

**ESTRUCTURACIÓN DEL PROGRAMA DE  
CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS DE PROCESO  
CONFORME A LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN  
BASADA EN EL RIESGO (RBI), PARA LA GCB.**

**DIEGO ALEXANDER DUARTE HERRERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES  
BUCARAMANGA**

**2006**

***ESTRUCTURACIÓN DEL PROGRAMA DE  
CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS DE PROCESO  
CONFORME A LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN  
BASADA EN RIESGO (RBI)”, PARA LA GCB.***

**DIEGO ALEXANDER DUARTE HERRERA**

**Tesis de grado para optar al título de Ingeniero Metalúrgico**

**Director**

**Ing. Fernando Palomino Carrillo**

**Codirector**

**Ph. D. M.SC. Ing. Darío Yesid Peña Ballesteros**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA METALURGICA Y CIENCIA DE MATERIALES  
BUCARAMANGA**

**2006**

A Dios por ser el creador y permitirme ser parte del Universo, dándome la vida y la fuerza  
para vivirla.

A mis padres porque sin ellos no sería quien soy, por su confianza y apoyo incondicional.

A mis hermanos por su constante aliento y colaboración.

A mis amigos los que con buena fe encuentro en las diferentes etapas de mi vida, porque  
su colaboración y confianza me permiten mejorar.

A Maritza por estar siempre junto a mí.

A todos mis compañeros y demás personas que de una y otra forma fueron parte  
integrante para el logro de esta meta.

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa su agradecimiento a:

Señor Fernando Palomino Carrillo, Líder de Servicios Industriales de la GCB – ECOPETROL S. A., por su constante apoyo y valiosas orientaciones.

Señor Darío Yesid Peña Ballesteros, Docente de la escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales de la Universidad Industrial de Santander.

Señor Edgar Castiblanco Fajardo, Coordinador de Mejoramiento de la confiabilidad e integridad de equipo estático de la GCB – ECOPETROL S. A.

Señor Saúl Humberto Nuncira Buitrago, Ingeniero Metalúrgico, Grupo de Corrosión GCB – ICP.

Señor Gustavo Adolfo Niño Gallardo, Ingeniero Civil de la Universidad Industrial de Santander, por su generosa colaboración y valiosa amistad.

Al Personal de la Coordinación de Mejoramiento de la confiabilidad e integridad de equipo estático de la GCB – ECOPETROL S. A. A todos ellos su interés y participación en el presente trabajo.

A los docentes y técnicos de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica de la Universidad Industrial de Santander, por haberme formado profesionalmente.

## CONTENIDO

	pág.
LISTA DE TABLAS .....	xi
LISTA DE FIGURAS .....	xii
LISTA DE ANEXOS .....	xiii
GLOSARIO.....	xiv
RESUMEN .....	xvi
SUMMARY .....	xvii
INTRODUCCIÓN .....	1
1. JUSTIFICACIÓN .....	4
2. OBJETIVOS .....	6
2.1. OBJETIVO GENERAL.....	6
2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	6
3. MARCO TEÓRICO .....	8
3.1. INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI) .....	8
3.1.1. Desarrollo del taller de RBI en ECP .....	9
3.1.1.1. Equipo de trabajo.....	10

3.1.1.2. Información requerida.....	13
3.1.1.2.1. Ecuación de Pérdida de Producción .....	13
3.1.1.2.2. Inventario de Equipos .....	14
3.1.1.2.3. Histórico de Inspección de Equipos. ....	15
3.1.1.2.4. Costos de Mantenimiento .....	16
3.1.1.3. Preparación del software .....	16
3.1.1.4. Recomendaciones para el desarrollo del taller .....	17
3.1.1.4.1. Definición de lazos de corrosión .....	18
3.1.1.4.2. Clasificación de confianza .....	18
3.1.1.4.3. Análisis de la criticidad .....	19
3.1.1.4.4. Intervalo de inspección .....	20
3.1.1.4.5. Planeación de tareas .....	21
3.1.1.4.6. Definición de recomendaciones .....	23
3.1.1.4.7. Desarrollo de producto de RBI .....	23
3.1.1.5. Estructura del informe final .....	24
3.2. ULTRAPIPE (PLANT INSPECTION OF PIPING AND EQUIPMENT) .....	25
3.2.1. Requerimientos del sistema .....	28
3.2.2. Funcionamiento y uso del software .....	28
3.2.2.1. Ventanas operativas .....	29

3.2.2.2. Ventajas .....	31
3.2.2.3. Digitalización de planos SK en AUTOCAD .....	32
3.2.2.3.1. Trazado esquemático .....	33
3.2.2.3.2. Símbolos y convenciones .....	33
3.2.2.3.3. Identificación de Equipos.....	33
3.2.2.3.4. Identificación de TMLs.....	33
3.3. MECANISMOS DE DAÑO.....	34
3.4. MONITOREO DE CORROSIÓN EN TUBERÍAS DE PROCESO SEGÚN CÓDIGOS API 570 Y API-RP 574.....	35
3.4.1. Circuitos de tubería.....	36
3.4.2. Identificación de locaciones susceptibles a la corrosión acelerada .....	37
3.4.3. Clasificaciones de tubería.....	37
3.4.4. Accesibilidad de los TML`s.....	38
4. METODOLOGÍA .....	42
4.1. FASE 1. REVISIÓN Y ANÁLISIS DE BIBLIOGRAFÍA.....	42
4.2. FASE 2. IDENTIFICACIÓN DE LAZOS CRÍTICOS.....	42
4.3. FASE 3. DISEÑO DEL FLUJOGRAMA.....	43
4.4. FASE 4. DESARROLLO DETALLADO DEL PROGRAMA.....	43
4.5. DOCUMENTACIÓN DEL LIBRO DE TRABAJO DE GRADO .....	43
5. RESULTADOS .....	45

5.1. APLICACIÓN DEL PROGRAMA DE CONFIABILIDAD PARA LAS LÍNEAS DEL TREN DE PRECALENTAMIENTO DE CRUDO DE LA PLANTA TOPPING U-250.....	55
5.1.1. LÍNEAS CRÍTICAS DE PROCESO DE LA U-250 .....	57
5.1.1.1. Descripción del lazo de corrosión 1 (tren de precalentamiento de crudo < 470 °F) .....	59
5.1.1.2. Descripción del lazo de corrosión 2 (tren de precalentamiento de crudo > 470 °F) .....	59
6. CONCLUSIONES .....	60
7. RECOMENDACIONES.....	64
BIBLIOGRAFÍA .....	65
ANEXOS .....	67

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Perfiles y responsabilidades de cada integrante del equipo de trabajo de RBI. ....	11
Tabla 2. Frecuencia de inspección para los modos de falla relacionados con la edad.....	22
Tabla 3. Algunos mecanismos de daño predominantes en la industria petroquímica. ....	39

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
FIGURA 1. Ventana Selección de Aplicaciones .....	30
FIGURA 2. Ventana Visualizar Pantalla .....	30
FIGURA 3. Ventana Selección de la Fecha.....	31
FIGURA 4. DMS (Equipo Ultrasónico para medición de espesores) .....	34
FIGURA 5. Instructivo del Programa de confiabilidad para líneas de proceso en GCB.....	46
FIGURA 6. Programa de confiabilidad para líneas de proceso en la GCB, de acuerdo al API 570.....	49
FIGURA 7. Instructivo de manejo del sistema UltraPIPE dentro del Programa de confiabilidad para líneas de proceso en la GCB. ....	53

## **LISTA DE ANEXOS**

Anexo A. PROGRAMA DE CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS DE PROCESO CONFORME A LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI), PARA LA GCB.

