segundo pico

4.21 Presione la tecla [**ENTER**] para completar la Calibración Automatica. Seran ajustados automaticamente lo parámetros desplazamiento de cero y velocidad, y sera presentada en la pantalla la lectura de espesor correcta de cualquier eco dentro de la compuerta. Ver fotografia n° 7.



Fotografía N° 5.

5. RESTRICCIONES.

- 5.1. Las personas que intervengan en la labor deben firmar obligatoriamente el IPERC y ATS de acuerdo al Art. 88 y Art. 92 del DS055 – 2010EM.

6. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y RIESGOS.

Nivel IPER Residual	DESCRIPCIÓN
ALTO	Riesgo intolerable, requiere controles inmediatos. Si no se puede controlar PELIGRO se paraliza los trabajos operacionales en la labor.
MEDIO	Iniciar medidas para eliminar/reducir el riesgo. Evaluar si la acción se puede ejecutar de manera inmediata
BAJO	Este riesgo puede ser tolerable.

SEVERIDAD		MATRIZ DE EVALUACIÓN DE RIESGOS				
Catastrófico	1	1	2	4	7	11
Fatalidad	2	3	5	8	12	16
Permanente	3	6	9	13	17	20
Temporal	4	10	14	18	21	23
Menor	5	15	19	22	24	25
		A	B	C	D	E
		Común	Ha sucedido	Podría suceder	Raro que suceda	Prácticamente imposible que suceda
		FRECUENCIA				

ACTIVIDAD CRÍTICA	RIESGO	Evaluac. IPER	MEDIDAS DE CONTROL	IPER Residual
Manipulación de herramientas.	Caídas, golpes, cortes,	22	Uso EPP; concentración en la tarea	24
Manipulación de equipo	Caídas, golpes, daño al equipo	24	Uso EPP; concentración en la tarea;	25
Inspección de rodamientos y engranes	Golpes, rasmillones, cortes, atrapamientos,	18	Uso EPP; revisar presencia de elementos cortantes.	21
Estacionarse	Choque, obstaculizar	14	Conos, estacionarse en zona adecuada, distancia adecuada	24
Bloqueo y etiquetado	Equipo energizado, movimiento repentino	8	Candado y etiquetado	25

 SOUTHERN COPPER SOUTHERN PERU División Mantenimiento	PROSESA	Nº: PR-PREDIC-020	
	Procedimiento para Inspección de Tuberías	REV < 0 >	
		Fecha: 10-05-2012	

7. ANEXOS

CONTROL DE VERSIONES DEL PROCEDIMIENTO

FECHA	Rev. Nº	OBSERVACION	Realizado por
10-05-2012	REV.0	Creación, fue revisado y discutido por Jefe Predictivo, Superintendente de Ingeniería de mantenimiento e Ingeniero de Seguridad de la UEA Toquepala	Carlos Rubio / Juan Carlos Lozada

 SOUTHERN COPPER SOUTHERN PERU División Mantenimiento	PROSESA	Nº: PR-PREDIC-020	
	Procedimiento para Inspección de Tuberías	REV < 0 >	
		Fecha: 10-05-2012	

CONTROL DE DIFUSIÓN DEL PROCEDIMIENTO

El presente procedimiento se entregará en forma física a la supervisión.

Nombre y Apellidos	Reg.	Recibió Copia	Fecha	Firma
--------------------	------	------------------	-------	-------
