



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE QUÍMICA

**“PROPUESTA PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE
MEDICIÓN DE ESPESORES EN LÍNEAS Y EQUIPOS DE
LA SECCIÓN DE FRACCIONAMIENTO DE UNA
PLANTA F.C.C.”**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA QUÍMICA**

P R E S E N T A :

VANESSA TREJO JUÁREZ



MÉXICO, D.F.

2006



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO

PRESIDENTE	PROF. ALEJANDRO ÍÑIGUEZ HERNÁNDEZ
VOCAL	PROF. MODESTO JAVIER CRUZ GÓMEZ
SECRETARIO	PROF. BALDOMERO PÉREZ GABRIEL
1ER. SUPLENTE	PROF. GRACIELA GUADALUPE DÍAZ ARGOMRDO
2DO. SUPLENTE	PROF. ABRAHAM RODRIGO FLORES RAMOS

SITIO DONDE SE DESARROLLO EL TEMA:

LABORATORIO 212, EDIFICIO "E"
FACULTAD DE QUIMICA, UNAM

NOMBRE COMPLETO Y FIRMA DEL ASESOR DEL
TEMA:



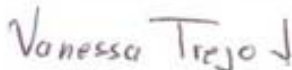
DR. M. JAVIER CRUZ GÓMEZ

NOMBRE COMPLETO Y FIRMA DEL SUPERVISOR
TÉCNICO



IQ. DANIEL SAAVEDRA CONTRERAS

NOMBRE COMPLETO Y FIRMA DE LA SUSTENTANTE:



VANESSA TREJO JUÁREZ

Dios

Por haberme iluminado a lo largo de mi vida, por hacerme fuerte ante las adversidades, por caminar siempre a mi lado, por haberme hecho aprender de mis errores y darme la libertad y el privilegio de ser dueño de mis actos, por permitirme realizar esta meta que tanto deseaba.

Gracias Dios mío por darme todo.

Madre:

Gracias mamá por todo lo que me has dado, por depositar tu confianza en mí porque con tu sabiduría me has llenado de tus cuidados, amor, apoyo y comprensión en el aspecto personal y profesionalmente.

Gracias porque a pesar de que tuviste que hacerte cargo de nosotros desde que éramos chiquitos supiste encausar mi camino y me enseñaste que cuando quieres algo tienes que luchar para conseguirlo.

Este logro no solo es mío sino tuyo también pues para ambos existieron una serie de esfuerzos y sacrificios que ahora se ven recompensados y para mí fue más fácil completar mi camino profesional con una mujer como tú a mi lado. Y recuerda que te quiero mucho mamá.

Padre:

Gracias papá porque a pesar que te fuiste al cielo desde que estaba chica me dejaste muchas enseñanzas y valores que una persona tan grande como tú debe de tener. Se que me tardé en terminar pero desde donde quiera que estés te digo padre "lo logramos" porque se que tú me ayudaste a alcanzar esta meta que es muy importante.

Trataré de ser mejor persona día a día para parecerme a ti pues realmente te admiro.

Te quiero mucho papá.

A mi hermano Saúl:

Gracias manito porque eres una persona muy importante en mi vida, porque me ayudaste a lograr esta meta siendo partícipe en todos y cada uno de mis días y ahora que he culminado mi formación profesional, comparto este logro contigo pues sin ti tal vez no hubiera podido realizarlo.

Gracias por hacerme sentir una persona importante. Gracias por hacerme sentir orgullosa de ser tu hermana.

A mi hermana:

Gracias Mary por el apoyo que me diste, por haberme dicho algo que me sacudió y me hizo sentir que si puedo, que realmente se pueden lograr las cosas que uno persigue.

Gracias por ser mi hermana.

Gracias Papi:

Porque cuando murió mi papá tú fuiste lo más cercano que tuve a esa figura paterna, gracias por todos tus consejos, enseñanzas, apoyo que me diste. Realmente me dolió tu partida pero sé que desde el cielo junto con mi papá tu me cuidas y me ayudas a salir adelante. Gracias por creer en mí y hacerme sentir alguien muy importante. Este logro también es tuyo, te quiero.

Gracias Mami:

Por todo tu cariño, porque eres una persona muy importante en mi vida, porque siempre has estado junto a mí, por tus consejos, por que te tengo mucha confianza y sé que tu también me la tienes, por ser una excelente persona, este logro también es tuyo mami. Te quiero mucho.

A mis tíos:

Gracias a mi tía Carmen, mi tío Toño, mi tío Luis por darme su apoyo, cariño y comprensión, por ser mis amigos y darme buenos consejos. Esta meta quiero compartirla con ustedes porque son una parte muy importante en mi vida. Los quiero mucho.

A mis amigos y compañeros:

Saben no escribo todos los nombres porque no quiero que se enojen si me llega a faltar alguno, en este momento que escribo estas líneas los tengo presentes a todos.

Gracias por haber hecho mi estancia durante este tiempo más grata y llevadera, además de que aprendí mucho de cada uno de ustedes y créanme no los olvidaré.

UNAM:

Con el respeto, cariño y gratitud gracias por darme la oportunidad de ser parte de su comunidad, por la formación como profesional que en sus aulas recibí dentro de la Universidad y que orgullosamente me comprometo a ser útil en mi patria.



	Página
Introducción	
Antecedentes	1
Problemática	2
Justificación	4
Objetivos	5
Capítulo I	
1.1 Generalidades	6
1.2 Sistemas de Seguridad	9
1.3 Corrosión	12
1.4 Mantenimiento	19
1.5 Medición de Espesores	21
Capítulo II	
2.1 Procedimientos Generales para la Medición de Espesores	37
2.2 Descripción del Proceso de la Planta Catalítica	54
2.3 Descripción del Proceso de la Torre Fraccionadora	56
2.4 Descripción del SIMECELE	60
2.5 Comparación entre el Sistema Anterior y el Sistema Implementado (SIMECELE)	68
2.6 Aplicación de la Implementación del SIMECELE en una sección de la Torre Fraccionadora de una Planta Catalítica	69
Capítulo III	
3.1 Resultados de Tubería	73
3.2 Análisis de Resultados	92
3.3 Conclusiones	93
3.4 Recomendaciones	94
Anexos	95
Apéndices	110
Bibliografía	112

A stylized grey mask with two large white circular eyes. The mask has a rounded top and a horizontal bar at the bottom. The word "INTRODUCCIÓN" is written in bold black capital letters across the center of the mask.

INTRODUCCIÓN



Antecedentes

En los últimos años se ha incrementado el énfasis en la seguridad de los procesos como un resultado de accidentes serios y numerosos. Esto se debe en parte a los diferentes sucesos en los que la industria química ha sido protagonista, ya que han ocurrido accidentes dramáticos que involucran la liberación de gases, explosiones, y accidentes ambientales.

La preocupación pública sobre los accidentes ha proporcionado la fuerza motriz para que la industria haya mejorado sus sistemas de seguridad. Los gobiernos locales y nacionales han tomado fuertes medidas en cuanto a la seguridad en la industria como un todo y en particular en la industria química.

La industria de procesos químicos es una de las más seguras dentro del sector de la manufactura, pero basta solo un accidente o desastre mayor para que se genere un daño irreparable a la reputación de una compañía y la posibilidad de que la industria entera se vea afectada.

Las plantas químicas son frecuentemente ruidosas, y muchos de sus efluentes causan incomodidad aún cuando estén por debajo de sus límites seguros.

Sustancias químicas peligrosas son transportadas en vehículos o contenedores visiblemente notorios y voluminosos, agregando a la imagen pública que la industria es peligrosa y perjudicial.

Por muchas razones la opinión pública asocia a la industria química con problemas ambientales y de seguridad y desafortunadamente, en ocasiones dicha imagen negativa es bien merecida.

En el futuro es de vital importancia para la industria química que la seguridad industrial tenga una alta prioridad en el diseño y operación de las instalaciones de procesos químicos.



Como bien se mencionó anteriormente, las industrias ya ponen un énfasis mayor en los aspectos de seguridad.

Una de las maneras de evitar accidentes es darle mantenimiento preventivo y predictivo a sus instalaciones pues desgraciadamente la mayoría de los accidentes que han ocurrido es debido al descuido o por no atender las necesidades requeridas del proceso.

Existen diversos métodos de darle mantenimiento a las instalaciones de la industria química dependiendo del proceso que se tenga, en lo que se refiere a las refinerías, se manejan altas cantidades de hidrocarburos y sustancias peligrosas que son transportadas a través de ductos y equipos que con el tiempo se adelgazan y si no se atiende a tiempo éstos materiales se romperían ocasionando graves accidentes.

Es importante darnos cuenta que la medición de espesores tiene mucho que ver con la seguridad de las industrias químicas ya que si se detecta oportunamente alguna fisura o fuga en algún equipo o tubería se podrá cambiar a tiempo la pieza, además de evitar que se realice un mantenimiento correctivo pues este sistema nos permite determinar el tiempo en que un tramo se va a cambiar y pedirlo con mucho tiempo de anticipación para que cuando llegue su fecha de retiro se tengan todas las piezas requeridas.

Problemática

Los fluidos que pasan a través de las tuberías de las refinerías poseen en su mayoría altas cantidades de sustancias abrasivas, se manejan condiciones de operación críticas en algunas áreas de la planta que con el tiempo corroen los materiales por los que pasan los fluidos. Aunque se han tomado precauciones para tratar de evitar que las tuberías y equipos se adelgacen rápidamente, es necesario tener un sistema de medición de espesores de tuberías y equipos,



para darnos una idea de cuando hay que realizar una siguiente medición o en su defecto cambiar la pieza.

En las refinerías, las personas encargadas de realizar la medición de espesores tienen muchas actividades además de ésta, por lo que el tiempo del que disponen no es suficiente.

Al salir a campo llevan consigo un diagrama en papel y se visualizan los equipos, líneas, niveles de calibración; el problema que se tiene que como hace calor luego se borran los datos.

Hay en ocasiones que 2 inspectores salen a medir una unidad de control, mientras uno mide y ve el dato en el medidor de espesores le dicta a su compañero el valor obtenido, muchas veces se comete error al dictar el valor porque existe ruido alrededor y no escucha bien el valor, o simplemente el valor no es anotado correctamente.

Cuando realizan las mediciones de espesores en campo no se fijan si el dato es correcto por no llevar consigo los datos anteriores, dándose cuenta de su error hasta que van al cuarto de control que es donde realizan los cálculos y la generación de reportes.

Al ir a realizar los cálculos, al copiar las mediciones obtenidas se puede tener error en no copiarlas correctamente.

El software que tiene el DMS2 (equipo con el que se hacen las mediciones de espesores en campo) no es compatible con los formatos de los registros de medición de espesores de la refinería por lo que los operarios:

La documentación no se tiene ordenada y por lo consiguiente no está al alcance de los diferentes departamentos que tengan que hacer uso de ella, la comunicación que existe entre los diferentes departamentos no es la adecuada



pues aunque se tiene un sistema de administración de la información, los datos que requiere el personal administrativo, el personal de operación de mantenimiento y el personal de compras difieren entre si por lo que falta crear canales de comunicación interdepartamental en el aspecto de crear formatos que satisfagan los requerimientos de cada área.

La generación de reportes es muy lenta porque se emplean alrededor de 5 horas en realizar los cálculos y reportes.

Al ir a campo, los valores que se registran en la medición de espesores no sean alterados.

Justificación

Con el Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos **SIMECELE** se busca que en todo momento se tenga una **respuesta preventiva y predictiva** por parte del departamento de mantenimiento de la empresa, en este contexto las actividades de mantenimiento se realizarían de manera programada, se harían las requisiciones de refacciones oportunas, y todo esto desarrollado bajo un ritmo de trabajo normal. En otras palabras, se pretende evitar las **respuestas correctivas**, en donde al ser necesaria la atención urgente de la falla en el equipo, muchas veces se recurre al uso de refacciones hechas por falta de una buena planeación, y por ende se incurre frecuentemente en errores por realizar los trabajos bajo presión.

El SIMICELE nos da ciertas herramientas para minimizar o eliminar con los problemas planteados anteriormente como son:

- Nos propone tener una tablet tipo mini computadora que nos ayuda a minimizar:



- ❖ Tener los diagramas en archivo electrónico y visualizarlos durante las mediciones en campo.
 - ❖ Tener los históricos de los datos anteriores para saber como ha cambiado el espesor.
 - ❖ El valor medido será almacenado directamente en la base de datos.
 - ❖ Al registrarse un valor en la tablet, éste no podrá ser alterado, sólo se podrá tener la alternativa de que si ese valor se dispara mucho con el de la medición anterior podrá ser sustituido por el valor de otra medición.
-
- Los cálculos y la generación de reportes se realizará de manera rápida e inmediatamente después de que se haya terminado de realizar la medición de espesores en esa unidad de control.
 - Tener la documentación ordenada y al alcance del personal que la requiera.

Objetivo

Evaluar las ventajas que tiene el SIMECELE con respecto al sistema actual para implementar el Sistema de Medición de Espesores por medio de un ejemplo.



CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO



1.1 Generalidades

Las industrias químicas fabrican una nutrida gama de artículos para el hogar como son: fertilizantes, productos farmacéuticos, etc. que presentan un valor inigualable para el hombre.

Se ha tenido que pagar un alto precio para tener estos productos pues aunque el ser humano ya tiene tiempo trabajando con sustancias peligrosas también se han generado muchos accidentes como los que a continuación se mencionan:

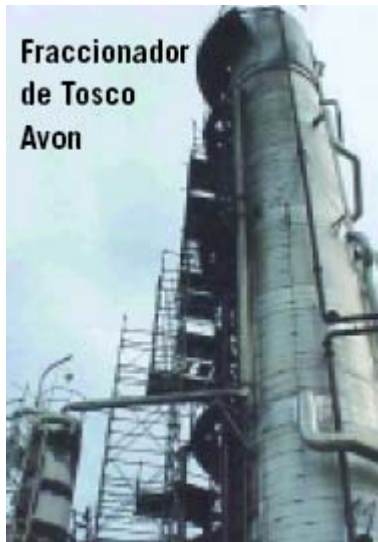
- ⁽¹⁾ En una compañía petrolera se dejó de utilizar una sección de la planta. Debido a su descuido no se drenó el material de proceso del interior de una de ellas y durante 18 años se dejó en el interior de ellas una mezcla de fluoruro de hidrógeno y benceno. Durante este tiempo las paredes de tubería se fueron corroyendo y haciéndose más delgadas (disminuyendo su espesor) hasta que estalló. Diez operadores tuvieron que ser hospitalizados debido a los efectos causados por este gas.

- ⁽¹⁾ En un tanque que contenía ácido sulfúrico ocurrió una explosión. Como no había sido prevista la posibilidad de una explosión, la soldadura del techo/pared era más fuerte de lo normal y el tanque reventó por la soldadura de la base/pared. Éste se elevó en el aire 15 metros atravesando el techo del edificio y cayendo en un terreno vacío cercano, muy próximo a otros tanques.

Una ligera corrosión en el tanque produjo algo de hidrógeno, el tanque estaba previsto de una tubería de rebote hasta el suelo, pero no de uno de venteo. Por ese motivo el hidrógeno no pudo escapar y se fue acumulando bajo el techo. El hidrógeno se encendió por una soldadora que trabajaba cerca.



- ⁽²⁾ El 23 de febrero de 1999 en la refinería de Avon de Tosco Corporation en Martínez, California, unos hombres se encontraban en el proceso de cambiar una tubería corroída en uno de los fraccionadores de una torre de destilación de de 150 pies de altura diseñada para calentar y separar componentes del petróleo crudo.



**Fraccionador
de Tosco
Avon**

Debido a que el proyecto estaba clasificado como un mantenimiento de rutina de bajo riesgo, no se tomaron precauciones especiales.

El fraccionador continuó operando con grandes volúmenes de vapor y líquido inflamable fluyendo dentro de la torre y sus tuberías, la temperatura de superficies del equipo estaba por encima de los 500°F (260°C).

En las primeras horas de la mañana, trabajadores bajo la supervisión de un supervisor de mantenimiento habían retirado una sección de tubería al servicio de nafta a 112 pies de altura de la torre, (aproximadamente 35 metros), cerca de una tubería donde se unía al fraccionador, pero las cosas no salieron de acuerdo a los planes, cuando se realizó un segundo corte a 26 pies debajo del primero comenzó un escape de nafta de petróleo, inmediatamente los trabajadores tuvieron que volver a sellar la tubería.

Luego de un rato los trabajadores subieron de 40 a 100 pies (12.2m-30.5m) a través de andamios a lo largo de la torre intentando drenar el sistema en servicio de tubería de nafta abriendo una junta bridada en la tubería a 36 metros de altura y dirigiendo el combustible que se fugaba a un camión de vacío por medio de láminas plásticas improvisadas y una cubeta.

La operación continuó sin problemas aparentes por 30 minutos cuando repentinamente salió expulsada una gran cantidad de nafta de la parte de arriba de la tubería abierta, impulsada por la presión del vapor del



fraccionador en funcionamiento, la cual roció a los trabajadores, los 5 hombres que se encontraban arriba en el andamio tuvieron pocas oportunidades de rutas de escape, ya que la superficie caliente del fraccionador encendió la nafta, envolviéndolos en llamas.

A pesar de que los equipos de respuesta a emergencias llegaron rápidamente, nadie pudo aproximarse a las víctimas durante 20 minutos debido al incendio; un hombre falleció en el lugar, 3 murieron en el hospital y otro, que se había lanzado del andamio para escapar de las llamas sobrevivió con lesiones críticas.

Causas del accidente:

El 10 de febrero (2 semanas antes del accidente), los trabajadores ubicaron una fuga diminuta en la tubería de servicio de nafta a 112 pies de altura (34.15m aprox.) y cerraron una serie de válvulas en un esfuerzo por eliminarla, pero las fugas fueron recurrentes, en los siguientes días fallaron varios intentos para detener por completo el flujo de nafta, las válvulas de cierre funcionaban mal en repetidas ocasiones y se descubrió que las válvulas de drenaje estaban tapadas y no podían utilizarse más ni repararse.

Se ordenó la realización de inspecciones por ultrasonido y rayos X, éstas revelaron que tanto las tuberías como las válvulas estaban severamente corroídas y necesitaban cambiarse. A pesar que el operador de la unidad pidió que se parara el proceso antes de empezar a reemplazar la tubería dañada, un supervisor de mantenimiento decidió realizar la maniobra con el fraccionador en operación.

La tragedia pudo haberse evitado si hubieran existido mejores procedimientos para abrir los equipos de proceso, controlar las fuentes de energía peligrosa, gerenciar los cambios al proceso y aislar las tuberías antes de efectuarles mantenimiento.

Muchos de los accidentes que ocurren en la industria química podrían ser prevenidos con una adecuada inspección y mantenimiento en los circuitos de tuberías en general, así como en equipos cilíndricos horizontales, verticales y



esféricos, filtros, reactores, torres, acumuladores, tanques de almacenamiento, cambiadores de calor, etc., ya que se detectarían oportunamente desgaste en los materiales, puntos por donde se pueden degollar o romper y originar fugas de sustancias químicas tóxicas, corrosivas y/o inflamables.

Hay que darnos cuenta de que el hombre maneja hoy sustancias increíblemente peligrosas, por lo cual tiene una responsabilidad suprema de prevenir accidentes, hay que entender que la vida de las personas vale más que cualquier otra cosa.

1.2 Sistemas de Seguridad

Para evitar accidentes hay que renovarse de manera constante y cumplir con las exigencias nacionales e internacionales en materia de seguridad, ecología, producción, exportación.

⁽³⁾ En enero de este año se publicó la norma mexicana NOM-028-STPS-2004 cuya finalidad es “establecer los elementos para organizar la seguridad en los procesos que manejen sustancias químicas, a fin de prevenir accidentes mayores y proteger de daños a los trabajadores e instalaciones de los centros de trabajo”.

Esta norma trata los siguientes aspectos:

- Sistemas para el manejo de información.
- Análisis de riesgo.
- Administración de riesgos.
- Investigación de accidentes mayores.
- Trabajos peligrosos.
- Integridad mecánica.
- Administración de cambios.
- Contratistas.



- Capacitación y adiestramiento.
- Auditorias internas.

Nuestro **Sistema Informático de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE)** se apoya en los aspectos de sistemas para el manejo de información y el de integridad mecánica.

En lo que se refiere a los **sistemas para el manejo de la información** la norma dice que se tiene que tener como mínimo: Registros de los programas, procedimientos, reportes y autorizaciones; procedimientos de seguridad para el mantenimiento, arranque, operación normal, paros de emergencia y reparaciones del equipo crítico así como para trabajos peligrosos; límites de funcionamiento aceptables y/o límites seguros de operación de los equipos críticos; diagramas de flujo de los procesos críticos; diagramas de tubería e instrumentación y difundir el sistema de manejo de la información a los trabajadores involucrados en el sistema.

Lo que pretende el SIMECELE es crear un software que al ir generando la información, ésta se concentre de manera organizada y que esté al alcance del personal involucrado clasificándola según sus necesidades.

⁽⁴⁾ Si se tiene una buena comunicación en el centro de trabajo, las actividades que se realicen dentro de él serán desempeñadas de una forma adecuada pues se tendrá la información necesaria para realizar las tareas satisfactoriamente.

Es importante generar una buena comunicación que, en este caso, se realiza de una manera escrita para tener al alcance todos los procedimientos, reportes, documentación que se requiera.



El punto de **integridad mecánica** nos establece que debemos de cumplir al menos con:

- Lista vigente de equipo crítico del centro de trabajo,+.
- Programa de mantenimiento preventivo que incluye todo el equipo crítico relacionado con el proceso.
- Procedimientos que aseguren que los materiales y refacciones que se usen en los equipos críticos cumplan con las especificaciones requeridas en el proceso.
- Programa de revisión y prueba de los equipos críticos y dispositivos de seguridad.
- Mantener actualizado un registro con el tipo y fecha de los mantenimientos que se realiza a cada equipo crítico relacionado con el proceso.
- Mantener actualizados los registros de las revisiones y las pruebas que se realizan a los equipos críticos relacionados con el proceso.
- La documentación que se genere se deberá de conservar por un periodo mínimo de 5 años.

Nosotros nos proponemos que las mediciones que se realicen en campo sean confiables y no se puedan modificar para que así tengamos datos reales de los espesores que se tienen en las tuberías y equipos.

Se pretende que el mantenimiento que se le de a los equipos críticos y líneas sea preventivo y predictivo, además de que las refacciones que se les cambien sean las que el proceso requiera evitando poner material de mala calidad o fuera de especificación.

Las personas encargadas de darle mantenimiento a los equipos y líneas ya tengan las fechas en las que va a realizar dichas tareas.



1.3 Corrosión

Uno de los fenómenos naturales en los que hay que poner atención y causante de muchísimos accidentes es la **corrosión**.

El hombre desde que empezó a utilizar instrumentos de metal se enfrentó al fenómeno de la corrosión y, aunque con el avance de los conocimientos ha podido defenderse mejor de ella, es un problema permanente.

Desgraciadamente los metales tienden a volver a su estado primitivo ya que si los analizamos desde un punto de vista termodinámico-electroquímico vemos que son inestables y tienden a un estado de menor energía y así conseguir su equilibrio, originando así el fenómeno de la corrosión.

La disminución de la vida útil de los materiales por acción de contaminantes en el ambiente y, a su vez, la contaminación de productos y del medio circundante debido a la corrosión de los materiales en contacto con ellos, son problemas alarmantes que no pueden ser dejados de lado, por ello, los países industrializados invierten enormes sumas en la investigación y aplicación de métodos para prevenir la corrosión.

1.3.1 Definición de Corrosión ^{(5), (6) y (7)}

Interacción de un metal con el medio que lo rodea llevándose a cabo una reacción química o electroquímica produciendo un deterioro total o parcial en sus propiedades físicas como químicas, ocasionando que los metales regresen a su estado original.

El término corrosión se aplica a la acción gradual de agentes naturales, como el aire, el agua salada o medios radioactivos sobre los metales.



1.3.2 Daños causados por la corrosión ^{(5), (6) y (7)}

Los daños causados por un problema de corrosión pueden ser muy amplios entre los que destacan:

- Efectos indeseables en equipos, tuberías y maquinarias
- inversiones en mantenimiento
- Paro de proceso
- Daños al ambiente

1.3.3 Tipos de Corrosión

Algunas formas de corrosión son las siguientes: ^{(5), (6) y (7)}

Corrosión uniforme: Es donde la corrosión química o electroquímica actúa uniformemente sobre toda la superficie del metal, se caracteriza por el adelgazamiento progresivo y uniforme del componente metálico, su penetración media es igual en todos los puntos.