Anexo B. SK's DE LA PLANTA TOPPING 250 CORRESPONDIENTES AL TREN DE PRECALENTAMIENTO DE CRUDO.

## GLOSARIO

**CONFIABILIDAD:** Es la probabilidad de que un equipo o sistema logre cumplir una función establecida durante un intervalo de tiempo cuando es operado bajo ciertas condiciones establecidas.

**GCB:** Sigla de la Gerencia Complejo Barrancabermeja, refinería de ECOPETROL S. A.

**ISOMÉTRICOS:** Tubería empleada en líneas de proceso con sus respectivas dimensiones.

**LINE LIST\*:** Listado de líneas.

**PIPPING CLASS\*:** Clase de Tubería.

**P&ID'S\*:** Pipe And Instruments Diagram (Diagrama de tubería e instrumentos).

**RBI:** Risk Based Inspection (Inspección Basada en Riesgo).

**REVAMPING:** Ampliación, rediseño, modernización y actualización de la misma, con el fin de optimizar sus equipos y procesos.

**RRM** ≡ Risk & Reliability Management (Manejo del riesgo y confiabilidad)

**RRM SYSTEM:** Sistema de manejo del riesgo y confiabilidad, comprado por ECOPETROL S. A. a Shell Company.

**SK'S\*:** Dibujos esquemáticos de los isométricos de una planta, que indican también válvulas, reducciones, indicadores de presión y temperatura, diámetros y cambios en el sentido de dirección de la tubería, pero sin indicar distancias reales de cada tramo de tubería.

---

\* La ubicación de documentos originales de información técnica como son, P&ID's, SK's, Planos según Lazos de corrosión, Pipping Class y Line List se encuentran en el archivo técnico o en el centro de información técnica - CIT de la GCB en medio duro, así como en informática de la GCB se encontrará el medio magnético. De igual manera los históricos de inspección de las plantas deberán reposar en el archivo técnico de la GCB como copia dura.

TML: Thickness Monitoring Location (Localidades monitoreadas por espesor)

ULTRAPIPE: Plant Inspection of Piping and Equipment (sistema de Inspección de tuberías y equipos en plantas).

**TITULO: ESTRUCTURACIÓN DEL PROGRAMA DE CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS DE PROCESO CONFORME A LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI), PARA LA GCB\***

**Autor: DUARTE HERRERA, Diego Alexander\*\***

**RESUMEN**

*Palabras Clave: RBI, UltraPIPE, lazos de corrosión, línea de proceso, confiabilidad, inspección.*

El proyecto ESTRUCTURACIÓN DEL PROGRAMA DE CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS DE PROCESO CONFORME A LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI), PARA LA GCB, tiene por objeto brindar la confiabilidad e integridad de los sistemas más críticos de las líneas de proceso de la unidades de Refinación, Cracking y Petroquímica de la Gerencia Complejo Barrancabermeja – GCB, mediante la implementación de un programa (procedimiento ó metodología) que está acorde al código API 570, a las recomendaciones prácticas de API 574 y a la clasificación por lazos de corrosión según son establecidos por la metodología RBI; este fue tomado como guía en las líneas del tren de precalentamiento de crudo de la planta TOPPING 250 de la GCB con el fin de aplicarlo a nivel piloto.

El programa de confiabilidad desarrollado por este proyecto incluye un monitoreo de los espesores de tubería que permiten calcular las velocidades de corrosión, las fechas de próxima inspección, y las fechas proyectadas de retiro (vida útil remanente), con la ayuda del software UltraPIPE. Por medio de esta herramienta informática también es posible reportar tendencias de corrosión, que conllevan a la determinación de frecuencias y planes de inspección; definición de los ensayos no destructivos a realizar, reemplazos de líneas y/o de material.

---

\* Trabajo de grado en la modalidad de práctica empresarial.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería Metalúrgica. ing. Fernando Palomino Carrillo (Director) y PhD. Darío Yesid Peña Ballesteros (Codirector).

**TITLE: RELIABILITY PROGRAM ORDERING FOR PROCESS LINES ACCORDING TO INSPECCIÓN METODOLOGY BASED ON RISK BASED INSPECTION (RBI), FOR GCB\***

**Author: DUARTE HERRERA, Diego Alexander\*\***

**SUMMARY**

*Key words: RBI, UltraPIPE, corrosion loop's, process lines, reliability, inspection.*

The Project, "RELIABILITY PROGRAM ORDERING FOR PROCESS LINES ACCORDING TO INSPECCIÓN METODOLOGY BASED ON RISK BASED INSPECTION (RBI), FOR GCB" has as a goal to give reliability and integrity of process lines` critical systems in refining, cracking and petrochemical units in the Gerencia Complejo Barrancabermeja – GCB, by program's implementation (procedure or methodology) according with API 570 standard, API 574's practical recommendation and corrosion loop's classification established in RBI methodology; the RBI was taken as a guide in the oil lines preheating (Those lines are working in TOPPING 250 of GCB) for applying as a pilot plant.

The reliability program developed in this project includes a pipe thickness monitoring that allow us calculate corrosion retirement measurements, the next inspection and projected dates by using UltraPIPE program. It's possible to report corrosion tendency, determining frequencies and inspection plans non destructive test to be clone, lines and material replacement by using UltraPIPE program; obviously it's necessary to get the corrosion loop by visiting the plant and including the information into the UltraPIPE program.

---

\* Graduation Project in industrial practice type.

\*\* Physical-Chemical Engineering Department, Metallurgical Engineering and Material Science School. eng. Palomino Carrillo (Director) and Ph. D. Darío Yesid Peña Ballesteros (Consultant).

## INTRODUCCIÓN

En la Refinería, GCB, muchos de los objetivos a lograr están relacionados con las actividades que mancomunadamente ejecutan equipos y personas de la empresa; tales objetivos, hacen necesario capacitar a todo un equipo humano de trabajo en el conocimiento del manejo integral de ECOPETROL S. A. Es natural que las personas que se inician en las técnicas de refinación y manejo de plantas, queden asombradas con la multiplicidad de procesos, el tamaño y cantidad de equipos y en general, por la continua y febril actividad que se observa en una Planta en operación.

Hoy día ECOPETROL S. A., ha emprendido el desarrollo de proyectos enfocados hacia la preservación de la integridad de su infraestructura y de los activos de sus diferentes negocios. El proyecto ESTRUCTURACIÓN DEL PROGRAMA DE CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS DE PROCESO CONFORME A LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI), PARA LA GCB, hace parte de este enfoque integral y es el resultado de la necesidad de aumentar productividad y confiabilidad, disminuir costos de mantenimiento debido a problemas relacionados con fallas, mejorar procedimientos de inspección, reparación y reemplazo de equipos, reducir los días de parada no programadas que ocasionan lucro cesante de la operación. El proyecto es también resultado de la aplicación exitosa de las recomendaciones de auditorías y revisiones por niveles superiores internos y externos, que conllevan a un mejoramiento continuo para que finalmente la sostenibilidad de la refinería se base en la generación de utilidades que garanticen cumplir con las expectativas de los accionistas, del personal y de la reinversión requerida por las instalaciones.

La Inspección Basada en el Riesgo (RBI) se encuentra dentro de un grupo de metodologías de Manejo del Riesgo y la Confiabilidad (RRM) desarrolladas por Shell; esta es una metodología de mantenimiento enfocada al aseguramiento de la integridad de equipos estáticos de una manera costo efectiva sin comprometer la seguridad, es decir, la

metodología consiste en la evaluación del nivel de riesgo de cada componente estático de una instalación de la refinería. El estudio hecho por RBI contribuye a identificar los sistemas y equipos problemas, que producen o podrían producir las mayores pérdidas económicas y de HSE (Health Security Environmental), en base al fenómeno corrosivo que en cada uno de ellos se presenta, y es aquí donde el proyecto ESTRUCTURACIÓN DEL PROGRAMA DE CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS DE PROCESO CONFORME A LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI), PARA LA GCB, es utilizado como herramienta para soportar al estudio de RBI.

La degradación de los materiales, los daños irreversibles acumulados en servicio, la pérdida de espesor y el agrietamiento son fenómenos normales a los que están sometidos los materiales de construcción de equipos en ambientes de transporte, refinación y petroquímica, por lo que la vida útil de estos equipos es usualmente limitada. La decisión de reparar o reemplazar un componente o equipo que sufra cualquiera de estos fenómenos debe estar basado en criterios técnicos, los cuales se soportan en estudios mecánico-metalúrgicos que pueden predecir o estimar el comportamiento futuro de materiales con degradación o defectos tal como la pérdida de espesor.

En las plantas petroquímicas y químicas las tuberías transportan fluidos que van desde los altamente corrosivos o erosivos, hasta los no corrosivos, ni erosivos. Además, las tuberías que están sobre la superficie y las que están enterradas, también están sujetas a la corrosión externa. El inspector encargado de examinarlas, debe familiarizarse con las causas potenciales de deterioro para cada uno de los sistemas de tubería. De manera que si un área de tubería se observa fuertemente deteriorada, es recomendable que a lo largo de la tubería, aguas arriba y aguas abajo de esta área, también debe inspeccionarse con el equipo asociado.

La razón más frecuente para reemplazar tubería es por adelgazamiento debido a la corrosión. Por ello este es un programa efectivo de inspección en tuberías de proceso, que como será visto a continuación, en el se incluirá un monitoreo de los espesores de tubería que permiten calcular las velocidades de corrosión, las fechas de próxima inspección, y las fechas proyectadas de retiro (vida útil remanente) con la ayuda del

software UltraPIPE. Por tal razón el proyecto estructuración del programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), para la GCB, manejará como pilar tres flujogramas que orientarán de una manera ágil y eficiente el enfoque, estructura y proceso del proyecto; además, se priorizan a los sistemas de tubería por identificación de las consecuencias y potenciales fallas de tubería, de acuerdo a la guía detallada que brinda el código API 570 junto con las recomendaciones prácticas de API 574.

En el programa desarrollado por el proyecto se observará, que con la obtención de tendencias de corrosión en líneas de proceso críticas, se podrán determinar frecuencias y planes de inspección; definir los ensayos no destructivos a realizar, los reemplazos de líneas y/o de material, y como valor agregado, asegurar la información que sirve de memoria institucional para ECP.

## 1. JUSTIFICACIÓN

Actualmente ECOPETROL S.A. en su afán por ser día a día una empresa más competitiva dentro del mercado nacional e internacional en la cadena productiva del petróleo, gas y sus derivados, hace lo posible por estandarizar sus procedimientos, asegurar la información y las metodologías implementadas dentro de su organización, con la finalidad de construir una memoria de pertenencia institucional; para que, de esta manera sean conocidas y aplicadas por cada una de las personas que allí conforman el equipo de trabajo. De igual forma esta tendencia de la empresa por querer ser líder en el sector energético, obedece al cumplimiento de sus mismas políticas de confiabilidad, de gestión y finalmente en sus políticas económicas.

De acuerdo a lo planteado, se genera la necesidad de realizar y estandarizar este trabajo, cuyo título y finalidad es la “Estructuración del programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), para la GCB”, y que a su vez se encuentra proyectada y/o enfocada en satisfacer parte de las políticas mencionadas, como son, que los objetivos, planes y metas de la refinería tengan como prioridad asegurar la confiabilidad y la máxima utilización de equipos, plantas o instalaciones para obtener un mayor margen de rentabilidad; así como un mejoramiento continuo basado en la aplicación exitosa de las recomendaciones de auditorías y revisiones por niveles superiores internos y externos; para que finalmente la sostenibilidad de la refinería se base en la generación de utilidades que garanticen cumplir con las expectativas de los accionistas, del personal y de la reinversión requerida por las instalaciones.