Corrosión galvánica: Ocurre cuando metales diferentes se encuentran en contacto, éstos metales poseen potenciales eléctricos diferentes y sirve como fuerza directriz para el paso de la corriente eléctrica pues un metal funge como ánodo y otro como cátodo a través del agente corrosivo, de tal forma, que el flujo de corriente corroe uno de los metales del par formado.

El metal que se corroe recibe el nombre de metal activo mientras que el que no sufre daño se le denomina metal más noble.

Corrosión por picado: Aquí se producen hoyos o agujeros por agentes químicos. El ataque se localiza en puntos aislados de superficies metálicas pasivas propagándose al interior del metal y en ocasiones formando túneles microscópicos. En la práctica puede presentarse como perforación de cañerías o tanques.



Corrosión intergranular: Es la que se encuentra localizada en los límites de grano como una franja estrecha de ataque que se propaga a lo largo de los límites de grano, esto origina pérdidas en la resistencia que desintegran los bordes de los granos. Este ataque se extiende hasta inutilizar el material afectado.

Corrosión fisurante: Conocida también como corrosión bajo tensión. Puede presentarse cuando un metal está sometido simultáneamente a la acción de un medio corrosivo y a tensiones mecánicas de tracción. Se forman fisuras que pueden ser transgranulares o intergranulares y que se propagan hacia el interior del metal, hasta que las tensiones se relajan o el metal se fractura.

La corrosión por picaduras, intergranular y la fisurante son las formas más peligrosas de la corrosión debido a que la cantidad de material afectado no guarda relación con la magnitud de los inconvenientes que pueda causar.

Espesores de óxido: Consiste en que al exponerse una superficie metálica limpia a la acción del oxígeno, el metal comienza a reaccionar con éste y formarán óxidos.

Capas gruesas: El metal y el oxígeno comenzarán a reaccionar formando óxidos que, si no son volátiles, se acumularán sobre la superficie metálica al igual que con las películas delgadas.

Si la película es porosa permite el libre acceso del oxígeno hasta el metal, el ataque continuará constantemente hasta consumir el metal o agotar el oxígeno.

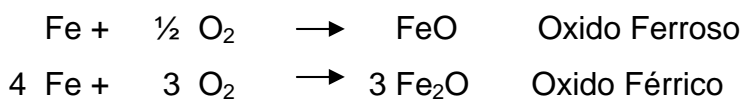
Corrosión de Suelos: Químicamente son los procesos de degradación que son observados en estructuras enterradas. La intensidad dependerá de varios factores tales como el contenido de humedad, composición química, pH del suelo, etc. En la práctica suele utilizarse comúnmente el valor de la resistividad eléctrica del suelo como índice de su agresividad; por ejemplo, un terreno muy



agresivo, caracterizado por presencia de iones tales como cloruros, tendrá resistividades bajas, por la alta facilidad de transportación iónica.

Corrosión Química: Son aquellos casos en que el metal reacciona con un medio no iónico.

Químicamente el fenómeno de la corrosión se produce cuando el oxígeno o la humedad reaccionan con el metal para producir diferentes óxidos, por ejemplo en el acero tenemos que:



En las industrias petroquímicas se manejan fluidos que tienen un poder agresivo que dañan las tuberías, aunado a las altas temperaturas que se manejan por lo que se presenta una reacción química entre la tubería y el fluido ocasionando que el metal se corroa.

Corrosión atmosférica: Es una de las más importantes ya que la mayoría de los metales que se utilizan en todos los ámbitos están en contacto directo con la atmósfera y esto origina la degradación de los metales perdiendo sus propiedades físicas, mecánicas y químicas.

Entre los factores que influyen en este tipo de corrosión están:

- La humedad relativa del aire.
- El numero de días en que haya precipitaciones acuosas.
- La posibilidad de formar una capa de electrolito sobre el metal.
- La condensación de la humedad por cambios de temperatura (temperatura de rocío).
- Contaminación del aire (aumenta o disminuye la velocidad del proceso de corrosión).



Corrosión Electroquímica: Es un proceso espontáneo que denota la existencia de una zona anódica, una zona catódica y un electrolito, siendo imprescindible la presencia de estos tres elementos para que este tipo de corrosión pueda existir (se requiere asimismo de contacto eléctrico entre la zona anódica y la catódica).

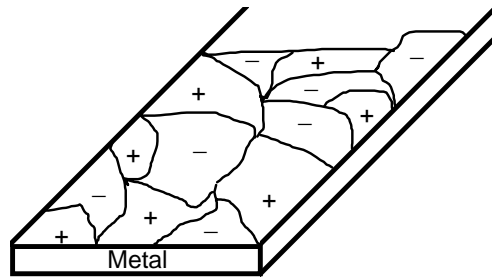
1.3.4 Protección Contra la Corrosión ^{(5), (6) y (7)}

Dentro de las medidas utilizadas industrialmente para combatir la corrosión están las siguientes:

- Uso de materiales de gran pureza.
- Presencia de elementos de adición en aleaciones, ejemplo aceros inoxidable.
- Tratamientos térmicos especiales para homogeneizar soluciones sólidas, como el alivio de tensiones.
- Inhibidores que se adicionan a soluciones corrosivas para disminuir sus efectos, ejemplo los anticongelantes usados en radiadores de los automóviles.
- Recubrimiento superficial: Pinturas, capas de óxido, recubrimientos metálicos.
- Protección catódica.

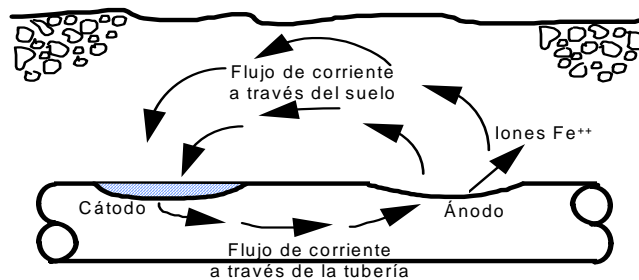
1.3.5 Corrosión en Tuberías ⁽⁷⁾

Tuberías de Acero: Una tubería de acero vista al microscopio presenta una configuración similar a la figura de abajo “granulada”. Cada uno de estos “granos” de acuerdo al proceso de fabricación y calidad del material, se comportan como un electrodo con una tendencia anódica o catódica específica.

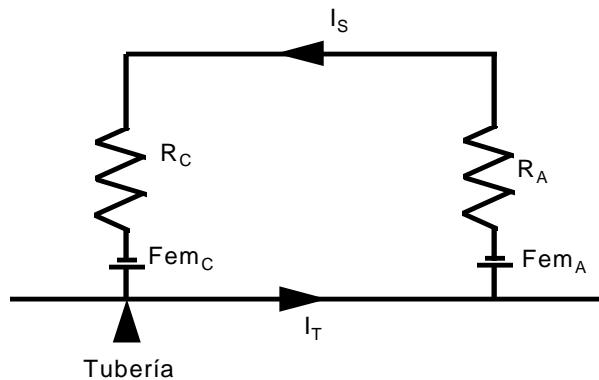


Vista ampliada de una superficie metálica.

Para que se conforme una pila o se cierre el circuito entre estos polos, es necesario un cable o medio electrolítico que transporte los electrones. Ver figura.



La zona con tendencia anódica cede electrones y la zona de tendencia catódica los recibe. El equivalente eléctrico de este circuito o celda de corrosión lo observamos en la siguiente figura.



En la interfase entre el metal y el fluido existe una fuerza electromotriz (FEM), también llamado potencial de referencia. Cuando la corriente fluye, la fuerza electromotriz cambia de tal manera que las proximidades entre el metal y el fluido pueden ser representadas por una resistencia en serie con una fuente de FEM.



Estos dos circuitos juntos representan una celda de corrosión en la que la Fem es el potencial del cátodo, R_C la resistencia del cátodo, Fem_A es el potencial del ánodo, R_A es la resistencia del ánodo y finalmente I es la corriente a través del circuito.

1.3.5.1 Protección Contra la Corrosión en Tuberías ⁽⁷⁾

Todo material metálico sin la debida protección y en un medio que propicie el intercambio de electrones es susceptible a corroerse.

Existen cuatro métodos comúnmente utilizados para controlar la corrosión en tuberías, estos son recubrimientos protectores y revestimientos, protección catódica, selección de materiales e inhibidores de corrosión.

Recubrimientos y revestimientos: Estas son las principales herramientas contra la corrosión, a menudo son aplicados en conjunción con sistemas de protección catódica para optimizar el costo de la protección de tuberías.

Protección Catódica: Es una tecnología que utiliza corriente eléctrica directa para contrarrestar la normal corrosión externa del metal del que esta constituido la tubería. La protección catódica es utilizada en los casos donde toda la tubería o parte de ella se encuentra enterrada o sumergida bajo el agua. En tuberías nuevas, la protección catódica ayuda a prevenir la corrosión desde el principio; en tuberías con un período de operación considerable puede ayudar a detener el proceso de corrosión existente y evitar un deterioro mayor.

Selección de Materiales: Se refiere a la selección y empleo de materiales resistentes a la corrosión, tales como: acero inoxidable, plásticos y aleaciones especiales que alarguen la vida útil de una estructura, sin embargo, en la selección de materiales resistentes a la corrosión el criterio fundamental no es, en esencia, la protección de una estructura, sino la protección o conservación del medio donde esta existe.



Inhibidores de Corrosión: Son sustancias que aplicadas a un medio particular reducen el ataque del ambiente sobre el material, ya sea metal o acero de refuerzo en concreto. Los inhibidores de corrosión extienden la vida de las tuberías previniendo fallas y evitando escapes involuntarios.

1.4 Mantenimiento ⁽⁸⁾ y ⁽⁹⁾

Para que una industria funcione adecuadamente hay que darle mantenimiento a sus instalaciones para tratar de prevenir accidentes.

Conforme pasa el tiempo las personas que trabajan en las se dieron cuenta que si se tiene un buen sistema de mantenimiento, éste se va a ver reflejado en la producción y de esa manera se obtendrá un capital mayor, además va involucrada la seguridad de la planta y por consiguiente el del personal.

La importancia del mantenimiento radica en que permite tener las máquinas, equipos e instalaciones de cualquier planta industrial operando de una manera eficiente y segura. Esto se logra mediante una planeación programada que permita desarrollar estrategias para hacer frente a las diversas situaciones que puedan surgir en el desarrollo de las actividades cotidianas; así como del personal capacitado y colaborar en esta tarea.

El mantenimiento a equipo mecánico y eléctrico tiene gran relevancia, debido a que son los medios de transporte o el elemento básico para que se efectúe cualquier proceso industrial; de igual manera, los servicios auxiliares como son: vapor, agua, aire comprimido, etc., son proporcionados por unidades diseñadas para dar esta función y como consecuencia deben ser incluidos en los planes de mantenimiento.



1.4.1 Definición de Mantenimiento

- Son todos los trabajos desarrollados con el propósito de conservar en condiciones de trabajo una máquina o un equipo.
- Es el trabajo de rutina que se requiere para conservar en servicio una máquina, un equipo, una instalación o un edificio.

1.4.2 Sistemas de Mantenimiento

Nombre	Descripción Breve	Ejemplos
Emergencia	Trabajos urgentes y costosos que se llevan a cabo en equipo de producción crítica	Ruptura de una tubería de proceso
Correctivo	Ajuste de fallas a medida que se presentan.	Cambio de niplería
Preventivo	Conjunto de trabajos encaminados a evitar paros probables en máquinas y equipos.	Medición de espesores periódicamente
Predictivo	Es detectar fallas por revelación antes de que sucedan, sin perjuicio en la producción, usando instrumentos de diagnóstico y pruebas no destructivas	Vibración excesiva
Por etapas	Aplica el mantenimiento al equipo subdividiéndolo en máquinas, secciones, mecanismos y partes	Reparar mecanismos
Periódico	Dar mantenimiento en forma integral después de cada etapa determinada de trabajo	Medición de espesores cada determinado tiempo
De reparaciones mayores	Trabajos de mantenimiento que consumen grandes cantidades de mano de obra materiales, tiempo y dinero	Rehabilitación general de maquinaria Paro de planta
Sintomático	Trabajos basados en los síntomas registrados durante la operación	Ruidos extraños
Continuo	Proporcionar en forma permanente el servicio para garantizar el trabajo de una máquina o equipo	Mantenimiento a bombas
Mixto	Aplicación combinada de correctivo y preventivo	Ajustar tensión de bandas



1.4.3 Programas de Inspección

- Fallas mecánicas por desgaste, corrosión, abrasión, golpes y vibraciones mecánicas.
- Fallas por acumulación en filtros, separadores en drenes manuales o automáticos.
- Fallas por fugas como gases, diesel, petróleo, sistemas hidráulicos, sistemas neumáticos, tuberías, válvulas y conexiones.
- Fallas por variaciones de niveles en depósitos o en tanques de almacenamiento.
- Fallas por regulación tales como voltajes, presión, tensión mecánica, temperatura, velocidades, holguras y amperaje.

1.5 Medición de Espesores ^{(7), (10) y (11)}

Se tiene que realizar una medición de espesores porque los fluidos que son transportados a través de equipos y tuberías al cabo del tiempo van desgastando las paredes, provocando que los espesores se adelgacen hasta romperse y puedan originarse accidentes graves. Otro problema que ocasiona es que se detiene la producción por falta de diferentes servicios.

Un sistema de medición de espesores es una actividad en la cual se mide el espesor de una tubería, equipo, etc., para verificar su espesor.

Se podría definir a la **Medición Preventiva de Espesores** como el trabajo de medición sistemática de espesores en pared de tuberías y equipos evitando deformaciones, fugas o fisuras y explosión.



(12) La medición preventiva de espesores es aplicada a cualquier equipo o línea y la información que proporcione será de utilidad para conocer el estado en que se encuentra hasta el momento. Una serie de mediciones realizadas en una pieza dada al ser comparadas adecuadamente con las obtenidas en fechas diferentes proporcionan información sobre el comportamiento de la pieza en el ambiente y condiciones en que presta servicio.

1.5.1 Formas que se Usan para Disminuir la Velocidad de Desgaste de Equipos y Tuberías.

El hombre ha tomado sus precauciones para disminuir la velocidad de desgaste de las paredes de los equipos y tuberías pero aún no se ha encontrado el material que pueda resolver completamente este problema que sin duda alguna afecta la economía de las empresas.

En las refinerías se ha tratado de disminuir este problema viendo cuales son los lugares donde la corrosión es mayor y buscando alternativas para disminuirlos.

A continuación se mencionarán algunas de ellas.



Corrosión Alta	Causas	Formas de Disminuir la Corrosión
Domos de las Torres Fraccionadoras/ Destiladoras.	Por causa del H ₂ S, HCl o sustancias corrosivas y/o abrasivas que van a los domos.	Colocan materiales de mayor resistencia a la corrosión. Inyección de inhibidores.
En codos de tuberías.	Cuando hay cambio de dirección.	Aumentan la cédula del material.
En puntos donde se agrega un reactivo o catalizador al proceso.	Cuando se le inyecta cualquier sustancia al proceso.	Agregan inhibidores.
Tanques de almacenamiento.	Cuando hay una interfase HC-Agua o HC-Aire.	Colocan materiales de mayor resistencia a la corrosión.
Procesos de desalación.	Exceso de sales en el crudo.	Utilizan materiales de mayor resistencia a la corrosión (Aleaciones).
Proceso de desulfuración.	H ₂ S del proceso.	Introducen un material para que cuando entre en contacto el fluido sea con el material que se metió y no con las paredes del equipo (protección catódica).

Estas formas de disminuir la corrosión lo único que hacen es reducir la velocidad de desgaste de tuberías y equipos, pero sin duda es un método para minimizar el cambio de materiales.



1.5.2 Métodos para Inspección de Espesores ^{(10), (11) y (13)}

Existen diferentes métodos para la medición de espesores en equipos y tuberías, se prefiere realizar la inspección de una manera en la que la pieza a inspeccionar no se altere por lo que es recomendable realizar pruebas no destructivas, entre las más usadas están las siguientes:

A. Inspección Visual

Es la más usada debido a su facilidad de aplicación, hay que tener en cuenta su accesibilidad, iluminación y ángulos de visión.

Equipo Requerido.	Lente de aumento. Plantilla para medir. Regla de bolsillo. Normas de buena ejecución.
Revisar.	Defectos superficiales; grietas, porosidad, cráteres sin llenar.
Ventajas.	Costos reducidos, puede aplicarse mientras se realiza el trabajo, permite la corrección de los defectos, señala procedimientos erróneos.
Desventajas.	Puede aplicarse únicamente a los defectos superficiales No provee registro permanente.



B. Radiográfico

La prueba radiológica utiliza radiación de alta energía capaz de penetrar en los materiales sólidos, la condición interna de éstos materiales es registrada en una película radiográfica o pantalla fluorescente. Esta prueba es factible de ser utilizada en una amplia variedad de materiales y formas para detectar discontinuidades en la superficie o en el interior.

Equipo Requerido.	Unidades comerciales para rayos x o gama, para exámenes de soldadura y de piezas fundidas o forjadas. Películas e instalaciones para su procesamiento. Equipos para la inspección fluoroscópica.
Revisar.	Defectos internos macroscópicos, grietas, porosidad, sopladuras, inclusiones no metálicas.
Ventajas.	El empleo de películas permite la obtención de un documento permanente. Puede observarse en la pantalla fluoroscópico la inspección interna a costo reducido.
Desventajas.	Requiere habilidad en la medición de ángulos de exposición y la interpretación de los resultados. Requiere medidas de seguridad radiológicas. En general no resulta aceptable para la inspección de soldadura en ángulo interior.



C. Partículas Magnéticas

El magnetismo de la materia resulta de los movimientos de los electrones alrededor del núcleo. Cada electrón a causa de su movimiento genera un minúsculo campo magnético, entre el movimiento de todos los electrones se genera un campo magnético mas o menos intenso y perceptible para la materia.

Equipo Requerido	Equipo especial para ensayos. Polvos secos magnéticos en forma seca o húmeda.
Revisar	Excelente para reconocer las discontinuidades de la superficie.
Ventajas	Es de inspección más fácil que la radiográfica. Costos relativamente bajos.
Desventajas	Puede emplearse únicamente con materiales ferro magnéticos. Se requiere habilidad para descubrir e interpretar los defectos o las configuraciones no significativas. De empleo difícil sobre las superficies ásperas. Las piezas deben de desmagnetizarse.

D. Líquidos Penetrantes

Permite la detección de discontinuidades superficiales en materiales ferrosos y no ferrosos.

Los líquidos penetrantes tienen la propiedad de filtrarse a través de las discontinuidades que tienen los materiales basándose en la acción capilar, la que origina que el líquido ascienda o descienda a través de 2 paredes cercanas, también se basa en el principio de cohesión, viscosidad, adherencia y tensión superficial.



Equipo Requerido.	Equipos comerciales que contienen penetrantes.
Revisar.	Grietas en las superficies no visibles a simple vista. Excelente para hallar fugas en las hendiduras.
Ventajas.	Aplicable a todo tipo de materiales. Económico. De empleo fácil. Prueba rápida.
Desventajas.	Puede descubrirse con los defectos superficiales. No puede emplearse eficazmente con piezas calientes.

En la siguiente sección se revisará con más detalle el método ultrasónico pues es el que mas se ocupa en la medición de espesores, además de que es el que se va a emplear para la implementación del sistema de medición de espesores que se está desarrollando.

1.5.2.1 Generalidades del Ultrasonido ^{(10, (11) y (13)}

Mediante el ultrasonido y los procedimientos recomendados por ASME (American Society of Mechanical Engineers) y API (American Petroleum Institute) se puede determinar los espesores de las partes de equipos expuestos a corrosión, abrasión o desgaste pues se emplea energía vibracional mecánica de alta frecuencia para revelar y localizar discontinuidades en los materiales.

1.5.2.2 Fundamentos de Ultrasonido ^{(10, (11) y (13)}

La medición por ultrasonido consiste en una vibración mecánica con un rango mayor al audible por el oído humano que se transmite a través de un medio físico y es orientado, registrado y medido en Hertz con ayuda de un aparato creado para este fin.



1.5.2.3 Parámetros a Controlar en un Sistema Ultrasónico ^{(10, (11), (13) y (14)}

- Sensibilidad. Es la capacidad de un transductor para detectar discontinuidades pequeñas.

$$\alpha = \frac{\lambda}{2}$$

- Resolución. Es la capacidad para separar dos señales cercanas en tiempo o profundidad.
- Frecuencia central. Los transductores deben utilizar en su rango de frecuencia especificado para obtener una aplicación óptima.
- Atenuación del haz. Es la pérdida de energía de una onda ultrasónica al desplazarse a través de un material. Las causas principales son la dispersión y la absorción.

1.5.2.4 Medición de Espesores por el Método Ultrasónico ^{(10, (11), (13) y (14)}

Una pulsación eléctrica es generada por un instrumento de prueba (equipo de ultrasonido) y transmitida al cristal del transductor, que convierte la pulsación eléctrica en oscilaciones o vibraciones mecánicas por medio del efecto piezo eléctrico inverso.

Estas vibraciones de bajo grado de energía se transmiten a través de un líquido de acoplamiento dentro de la pieza que se prueba, en donde la energía ultrasónica puede ser atenuada, reflejada o entrar en resonancia para indicar la presencia de discontinuidades.

La energía de sonido reflejada en el material, es reconvertida en energía eléctrica mediante el cristal del transductor y se retorna al instrumento de prueba por el efecto piezo eléctrico directo, en donde se amplifica. La energía recibida se exhibe comúnmente en un tubo de rayos catódicos (pantalla) en forma de picos o pulsos.

El principio de medidor de espesores se basa en el resultado matemático de la multiplicación entre el tiempo que tarda un pulso ultrasónico en viajar a través de una pieza de prueba y la velocidad acústica del material. Cuando se quiera



realizar alguna inspección hay que verificar que la velocidad acústica con la que el equipo fue calibrado sea la misma que la del material que se va a inspeccionar, esto con el fin de minimizar posibles errores.

1.5.2.5 Efectos de la Temperatura ^{(10, (11), (13) y (14)}

Las variaciones en la temperatura producirán cambios en la velocidad acústica del material y en la línea de retardo del transductor, esto traerá errores durante la inspección. Para minimizar este tipo de errores, la calibración deberá realizarse en el mismo lugar de inspección y con bloques que tengan la misma temperatura de la pieza que se va a inspeccionar.

1.5.2.6 Partes Importantes de un Equipo Ultrasonico para la Medición de Espesores ^{(10, (11), (13) y (14)}

A. Transductores

Es el medio por el cual la energía eléctrica se convierte en energía mecánica (ondas sonoras) o viceversa. Opera debido al efecto piezoeléctrico, el cual consiste en que ciertos cristales cuando se tensionan, se polarizan eléctricamente y generan voltaje eléctrico entre las superficies opuestas. Esto es reversible en el sentido de que al aplicar un voltaje a través de las caras de un cristal, se produce una deformación del mismo. Este efecto microscópico se origina por las propiedades de simetría de algunos cristales.



B. Características De Los Materiales Usados Como Transductores En Los Palpadores ^{(10, (11), (13) y (14)}

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	Frágil
Metaniobato de bario	Buena	Mediana	Optima	Optima	Buena
Zirconato titanato de plomo	Buena	Mediana	Optima	Mediana	Buena

C. Elección del transductor ^{(10, (11), (13) y (14)}

Clase de cristal: Con la elección de cada clase de cristal se puede variar el poder resolutivo y la sensibilidad de los transductores.

Diámetro del cristal: Entre mayor sea el diámetro del cristal se obtiene una mayor profundidad de penetración, asimismo una mayor longitud en un campo cercano y una menor divergencia.

Frecuencia: Con la elección de una mayor frecuencia se obtiene mayor posibilidad para la identificación de discontinuidades pequeñas, mayor longitud de campo cercano, mayor poder resolutivo, menor profundidad de penetración y mínima divergencia.



D. Materiales Piezoeléctricos ^{(10, (11), (13) y (14)}

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. Desafortunadamente, sufre interferencias en el modo de conversión y es el menos eficiente de los generadores de energía acústica. Requiere alto voltaje para su manejo a bajas frecuencias. Se debe emplear a temperaturas menores de 550 °C, pues por arriba de ésta pierde sus propiedades piezoeléctricas.