Con la estructuración del programa se pretenden establecer resultados prácticos, como la obtención de tendencias de corrosión en líneas de proceso críticas, las cuales conllevan a la determinación de frecuencias y planes de inspección; definición de los ensayos no destructivos a realizar, reemplazos de líneas y/o de material, y como ya se mencionó, se

brinda el valor agregado de asegurar la información que sirve de memoria institucional para ECP; además estos resultados serán acordes a los procedimientos aplicados en las normas API 510, API 570 y API 581; siendo de gran importancia resaltar que para conseguir tal fin, es indispensable el conocimiento y manejo de las herramientas informáticas en las que se basará el programa, la metodología RBI y el sistema ULTRAPIPE.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. OBJETIVO GENERAL**

- Establecer un programa (procedimiento ó metodología) general que sirva de guía para ser aplicado a las líneas de proceso de las unidades de Refinación, Cracking y Petroquímica de GCB, cuyo fin sea determinar la confiabilidad de los sistemas más críticos, tomando como ejemplo piloto la planta Topping (U-250).

### **2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Diseñar un flujograma que sirva de base para la metodología a implementar para la confiabilidad de líneas de proceso.
- Identificar los SK's "Isométricos" más críticos de la planta Topping (U-250) de acuerdo con los lazos de corrosión identificados en el estudio de RBI realizado para esta unidad en el año 2003.
- Conocer y manejar la metodología RBI y el sistema ULTRAPIPE, que son las herramientas informáticas en las que se basará el programa.
- Establecer los resultados prácticos que se obtienen del programa implementado, tales como son las tendencias de corrosión, las cuales conllevan a la determinación de frecuencias y planes de inspección; definición de los ensayos no destructivos a realizar, reemplazos de líneas y/o de material y a un aseguramiento de la información histórica y de mantenimiento de las líneas de proceso de las Unidades productivas de

la GCB mediante la plataforma del sistema ULTRAPIPE como soporte de la memoria institucional para ECP.

### **3. MARCO TEÓRICO**

La metodología RBI y el sistema UltraPIPE, son herramientas informáticas que ECOPETROL S.A. posee bajo licencia, siendo ellas de uso interno de la empresa que sirven de ayuda para el mejor funcionamiento y organización de sus procedimientos, aseguramiento de su información y confiabilidad de sus equipos industriales de refinación y petroquímica; y que a continuación se presentarán.

#### **3.1. INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI)**

La Inspección Basada en Riesgo (RBI) es una metodología de mantenimiento enfocada al aseguramiento de la integridad de equipos estáticos de una manera costo efectiva sin comprometer la seguridad, es decir, la metodología consiste en la evaluación del nivel de riesgo de cada componente estático de una instalación de la refinería. El nivel de riesgo es evaluado a través del cálculo de la frecuencia de falla de cada equipo como una función directa de los mecanismos de daño que puedan afectar a cada equipo (según lazos de corrosión) y del cálculo de las consecuencias económicas, daños al personal, la instalación, medio ambiente y pérdidas de producción.

De la metodología RBI, también es conveniente mencionar que ella se encuentra dentro del marco de metodologías de Manejo del Riesgo y la Confiabilidad (RRM) que ha estado buscando implementar el Proyecto de Optimización de Refinerías de la Vicepresidencia de Refinación y Transporte de ECOPETROL; a su vez, RBI o mejor "S-RBI" es una metodología desarrollada por Shell, y por ello es que, el contenido de este documento es un complemento a los manuales entregados por Shell GSI y a la presentación de la metodología orientada por expertos de Shell-GSI en los primeros talleres de RBI realizados en ECOPETROL.

Los códigos aplicables que rigen la metodología son, el API RP - 580 que describe aspectos conceptuales y elementos necesarios para un esfuerzo RBI de alta calidad, de esta forma incluye diversos tratamientos del concepto de RBI disponible de numerosas fuentes; el API publication 581 que describe la metodología específica de RBI desarrollado por el grupo patrocinador de API RBI, forma una aproximación paso-a-paso a RBI que es aceptable con respecto a API RP 580; el API 510 /API RB-572 - Inspección de Recipientes a Presión y el API 570 - Inspección de Tuberías.

Con el ánimo de entender aún mejor la importancia de la metodología, se citarán a continuación algunos ¿por qué? del aplicar RBI:

- Para alejarse de la inspección basada en tiempo, gobernada por conformidad mínima a las reglas y normas de inspección.
- Para aplicar una estrategia de hacer lo necesario para proteger la integridad y aumentar la confiabilidad y disponibilidad de la unidad mediante la planificación y ejecución de las inspecciones realmente necesarias.
- Inspección basada en riesgo da beneficios económicos: menos inspecciones, paradas más breves, mayor intervalo entre paradas, evitar paradas no planificadas.

### **3.1.1. Desarrollo del taller de RBI en ECP<sup>1</sup>**

El desarrollo del S-RBI en ECP ofrece las siguientes ventajas, y sigue los parámetros descritos abajo:

- El trabajo en equipo es un requisito.
- Es un método muy práctico, fácil de aplicar y claro.

---

<sup>1</sup> COLOMBIA. ECOPETROL S. A. ECP RBI manual de taller. Bucaramanga: ECP; 2003. 19 p.

- Se asegura la integridad y la definición de los planes de inspección.
- Se maneja el concepto de lazo de corrosión para facilitar el análisis y aumentar la claridad del proceso.
- Va de la mano con el manual de control de corrosión.
- Se definen las ventanas operativas de integridad.

### **3.1.1.1. Equipo de trabajo**

La conformación de un buen equipo del trabajo es el éxito para el desarrollo de un taller de RBI. El nombramiento de los integrantes del equipo debe ser realizado por la Gerencia de Producción, explicando los compromisos que se adquieren al ser parte del equipo de trabajo de RBI. Los integrantes básicos que se requieren de tiempo completo para el desarrollo del taller son:

- Facilitadores
- Ingeniero de Corrosión
- Ingeniero de Proceso
- Ingeniero de Inspección / Confiabilidad
- Supervisor de Operaciones
- Planeador de Paradas de planta (No se requiere de tiempo completo)

Este equipo de trabajo debe contar con el respaldo y el apoyo del siguiente grupo de personas:

- Jefe del Departamento de Apoyo Técnico

- Líder Confiabilidad
- Punto Focal de Confiabilidad (Coordinador de la Unidad)
- Jefe del Departamento de Planeación

Las funciones de este grupo de apoyo están definidas dentro del Sistema de Manejo de la Confiabilidad Operacional (ORMS) implementado en marco del Proyecto de Optimización, ver tabla 1.

Tabla 1. Perfiles y responsabilidades de cada integrante del equipo de trabajo de RBI.

ROL Y PERFIL	RESPONSABILIDADES
<p><b>FACILITADORES</b></p> <p>Ingeniero con experiencia en el mantenimiento de plantas de proceso y conocimientos en:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Metodología RRM</li> <li>• Mejores Prácticas</li> <li>• Habilidades con el Software de RRM</li> <li>• Habilidades con las Personas</li> <li>• Conocimientos básicos de procesos</li> <li>• Conocimientos básicos de Mecanismos de degradación</li> <li>• Conocimientos básicos de Métodos de Inspección</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Liderar la consecución de toda la información básica sobre duración y costo de las reparaciones programadas de planta con PPY y de las no programadas con PLP.</li> <li>• Acompañar a los especialistas en el levantamiento de la información.</li> <li>• Obtener una infraestructura adecuada para la realización del taller</li> <li>• Administración del Software: Cargar información básica antes de inicio del taller. Control de acceso de datos completos, reales, lógicos y estandarizados. Copiar análisis similares a equipos comunes para agilizar el trabajo. Realizar depuración de datos, backup permanente y una copia adicional al finalizar cada sesión diaria.</li> <li>• Liderar la realización del taller, orientando el análisis de acuerdo con la filosofía de la metodología RBI y teniendo en cuenta las recomendaciones del numeral 4 de este manual.</li> <li>• Identificar las Recomendaciones (Tareas de Acción) y registrarlas adecuadamente en el software.</li> <li>• Tener presente las metodologías de RCM e IPF para diferenciar los Modos de falla que serán cubiertos por esas metodologías.</li> <li>• Tener presente la metodología de Scope Challenge (Reto de alcance de paradas).</li> <li>• Llevar una lista de clasificación activa del estado de los equipos en análisis y de los tiempos estimados para la finalización del taller.</li> <li>• Llevar un registro y control de las preguntas surgidas durante una sesión y direccionar su respuesta con la persona o grupo indicado.</li> <li>• Realizar el Informe final y Presentación de resultados del taller.</li> <li>• Divulgar los resultados a diferentes niveles de la organización.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nota: Debido a la complejidad de este Rol se recomienda que las responsabilidades sea compartida con el Ingeniero de Inspección, quien actúa como facilitador Auxiliar colaborando en las funciones y al mismo tiempo capacitándose para facilitar futuros talleres.</li> </ul>
<p><b>INGENIERO DE INSPECCIÓN \ CONFIABILIDAD</b></p> <p>Ingeniero con alta experiencia en inspección y diagnóstico de fallas de equipo estático. Habilidad de trabajo en equipo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recopilación de la información referente a Inventarios de Equipos e Históricos, de acuerdo con los formatos y los procedimientos estandarizados.</li> <li>• Recopilar y presentar al grupo información con respecto a los cambios de planta y/o modificaciones realizadas</li> <li>• Recopilar y presentar información con respecto a mecanismos de degradación, tiempos medios de falla y tareas de inspección de los equipos estáticos de la planta en análisis.</li> <li>• Tener conocimiento y la capacidad de explicar los mecanismos de falla que ocurren en los equipos</li> <li>• Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo la metodología expuesta por el facilitador.</li> <li>• Estar atento a identificar oportunidades de Tareas de Acción</li> <li>• Asegurar los resultados del taller y promover la realización de las tareas de inspección y recomendaciones resultantes</li> </ul>
<p><b>INGENIERO DE PROCESO</b></p> <p>Ingeniero con alta experiencia y conocimiento del proceso de la planta en análisis. Habilidad de trabajo en equipo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recopilación de información referente a las variables operativas de cada uno de los equipos.</li> <li>• Recopilar los P&amp;ID de la Planta</li> <li>• Preparar una presentación general del proceso de la planta.</li> <li>• Conocer a fondo la composición de cada uno de los fluidos con sus efectos sobre salud, seguridad y medio ambiente.</li> <li>• Conocer los planes de control y monitoreo de la corrosión de la planta.</li> <li>• Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo la metodología expuesta por el facilitador.</li> <li>• Estar atento a identificar oportunidades de Tareas de Acción</li> <li>• Asegurar los resultados del taller y promover el monitoreo de las ventanas operativas y recomendaciones resultantes.</li> </ul>
<p><b>INGENIERO DE CORROSIÓN</b></p> <p>Especialista en mecanismos de degradación de los materiales en ambientes de refinación. Habilidad de trabajo en equipo.</p>	<p>Recopilación de información referente a los mecanismos de degradación probables para la planta a analizar.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Liderar la definición de los lazos de corrosión de la planta.</li> <li>• Conocer a fondo los mecanismos de corrosión y la forma de determinar la susceptibilidad de falla basada en los materiales y agresividad del medio.</li> <li>• Analizar los planes de control y monitoreo de la corrosión de la planta.</li> <li>• Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo la metodología expuesta por el facilitador.</li> <li>• Estar atento a identificar oportunidades de Tareas de Acción o recomendaciones desde un punto de vista integral.</li> </ul>

<p><b>SUPERVISOR DE OPERACIONES</b></p> <p>Persona con amplia experiencia en la operación de la planta. Con ascendencia sobre el equipo de trabajo de la planta y habilidad de trabajo en equipo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisar y depurar el Inventario de Equipos levantado por PAO</li> <li>• Participar en la definición de las funciones operacionales de la planta y las ecuaciones de pérdida de producción</li> <li>• Presentar al equipo de trabajo la función básica de la planta</li> <li>• Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo la metodología expuesta por el facilitador.</li> <li>• Estar atento a identificar oportunidades de Tareas de Acción.</li> <li>• Conocer el costo unitario de insumos tales como químicos y catalizadores y de servicios auxiliares como el vapor.</li> <li>• Conocer las listas de rutinas estándar operativas actuales, con sus frecuencias.</li> </ul>
<p><b>PLANEADOR DE PARADAS DE PLANTA</b></p> <p>Persona con amplia experiencia en planeación de planeación de proyectos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recopilación de la información sobre costos y tiempo de mantenimiento.</li> <li>• Disponer a la mano de información básica (HH, \$, Mats y Otros) sobre los programas de Inspección y Reparación existentes, así como de las inspecciones de rutina y monitoreos.</li> <li>• Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo la metodología expuesta por el facilitador, con énfasis en la planeación de las tareas de mantenimiento.</li> </ul>

Una vez están asignados cada uno de los integrantes del taller es necesario realizar una inducción en la metodología a utilizar y en el alcance del taller a cada uno de los participantes, para facilitar y garantizar la calidad de los resultados del taller. El entrenamiento deberá ser orientado por dos facilitadores del equipo de implementación, quienes deben poseer conocimientos y experiencia en la teoría S-RBI, su software de aplicación y habilidades en la orientación del equipo de trabajo.

### **3.1.1.2. Información requerida**

#### **3.1.1.2.1. Ecuación de Pérdida de Producción**

Las Ecuaciones de Pérdida de las diferentes funciones de la Planta deben quedar claramente definidas para el inicio del taller, de tal forma que no sean modificadas en el transcurso del taller, ya que cualquier cambio implicará la necesidad de revisar todos los

análisis realizados hasta la fecha, por lo tanto estas ecuaciones deben ser validadas, aceptadas y entregadas al equipo de trabajo RBI por el Jefe de Departamento de la respectiva Planta o Unidad de Carga. La ecuación de pérdida debe reflejar el lucro cesante por hora cuando se deja de operar la unidad.