Sulfato de litio: Este material se considera como uno de los receptores más eficientes. Su ventaja principal en su facilidad de obtener una amortiguación acústica óptima lo que mejora el poder de resolución, no envejece y es poco afectado por la interferencia en el modo de conversión. Sus desventajas son que es muy frágil, soluble en agua y se debe emplear a temperaturas menores de 75 °C.

Cerámicas polarizadas: Se obtienen por sinterización y se polarizan durante el proceso de fabricación. Se consideran como los generadores más eficientes de energía ultrasónica cuando operan a bajos voltajes de excitación. Prácticamente no son afectados por la humedad y algunos pueden emplearse hasta temperaturas de 300 °C. Sus principales limitaciones son: Resistencia mecánica relativamente baja, 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.

Materiales Piezoeléctricos

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 bajas frecuencias. Se debe emplear a temperaturas menores de 550 °C, pues por arriba de ésta pierde sus propiedades piezoeléctricas.



Material	Ventajas	Desventajas
Sulfato de Litio	<p>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.</p>	<p>Es muy frágil. Soluble en agua. Se debe emplear a temperaturas menores de 75 °C.</p>
Cerámicas Polarizadas	<p>Se obtienen por sinterización y se polarizan durante el proceso de fabricación. 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.</p>	<p>Resistencia mecánica relativamente baja, 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.</p>
Titanato de bario	<p>Es un buen emisor debido a su elevado modulo piezoeléctrico.</p>	<p>Problemas de acoplamiento y amortiguación. Su empleo esta limitado a frecuencias menores de 15 MHz, debido a su baja resistencia mecánica y alta impedancia acústica. Presenta interacción entre varios modos de vibración. La temperatura de su punto curie es de 115 – 150 ° C.</p>
Metaniobato de bario	<p>Presenta un modulo piezoeléctrico elevado lo que lo califica como buen emisor. Posee excelente estabilidad térmica, similar al cuarzo, lo que le permite ser empleado a altas temperaturas. Posee un elevado coeficiente de amortiguación interna, por lo que se considera como el mejor material para generar impulsos cortos.</p>	<p>Presenta una baja frecuencia fundamental y una mala resistencia mecánica, por lo que se aplica principalmente a frecuencias altas. Presenta interacción entre varios modos de vibración.</p>
Zirconato titanato de plomo	<p>Se considera como el mejor emisor por su alto modulo piezoeléctrico.</p>	<p>Sin embargo, es el mas difícil de amortiguar por su alto coeficiente de deformación. Se recomienda su empleo cuando existen problemas de penetración.</p>



E. Tipos De Palpadores ^{(10, (11), (13) y (14)}

Palpador de contacto: Se coloca directamente en la superficie de prueba aplicando presión y un medio de acoplamiento. Se fabrica para inspecciones de haz recto. Para proteger el transductor de la abrasión, se cubre con un material duro como el óxido de aluminio.

Palpadores de haz recto: Emite ondas longitudinales con frecuencias de 0.5 a 10 MHz. Se emplea generalmente para la inspección de piezas en las que se puede colocar directamente la unidad de prueba sobre el área de interés las discontinuidades son paralelas a la superficie de contacto. También es útil en la detección de discontinuidades y en la medición de espesores.

Palpadores de incidencia angular: Genera ondas de corte, de superficie y de placa. Se construye acoplando una unidad de haz recto a una de las caras de una zapata de plástico, al cual presenta determinado ángulo de refracción. Se emplea en los equipos de pulso eco y su aplicación es casi exclusiva en la detección de discontinuidades orientadas perpendicularmente a la superficie de prueba.

Tipos de Palpadores angulares: De acuerdo a su tamaño frecuencia, forma, tipo e intercambiabilidad de la zapata. Tienen marcado en la zapata el ángulo de refracción del sonido dentro del material de prueba, los ángulos comerciales para el acero son 35, 45, 60, 70, 80, 90 grados.

F. Acoplante ^{(10, (11), (13) y (14)}

Líquido más o menos viscoso que se utiliza para permitir el paso de las ondas del transductor a la pieza que se está examinando, ya que las frecuencias que se utilizan para materiales metálicos no se transmiten en el aire.



G. Características del Líquido Acoplante ^{(10, (11), (13) y (14))}

Humectabilidad. Capaz de mojar la superficie y el palpador), viscosidad adecuada, baja atenuación (que el sonido se transmita al 100%), bajo costo, removible, no tóxico, no corrosivo, impedancia acústica adecuada.

H. Tipos De Acoplantes ^{(10, (11), (13) y (14))}

- Agua
- Aceite
- Grasa
- Glicerina
- Vaselina,

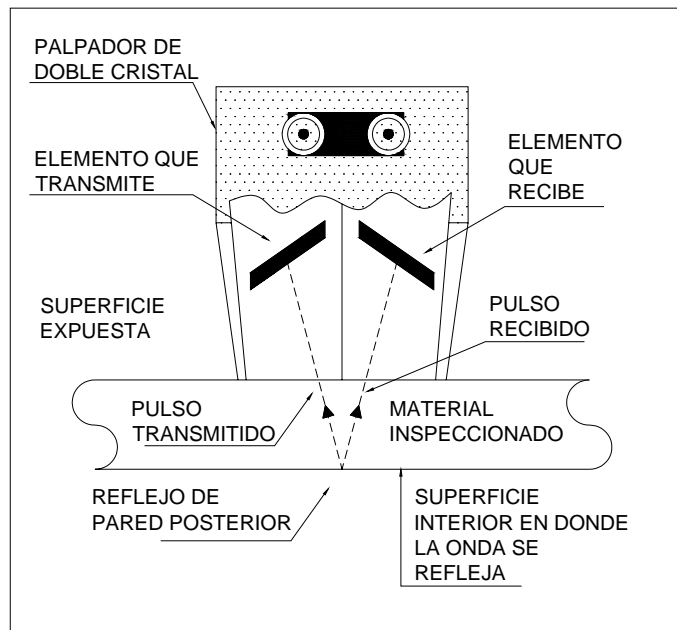
I. Bloque de calibración ^{(10, (11), (13) y (14))}

Los patrones de referencia pueden ser un bloque o juego de bloques con discontinuidades artificiales y/o espesores conocidos. Que son empleados para calibrar equipos de ultrasonido y para evaluar las indicaciones de las discontinuidades de la muestra inspeccionada.

Los bloques de calibración deben de tener las mismas propiedades físicas, químicas y de estructura que el material a inspeccionar.

Por medio de los bloques de calibración se puede:

- Verificar que el sistema compuesto por el transductor, cable coaxial y el equipo funciona correctamente.
- Fijar la ganancia o la sensibilidad con la cual se detectará las discontinuidades equivalentes a un tamaño especificado o mayores.



Esquema que muestra las fases que realiza el medidor de espesores en un tramo de tubería

1.5.2.7 Ventajas de la Medición de Espesores por el Método Ultrasónico

- La prueba se efectúa mas rápidamente obteniendo resultados inmediatos.
- Se tiene mayor exactitud al determinar la posición de las discontinuidades internas; estimando sus dimensiones, orientación y naturaleza.
- Alta sensibilidad para detectar discontinuidades pequeñas.
- Alta capacidad de penetración, lo que permite localizar discontinuidades a gran profundidad del material.
- Buena resolución que permite diferenciar dos discontinuidades próximas entre si.
- Solo requiere acceso por un lado del objeto a inspeccionar.
- No requiere de condiciones especiales de seguridad.



1.5.2.8 Limitaciones

- Baja velocidad de inspección cuando se emplean métodos manuales.
- Requiere de personal con una buena preparación técnica y gran experiencia.
- Dificultad para inspeccionar piezas con geometría compleja, espesores muy delgados o de configuración irregular.
- Dificultad para detectar o evaluar discontinuidades cercanas a la superficie sobre la que se introduce el ultrasonido.
- Requiere de patrones de calibración y referencia.
- Es afectado por la estructura del material. (tamaño de grano, tipo de material).
- Alto costo del equipo.
- Se requiere de un agente acoplante.

1.5.2.9 Precauciones

En la prueba de ultrasonido, la información se obtiene a partir de las áreas a las cuales tiene acceso el haz. Hay que tener mucho cuidado al momento de hacer conclusiones acerca de las áreas a las cuales tiene acceso el haz o cuales quedan fuera de los límites. Por ejemplo, cuando se inspecciona un material grueso, puede resultar imposible o poco práctico inspeccionar la totalidad de la pieza.

Cuando se tiene que realizar una inspección por muestreo, hay que ver las áreas especificadas a inspeccionar. Las conclusiones que se hagan acerca de la condición en la que se encuentran las áreas no inspeccionadas, a partir de los datos que se obtuvieron de las áreas que si fueron inspeccionadas, solo deben ser realizadas por personal altamente capacitado en técnicas estadísticas y probabilidad aplicables. En particular los materiales sujetos a erosión o corrosión pueden variar significativamente su condición en cualquier área.

A stylized grey owl logo is centered on the page. The owl's face is a large, rounded shape with two large, white, circular eyes. The text 'CAPÍTULO II' is positioned above the eyes, and 'TRABAJO DE CAMPO' is positioned below the eyes. The owl's body is a horizontal bar at the bottom.

CAPÍTULO II

TRABAJO DE CAMPO



2.1 Procedimientos Generales para la Medición de Espesores ^{(12), (15) y (16)}

Los trabajos de medición y los correspondientes análisis de la estadística constituyen un proceso cíclico, ya que cada uno aporta los datos necesarios para la ejecución de la siguiente medición. Para comprender mejor su funcionamiento se va a dividir en partes explicando cada una de ellas.

A. Planeación de la Medición de Espesores

Para que la medición de espesores sea lo más fácil posible es necesario dividir a la refinería en áreas de proceso, después dividir las en circuitos y por último, en unidades de control.

⁽¹²⁾ Las **áreas** son el conjunto de plantas englobadas en una refinería.

⁽¹²⁾ Las **plantas** son el conjunto de circuitos, es decir, existe la planta catalítica, la hidrosulfuradora, de alquilación, entre otras.

⁽¹²⁾ Un **circuito** es el conjunto de líneas y equipos que manejan un fluido de la misma composición, pudiendo variar en sus diferentes partes las condiciones de operación.

⁽¹²⁾ Los circuitos se dividen en **unidades de control**, las unidades de control son secciones de circuitos que tienen una velocidad de corrosión mas o menos homogénea, en el caso de tuberías, la unidad de control será la línea, en el caso de los equipos, la corrosión que sufren es variable, la unidad de control puede ser el equipo completo o seccionarlo según sea la velocidad de desgaste.

Si la planta es nueva, se toman los datos de espesores ya especificados de todas las líneas y equipos, al año siguiente se realiza la medición de espesores para obtener un segundo valor, con esos 2 resultados se podrán realizar los



cálculos correspondientes para generar un reporte que indique las velocidades de desgaste y programar la siguiente medición de espesores.

Si se tiene un tramo de tubería o parte de un equipo que es nueva, se realiza el procedimiento explicado anteriormente con la diferencia de que solo se va a tener que realizar en aquella parte que fue reemplazada, además de que se tratará de ajustar a las fechas en que hacen las mediciones de espesores en esa unidad de control.

Con los datos obtenidos se elabora un programa anual de medición de espesores de toda la refinería, el cual se tiene que revisar mensualmente para ir a medir y realizar los cálculos según su fecha determinada. Ver anexo A.

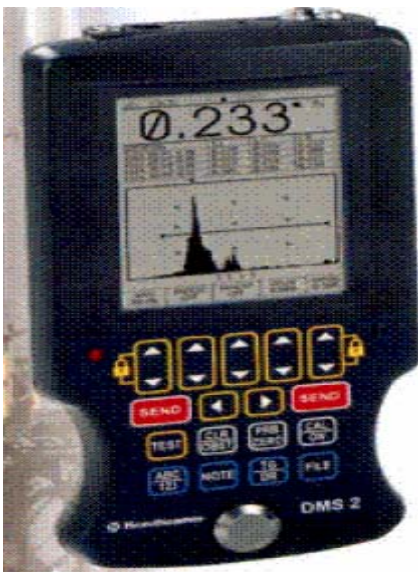
Se debe de contar con el censo de todas las unidades de control, circuitos, equipos de la planta, unidad de proceso o instalación.

Al revisar el programa de medición de espesores antes de salir a campo se debe de contar con:

- Dibujo isométrico de la unidad de control señalando soldaduras, accesorios, niveles de calibración (tubería, niplería y tornillería), además deben tener datos de condiciones de operación, especificación de material, diámetro, cédula, espesor original, presión de diseño y operación, temperatura de diseño y operación y límite de retiro correspondiente a la medición de espesores que se va a efectuar. Ver anexo B.
- Hoja con el registro de medición de espesores para cada uno de los dibujos. Este se usa en caso de que el operario no sepa grabar la información de las mediciones en el DMS2. Aunque ya para el llenado de datos, y por consiguiente el reporte se debe de entregar con todos los datos requeridos.



- Radiografía de aquellos arreglos soldados del dibujo correspondiente (se aplica a niplería).
- El aparato que se utilice para la medición de espesores con sus accesorios. Nosotros usamos el DMS 2 modelo DA-302.
- ⁽¹²⁾ y ⁽¹⁴⁾ El equipo de seguridad como el uniforme, casco, lentes, guantes, tapones y el arnés de seguridad por si van a realizar mediciones lugares altos.

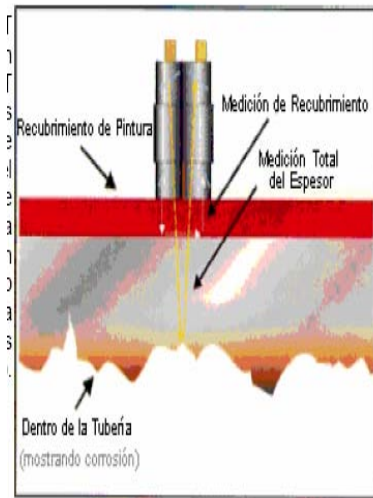


El DMS 2 modelo DA-302 es un medidor de espesores que almacena datos y es portátil. Con este instrumento se puede medir una amplia variedad de materiales, componentes de sistemas (Tuberías, recipientes a presión, torres, tanques y otros equipos sujetos a la pérdida de espesor).

El acoplante es el medio de enlace entre el palpador y el material inspeccionado

permitiendo al sonido pasar a través del palpador hacia el material de prueba. El pulso viaja a través del material hasta encontrar un cambio en el tipo de material (tales como aire o líquido). Esto ocurre en la superficie del material que está siendo probado y está más lejos del palpador. La superficie es comúnmente llamada pared posterior, cuando la señal alcanza la pared posterior, el pulso se refleja o los “ecos” que regresan al palpador. Este eco de regreso se llama eco de pared posterior.

Un pulso ultrasónico (sonido) es transmitido por medio de un palpador dentro del material que esta siendo probado. El palpador es un transductor que convierte una señal eléctrica desde DMS2 en un pulso sonoro.



En la figura de la izquierda se puede apreciar como un pulso ultrasónico es transmitido por un palpador hacia el material que esta siendo inspeccionado. El pulso primero viaja a través del recubrimiento hasta que éste encuentra la unión entre el metal y el recubrimiento, algún sonido es transmitido a través del metal hacia la pared posterior, algo de la energía ultrasónica es reflejada de regreso al palpador, y algo es transmitida a través del metal hacia la pared posterior.

B. Medición en Campo ^{(12), (14), (15) y (16)}

Para realizar la medición de espesores se utiliza un aparato modelo DA-302, con un transductor de cuarzo y como acoplante grasa.

Antes de empezar a realizar las mediciones en campo se debe:

- Tomar la temperatura para saber si esta dentro del rango para poder realizar la medición.
- Preparar el rango de lectura que usará el equipo para realizar las mediciones, esto se hace con el fin de que el valor se pueda leer y no nos aparezca en la pantalla que no existe dato alguno de medición.
- Calibrar el equipo con un material similar al que se le van a hacer las mediciones certificado por KRAUTHCRAMEN que es un organismo certificado a nivel mundial, además de que el palpador debe de alcanzar la temperatura en la que se encuentren las tuberías y equipos para que las lecturas sean lo mas confiable posible.
- Ubicar las posiciones norte, sur este y oeste para poder realizar las mediciones.



Ya que se tienen estos requerimientos ahora si se empiezan a tomar las lecturas de los niveles de calibración. Esta operación puede variar según sea el caso ya que se realiza de manera diferente en tuberías, equipos, niplería y tornillería. A continuación se explican los métodos usados para medir los espesores:

1) Líneas y algunos accesorios ^{(12), (15) y (16)}

Los **tramos de tubería** son tubos de 6, 9 y 12 metros, la unión entre tramos de tubería se hace por medio de soldaduras para tener un conjunto de tramos lineales.

⁽¹²⁾ Una **línea** es un conjunto de tramos de tubería y accesorios que manejan el mismo fluido, a las mismas condiciones de operación: Normalmente esto se cumple en la tubería localizada entre 2 equipos.

Los **accesorios** de tubería son piezas como tee (T), codos, válvulas, ampliaciones de diámetro, reducciones, niples, coples.

Los tramos de tubería sufren modificaciones en su espesor al estarlos soldándolos, por lo que cerca de cada soldadura debe de haber un nivel de calibración para verificar el espesor. La distancia entre una soldadura y un nivel de calibración es de 1.5 a 2 pulgadas.

Como se indicó anteriormente un nivel de calibración está integrado por una serie de puntos, en el caso de las líneas, codos, reducciones, ampliaciones es de 4 puntos, y en el caso de las tee (T) es de 3.

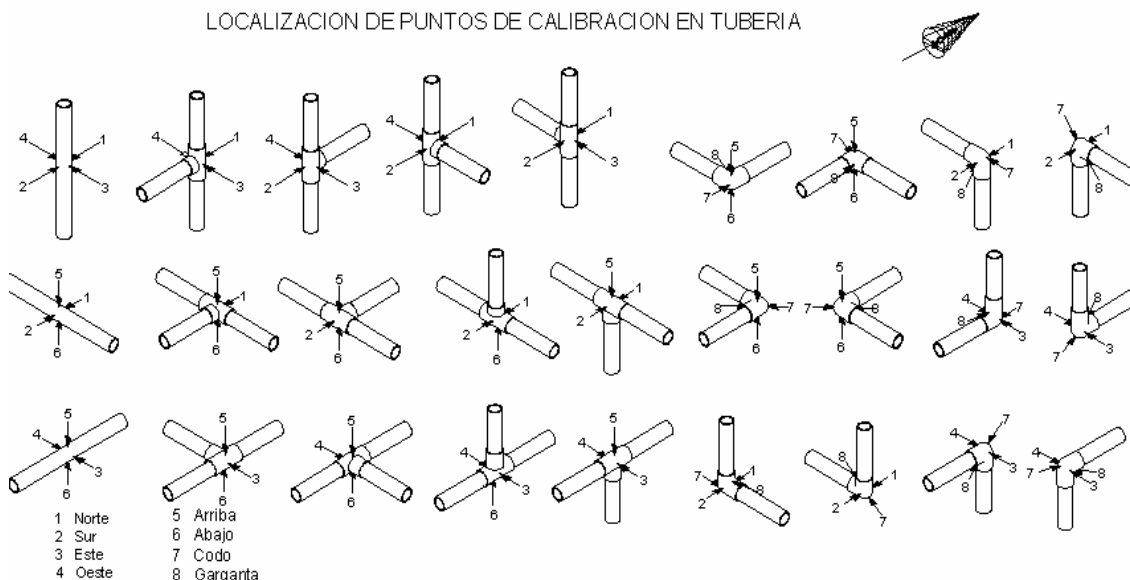
Las posiciones de los puntos van a ser determinadas de acuerdo a la orientación del norte y dependiendo si es línea o accesorio.



Accesorios	Puntos
Líneas, Ampliaciones, Reducciones (se usan 4 puntos)	Norte (1), Sur (2), Este (3), Oeste (4), Arriba (5), Abajo (6).
Tee (T) su usan 3 puntos	Norte (1), Sur (2), Este (3), Oeste (4), Arriba (5), Abajo (6).
Codos	Norte (1), Sur (2), Este (3), Oeste (4), Arriba (5), Abajo (6), Codo (7) y Garganta (8).

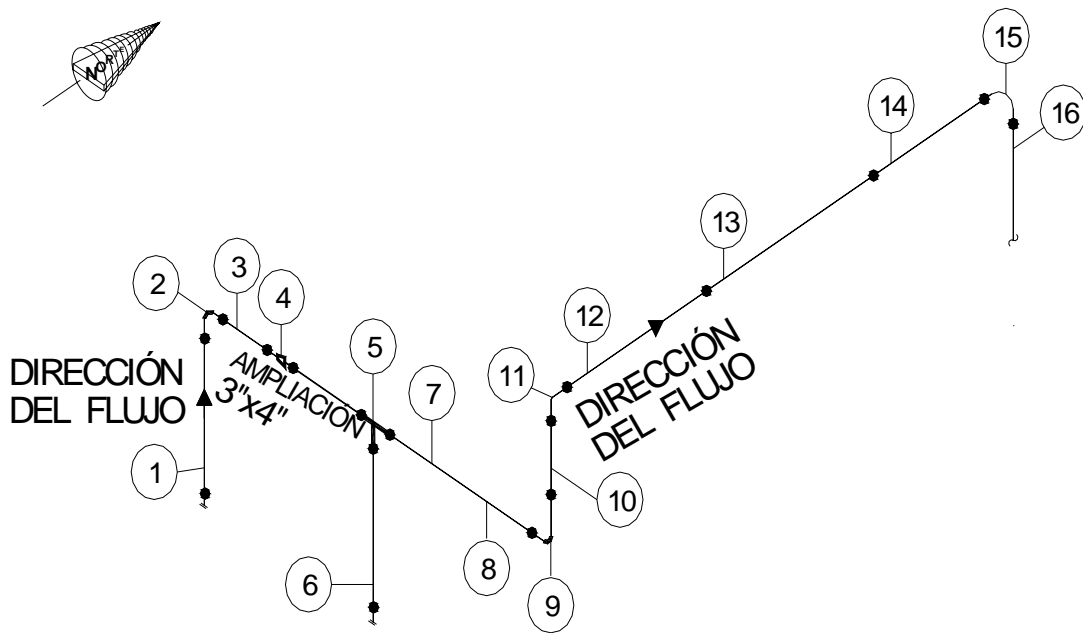
Ver dibujo que se muestra a continuación.

LOCALIZACION DE PUNTOS DE CALIBRACION EN TUBERIA



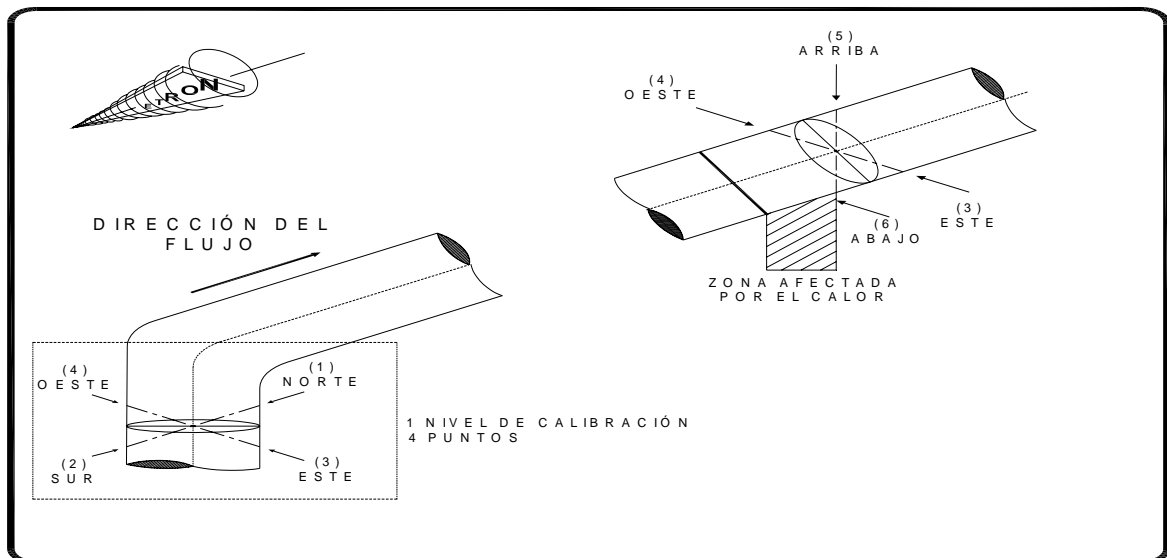
La siguiente figura muestran los niveles de calibración con un círculo que tienen número consecutivo, en cada nivel se tienen 3 o 4 puntos medidos dependiendo del accesorio y orientado según la posición de la tubería.