Debe ser definida por una persona que conozca ampliamente el proceso de la planta y su interacción con los demás procesos productivos. Debe estar actualizado en pronósticos de producción y costos:

- La definición de las ecuaciones de pérdida de producción se realiza verificando las pérdidas económicas que se generan en la falla de cada sección de la unidad, las pérdidas económicas deben incluir la degradación de productos si se realiza.
- Revisar para valores de cero perdida ya que las fallas no serán consideradas críticas.
- Definirlas en la condición más probable teniendo en cuenta estadísticas.
- Debe tener en cuenta los productos intermedios.
- Debe ser revisada y aprobada por Jefe de Departamento y el Coordinador de la Unidad.

### **3.1.1.2.2. Inventario de Equipos**

El ingeniero de inspección debe recolectar el inventario de los equipos estáticos de la planta, los datos obligatorios del inventario son:

Tag Number: Número de registro del equipo

Asset Description: Descripción del Equipo

Equipment Type: Tipo de equipo de acuerdo a nomenclatura estándar del software RRM

Material: Nomenclatura genérica del material de acuerdo a ASTM

Installed Date: Fecha de instalación en formato mes-año

Design Cor. Allow: Corrosion Allowance original del equipo según diseño.

Prep. RBI: Esta columna debe llevar el valor de -1, para que el software lo incluya en el análisis.

La lista final de equipos y sus datos respectivos deben ser recopilados en el formato estándar establecido para este fin, ya que se exportan directamente al software, y en caso de que algún dato esté vacío el software RRM no importa tal equipo. Estas tablas son parte del documento de Recopilación de Información.

Todos los equipos que existan físicamente en la planta deben ser incluidos en el listado. En caso de que el equipo exista físicamente pero no se va a incluir en el análisis por alguna razón, se debe dejar constancia en la columna de nota.

### **3.1.1.2.3. Histórico de Inspección de Equipos.**

El histórico de equipos es pieza fundamental para un buen resultado del taller de RBI. El ingeniero de inspección debe recolectar el histórico de cada uno de los equipos estáticos, los datos obligatorios del histórico son:

Número del Tag: Numero de registro del equipo

Fecha de Inspección: Fecha de inspección en formato mes-año

Resultados Importantes: Breve descripción del resultado de la inspección,

Rata de Corrosión: Velocidad de corrosión calculada a partir de los resultados de inspección

Cor. Allow. Remanente: Corrosion allowance remanente después de la última inspección

Notas: Forma en que se obtuvo la rata de corrosión (asumida, calculada, etc.)

Estos datos se llevan de forma manual al software.

#### **3.1.1.2.4. Costos de Mantenimiento**

Es imprescindible para garantizar una buena productividad y calidad del análisis de S-RBI contar con los costos de las tareas de mantenimiento y de reparación de todos los equipos estáticos de la planta, al igual que los costos desglosados de la última parada de planta.

#### **3.1.1.3. Preparación del software**

El facilitador asignado al taller de RBI es el responsable, antes del inicio del taller, de la alimentación de los datos al software que consiste en llenar los datos correspondientes a la planta a analizar (Unit Selection) y de inventario (Assets Inventory) esta última se realiza mediante importación de datos de la tabla de excel con los datos de inventario al software RRM por medio de la casilla "import" (para más detalles consultar las referencias bibliográficas).

Adicionalmente se recomienda tener en cuenta los siguientes aspectos claves para el buen y rápido desarrollo del análisis:

- Una vez creado los lazos de corrosión (ver numeral 4.1), los equipos que fueron divididos en partes se deben crear como Tags independientes, con su datos de inventario e históricos también por separado.

- Los datos de históricos se exportan manualmente a cada uno de los Tags, seleccionándolos uno por uno en su respectivo lazo de corrosión y se llevan los datos de la tabla de excel de histórico al software RRM mediante la acción Copiar y Pegar (copy, paste).

#### **3.1.1.4. Recomendaciones para el desarrollo del taller**

Las siguientes premisas son el punto de partida para realizar el análisis de RBI, y se considera que la organización debe propiciar el cumplimiento de ellas antes de implementar esta metodología.

- RBI puede ser usado para postergar o adelantar la fecha de una parada, pero el análisis se hace con base en los intervalos de inspección ya establecidos.
- El producto de RBI no solo es un plan de inspección, sino además una lista de recomendaciones que deben ser implementadas y una lista de ventanas operativas que deben ser monitoreadas. Este producto busca asegurar la integridad de los equipos estáticos.
- Se debe aprovechar al máximo las tareas que se puedan hacer en operación (on stream) y las no invasivas (no intrusive) con fin de disminuir costos de paradas de planta.
- Se planea y programa oportunamente; el cálculo económico de las perdidas por falla de un equipo es estimado teniendo en cuenta sólo el tiempo empleado para su reparación o cambio. Por lo tanto, las demoras en la planeación y programación de las tareas no están incluidas, pero si aumentarían la consecuencia económica de la falla.
- RBI no analiza problemas de ensuciamiento (RCM) ni fallas de protecciones (IPF).

- El escenario crítico para cada modo de falla es con base en “cero” tareas de inspección.

A continuación se detallan las recomendaciones en cada uno de los pasos que se deben seguir durante el desarrollo del taller de RBI, es importante realizar una reunión de apertura donde se refresquen conocimientos de la metodología, el proceso de la planta, los principales problemas y la demás información que el equipo de trabajo estime conveniente.

#### **3.1.1.4.1. Definición de lazos de corrosión**

Los lazos de corrosión se determinan por todo el equipo de trabajo que conforman el taller de RBI, con base en la siguiente definición de lazo de corrosión: “Un lazo de corrosión es un conjunto de equipos y tuberías sometidos a los mismos mecanismos de degradación, el mismo criterio de selección de materiales y a las mismas condiciones de operación”.

#### **3.1.1.4.2. Clasificación de confianza**

La clasificación de la confianza se basa en tres preguntas, las cuales pueden prestarse para discusión si no se tiene la información exacta, el facilitador debe tener claro el objetivo de esta evaluación y la forma en que el software opera con el fin de focalizar la discusión

A continuación se establecen algunas pautas que igualmente orientan las respuestas a cada una de las preguntas:

¿El mecanismo de degradación es estable y se puede controlar apropiadamente?:  
Generalmente los mecanismos relacionados con la edad son estables y los NO

relacionados con la edad NO son estables ya que se pueden presentar en cualquier momento por un cambio operacional. El mecanismo se puede controlar solo si se tiene control sobre las variables que lo producen, por ejemplo el creep (termofluencia) NO se puede controlar cuando se trabaja en el rango de temperatura que lo produce.