Los círculos rellenos que aparecen sobre las líneas son las soldaduras y una pequeña distancia después en la dirección del flujo, aparecen los niveles de calibración.



En la figura de abajo se muestra un tramo de tubería y los puntos de calibración.

Corte De Una Tubería



Los datos de los puntos se quedan guardados en el DMS 2 o en su defecto se apuntan en una hoja indicando el nivel y la posición en la que fue tomada cada medición.



El control de las mediciones de espesores de tubería serán reportados en un formato como se muestra en el anexo C.

También se realiza una inspección visual a las tuberías, es decir, se verifica que no tengan:

➤ Corrosión:

1. Socavado: Es cuando la tubería se deforma en la parte externa formándose una especie de cazuelitas.
2. Asinturamiento: Se produce cuando la tubería esta sujeta por un soporte y por diferencia de materiales el que sujeta a la tubería la corroe formándose un cinturón que la va adelgazando.
3. Recubrimientos de pintura deteriorada.
4. Roñoso: Es así llamado por que en la tubería van apareciendo manchas y que poco a poco van corroyendo a la tubería.
 - No tengan fugas (proceso e índice de vapores).
 - Si el soporte que poseen es el adecuado y si ya se está venciendo cambiarlo.
 - Aislamiento: Daños, perforaciones, envoltura y sello deteriorado, abultamiento.

En estos casos se reportan las irregularidades de la tubería en un formato de **Daños de Tubería** y se procede a cambiar ese tramo lo más pronto posible para evitar cualquier riesgo. Ver anexo D.

2) Niplería ^{(12), (15) y (16)}

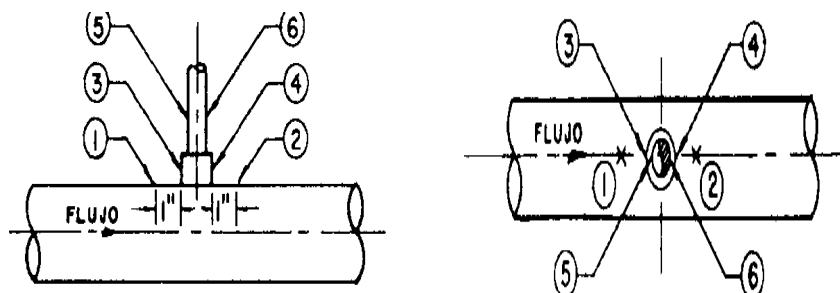
La niplería es donde se encuentran las válvulas sobre las líneas o equipos, tienen diferentes arreglos según sea el caso.



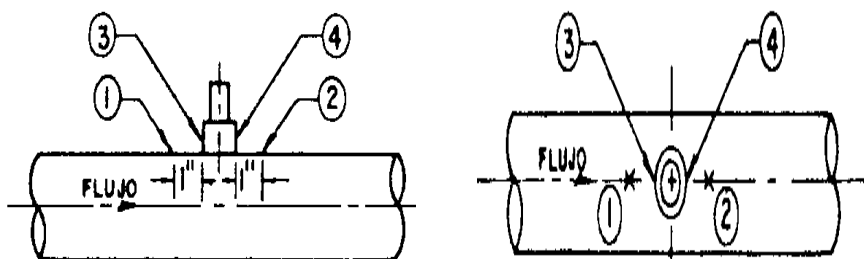
El control de las mediciones de niplería será reportado en un formato como se muestra en el anexo E.

Los arreglos son de la siguiente manera:

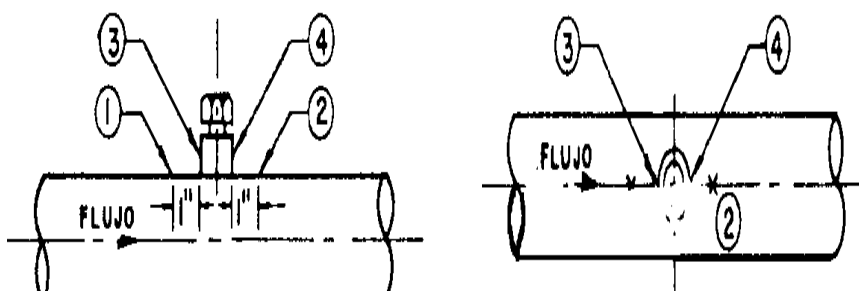
Cople-Niple-Válvula



Cople-Tapón

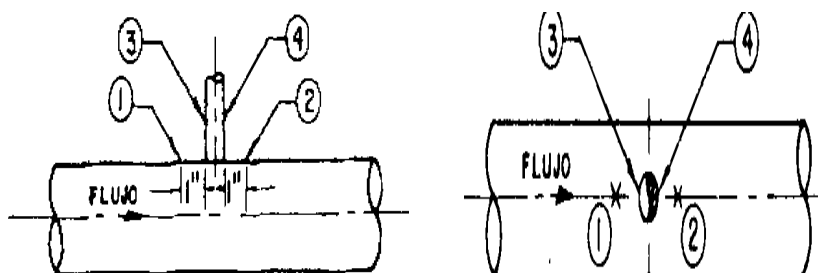


Cople-Termopozo

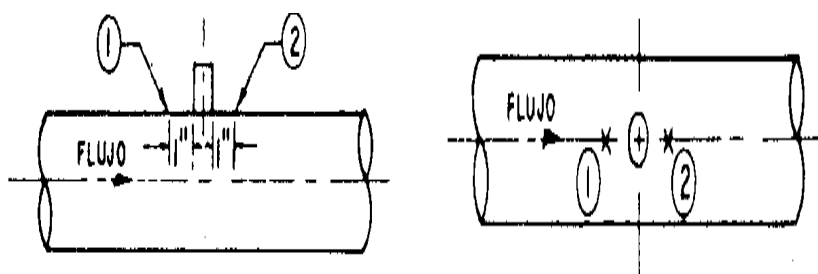




Cople-Niple-Válvula



Orificio-Tapón



La programación de medición de espesores de tubería y niplería se realiza de manera conjunta para aprovechar el tiempo.

3) Tornillería ^{(12), (15) y (16)}

Como su nombre lo indica viene de **tornillos** y éstos se encuentran en las líneas, en equipos o en arreglos.

En donde vamos a ocupar esta revisión es: Bridas en tuberías y equipos; tornillos o espárragos colocados en las válvulas de bloqueo, cualquiera que sea el tipo de estas, incluyendo válvulas de control, de alivio o cheks.

Debemos tener en cuenta que la revisión de la tornillería se realiza de una manera visual por que la planta sigue en operación, pero si se van a desarmar los arreglos entonces forzosamente tendrá que haber un paro de planta o de esa sección para su revisión minuciosa y por lo tanto se tendrá contemplada según los requerimientos del proceso.



Procedimiento para la inspección:

- Se inspeccionan visualmente los espárragos, tornillo y tuercas para determinar el grado de corrosión exterior que presentan, calificándola de acuerdo a la siguiente tabla.

Grado de Corrosión Descripción	Periodo de Revisión	Descripción	Periodo de Revisión
1) Leve		Se observan oxidados, pero la cuerda del espárrago no se ve desgastada en forma apreciable.	5 Años
2) Moderada		Se observan depósitos de corrosión en algunas partes (T) del espárrago y los hilos de la rosca se ven con cierto desgaste, pero todavía con profundidad suficiente.	4 Años
3) Alta		El espárrago prácticamente ya no cuenta con rosca en alguna sección, pero se alcanzan a ver todavía los hilos.	3 Años
4) Severa		El espárrago ya se ve en algunas zonas sin su diámetro original. Se observa acinturamiento y por supuesto los hilos de la rosca ya no existen.	2 Años

- En caso de que el material tenga adheridos productos de la corrosión, se limpian para poder ver el estado de la cuerda. Se revisará también si faltan tornillos, tuercas y si son todas las medidas de diseño.
- De acuerdo a la criticidad de servicio de los equipos y tuberías y al resultado de la inspección visual se definirá un programa de inspección de tornillería que en el mejor de los casos puede realizarse de manera simultánea con la medición de espesores de niplería y tubería.
- En caso de tener duda con la revisión visual, se procede a solicitar que se desarmen los arreglos donde se tengan duda para hacerles un estudio de comportamiento mecánico, químico.



- Tomando como base el resultado de la inspección, se debe de solicitar el cambio de todos los tornillos y tuercas que se hayan encontrado con **corrosión severa y alta**. Conviene que los tornillos y tuercas nuevas estén protegidos contra la corrosión.

En la siguiente tabla se muestra un reporte que puede ser usado para el registro de la inspección de tornillería.

CENTRO DE TRABAJO _____			PLANTA Ó	
ÁREA _____				
EQUIPO Ó CIRCUITO _____			ISOMÉTRICO	
NO. _____				
No. de Brida, Tapa o Válvula dibujo anexo	Cantidad de Espárragos	Grado de Corrosión	Cantidad de Espárragos a Cambiar	Observaciones
FECHA _____		RESPONSABLE _____		

4) Equipos ^{(12), (15) y (16)}

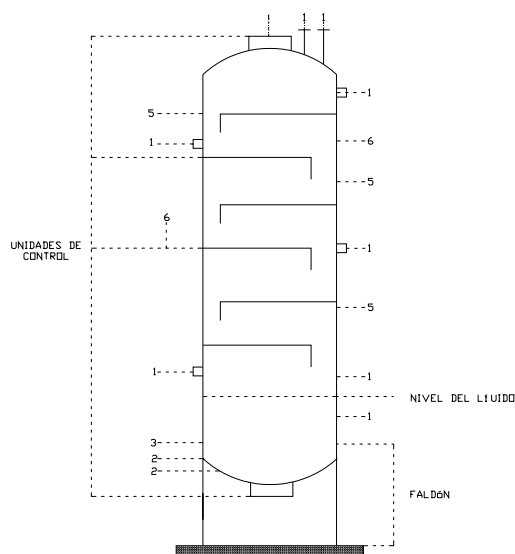
Es muy extensa la explicación de la medición de espesores por equipos, ya que estos se tienen que seccionar porque en la mayoría de ellos las condiciones de operación no son uniformes.

Voy a mencionar como se hace la medición de espesores en una torre por ser nuestro objeto de estudio, además de que en una sección de este equipo me voy a apoyar para realizar la implementación del sistema de medición de espesores.



Antes de empezar es importante mencionar que la medición de espesores a equipos se realiza cuando la planta o sección de planta está en paro absoluto debido a que si estuviera en operación sería imposible medir cuanto se ha adelgazado el material.

Para seccionar a las torres es necesario analizar sus velocidades de corrosión, y dependiendo de ellas el equipo se dividirá en tantos tramos como sea necesario para tener unidades de control con velocidades de corrosión homogéneas.



1	Boquillas y registros	Un nivel con 4 posiciones
2	Casquetes	1 o 2 niveles, de 4 a 32 posiciones cada uno, preferentemente en zona alrededor de boquilla central, en el domo preferentemente a la salida de vapores.
3	Zona de transición	1 nivel de 4 a 32 posiciones (según diámetro).
4	Nivel de líquido/fondo	1 nivel de 4 a 32 posiciones (según diámetro).
5	Cuerpo Zonas de vapores	Los niveles que sean necesarios en forma crítica, de 4 a 32 posiciones (según diámetro).
6	Cuerpo Zonas del líquido	Los niveles que sean necesarios en forma crítica, de 4 a 32 posiciones (según diámetro).

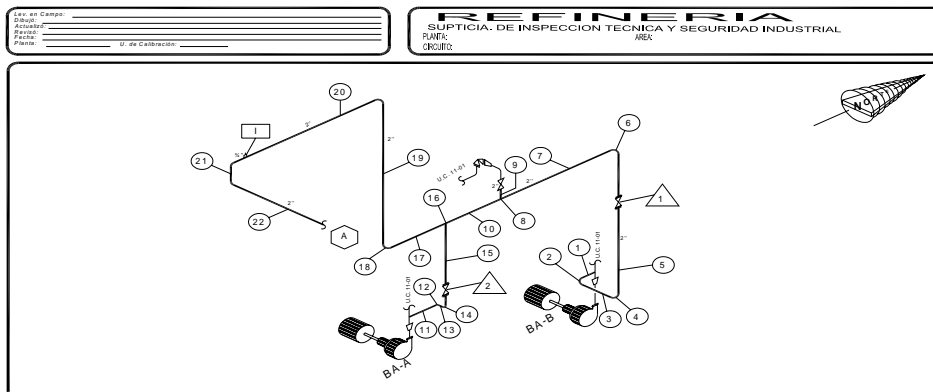


Para tener mejor organizado de que tipo es la medición se tiene una nomenclatura para distinguirlos.

La medición de líneas, te (T), reducciones, ampliaciones y codos se dice que son **niveles de calibración de tubería** y en el isométrico se señalan con un círculo.

La medición de **válvulas** y sus conexiones con la tubería (**coples, tapón, termopozo, orificio, niple**) en el isométrico son especificadas por un **cuadrado**.

La revisión de **tornillería** es colocada en el isométrico con un **triángulo**.



C. Registro de Datos y Cálculos (12), (15) y (16)

Se debe de verificar que la unidad de control se mida de acuerdo a las instrucciones y **medir todos los niveles de calibración**.

Como ya se mencionó anteriormente los datos registrado de medición de tubería y niplería pueden ser guardados en el DMS 2 o registrarlos en unos formatos que se muestran en los anexos B y E respectivamente. Si se registraron en el DMS 2, las mediciones se copiarán en los formatos correspondientes.



Revisar cada una de las mediciones obtenidas comparándolas con el límite de retiro que corresponde y con el valor de la medición anterior, con el objeto de comparar si todos los puntos se comportan similarmente, efectuando la verificación inmediata de todos los valores disparados a favor o en contra, para así determinar la causa de dichos disparos.

Se debe de revisar el registro de medición de espesores, comparando las parejas de valores de espesor de cada uno de los puntos entre 2 fechas consecutivas, eliminando aquellas que no lo sean.

Se deben de eliminar todos los valores de espesor que excedan el 20% o mas el espesor original, cuando éste sea conocido y se considere confiable.

En el análisis se consideran todas las parejas de valores de espesor incluyendo aquellas cuyas diferencias sean cero.

Cálculos

Recordar que la medición de espesores se tiene que hacer con periodo no menor a un año de diferencia entre mediciones, si se toman datos con fechas más cercanas provocaría errores.

La **velocidad de desgaste por punto (V)** debe calcularse obteniendo las diferencias ente las 2 fechas consideradas en cada una de las posiciones consideradas de medición de cada uno de los puntos de control (norte con norte, sur con sur, 3 con 3, etc.). Formatos B y E.

La velocidad de desgaste por punto debe calcularse de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$V = \frac{E_{Fa} - E_{Fr}}{Fr - Fa}$$



Donde:

V = Velocidad de desgaste del punto.

Fr = Fecha de la medición más reciente.

Fa= Fecha de medición anterior.

E_{Fr} = Espesor obtenido en la fecha mas reciente.

E_{Fa}= Espesor obtenido en la fecha anterior.

Estos valores se anotan en la columna del formato que aparece en el apéndice B (para tubería) y apéndice E (para niplería).

Velocidad de Desgaste Promedio (Vp)

$$V_P = \frac{V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + \dots + V_n}{n}$$

Velocidad Máxima Ajustada

$$V_{MAX} = V + 1.28 \frac{V}{\sqrt{n}}$$

Donde: V₁, V₂, V₃, ..., V_n = Velocidades de desgaste correspondientes a cada punto de la línea o equipo considerado.

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

V_p = Promedio aritmético de las velocidades de desgaste.

V_{máx.} = Promedio ajustado estadísticamente.

Vida Útil Estimada VUE

$$VUE = \frac{Eb - Lr}{V_{máx}}$$



Fecha de Próxima Medición FPM

$$FPM = F_{um} + \frac{VUE}{3}$$

Fecha de Retiro Probable

$$FRP = F_{um} + VUE$$

Donde:

Lr = Límite de retiro.

Eb = Espesor más bajo encontrado en la última medición.

Fum = Fecha de última medición.

D. Generación de reportes ^{(12), (15) y (16)}

Con los resultados de los cálculos anteriores se llenará un reporte cuyo formato aparece en el anexo F.

Con la **velocidad de desgaste** se determinará:

- Criticidad del circuito:
 - ❖ Velocidad de desgaste mayor a 20 MPA.
 - ❖ El análisis debe hacerse a partir de los valores de 2 mediciones completas al 100 % de sus puntos y con 1 año como mínimo entre cada medición.

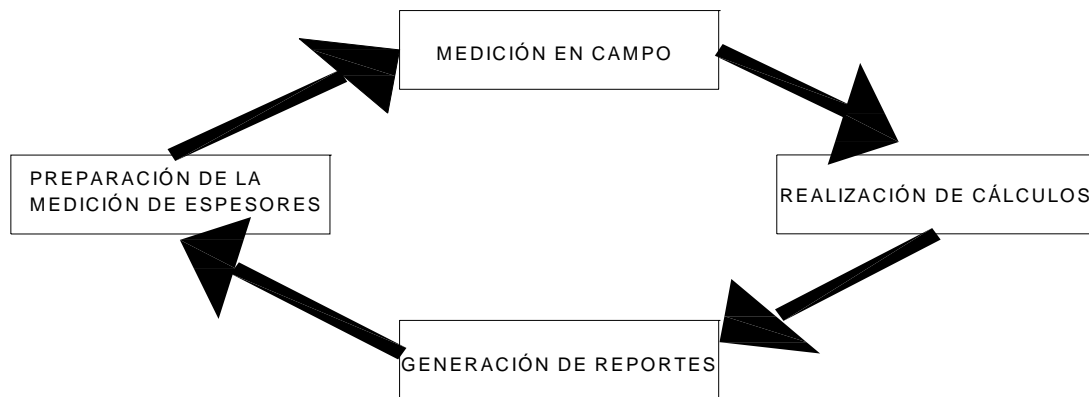
En lo que respecta a la **vida útil estimada (VUE)** nos da una idea de cuando es necesario solicitar los materiales requeridos para el cambio de las piezas de la unidad de control. Cuando este valor sea igual o menor a 1.5 años, emplazar inmediatamente.

La **fecha de próxima medición** sirve para programar la próxima medición de la unidad de control. Ver anexo G.



La **fecha de retiro probable** sirve para efectuar los emplazamientos, siempre y cuando falten cuando máximo 1.5 años.

En el caso de piezas de tubería o equipos con materiales fuera de norma o especificación se utilizará un formato como el que aparece en el apéndice H. Se podría resumir el método de medición de espesores de la siguiente manera.



2.2 Descripción del Proceso de la Planta Catalítica ⁽¹⁷⁾ y ⁽¹⁸⁾

El objetivo principal del proceso de **desintegración catalítica** es convertir cortes pesados del crudo provenientes de la fraccionadora Atmosférica y de Vacío, en fracciones más ligeras de mayor valor.

Algunos de los productos que se pueden producir en una **Planta de Desintegración Catalítica FCC** son; gas licuado que sirve para uso doméstico, oleofinas con un alto valor comercial para la elaboración de productos químicos, aceite cíclico ligero que sirve como diluyente al combustóleo o para la fabricación de diesel nacional o especial bajo previo tratamiento, aceite clarificado que sirve como diluyente y gas seco de refinería que se va a la red de gas de la misma y que se aprovecha en los calentadores a fuego directo siendo un volumen considerablemente alto.



Descripción General del Proceso de la Planta Catalítica ⁽¹⁷⁾ y ⁽¹⁸⁾

El proceso de desintegración catalítica se lleva a cabo a altas temperaturas y bajas presiones por medio de un polvo que se llama catalizador, consta de 2 partes fundamentales; la sección catalítica, y la sección de la torre de fraccionamiento llevándose a cabo de la siguiente manera:

En la **sección de reacción** se realizan 3 operaciones importantes:

1. **Reacción:** Se pone en contacto gasóleo (cadenas de hidrocarburo largas) con un catalizador a determinadas condiciones de presión y temperatura para reducir los hidrocarburos a cadenas más pequeñas.

Existen dos tipos de cracking, el térmico y el catalítico. El primero se realiza mediante la aplicación de calor y alta presión; el segundo mediante la combinación de calor y un catalizador. En nuestro proceso usaremos el cracking catalítico.

Cracking catalítico

Los gasóleos se calientan a 500°C y presión baja en presencia de un catalizador que acelera la reacción. Es por estos catalizadores que el proceso lleva dicho nombre.

En la sección de cracking catalítico se llevan a cabo diferentes reacciones que tienen que ver con la ruptura de moléculas. Dichos catalizadores realizan una acción selectiva que orienta la reacción de ruptura en un sentido perfectamente determinado, con lo que se evitan muchas reacciones secundarias indeseadas.

2. **Agotamiento:** Mediante arrastre con vapor se eliminan los hidrocarburos adsorbidos en el catalizador gastado.



- 3. Regeneración:** El catalizador se regenera por medio de una combustión a altas temperaturas 630°C y bajas presiones, se alimenta aire al regenerador por medio de un soplador.

En la **Sección de Fraccionamiento** se lleva a cabo una separación de hidrocarburos ligeros y pesados.

Posteriormente se les dan diferentes tratamientos a los hidrocarburos según la cantidad de carbonos que tengan.

2.3 Descripción del Proceso de la Torre Fraccionadora

El proceso se va a centrar en la Torre Fraccionadora Principal (RF-1) de la Sección Catalítica de una Planta de Refinación. La Torre tiene 25 platos enumerados de la parte superior a la inferior y la función principal es separar los hidrocarburos ligeros (cadenas de hasta 7 carbonos), de los pesados (ACL (Aceite Cíclico Ligero), ACP (Aceite Cíclico Pesado) y lodos). Ver tabla de equipos de proceso (anexo H) y diagrama de proceso (anexo I).

Los hidrocarburos que vienen del reactor entran al plato 23 de la Torre Fraccionadora RF-1 a una temperatura de 505-525°C y 0.5 Kg/cm² de presión.

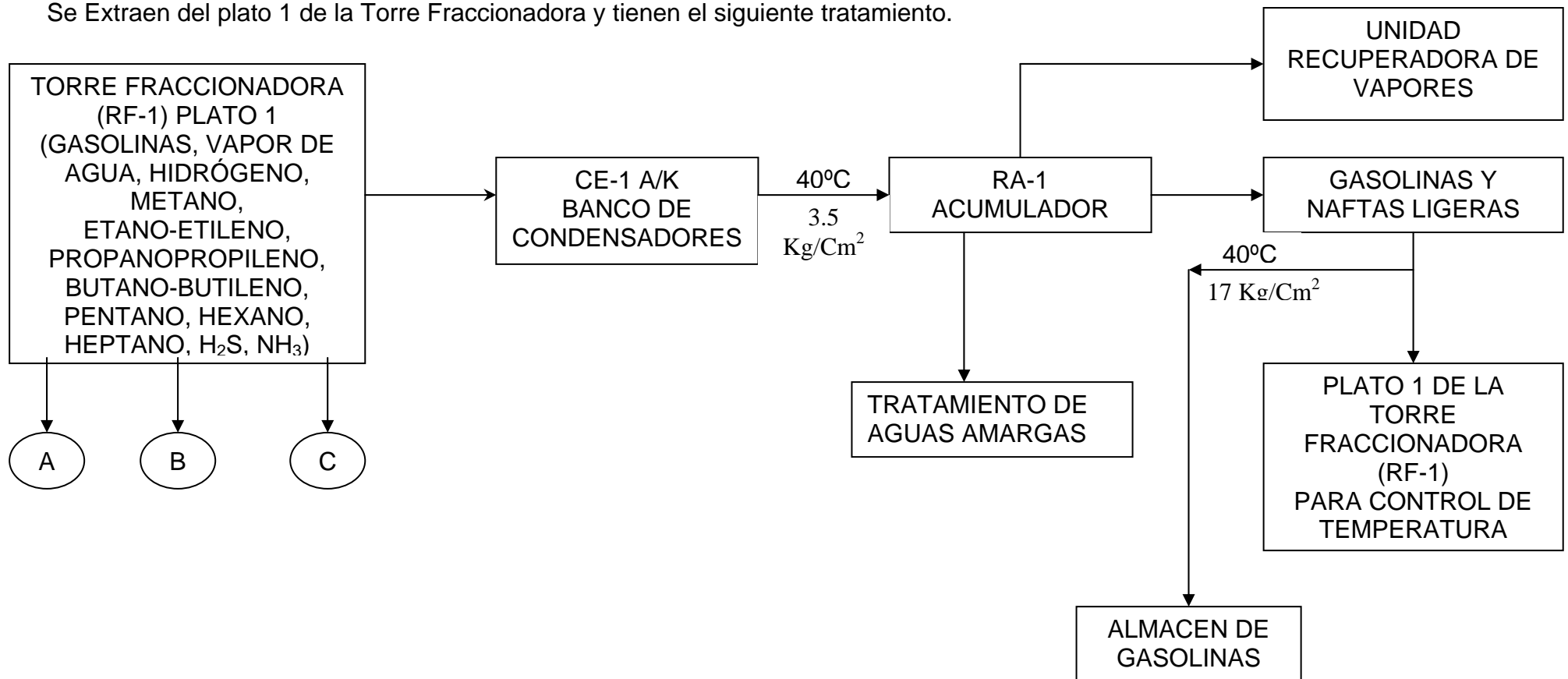
De la Torre Fraccionadora se extraen 4 flujos importantes, por el domo las gasolinas ligeras, del plato 12 el ACL, por el plato 19 se extrae el ACP y los fondos que se extraen por la parte inferior de la Torre.

A continuación mostraré de una manera esquemática el proceso aunque en el anexo I se encuentra un diagrama de flujo.



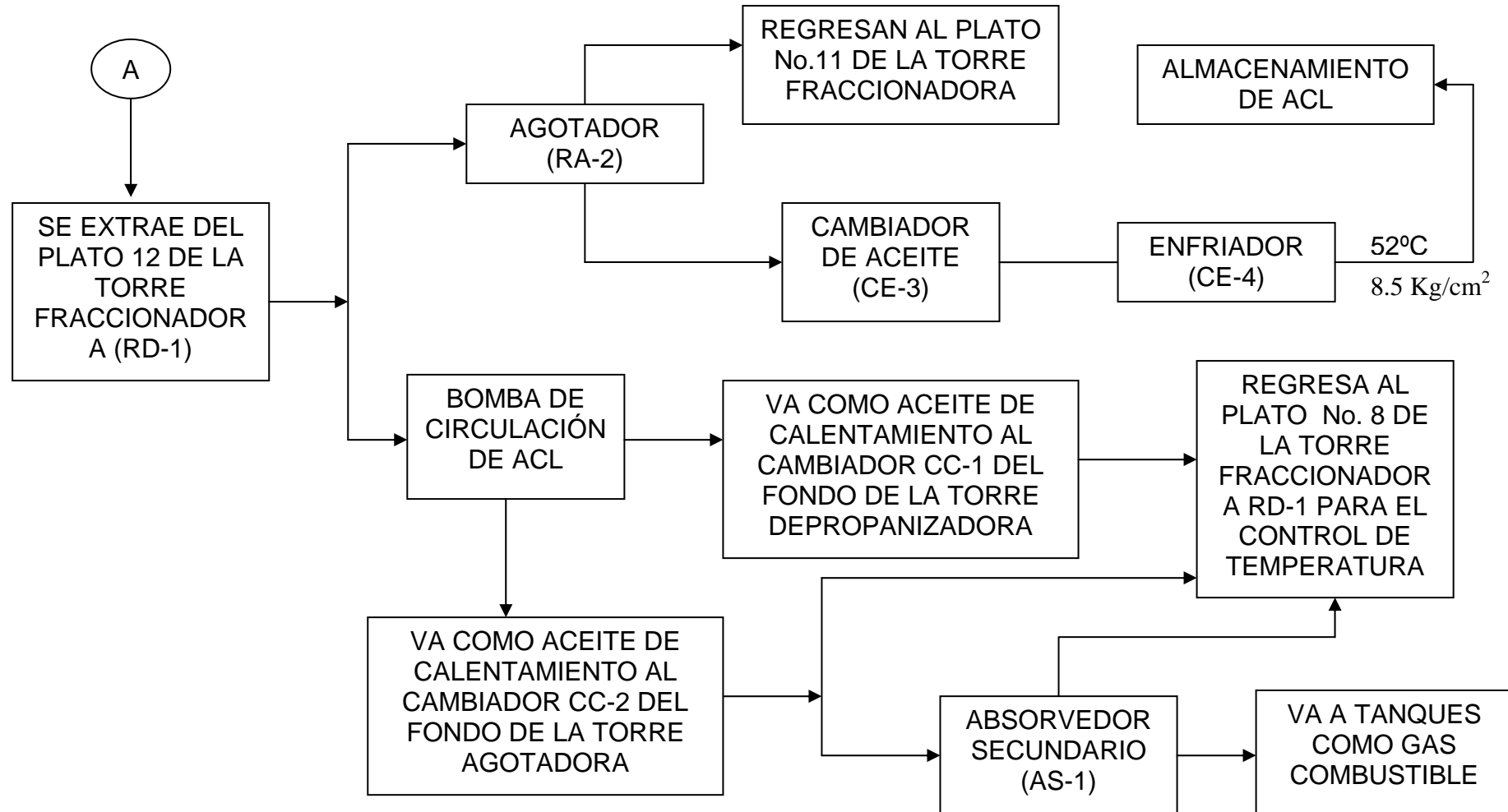
GASOLINAS LIGERAS

Se Extraen del plato 1 de la Torre Fraccionadora y tienen el siguiente tratamiento.



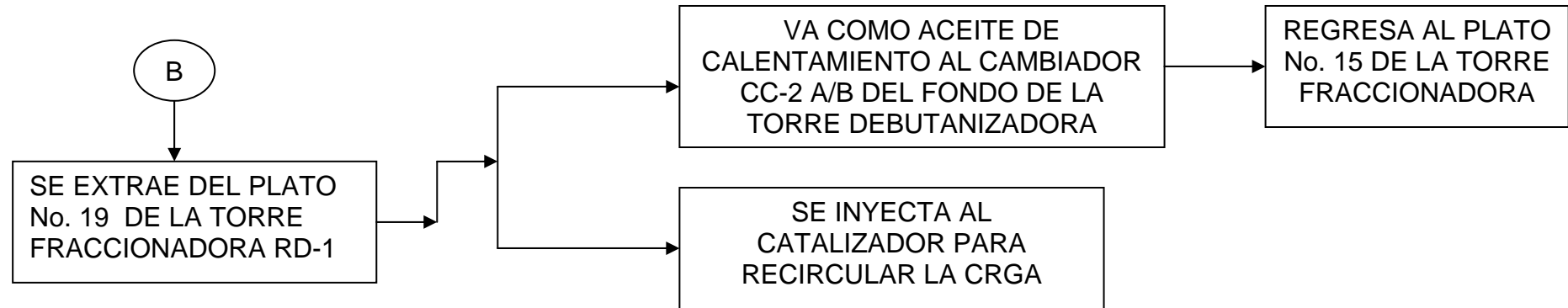


ACEITE CÍCLICO LIGERO (ACL)

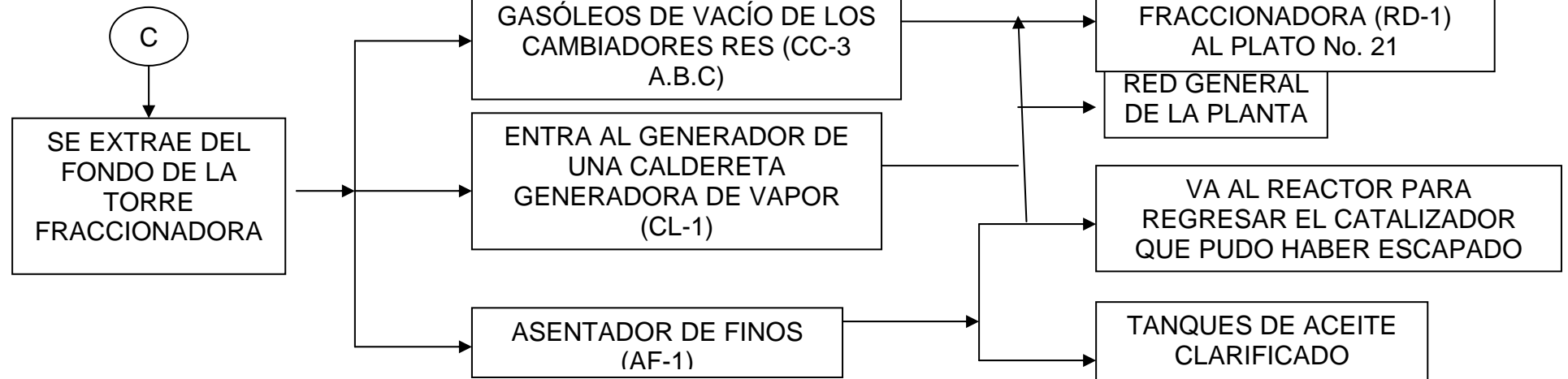




ACEITE CÍCLICO PESADO (ACP)



FONDOS





2.4 Descripción del SIMECELE

Como se mencionó en el capítulo I, el **SIMECELE** pretende implementar un sistema informático que sirve para:

- Administrar información.
- Disminuir errores humanos.
- Aumentar la productividad.

El **SIMECELE (Sistema Informático de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos)** es un sistema que involucra un hardware y software con la principal finalidad de tener una conexión entre el DMS 2 y un programa de computadora para que cuando se vayan levantando en campo las mediciones de los espesores éstos automáticamente se almacenen en una base de datos organizada y que el personal autorizado tenga acceso a dicha información de acuerdo a sus necesidades y también que los reportes que se generen **no sufran modificaciones** en el sentido de que los operarios no tengan que acomodar información sino que sea **automático**.

El **SIMECELE** consta de 5 fases que son:

1. **Módulo de Captura de Datos.** Se crean formatos de bases de datos en la computadora para posteriormente capturar los datos históricos y dar de alta conexiones, niveles de control, líneas, equipos nuevos, dar de baja los que ya no operan o dejaron de existir y actualizar isométricos reportándose en la base de datos que se elaboró.

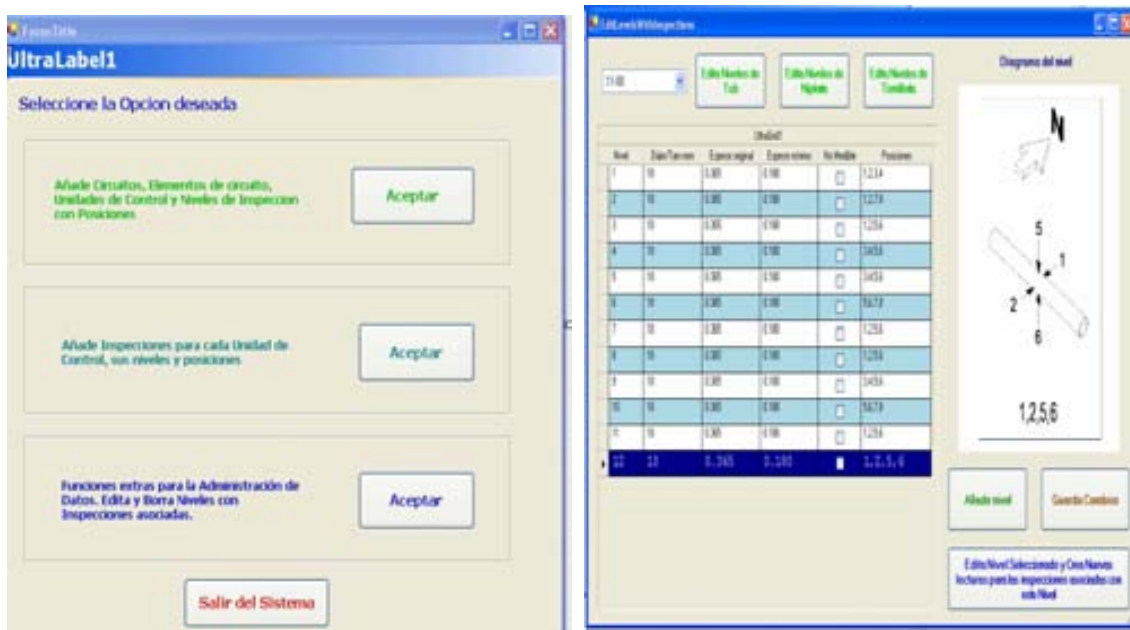
Para realizar esto se realizó un plan de trabajo que consiste en:

- I. Recopilación de la documentación técnica (Última versión de los DFP's, isométricos y DTI's, de las hojas de datos de las líneas de tubería y de los equipos).



- II. Recopilación de la documentación de la medición de espesores, esto implica datos de espesores medidos en campo, formatos, reportes, entre otros.
- III. Levantamiento en campo de isométricos de las líneas de proceso, así como de las interconexiones entre equipos y la instrumentación colocada en ellos.
- IV. Digitalización de la documentación de las mediciones de espesores, velocidades de desgaste, etc.
- V. Revisión de la instrumentación de los DTI's en el cuarto de control, para verificar lo existente en campo. (En este punto se considera también, la consulta con la firma contratada para montar la nueva instrumentación al área, aunque no siempre es necesaria).
- VI. Revisión de los isométricos preliminares por personal del área.
- VII. Construcción de una base de datos que contenga la información histórica de los isométricos de datos de hojas de calibración de tubería (la cual estará actualizada de acuerdo a la instrumentación vista en campo).
- VIII. Construcción de una base de datos que contenga la información de las hojas de datos de equipos (la cual estará actualizada de acuerdo a los equipos vistos en campo).

Las siguientes imágenes son pantallas de cómo se han ido capturando los datos y menús que se tienen en el proceso de desarrollo del SIMECELE.



2. Módulo de Digitalización de Isométricos. En éste módulo lo que se busca es que los isométricos tengan la funcionalidad necesaria para aprovechar las capacidades del **SIMECELE**.

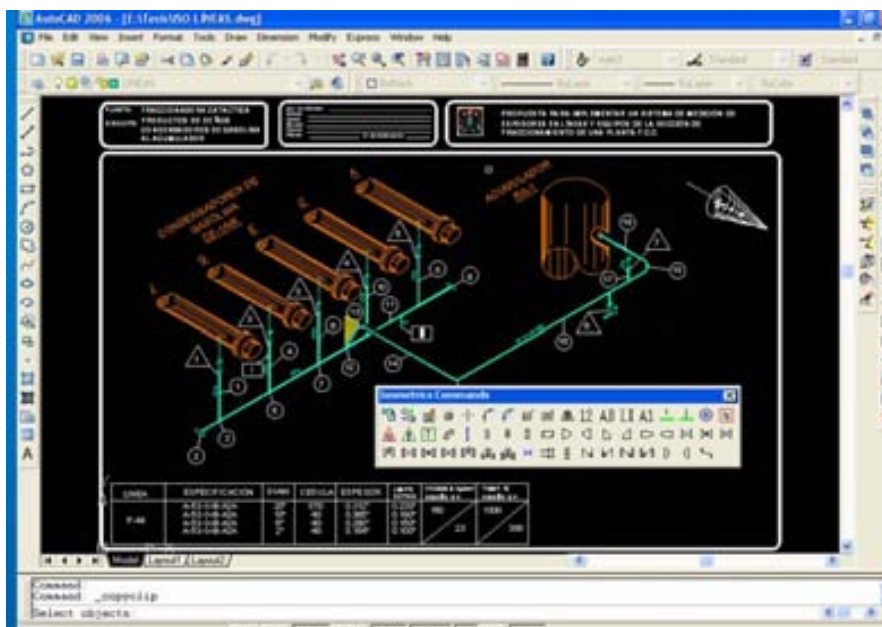
Los isométricos se digitalizan en Auto Cad pero sin embargo se requieren de ciertas herramientas para un mejor funcionamiento. Estas herramientas son:

- **Bloques** predefinidos para los elementos que componen el diagrama.
- **Capas predefinidas** Sirven para la organización de dichos electos.
- **Herramientas de dibujo** para estandarizar y cumplir con el formato requerido del sistema.
- El uso de esta barra incrementa un 100% la productividad en la elaboración o en la actualización de isométricos con respecto al uso de Auto Cad sin dicha barra.





En la siguiente figura se muestra un isométrico con todas las especificaciones que se deben de tener visto desde la pantalla de una computadora.



3. **Módulo de Medición.** Para éste módulo se requiere de un aparato ultrasónico de medición de espesores (DMS-DOS), un software de interconexión (el software desarrollado por la UMAN y que esta en la tablet), componente tipo tablet PC de uso rudo y un software de medición avanzada (desarrollado por la UNAM).



En este parte lo que se pretende es que cuando el inspector vaya a campo en la tablet visualice el isométrico que vaya a usar para las mediciones, además de que tenga la información de las mediciones realizadas anteriormente para verificar la congruencia de datos, éste



sistema también viene con un dispositivo que sirve para alertar al instructor de si un valor de espesor es muy diferente con el realizado en mediciones anteriores por medio de una alarma , en este punto el instructor tendrá la desición de si el valor es correcto o se vuelve a realizar la medición de ese punto.

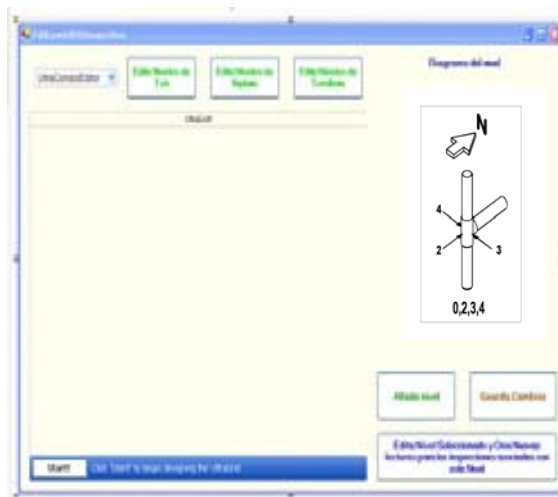
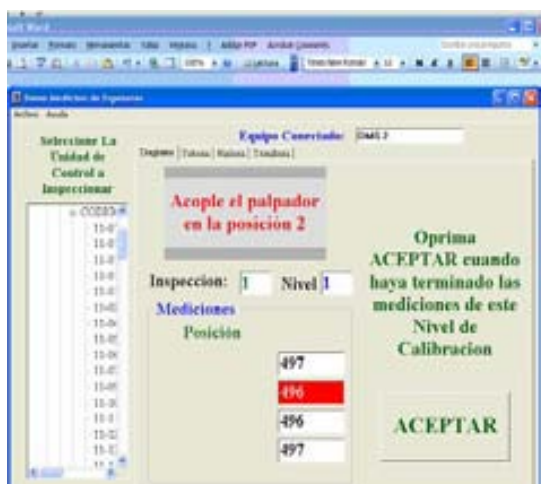
El inconveniente en este caso es que el instructor va a salir con mas equipo y le va a ser u poco difícil el manipularlo pero con el tiempo se va a acostumbrar y sabrá que los beneficios que obtenga a cambio serán de mayor utilidad.

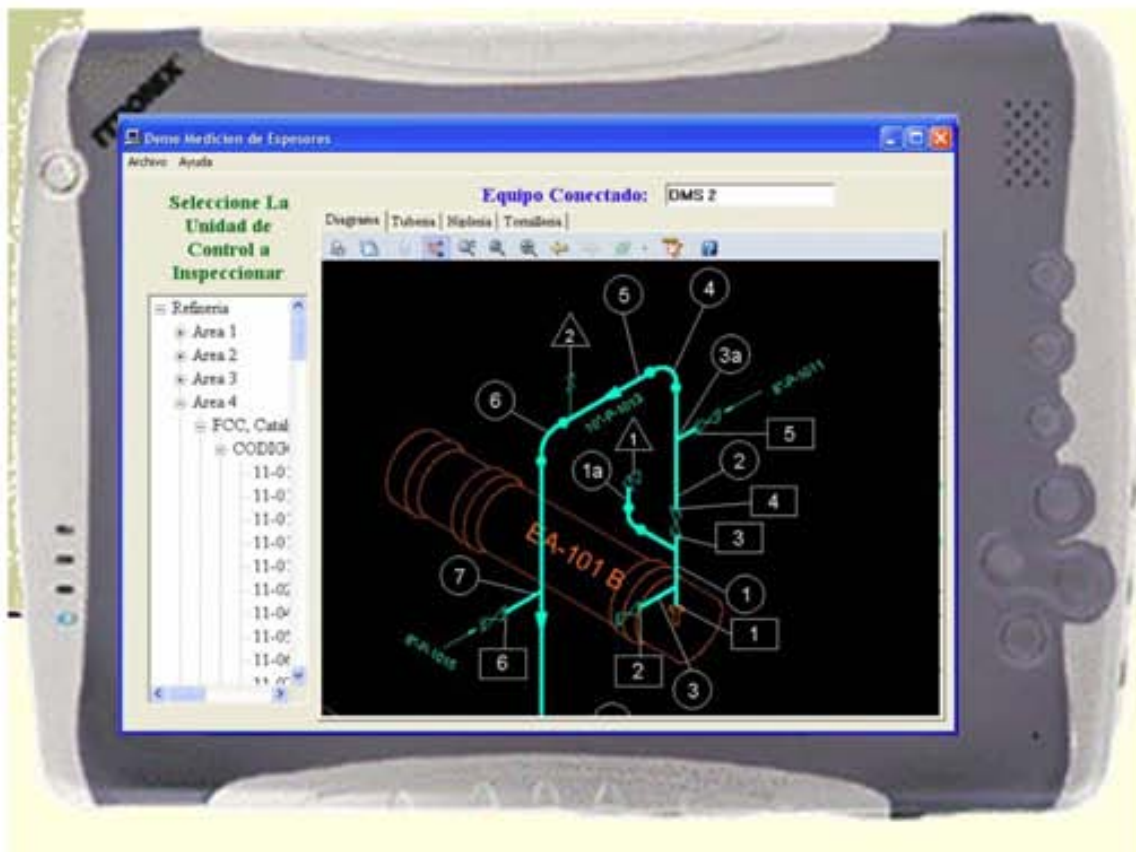
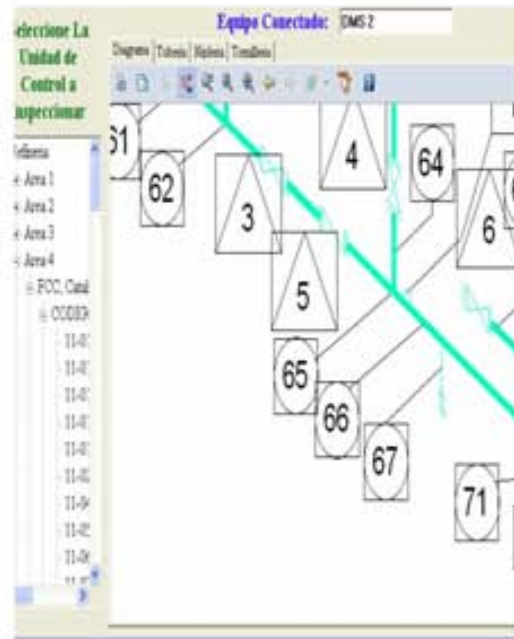
En este módulo se eliminan los problemas de dictado o re-captura de datos.

Se disminuye el tiempo de inspección en campo al permitir la medición de espesores en el orden en que el inspector se acomode sin necesidad de seguir un orden.

También cuenta con el isométrico además de que si hubo modificaciones en ese momento se le podrán realizar.

A continuación se muestran algunas pantallas que se van a visualizar en campo desde la tablet.