¿Se han realizado múltiples inspecciones confiables?: La respuesta es sí, solamente cuando se ha inspeccionado 2 o mas veces con la técnica adecuada en búsqueda del mecanismo de daño que se está analizando.

¿Los parámetros de proceso relevantes se han monitoreado confiablemente?: La respuesta es sí, solamente cuando se lleva un registro organizado y con análisis de tendencia de las variables que determinan el mecanismo de daño en análisis.

Cuando la respuesta a las preguntas no es completamente aceptada por el equipo de trabajo o se generó una amplia discusión al respecto es importante dejar constancia de la forma que se realizó en análisis en la ventana de notas.

#### **3.1.1.4.3. Análisis de la criticidad**

- La probabilidad de falla (PoF) se define de manera diferente para cada modo de falla, aunque el software posee algunas claves importantes para determinar la susceptibilidad en algunos casos (P.D. SCC, HIC,) es obligatorio usar los diagramas de flujo de la librería de corrosión<sup>a</sup>.
- Se deben analizar los 3 tipos de consecuencias: Económicas, Salud, Seguridad y Ambientales.

---

<sup>a</sup> Conjunto de artículos propuestos por Shell que referencian las mejores prácticas para prevenir el deterioro de los equipos de la industria petroquímica según los mecanismos de corrosión

- En las consecuencias económicas se deben sumar todos los tiempos de lucros cesante, así como costos de labor y material. Si hay consecuencias ambientales es importante tener a la mano datos de toxicidad, composición del producto y ayudarse del manual de S-RRM en su anexo 3.

Se debe tener en cuenta que para disminuir el riesgo de un modo de falla (ya sea para hacer un análisis menos conservativo o para proponer una recomendación) se realiza mediante la disminución de la PoF, por lo general no se pueden disminuir las consecuencias pero si la PoF.

Como buena práctica se aconseja siempre dejar explicado como se seleccionó la PoF por medio de una frase breve en la ventana de Notas.

#### **3.1.1.4.4. Intervalo de inspección**

Esta casilla solo debe llenarse para los modos de falla relacionados con la edad así:

Corrosión interna: El software calcula automáticamente la vida remanente basada en el CA y en la rata de corrosión y toma la última fecha de inspección automáticamente, no se debe introducir ningún dato.

Corrosión externa: Solo se debe introducir la última fecha de inspección en la que el equipo se inspeccionó bajo el aislamiento, si nunca se ha realizado se debe introducir la fecha de instalación del equipo.

Creep: La vida residual debe ser introducida manualmente, generalmente los equipos vienen diseñados para 10 años (110.000 horas), pero se puede hacer un cálculo menos conservativo si tienen información de diseño para calcular la vida remanente de acuerdo a las curvas teóricas de creep que se basan en la temperatura y el esfuerzo al que está

sometido el equipo o componente. La última fecha de inspección se debe introducir manualmente debido a que no siempre se inspecciona para detectar este mecanismo de daño o no se usa la técnica adecuada, esta fecha debe corresponder a la fecha en que se realizó la última inspección confiable para detectar el fenómeno de creep, en caso de que nunca se haya inspeccionado la fecha por defecto será la fecha de instalación del equipo.

#### **3.1.1.4.5. Planeación de tareas**

Se debe procurar usar nomenclatura estandarizada para todos los talleres de RBI, a continuación se muestra la nomenclatura definida y que debe ser usada en el momento de definir las tareas de inspección:

Cañuelas Espesor: Se usa en el análisis del lado interno de tubos de intercambiador (TI)

Cañuelas IV: Se usa en el análisis del lado interno de tubos de intercambiador (TI)

IV: Inspección Visual

P Hidrostatica: Prueba Hidrostática

PLP: Prueba de Líquidos Penetrantes

PM: Prueba de partículas Magnéticas

P Neumatica: Prueba Neumática

Retiro Muestras: Cuando se requieren análisis de laboratorio

RP: Réplicas Metalográficas

TG: Termografía

UT Defectología: Ultrasonido para encontrar y dimensionar grietas

UT Espesores: Toma de espesores por ultrasonido.

La frecuencia de inspección para los modos de falla relacionados con la edad se basa en la siguiente tabla. Se debe tener en cuenta que las tareas no queden atrasadas si se utiliza el intervalo máximo de inspección.

Tabla 2. Frecuencia de inspección para los modos de falla relacionados con la edad.

Intervalo máximo de inspección	Intervalo real de inspección recomendado		
	Equipos estáticos	Tubería fría <400 F	Tubería caliente y tubos de hornos
< 4 años	Planeación individual	Planeación individual	Planeación individual
Entre 4 y 8 Años	4 años - SD Intrusita	4 años - OSI	4 años – SD
Entre 8 y 12 Años	8 años - SD Intrusiva 4 años – OSI o SD No Intrusita	8 años - OSI	8 años – SD
Entre 12 y 16 Años	12 años – SD Intrusiva 8 años – OSI o SD No Intrusita	12 años - OSI	12 años – SD
16 años	12 años - SD Intrusiva	12 años - OSI	12 años – SD

Siempre y cuando sea posible se debe maximizar la inspección en operación no invasiva (On Stream No Intrusive –OS/NI-) con el fin de disminuir costos de parada de planta.

Para los modos de falla NO relacionados con la edad la frecuencia de inspección debe ser OBM (Inspección por Oportunidad) a menos que por su análisis de criticidad y confianza requiera un análisis especial o ninguna tarea de inspección, además se debe recomendar el monitoreo de las ventanas operativas cuando sea especificado por el software.

El plan de inspección resultante debe ser exportado a una tabla de excel con el fin de listar todas las tareas que deben ser realizadas antes y durante la parada de planta, (Ver numeral 2.1.1.3.4.).

#### **3.1.1.4.6. Definición de recomendaciones**

El objetivo básico de una recomendación es proponer una actividad complementaria a la actividad de inspección o monitoreo y que es necesaria para asegurar la integridad de un equipo.

Las recomendaciones se hacen para cada loop (lazo) de corrosión y debe contener los siguientes elementos:

Tag del equipo: Objeto de la Recomendación

Recomendación: Acción deseada y resultado esperado de la acción

Prioridad: Debe estar relacionado con los análisis de criticidad y confianza realizados

Dpto y persona responsable de la ejecución: De acuerdo a los lineamientos del ORMS (Sistema de Manejo de la Confiabilidad Operacional)

#### **3.1.1.4.7. Desarrollo de producto de RBI**

El resultado de un RBI está centrado en tres productos específicos:

- Plan de Inspección de la Planta
- Ventanas Operativas de Integridad
- Recomendaciones de integridad (proceso, operación, Mantenimiento y confiabilidad)

Este resultado se exporta del resultado del software de RRM y debe contener la información especificada en el numeral 2.1.1.4.