Archivo Ayuda

Equipo Conectado: DMS 2

Diagrama | Tuberia | Nipletería | Tornillería

Seleccione la Unidad de Control a Inspeccionar

Circuito: Carga de Gasóleos
 Unidad de control: 234
 Inspección actual: 4/sep/2005
 Inspección anterior: 3/mar/2001

Nivel: 5
 Tipo: Tubo horizontal

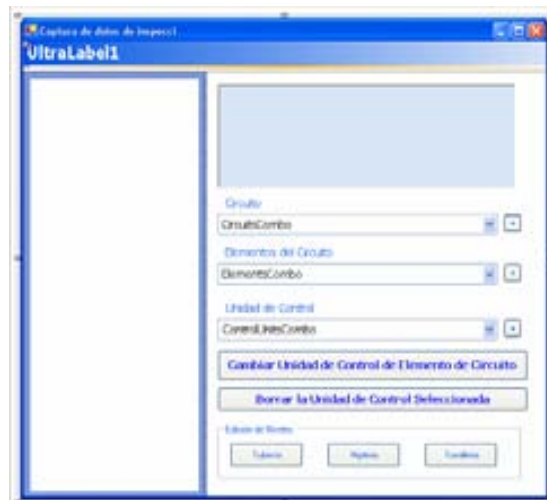
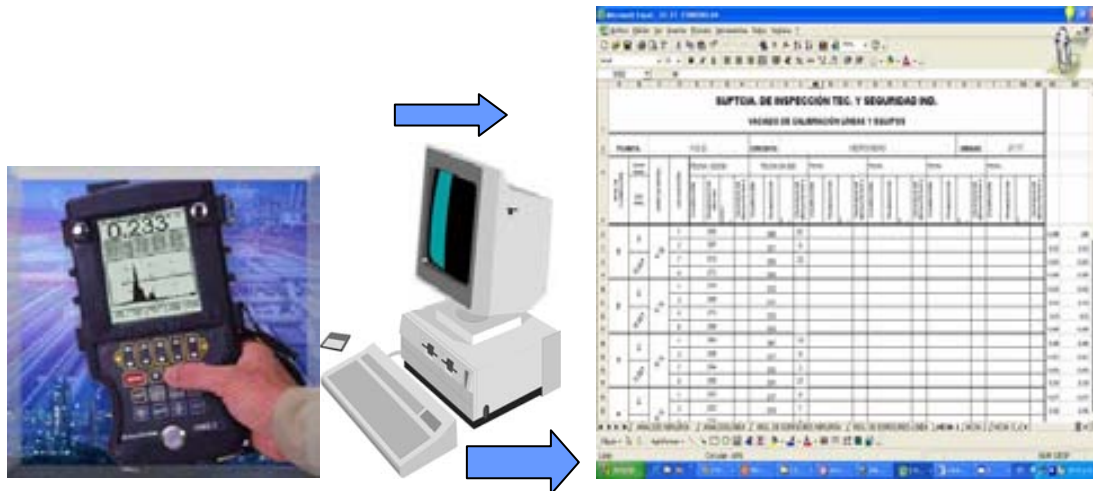
Posición	Anterior	Actual	mpa
1 (Norte)	555	539	4.0
2 (Sur)	553	533	5.0
5 (Arriba)	551	533	4.5
6 (Abajo)	554	545	2.2

Lectura en progreso: **533** Milésimas de pulgada
 Posición 5 (Arriba)

La velocidad de corrosión es inferior a lo esperado



4. Módulo de Reporte. Es realizar automáticamente los cálculos matemáticos involucrados y generar los reportes de tal manera que se tengan organizados los reportes con las especificaciones requeridas.



Una vez capturados los datos históricos y contando con la última inspección, se generan automáticamente los reportes.



5. **Módulo de Consulta por Intranet.** Aquí lo que se busca es que toda la información generada este ordenada, sea accesible para todas las personas que lo requieran dentro de las instalaciones, además de que se pueda consultar desde cualquier computadora de las instalaciones.



3.5 Comparación entre el Sistema Anterior y El Sistema Implementado (SIMECELE)

	SISTEMA ANTERIOR	SISTEMA IMPLEMENTADO SIMECELE
Información	La información que se genera no está ordenada ni clasificada, además que no se tiene al alcance de todo el personal involucrado.	<p>Información ordenada, clasificada para el personal autorizado que requiera de algún dato.</p> <p>Los datos son accesibles, es mas clara, se puede consultar en cualquier momento, existe respaldo.</p> <p>Los valores de la medición de espesores y los isométricos se tienen actualizados y se puede comparar con las mediciones que se estén realizando en ese momento, además se pueden hacer actualizaciones de equipos, accesorios en ese momento de la</p>



	SISTEMA ANTERIOR	SISTEMA IMPLEMENTADO SIMECELE
		medición.
Generación de Reportes	El tiempo que se invierte en realizar los cálculos y la generación de reportes es aproximadamente de 5 horas (depende del tamaño de la unidad de control).	El tiempo en cálculos y la generación de reportes es de aproximadamente unos 5 minutos (depende del tamaño de la unidad de control).
Equipo	Los operarios al salir a campo llevan su equipo de protección personal, el DMS2 con sus accesorios, el patrón de calibración, un arnés si van a subir a niveles altos, el isométrico impreso, hojas y lápiz.	Los operarios llevan su equipo de protección personal, el DMS2 y sus accesorios, el patrón de calibración, el arnés, y la tablet (que es un poco estorbosa).
Programación de Mediciones de Espesores.	Es necesario revisar todos los reportes para programar las inspecciones posteriores.	Se tiene una base de datos para ver las próximas mediciones, se despliegan en orden de prioridad y clasificadas las unidades de control.

3.6 Aplicación de la Implementación del SIMECELE en una sección de la Torre Fraccionadora de una Planta Catalítica

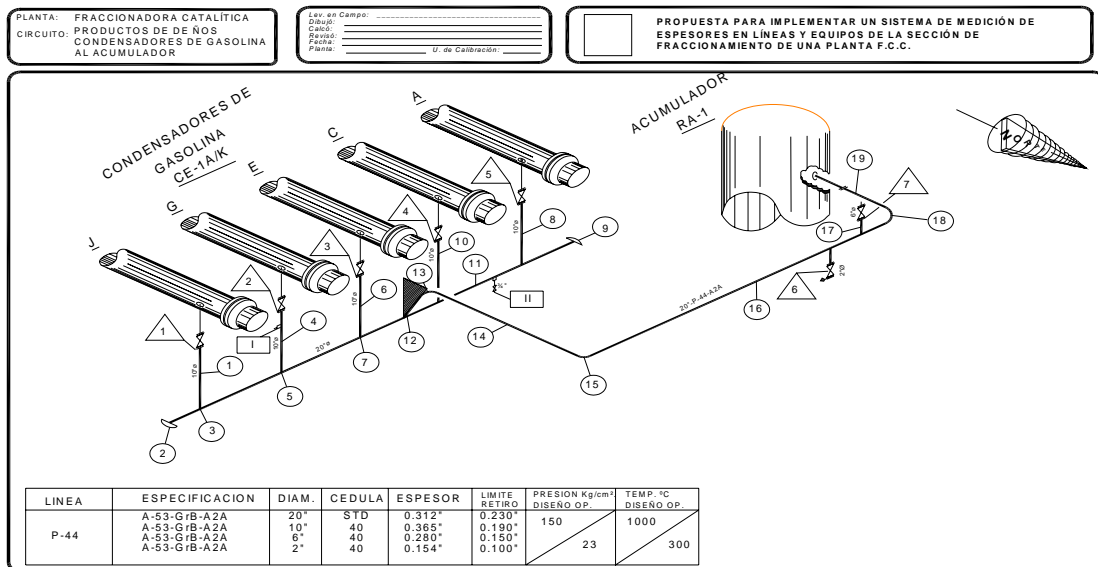
Se decidió aplicar el sistema implementado de espesores a una parte de la sección catalítica debido a que es una de las plantas que sufre más corrosión por el contenido de ácido sulfhídrico que trae la carga, además de las propiedades del catalizador.



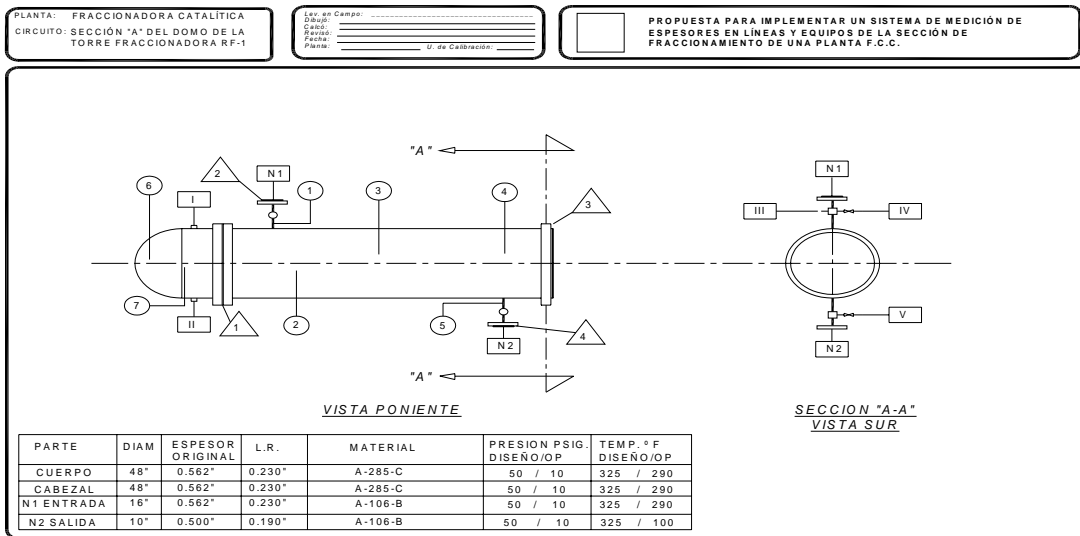
Como ya se mostró en la descripción del proceso, de la Torre Fraccionadora principal salen varios circuitos (ACL, ACP; gasolinas, agua amarga, entre otros) que van a diferentes equipos (cambiadores de calor, condensadores, bombas, etc.).

Para efectos prácticos de cómo funciona el SIMECELE se mostrará una parte del circuito del gasolina cuya unidad de control es la 1. Esta unidad de control va del Banco de Condensadores (CE 1 A-K) al Acumulador (RA-1) en donde hay otra separación de productos. Escogí esta unidad de control porque como lleva ácido sulfhídrico es una de las principales causas por la que las tuberías y equipos se corroen con mayor velocidad.

La unidad de control cuenta con 28 niveles de calibración de los cuales 19 son de tubería, 2 de niplería y 7 de tornillería como puede apreciarse en el isométrico siguiente.



A continuación se muestra una unidad de control para medir espesores de equipo, como recordamos el equipo se dividen en secciones que tienen diferentes unidades de control, es decir, sus características de operación cambian, el equipo que voy a escoger es una parte del domo de la Torre Fraccionadora Principal cuyo isométrico se muestra a continuación.



Esta sección cuenta con 16 niveles de calibración de los cuales 7 son de tubería, 5 de niplería y 4 de tornillería. Los ejemplos elegidos se muestran en el diagrama de proceso que esta indicado en el anexo I.

Después de haber capturado los datos históricos y colocarlos en la base de datos que ya tiene conexión entre el DMS 2 y la tablet, se procede a revisar la fecha de la próxima medición en el programa anual de medición de espesores. Verificando el programa la próxima medición que hay que realizar en ese circuito es en el mes de mayo del 2005.

En vez de llevar el isométrico, hoja de papel y lápiz se lleva la tablet tiene el nuevo software para facilitar la captura de datos.

En cuanto a la preparación para salir a campo se realiza el mismo procedimiento de siempre. Este procedimiento ya fue explicado en el punto 3.1. Cuando ya salen a medir los espesores se realiza:

- Buscar en la tablet los archivos requeridos para la unidad de control. En este caso se busca la planta FCC, después la unidad de control que vamos a ocupar (en este caso es la unidad de control 1).



- Se visualiza en pantalla el isométrico y con el lápiz electrónico se procede a tocar los puntos correspondientes de cada unidad de control. Ahí se ven desplegados los espacios en blancos para que cuando el inspector mida con el DMS 2 y los espacios sean ocupados por el valor obtenido.

No hay que perder de vista que el nuevo sistema nos va a alertar si el espesor disminuyó o si la medición se dispara mucho del valor de espesor obtenido en la fecha anterior. Ahí es donde el inspector va a utilizar su criterio de si el dato obtenido lo acepta o vuelve a medir o si hay circunstancias que satisfagan el valor obtenido.

Una vez terminada la medición en campo automáticamente se realizan los cálculos y el inspector se va al cuarto de control para generar los reportes en unos cuantos minutos.

Los resultados de este sistema se presentan en el capítulo 3.



CAPÍTULO III

RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOEMNDACIONES



3.1 Resultados

A continuación se muestra el **Programa Anual de Medición de Espesores**, en ella se observa que la medición de espesores se debió haber realizado en mayo del 2005.

PROGRAMA ANUAL DE MEDICIÓN DE ESPEORES													
CENTRO DE TRABAJO		Refinería											
SECTOR O AREA		1											
PLANTA O INSTALACION		FCC											
CIRCUITO	UNIDAD DE CONTROL	PROGRAMA DE PRÓXIMA MEDICIÓN DE ESPEORES											
		AÑO 2004						AÑO 2005					
		E	F	M	A	M	J	J	A	S	C	N	D
Gasolina	1												
Gasolina	2												
ACL	3												
ACP	4												

Con la fecha ya revisada se procede a realizar las mediciones en campo, para ello con la tablet que es la nueva herramienta de la implementación de espesores.

En ella se busca en el menú del área a calibrar (área 1), se busca el circuito (gasolina) y por último la unidad de control (1) que es donde aparece el isométrico con los niveles de calibración a medir.

Los resultados de las mediciones de espesores se expresan en las siguientes tablas:



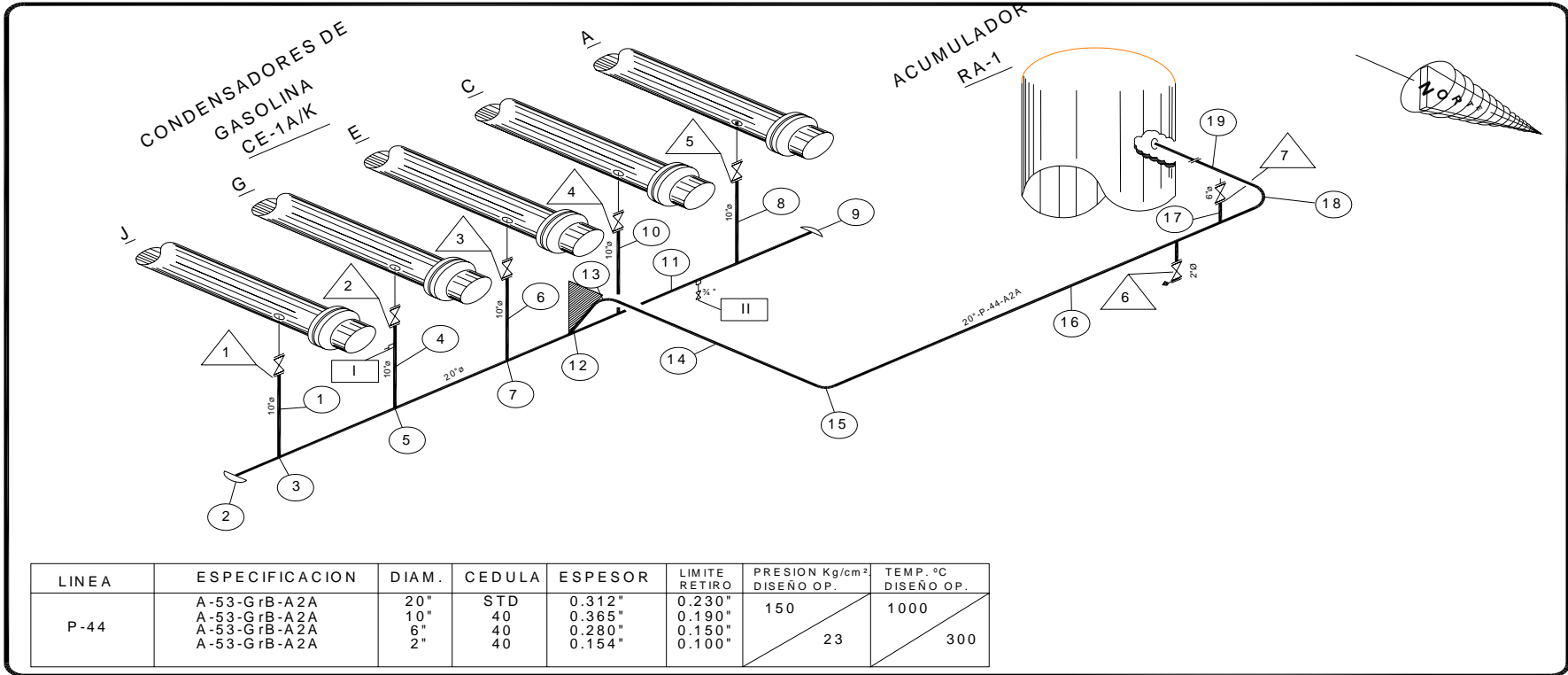
Cálculos y Resultados de la Unidad de Control de Gasolina.

La siguiente figura es el isométrico correspondiente a dicha unidad de control.

PLANTA: FRACCIONADORA CATALÍTICA
CIRCUITO: PRODUCTOS DE DE LOS
CONDENSADORES DE GASOLINA
AL ACUMULADOR

Lev. en Campo: _____
Dibujó: _____
Calco: _____
Revisó: _____
Fecha: _____ U. de Calibración: _____

PROPOSTA PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE
ESESORES EN LÍNEAS Y EQUIPOS DE LA SECCIÓN DE
FRACCIONAMIENTO DE UNA PLANTA F.C.C.





INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.															
REGISTRO DE NIVELES DE CALIBRACIÓN DE TUBERÍA															
PLANTA: F.C.C.			CIRCUITO:.			GASOLINA						DIBUJO		1	
NIVEL DE CALIBRACIÓN	DIAM NOM	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA: 03/ENERO			FECHA: 05/MAYO			FECHA:			FECHA:		
	ESP. ORIG			CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)
1	10"	190	1	350		323	27								
			2	309		312	---								
	365"		3	316		316	---								
			4	350		310	40								
2	20"	230"	1	NA		288	---								
			2	NA		290	---								
	312"		5	NA		300	---								
			6	NA		305	---								
3	20"	230"	1	300		300	---								
			2	260		360	---								
	312"		6	260		263	---								
				300		300	---								
4	10"	190!	1	345		320	25								
			2	312		312	---								
	365"		3	346		346	---								
			4	326		324	1								
5	20"	230"	1	NA		302	---								
			2	NA		270	---								
	312"		6	NA		265	---								
				NA		304	---								
6	10"	190!	1	250		250	---								
			2	278		278	---								
	365"		3	290		290	---								
			4	300		315	---								
7	20"	230"	1	NA		275	---								
			2	NA		280	---								
	312"		6	NA		266	---								
				NA		300	---								
8	10"	190!	1	320		320	---								
			2	340		340	---								
	365"		3	312		312	---								
			4	357		357	---								
OBSERVACIONES															



INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																	
REGISTRO DE NIVELES DE CALIBRACIÓN DE TUBERÍA																	
PLANTA: F.C.C.				CIRCUITO:..				GASOLINA				DIBUJO				1	
CALIBRACIÓN	DIAM NOM	ESP. ORIG	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA: 03/ENERO			FECHA: 05/MAYO			FECHA: 05/0.75			FECHA:			
					CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN
9	20"		230"	1	NA		250	---									
				2	NA		298	---									
	312"		230"	5	NA		243	---									
				6	NA		300	---									
10	10"		190"	1	324		345	---									
				2	347		360	---									
	365"		190"	3	301		317	---									
				4	275		298	---									
11	20"		230"	1	NA		300	---									
				2	NA		235	---									
	312"		230"	5	NA		378	---									
				6	NA		264	---									
12	20"		230"	1	NA		256	---									
				2	NA		247	---									
	312"		230"	6	NA		294	---									
					NA		287	---									
13	20"		230"	3	NA		274	---									
				4	NA		269	---									
	312"		230"	7	NA		272	---									
				8	NA		245	---									
14	20"		230"	3	NA		310	-									
				4	NA		297	--									
	312"		230"	5	NA		299	---									
				6	NA		301	---									
15	20"		230"	5	300		310	---									
				6	310		284	26									
	312"		230"	7	307		315	---									
				8	305		267	38									
16	20"		230"	1	309		311	---									
				2	304		255	49									
	312"		230"	5	270		245										
				6	297		260	37									
OBSERVACIONES																	



INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																		
REGISTRO DE NIVELES DE CALIBRACIÓN DE TUBERÍA																		
PLANTA: F.C.C.				CIRCUITO:..			GASOLINA				DIBUJO			1				
CALIBRACIÓN	DIAM NOM	ESP. ORIG	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA: 03/ENERO			FECHA: 05/MAYO			FECHA: 05/0.75			FECHA:				
					CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR
17	6"		150	1	233			233	---									
				2	245			237	8									
	280"			3	254			254	---									
				4	245			240	5									
18	20"		230	5	278			273	5									
				6	307			241	66									
	312"			7	367			393	3									
				8	248			297	---									
19	20"		230	3	301			291	10									
				4	278			278	---									
	312"			5	247			247	---									
				6	281			271	10									
OBSERVACIONES																		



Resultados de Velocidades de desgaste

INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.	
ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS CALIBRACIÓN DE ESPESORES	
CENTRO DE TRABAJO	F.C.C. ÁREA 1
PLANTA	FCC CIRCUITO 1 FECHA OCTUBRE 2005
UNIDAD DE CONTROL	1
FECHA DE MEDICIÓN RECIENTE	FR 05/MAYO (5/41) 05.41
FECHA DE MEDICIÓN ANTERIOR	FA 03/ENERO (1/12) 03.416
DIFERENCIA DE FECHAS	2.33
SUMA DE LAS DIFERENCIAS DE ESPESORES	350
VELOCIDAD DE DESGASTE DEL PUNTO (V)	151.50
$V = \frac{E_{Fa} - E_{Fr}}{Fr - Fa}$	
NÚMERO DE VALORES DE VELOCIDADES DE DESGASTE QUE INTERVIENEN EN EL CÁLCULO (N)	15
VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO (Vp)	9.22
$V_p = \frac{V_{ln}}{n}$	
VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO AJUSRADA ESTADÍSTICAMENTE	12.26
$V_{MAX} = V + 1.28 \frac{V}{\sqrt{n}}$	
ESPESOR MÍNIMO ENCONTRADO (EB)	237
LÍMITE DE RETIRO (LR)	150
ESPESOR MÍNIMO REMANENTE EB-LR	87
VIDA ÚTIL ESTIMADA (VUE)	7.09
$VUE = \frac{Eb - Lr}{V_{máx}}$	
FECHA PRÓXIMA DE MEDICIÓN DE ESPESORES	2007.77 SEPTIEMBRE 2007
$FPM = F_{um} + \frac{VUE}{3}$	
FECHA PRÓXIMA DE RETIRO PROBABLE (FRP)	2012.50 JUNIO 2012
$FRP = F_{um} + VUE$	
ANALIZÓ	
FECHA DE ANÁLISIS	
OBSERVACIONES	



DIBUJO: 1 CIRCUITO O EQUIPO: GASOLINA				ARREGLO BASICO NO.: 1 DIAMETRO: 14			
REGISTRO DE CALIBRACIONES DE NIPLERÍA							
PUNTO DE CALIBRACION	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACION FECHA: 03/ENERO	DESGASTE MPY	VIDA UTIL	2º CALIBRACION FECHA: 05/MAYO	DESGASTE MPY	VIDA UTIL
1	NIPLE	330			320	10	
2	NIPLE	340			333	7	
3	COPLA	180			150	30	
4	COPLA	144			140	4	
5	VÁLVULA	176			160	16	
6	VÁLVULA	160			155	5	
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
PUNTO DE CALIBRACION	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACION FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL	2º CALIBRACION FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL
1	NIPLE	NA			NA		
2	NIPLE	NA			NA		
3	COPLA	NA			NA		
4	COPLA	NA			NA		
5	VÁLVULA	NA			NA		
6	VÁLVULA	NA			NA		
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
OBSERVACIONES							



Tornillería

CENTRO DE TRABAJO F.C.C			PLANTA Ó ÁREA	1
EQUIPO Ó CIRCUITO GASOLINA			ISOMÉTRICO NO.	1
No. de Brida, Tapa o Válvula dibujo anexo	Cantidad de Espárragos	Grado de Corrosión	Cantidad de Espárragos a Cambiar	Observaciones
1	13	LIGERA	0	
2	13	LIGERA	0	
3	13	LIGERA	0	
4	13	LIGERA	0	
5	8	LIGERA	0	
6	8	LIGERA	0	
7	20	LIGERA	0	
FECHA <u>OCTUBRE/2005</u>				
RESPONSABLE _____				



Inspección Visual de Tubería

INSPECCIÓN EXTERNA DE TUBERÍAS DE PROCESO	
CIRCUITO <u>GASOLINA</u>	FECHA <u>OCTUBRE 2005</u>
ANOMALÍAS	ESTADO
1. FUGAS	ACEPTABLE
Proceso	ACEPTABLE
Indicio de vapores	ACEPTABLE
2. DESALINEAMIENTO	ACEPTABLE
Desalineamiento de tuberías	ACEPTABLE
Desalineamiento de junta de expansión	ACEPTABLE
3. VIBRACIÓN	ACEPTABLE
Peso colgado excesivo	ACEPTABLE
Soportes inadecuados	ACEPTABLE
Tubería de pequeño calibre	ACEPTABLE
Conexiones roscadas	ACEPTABLE
Soportes sueltos por deterioro metálico	ACEPTABLE
4. SOPORTE	ACEPTABLE
Patines de soporte	ACEPTABLE
Colgantes deformados o fracturados	ACEPTABLE
Resortes fuera de su apoyo	ACEPTABLE
Abrazadera deformada o fracturada	ACEPTABLE
Ménsulas sueltas	ACEPTABLE
Placas y rodillos deslizantes	ACEPTABLE
Contrapesos	ACEPTABLE
Soportes con corrosión	ACEPTABLE
5. CORROSIÓN	MODERADA
Partes de soporte bajo grampas	ACEPTABLE
Recubrimiento y pintura deteriorada	ACEPTABLE
Interfase suelo-aire	ACEPTABLE
Superficie de contacto del aislamiento	ACEPTABLE
Productos biológicos	ACEPTABLE
6. AISLAMIENTO	ACEPTABLE
Daños perforaciones	ACEPTABLE
Aislamiento extraviado/ envoltura	ACEPTABLE
Sello deteriorado	ACEPTABLE
Abultamiento	ACEPTABLE
OBSERVACIONES ADICIONALES	



ANALISIS DEL REGISTRO DE MEDICIÓN DE ESPESORES

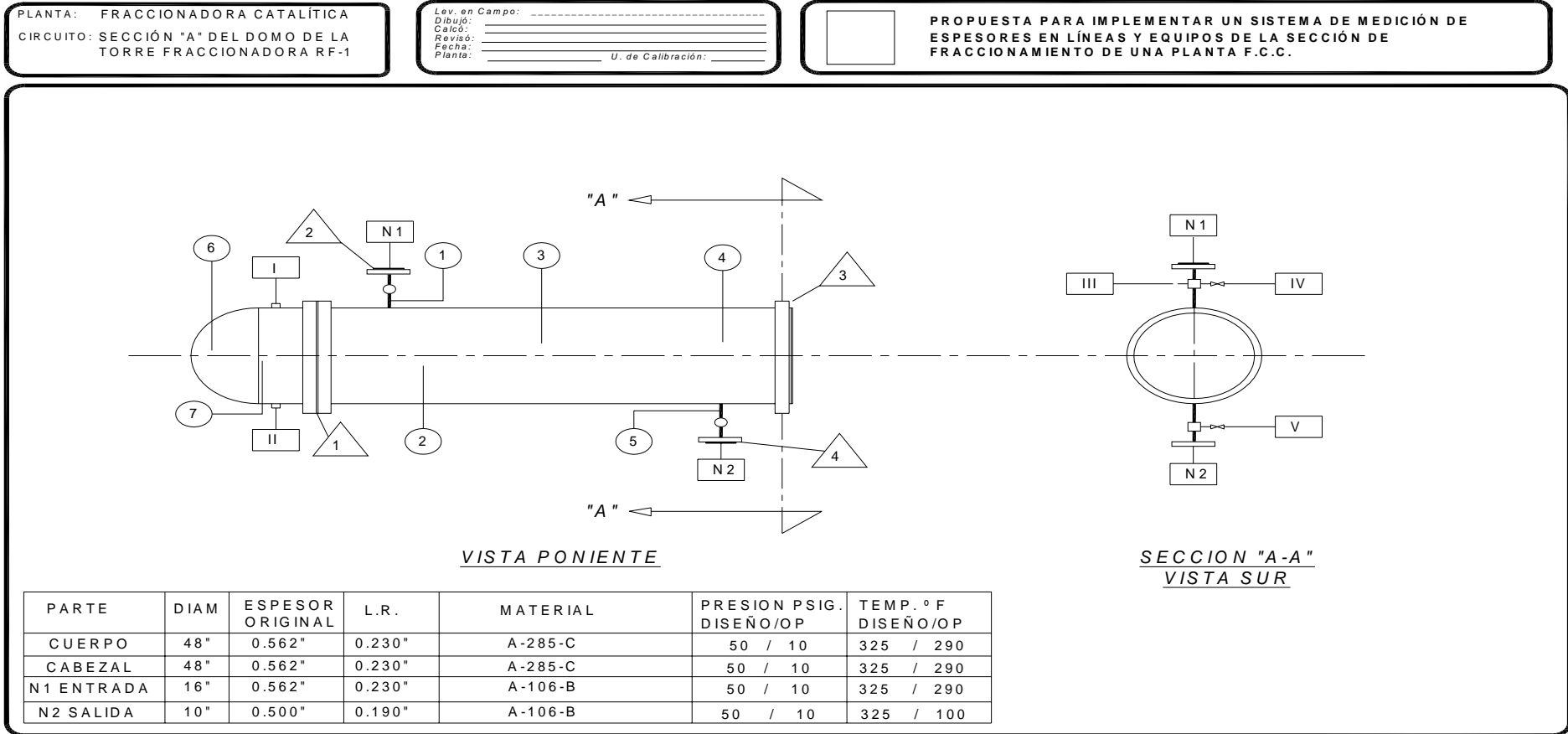
CENTRO DE TRABAJO	PLANTA CATALÍTICA
SECTOR O AREA	1
PLANTA O INSTALACION	FCC
CIRCUITO	GASOLINA
UNIDAD DE CONTROL	1

FECHA DE ANALISIS	FECHA DE ULTIMA MEDICION	FECHA CONTRA LA QUE SE ANALIZA	NO. DE PUNTOS COMPLETOS	VELOCIDAD E DESGASTE (MPA)	FECHA PROXIMA DE MEDICION F.P.M.E.	FECHA DE RETIRO PROBABLE F.R.P.	TEMP. DE MEDICIÓN (° C)
OCT-05	MAY-05	ENE-03	15	12.26	SEP-07	JUN-2012	140



Cálculos y Resultados de la Medición de Espesores del Domo de la Torre Fraccionadora

El siguiente dibujo es el isométrico correspondiente.





INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																			
REGISTRO DE NIVELES DE CALIBRACIÓN DE TUBERÍA																			
PLANTA: F.C.C.				CIRCUITO:..			DOMO FRACCIONADORA				DIBUJO		2						
NIVEL DE CALIBRACIÓN	DIAM NOM	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA: 03/MAYO				FECHA: 05/MAYO				FECHA: 05/0.75 05/SEP				FECHA:			
	ESP. ORIG			CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: (MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: (MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: (MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: (MPA)
1	16	230"	1	590		590	---												
			2	584		574	10												
	656"		3	578		578	---												
			4	580		530	50												
2	48	230"	3	428		414	14												
			4	450		418	32												
	562"		5	430		400	30												
			6	460		456	4												
3	48	230"	3	387		387	---												
			4	428		373	55												
	562"		5	417		417	3												
			6	440		440	---												
4	48	230"	3	468		432	36												
			4	457		442	15												
	562"		5	439		425	14												
			6	429		416	13												
5	10"	590"	1	410		406	4												
			2	415		470	---												
	100"		3	420		425	5												
			4	390		372	18												
6	48"	230"	3	419		411	8												
			4	430		418	12												
	562"		5	420		406	14												
			6	450		432	18												
7	48"	230"	3	400		400	---												
			4	420		416	4												
	562"		5	432		419	13												
			6	429		422	7												
OBSERVACIONES																			



Resultados de Velocidades de desgaste

INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.	
ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS CALIBRACIÓN DE ESPESORES	
CENTRO DE TRABAJO	F.C.C. ÁREA 1
PLANTA	FCC CIRCUITO 1 FECHA OCTUBRE 2005
UNIDAD DE CONTROL	1
FECHA DE MEDICIÓN RECIENTE	FR 05/MAYO (1/41) 05.41
FECHA DE MEDICIÓN ANTERIOR	FA 03/MAYO (1/12) 03.41
DIFERENCIA DE FECHAS	2
SUMA DE LAS DIFERENCIAS DE ESPESORES	379
VELOCIDAD DE DESGASTE DEL PUNTO (V)	189.5
$V = \frac{E_{Fa} - E_{Fr}}{Fr - Fa}$	
NÚMERO DE VALORES DE VELOCIDADES DE DESGASTE QUE INTERVIENEN EN EL CÁLCULO (N)	22
VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO (V _p)	8.61
$V_p = \frac{V_{ln}}{n}$	
VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO AJUSRADA ESTADÍSTICAMENTE	10.95
$V_{MAX} = V + 1.28 \frac{V}{\sqrt{n}}$	
ESPESOR MÍNIMO ENCONTRADO (EB)	373
LÍMITE DE RETIRO (LR)	230
ESPESOR MÍNIMO REMANENTE EB-LR	143
VIDA ÚTIL ESTIMADA (VUE)	13.05
$VUE = \frac{Eb - Lr}{V_{máx}}$	
FECHA PRÓXIMA DE MEDICIÓN DE ESPESORES	2009.76 SEP. 2009
$FPM = F_{um} + \frac{VUE}{3}$	
FECHA PRÓXIMA DE RETIRO PROBABLE (FRP)	2018.46 MAYO 2018
$FRP = F_{um} + VUE$	
ANALIZÓ	
FECHA DE ANÁLISIS	
OBSERVACIONES	



Inspección Visual de Tubería

INSPECCIÓN EXTERNA DE TUBERÍAS DE PROCESO	
PLANTA_1 CIRCUITO <u>DOMO DE LA FRACCIONADORA</u> FECHA <u>OCT 2005</u>	
ANOMALÍAS	ESTADO
7. FUGAS	ACEPTABLE
Proceso	ACEPTABLE
Indicio de vapores	ACEPTABLE
8. DESALINEAMIENTO	ACEPTABLE
Desalineamiento de tuberías	ACEPTABLE
Desalineamiento de junta de expansión	ACEPTABLE
9. VIBRACIÓN	ACEPTABLE
Peso colgado excesivo	ACEPTABLE
Soportes inadecuados	ACEPTABLE
Tubería de pequeño calibre	ACEPTABLE
Conexiones roscadas	ACEPTABLE
Soportes sueltos por deterioro metálico	ACEPTABLE
10. SOPORTE	ACEPTABLE
Patines de soporte	ACEPTABLE
Colgantes deformados o fracturados	ACEPTABLE
Resortes fuera de su apoyo	ACEPTABLE
Abrazadera deformada o fracturada	ACEPTABLE
Ménsulas sueltas	ACEPTABLE
Placas y rodillos deslizantes	ACEPTABLE
Contrapesos	ACEPTABLE
Soportes con corrosión	ACEPTABLE
11. CORROSIÓN	MODERADA
Partes de soporte bajo grampas	ACEPTABLE
Recubrimiento y pintura deteriorada	ACEPTABLE
Interfase suelo-aire	ACEPTABLE
Superficie de contacto del aislamiento	ACEPTABLE
Productos biológicos	ACEPTABLE
12. AISLAMIENTO	ACEPTABLE
Daños perforaciones	ACEPTABLE
Aislamiento extraviado/ envoltura	ACEPTABLE
Sello deteriorado	ACEPTABLE
Abultamiento	ACEPTABLE
OBSERVACIONES ADICIONALES	



DIBUJO: 2 ARREGLO BASICO NO.: 1
 CIRCUITO O EQUIPO: DOMO FRACCIONADORA DIAMETRO:

REGISTRO DE CALIBRACIONES DE NIPLERÍA

PUNTO DE CALIBRACION	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACION FECHA: 03/MAYO	DESGASTE MPY	VIDA UTIL	2º CALIBRACION FECHA: 05/MAYO	DESGASTE MPY	VIDA UTIL
1	CAB	400			389	11	
2	CAB	420			391	29	
3	COPL	560			588	---	
4	COPL	540			545	--	
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
PUNTO DE CALIBRACION	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACION FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL	2º CALIBRACION FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL
1	CAB	409			426	---	
2	CAB	430			425	5	
3	COPL	560			565	---	
4	COPL	570			568	2	
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							

OBSERVACIONES



DIBUJO: 2 ARREGLO BASICO NO.: 1
 CIRCUITO O EQUIPO: DOMO FRACCIONADORA DIAMETRO:

REGISTRO DE CALIBRACIONES DE NIPLERÍA

PUNTO DE CALIBRACION	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACION FECHA: 03/MAYO	DESGASTE MPY	VIDA UTIL	2º CALIBRACION FECHA: 05/MAYO	DESGASTE MPY	VIDA UTIL
1	CAB	570			597	---	
2	CAB	580			583	---	
3	COPLA	589			457	32	
4	COPLA	556			423	33	
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
PUNTO DE CALIBRACION	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACION FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL	2º CALIBRACION FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL
1	NIPLE	490			581	9	
2	NIPLE	500			590	---	
3	COPLA	530			555	---	
4	COPLA	520			542	---	
5	NIPLE	190			200	---	
6	NIPLE	198			190	8	
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							

OBSERVACIONES



DIBUJO: 2

ARREGLO BASICO NO.: 1

CIRCUITO O EQUIPO: DOMO FRACCIONADORA

DIAMETRO:

REGISTRO DE CALIBRACIONES DE NIPLERÍA

PUNTO DE CALIBRACION	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACION FECHA: 03/MAYO	DESGASTE MPY	VIDA UTIL	2º CALIBRACION FECHA: 05/MAYO	DESGASTE MPY	VIDA UTIL
1							
2	CAB	510			515	5	
3	CAB	555			545	10	
4	COPLE	578			580	---	
5	COPLE	560			573	---	
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
PUNTO DE CALIBRACION	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACION FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL	2º CALIBRACION FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							

OBSERVACIONES



Tornillería

CENTRO DE TRABAJO F.C.C			PLANTA Ó ÁREA	1
EQUIPO Ó CIRCUITO DOMO FRACCIONADORA			ISOMÉTRICO NO.	2
No. de Brida, Tapa o Válvula	Cantidad de Espárragos	Grado de Corrosión	Cantidad de Espárragos a Cambiar	Observaciones
1	13	LEVE	0	
2	12	LEVE	0	
3	12	LEVE	0	
4	44	LEVE	0	

FECHA OCTUBRE/2005

RESPONSABLE _____



ANALISIS DEL REGISTRO DE MEDICIÓN DE ESPESORES

CENTRO DE TRABAJO	PLANTA CATALÍTICA
SECTOR O AREA	1
PLANTA O INSTALACION	FCC
CIRCUITO	CUERPO DE LA TORRE FRACCIONADORA
UNIDAD DE CONTROL	2

FECHA DE ANALISIS	FECHA DE ULTIMA MEDICION	FECHA CONTRA LA QUE SE ANALIZA	NO. DE PUNTOS COMPLETOS	VELOCIDAD E DESGASTE (MPA)	FECHA PROXIMA DE MEDICION F.P.M.E.	FECHA DE RETIRO PROBABLE F.R.P.	TEMP. DE MEDICIÓN (° C)
OCT-05	MAY-05	ENE-03	15	12.26	SEP-07	JUN-2012	140



3.2 Análisis de Resultados

➤ LÍNEAS

Los resultados obtenidos en los niveles de calibración de tubería es que la próxima medición va a ser para septiembre del 2007 y la fecha probable de retiro es en Junio del 2012, como nos podemos dar cuenta el intervalo que existe entre cada fecha de calibración es mas corto, además que aproximadamente dentro de 7 años se va a reemplazar la línea por que la velocidad de desgaste va aumentando.

Se pudo observar que en el registro de niveles de calibración de tubería hubo unos datos que dicen NA, esto puede ser por:

- Los valores eran muy diferentes a los obtenidos en la medición anterior.
- Los espesores eran más grandes que los datos anteriores.
- La tubería estaba en un lugar poco accesible al inspector.

Respecto a la niplería su fecha de próxima medición es en noviembre del 2007 y su fecha probable de retiro es en junio del 2009, si nos fijamos los niveles de calibración de niplería son menos urgentes que los de tubería por lo que la próxima medición será en septiembre del 2007 y se revisará simultáneamente todos los niveles de calibración.

Por último tornillería se encuentra en estado aceptable pues sus piezas no presentan ningún deterioro.

➤ **Equipo (Sección del Domo de la Torre Fraccionadora)**

La próxima medición de todos los niveles de calibración es en septiembre del 2009, pero, como se realiza la medición de espesores en equipos cuando hay paro de planta, la próxima medición será aproximadamente dentro de 4 años.



3.3 Conclusiones

Del trabajo anterior se concluye:

Las ventajas que tiene el SIMECELE con respecto al Sistema Anterior son.

- Se tienen en archivo electrónico y se pueden llevar a campo los datos históricos de las mediciones anteriores y el isométrico de la unidad de control en la que se va a realizar la medición de espesores.
- Se eliminó el error de dictado porque al llevar la tablet el dato que se midió con el DMS-DOS se almacena directo en la base de datos del software del SIMECELE.
- El dato que se registró en la medición no puede ser alterado.
- El sistema tiene una alarma que se activa cuando el espesor medido es muy diferente al dato de la medición anterior.
- Se minimizó el tiempo considerablemente respecto a los cálculos y generación de reportes porque en el sistema anterior se empleaban alrededor de 5 horas y con el SIMECELE son 5 minutos a lo máximo.
- La información se tiene ordenada y al alcance del personal que lo requiera, además de que se puede tener en cualquier lugar dentro de las instalaciones de la industria.
- Se tiene en un solo archivo la información de los programas de medición de espesores de toda la planta, de tal manera que se puede ver que unidades de control son las próximas a revisar o en su defecto cuando van a ser reemplazadas.

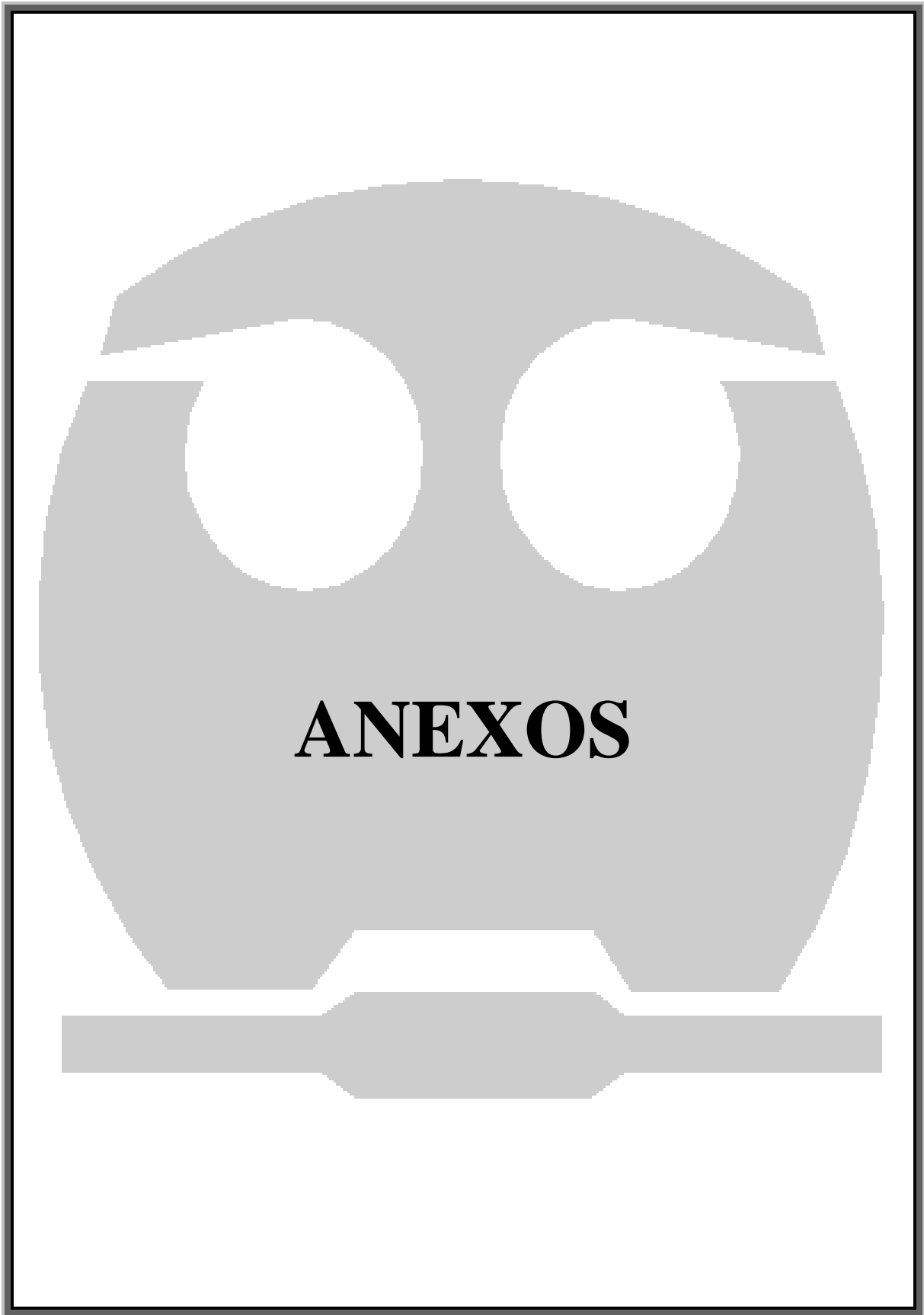
Se va a implementar el SIMECELE como nuevo método para el Sistema de Medición de Espesores por las ventajas que proporciona.



3.4 Recomendaciones

Por lo que se ha obtenido anteriormente las recomendaciones que se tienen son:

- Capacitar al personal para que usen de manera eficiente la tablet además de darle el mayor cuidado pues es su herramienta de trabajo.
- El personal encargado de realizar la medición de espesores sólo se dedique a esa actividad.
- El equipo que llevan para realizar las mediciones es muy estorboso porque además de lo que ya llevaban ahora hay que aumentar la tablet, el chaleco, unas pilas, el lápiz óptico, por lo que se sugiere que cuando se realicen las mediciones vayan 2 personas para que mientras una mida la otra lleve el equipo de medición.
- Hay que llevar repuesto de pilas porque las baterías que llevan para la tablet duran aproximadamente 3 horas y a veces interrumpe la medición y hay que cambiarlas.
- Hay que tener presente que la seguridad de los trabajadores NO TIENE PRECIO por lo que hay que invertir lo mas que se pueda en cuanto a capital para proveer a los trabajadores de lo necesario para el buen desempeño de sus labores y así evitar accidentes en los que incluso pueden perder hasta la vida.



ANEXOS



ANEXO A

Programa Anual de Medición de Espesores

PROGRAMA ANUAL DE MEDICIÓN DE ESPESORES																											
CENTRO DE TRABAJO																											
SECTOR O AREA																											
PLANTA O INSTALACION																											
CIRCUITO	UNIDAD DE CONTROL	PROGRAMA DE PRÓXIMA MEDICIÓN DE ESPESORES																									
		AÑO						AÑO																			
		E	F	M	A	M	J	J	A	S	C	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	C	N	D		



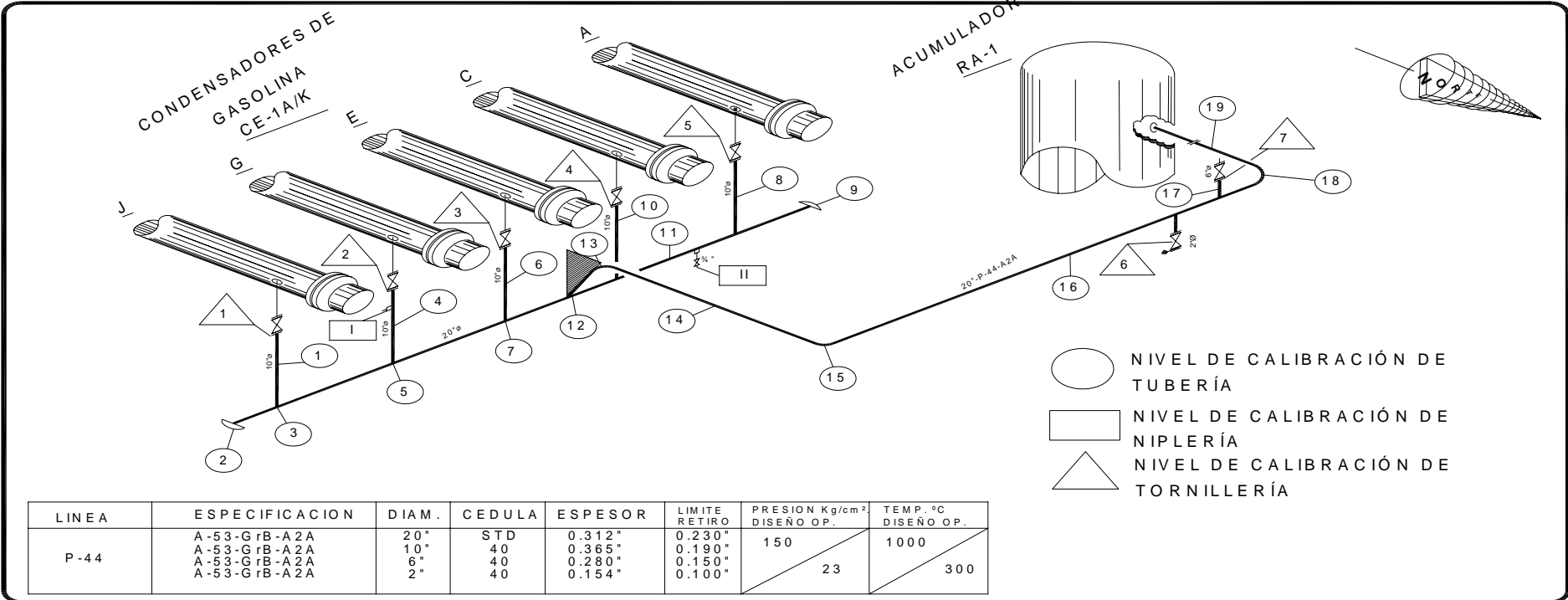
ANEXO B

Ejemplo de un Isométrico Utilizado en Campo

PLANTA: FRACCIONADORA CATALÍTICA
 CIRCUITO: PRODUCTOS DE DE LOS
 CONDENSADORES DE GASOLINA
 AL ACUMULADOR

Lev. en Campo: _____
 Dibujó: _____
 Calco: _____
 Revisó: _____
 Fecha: _____ U. de Calibración: _____
 Planta: _____

PROPOSTA PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE
 ESPESORES EN LÍNEAS Y EQUIPOS DE LA SECCIÓN DE
 FRACCIONAMIENTO DE UNA PLANTA F.C.C.





ANEXO C

Registro de Niveles de Calibración de Tubería

INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND. REGISTRO DE NIVELES DE CALIBRACIÓN DE TUBERÍA																			
NIVEL DE CALIBRACIÓN	PLANTA:				CIRCUITO:.								DIBUJO				FECHA:		
	DIAM NOM	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA:				FECHA:				FECHA:				FECHA:			
	ESP. ORIG			CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)
OBSERVACIONES																			



ANEXO D

Inspección Visual de Tuberías de Proceso

INSPECCIÓN EXTERNA DE TUBERÍAS DE PROCESO		
PLANTA _____	CIRCUITO _____	FECHA _____
ANOMALÍAS	ESTADO	
1. FUGAS		
Proceso		
Indicio de vapores		
2. DESALINEAMIENTO		
Desalineamiento de tuberías		
Desalineamiento de junta de expansión		
3. VIBRACIÓN		
Peso colgado excesivo		
Soportes inadecuados		
Tubería de pequeño calibre		
Conexiones roscadas		
Soportes sueltos por deterioro metálico		
4. SOPORTE		
Patines de soporte		
Colgantes deformados o fracturados		
Resortes fuera de su apoyo		
Abrazadera deformada o fracturada		
Ménsulas sueltas		
Placas y rodillos deslizantes		
Contrapesos		
Soportes con corrosión		
5. CORROSIÓN		
Partes de soporte bajo grampas		
Recubrimiento y pintura deteriorada		
Interfase suelo-aire		
Superficie de contacto del aislamiento		
Productos biológicos		
6. AISLAMIENTO		
Daños perforaciones		
Aislamiento extraviado/ envoltura		
Sello deteriorado		
Abultamiento		
OBSERVACIONES ADICIONALES _____		



ANEXO E

Registro de Niveles de Calibración de Niplotería

DIBUJO: CIRCUITO O EQUIPO:					ARREGLO BASICO NO.: DIAMETRO:		
REGISTRO DE CALIBRACIONES DE NIPLERÍA							
PUNTO DE CALIBRACION	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACION FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL	2º CALIBRACION FECHA: 05/0.75	DESGAST E MPY	VIDA UTIL
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
PUNTO DE CALIBRACION	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACION FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL	2º CALIBRACION FECHA:	DESGAST E MPY	VIDA UTIL
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
OBSERVACIONES							



ANEXO F Análisis Estadístico de la Calibración de Espesores

INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS CALIBRACIONES DE ESPESORES

CENTRO DE TRABAJO _____ ÁREA _____

PLANTA _____ - CIRCUITO _____ FECHA _____

UNIDAD DE CONTROL _____

FECHA DE MEDICIÓN RECIENTE FR _____

FECHA DE MEDICIÓN ANTERIOR FA _____

DIFERENCIA DE FECHAS _____

SUMA DE LAS DIFERENCIAS DE ESPESORES _____

VELOCIDAD DE DESGASTE DEL PUNTO (V) _____

$$V = \frac{E_{Fa} - E_{Fr}}{Fr - Fa}$$

NÚMERO DE VALORES DE VELOCIDADES DE DESGASTE QUE INTERVIENEN EN EL CÁLCULO (N) _____

VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO (V_p) _____

$$V_p = \frac{V_{In}}{n}$$

VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO AJUSADA ESTADÍSTICAMENTE _____

$$V_{MAX} = V + 1.28 \frac{V}{\sqrt{n}}$$

ESPESOR MÍNIMO ENCONTRADO (EB) _____

LÍMITE DE RETIRO (LR) _____

ESPESOR MÍNIMO REMANENTE EB-LR _____

VIDA ÚTIL ESTIMADA (VUE) _____

$$VUE = \frac{Eb - Lr}{V_{máx}}$$

FECHA PRÓXIMA DE MEDICIÓN DE ESPESORES _____

$$FPM = F_{um} + \frac{VUE}{3}$$

FECHA PRÓXIMA DE RETIRO PROBABLE (FRP) _____

$$FRP = F_{um} + VUE$$

ANALIZÓ _____

FECHA DE ANÁLISIS _____

OBSERVACIONES _____



ANEXO G

ANALISIS DEL REGISTRO DE MEDICIÓN DE ESPESORES

CENTRO DE TRABAJO
SECTOR O AREA
PLANTA O INSTALACION
CIRCUITO
UNIDAD DE CONTROL

FECHA DE ANALISIS	FECHA DE ULTIMA MEDICION	FECHA CONTRA LA QUE SE ANALIZA	NO. DE PUNTOS COMPLETOS	VELOCIDAD E DESGASTE (MPA)	FECHA PROXIMA DE MEDICION F.P.M.E.	FECHA DE RETIRO PROBABLE F.R.P.	TEMP. DE MEDICIÓN (° C)



ANEXO H

Nomenclatura de los Equipos Involucrados en el Proceso.

Clave	Equipo	Descripción	Fluido	Temperatura (°c)	Presión (Kg/Cm ²)
RF-1	Torre Fraccionadora Principal El domo de la torre fraccionadora opera a 140°C de temperatura y 0.75 Kg/cm ² de presión	Entrada a la Torre (plato No. 23).	Carga (mezcla de gasóleos, agua, azufres).	505-525	0.5
		Salida del domo (plato No. 1).	Gasolina, vapor de agua, hidrógeno, metano, etano-etileno, propano-propileno, butano-butileno, ácido sulfhídrico y amoniaco en estado de vapor.	140	0.75
		Recirculación a la entrada del domo (plato No. 1).	Gasolinas y nafta ligera.	14	17



Clave	Equipo	Descripción	Fluido	Temperatura (°c)	Presión (Kg/Cm ²)
		Salida del plato No. 12.	ACL	230	6
		Entrada al plato No. 8	ACL	115	4.5
		Entrada al plato No. 11	ACL purificado en forma de vapores calientes	200	0.85
		Salida del plato No. 19	ACP	230	5
		Entrada al plato No. 15	ACP		
		Salida por el fondo	Fondos	365	8
		Entrada al plato No. 21.	Fondos	160	4
CE-1 A-K	Banco de Condensadores-Enfriadores	Entrada al banco de condensadores-enfriadores.	Gasolina, vapor de agua, hidrógeno, metano, etano-etileno, propano-propileno, butano-butileno, ácido sulfhídrico y amoníaco en estado de vapor.	140	0.75
		Salida del banco de	Gasolina, vapor de agua,	40	3.5



Clave	Equipo	Descripción	Fluido	Temperatura (°c)	Presión (Kg/Cm ²)
		condensadores-enfriadores.	hidrógeno, metano, etano-etileno, propano-propileno, butano-butileno, ácido sulfhídrico y amoniaco en estado de vapor.		
RA-1	Acumulador del Domo de la Columna Principal	Entrada al Acumulador	Gasolina, vapor de agua, hidrógeno, metano, etano-etileno, propano-propileno, butano-butileno, ácido sulfhídrico y amoniaco en estado de vapor.	40	3.5
		Salida del domo.	Hidrocarburos ligeros.	36	0.65
		Salida del fondo.	Vapor de agua.		
		Salida de la parte media	Gasolinas y nafta ligera.		
CG-1	Compresor de Gases.	Entrada	Hidrocarburos ligeros.	36	0.65
		Salida	Gases que se comprimidos y agua condensada.	130	20



Clave	Equipo	Descripción	Fluido	Temperatura (°c)	Presión (Kg/Cm ²)
BA-1	Bomba del Acumulador.	Entrada	Agua amarga		
		Salida	Agua Amarga	-----	4.5
BF-1	Bomba de Reflujo de la Fraccionadora	Entrada	Gasolinas y nafta ligera.		
		Salida	Gasolinas y nafta ligera.	40	5.13
BG-A/C	Bomba de Gasolina	Entrada	Gasolinas		
		Salida	Gasolinas	40	18.5
BC1A/B	Bomba de Circulación de ACL	Entrada.	ACL	230	
		Salida.	ACL		5.0
CC-1	Intercambiador de ACL-Propano de la Torre Depropanizadora	Entrada por los tubos..	ACL		
		Salida de los tubos.	ACL	150	4.0
CC-2	Rehervidor del Agotador	Entrada por los tubos..	ACL (aceite de calentamiento).		
		Salida de los tubos.	ACL (aceite de calentamiento).	110	15.5
CE-2 A/B	Enfriador de Aceite	Entrada por la coraza	ACL		
		Salida de la coraza	Aceite esponja pobre		



Clave	Equipo	Descripción	Fluido	Temperatura (°c)	Presión (Kg/Cm ²)
BC-2 A/B	Bomba del Enfriador de Aceite	Entrada	Aceite esponja pobre		
		Salida	Aceite esponja pobre	40	16.5
AS-1	Absorbedor Esponja	Entra al Absorbedor	Aceite Esponja Pobre	40	16.5
		Sale del fondo del absorbedor	Aceite Esponja Rico	55	16
		Sale del domo del absorbedor	Gas Combustible	43	17
RA-2	Agotador de ACL	Entrada	ACL		
		Salida por el domo	ACL purificado en forma de vapores calientes	230	0.85
		Salida por el fondo	ACL agotado		
BC 3A/B	Bomba de Salida de ACL	Entrada	ACL agotado		
		Salida	ACL agotado	130	15.5
CE-3	Enfriador de ACL-Aceite Crudo	Entrada por el lado de los tubos	ACL		
		Salida del lado de los	ACL		



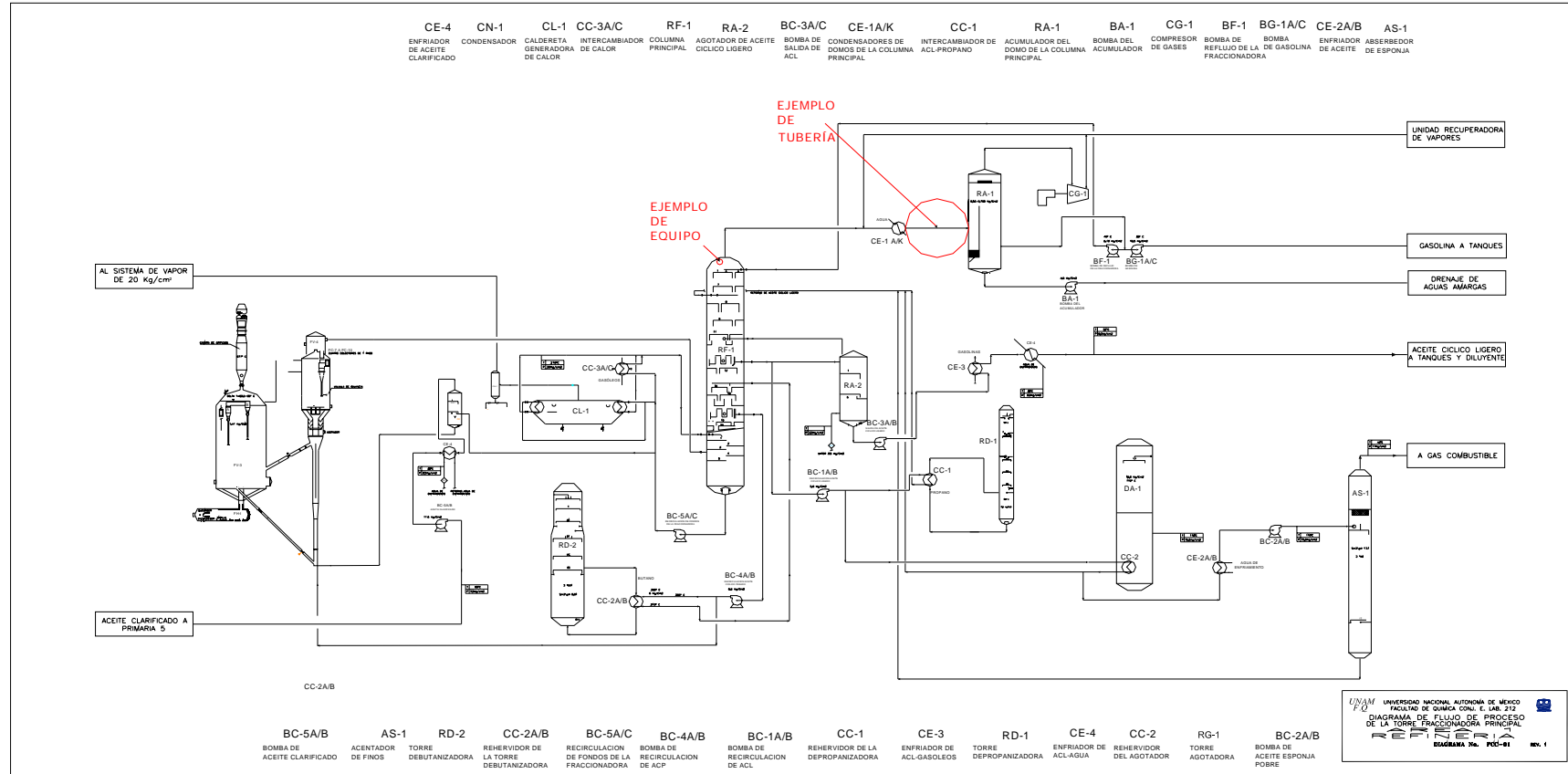
Clave	Equipo	Descripción	Fluido	Temperatura (°c)	Presión (Kg/Cm ²)
		tubos.			
CE-4	Enfriador de ACL-Agua	Entrada por el lado de la coraza	ACL		
		Salida por el lado de la coraza	ACL	52	8.5
BC-4A/B	Bomba de Recirculación de ACP	Entrada	ACP	230	5
		Salida	ACP	290	5
cc-2	Rehervidor de la Torre Debutanizadora	Entrada por el lado de los tubos	ACP	295	6
		Salida del el lado de los tubos	ACP	219	5
BC-5 A,B y C	Bomba de Recirculación de Fondos de la Torre Fraccionadora	Entrada	Fondos	365	8
		Salida	Fondos	355	8
CC-3 ^a /C	Intercambiador de Calor de los Fondos de la Torre-Gasóleos de Vapor	Entrada por el lado de los tubos	Fondos	355	8
		Salida por el lado de los	Fondos	163	7

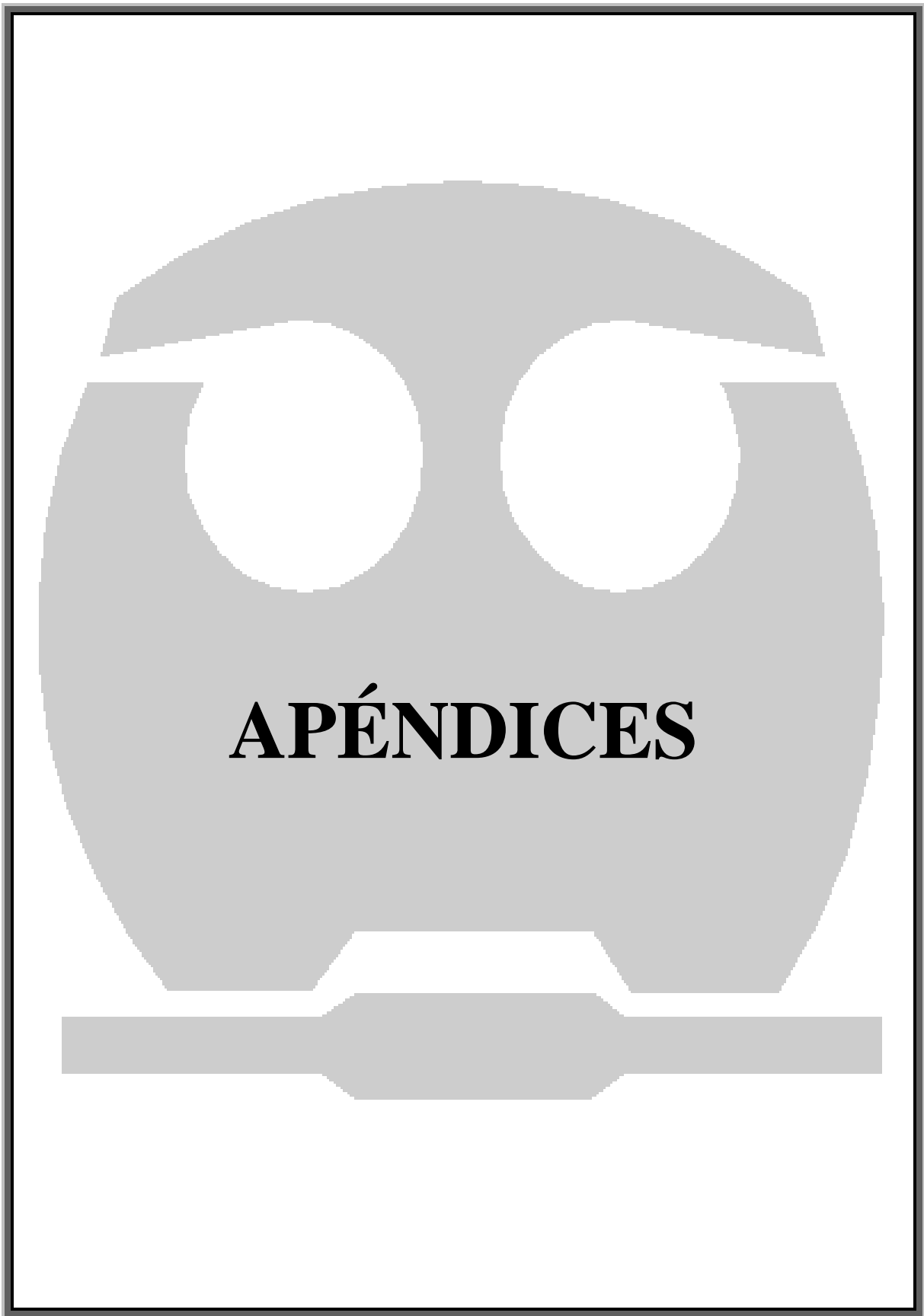


Clave	Equipo	Descripción	Fluido	Temperatura (°c)	Presión (Kg/Cm ²)
		tubos			
CL-1	Generador de Vapor de la Columna Principal	Entrada	Fondos	300	5
		Salida	Fondos	216	4
AS-1	Asentador de Finos	Entrada	Fondos	300	5
		Salida por el Fondo	Finos del catalizador		
		Salida por el Domo	Aceite Clarificado		
CE-4	Enfriador de Aceite Clarificado	Entrada por la coraza	Aceite Clarificado		
		Salida de la coraza	Aceite Clarificado		
BC-5A/B	Bomba de Aceite Clarificado	Entrada		100	8
		Salida		66	11.6



ANEXO I Diagrama De Proceso





APÉNDICES



Apéndice 1

Índice de Abreviaturas

ASME	American Society of Mechanical Engineers
API	American Petroleum Institute
FCC	Fluid Catalytic Cracking o Desintegración Catalítica Fluida
ACL	Aceite Cíclico Ligero
ACP	ACEITE Cíclico Pesado



Apéndice 2

Índice de Anexos

		PAG.
Apéndice A	Programa Anual de Medición de Espesores	102
Apéndice B	Ejemplo de un Isométrico	103
Apéndice C	Reporte de Niveles de Calibración de Tubería	104
Apéndice D	Inspección Visual de Tuberías de Proceso	105
Apéndice E	Registro de Niveles de Calibración de Niplería	106
Apéndice F	Análisis Estadístico de la Calibración de Espesores	107
Apéndice G	Análisis del Registro de Medición de Espesores	108
Apéndice H	Nomenclatura de los Equipos Involucrados en el Proceso	109
Apéndice I	Diagrama de Flujo de Proceso	116

A stylized, grey owl logo is centered on the page. The owl has large, white, circular eyes and a simple, rounded body. The word "BIBLIOGRAFÍA" is written in a bold, black, serif font across the middle of the owl's face.

BIBLIOGRAFÍA



Bibliografía

1. TREVOL Klett, “¿Qué falló? Desastres en Plantas con Procesos Químicos. ¿Cómo Evitarlos?”, Traducción: Felipe Blanco, Editorial: Mc Graw-Hill.
2. <http://www.csb.gov>
“U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board”, Comisión de Seguridad y Peligros Químicos
3. NOM-028-STPS-2004 Organización del Trabajo, Seguridad en los Procesos de Sustancias Químicas.
4. ALONSO DE FLORIDA Ismael, Tesis “Las relaciones Humanas en la Ingeniería Química”, Facultad de Química, UNAM, México 1985.
5. VAN DRAFFELAARLT, “Corrosion and Control an Introduction to the Subject”, National Associations of Corrosion Engineers, Houston Texas EEUU, 1995, 332pp.
6. CORBETT Richard A., “Cathodics Protection as an Equivalent Electrical Circuit”. 1985.
7. <http://www.monografias.com>
8. ING. LEÓN ALEGRÍA Carlos, “Mantenimiento Industrial”, Centro Nacional de Productividad, México.
9. AVILA ZAMUDIO Juan Carlos, Tesis “Mantenimiento a Equipo de Operaciones Unitarias”, Facultad de Química UNAM, México 2001.
10. <http://www.pce-iberia.es>
<http://www.inspección.com.mx>
<http://www.mantenimiento-predictivo.com>
11. “Ingeniería de Medición-Aplicaciones del Tiempo Estándar”, UPICSA-IPN.
12. “DG-GPASI-IT-00204 Procedimientos para el Registro, Análisis y Programación de la Medición Preventiva de Espesores” PEMEX Refinación. Gerencia de Protección Ambiental y Seguridad Industrial.
13. Teoría y Prácticas de Ensayos no Destructivos”, IPN México.



14. Instructivo del DMS2 Utilizado para la Medición de Espesores.
15. "Piping Inspection Code", Inspection, Repair, Alteration and Rerating of in-Service Piping Systems, API 570, Second Edition, October 1998.
16. "Inspection Practices for Piping System Components", API, Recommended Practice 574, Second Edition, June 1998.
17. Richard Frank LAURENCE, "The Petroleum Chemical Industry", McGraw-Hill, terser edition
18. Manual de operación de una planta FCC. (Fluid Catalytic Cracking)