El producto resultante debe ser entregado al punto Focal de Confiabilidad quien es la persona encargada, junto el con el Líder de Confiabilidad, de hacer que cada uno de los productos específicos se lleven a la práctica se de acuerdo a lo establecido en el ORMS (Sistema de Manejo de la Confiabilidad Operacional).

El plan de inspección debe ser la base para el taller de cuestionamiento de parada y es responsabilidad del Inspector de la Planta administrar este producto.

Este producto debe ser retroalimentado permanente de acuerdo a las tareas que se realicen en operación, el taller de cuestionamiento de parada, la implementación de recomendaciones, las tareas de inspección en la parada de la planta y cuando se realicen cambios de diseño o modificaciones en equipos o planta.

#### **3.1.1.5. Estructura del informe final**

El informe final de un taller de S-RBI debe contener:

- Objetivo
- Alcance (secciones o bloques de la unidad específicas que cubre el RBI)
- Presentación del equipo de trabajo y el programa de trabajo
- Ecuación de pérdida y tarifas empleadas.
- P & ID's con los lazos de corrosión definidos
- Distribución de la criticidad de los equipos.
- Informe final a PAO (dependencia encargada de la confiabilidad en la GCB), el cual debe ser un archivo en Excel conteniendo todas las tareas de inspección definidas por RBI clasificadas de acuerdo del momento de ejecución: antes,

durante o después de la Próxima parada de planta, las cuales deben contener la siguiente información:

- Tag (Nombre del equipo)
  - Loop de corrosión
  - Modo de Falla
  - Criticidad
  - Localización
  - Método de inspección
  - Detalle
  - Tipo de inspección (invasiva o no invasiva)
- Recomendaciones
  - Ventanas operativas de integridad

Es importante asegurar que los análisis y cuestionamientos realizados durante el taller se aseguren como memorias del taller.

### **3.2. ULTRAPIPE (PLANT INSPECTION OF PIPING AND EQUIPMENT)<sup>2</sup>**

UltraPIPE es un sistema orientado a Windows™ 95/98/NT y que esta direccionado a datos de inspección, este programa fue desarrollado específicamente para aplicaciones de inspección en refinerías, químicas y plantas de energía. PIPE son las siglas de Plant Inspection of Piping and Equipment (Inspección de Tuberías y Equipos de Plantas). Cuando es utilizado a todo su potencial, UltraPIPE proporciona los siguientes beneficios:

---

<sup>2</sup> UltraPIPE 10.147 User's Guide, S.O.S. Engineering Software, 2005

**Inspección Prioritaria:** le permite utilizar la mano de obra disponible donde y cuando sea más requerida para todas sus actividades de inspección.

**Riesgos Reducidos en Planta:** le permite resaltar en el Equipo/Circuito aquellos espesores monitoreados que necesiten reparación, debido a que presentan una velocidad alta de corrosión o una vida remanente corta, así como los que presentan corrosión externa.

**Acceso Mejorado a los Datos:** le permite obtener datos, reportes e isométricos de una manera rápida y fácil con la interfase de Windows™ 95/98/NT.

**Costos Reducidos:** le da rapidez y precisión en la adquisición de datos, entrada de datos y reportes.

**Mejora la Planeación:** los reportes e isométricos proporcionan excelentes herramientas para planear los requerimientos de futuras inspecciones, trabajos de mantenimiento y modificaciones de ingeniería que se tengan que realizar a tuberías o equipo deteriorados.

**Satisface los Requerimientos de Regulación:** en varios Estados, incluso el UltraPIPE puede cumplir con los requerimientos internos de inspección de su centro de trabajo. Estos incluyen medición de espesores, inspección visual, prueba/inspección de válvulas, evaluación de bajos espesores en tubería, registrar y documentar actividades de inspección creadas por el usuario, así como, la verificación de que el personal que realiza la inspección está debidamente capacitado para la tarea que le fue asignada.

**Satisface las Recomendaciones del Instituto Americano del Petróleo (API):** las recomendaciones de inspección del API listadas en el API 510 (recipientes), API 570 (tubería), API 653 (tanques) y API 576 (válvulas de alivio de seguridad) pueden ser satisfechas por el UltraPIPE.

Dentro de las aplicaciones y ventajas que UltraPIPE ofrece, se resaltan el sencillo manejo del software, la factibilidad y/o compatibilidad con otros softwares, y el control o monitoreo de la corrosión de equipos en refinerías, del cual puede determinarse la velocidad de corrosión; las fechas de retiro y fechas de próxima inspección recomendada; cálculo del

espesor mínimo y POMP para cada espesor medido; velocidad de corrosión representativa para cada espesor medido; corrección de temperatura; crecimiento en las tendencias de corrosión; velocidad de corrosión representativa de equipos/circuitos y grupos; fecha de retiro del espesor medido; definir espesores medidos con cero corrosión permisible o sin cero corrosión permisible; fecha de próxima inspección para espesores medidos sin cero corrosión permisible; fecha de próxima inspección para espesores medidos con cero corrosión permisible; fechas de retiro del equipo/circuito y del grupo; definición de equipos/circuitos con cero corrosión permisible o sin cero corrosión permisible; fecha de próxima inspección para equipos/circuitos y grupos sin cero corrosión permisible; fecha de próxima inspección para equipos/circuitos y grupos con cero corrosión permisible; calculo del espesor medido de precaución; inspección de corrosión localizada en tuberías; inspección y pruebas en válvulas; entre otras.

UltraPIPE también ofrece opciones de seguridad para la protección del software a través de una o varias contraseñas que pueden ser utilizadas por los distintos usuarios que lo manejan; y dispone de códigos para los componentes empleados en refinería (componentes de tuberías, componentes de recipientes, componentes de tanques y componentes de calderas) y códigos para materiales (material para tubería, material para recipientes; material para tanques y material para calderas) que ayudan a facilitar el trabajo y producto que de este software se desea.

El primer paso que debe seguir antes de poder correr UltraPIPE es instalarlo. La instalación de UltraPIPE es una tarea fácil. Solo hay que correr el programa de Configuración e indicarle cual va a ser el subdirectorio o carpeta de su disco duro en donde él programa quedará instalado. Los menús de UltraPIPE son fáciles de utilizar y lo guiarán a través del proceso de instalación.

### **3.2.1. Requerimientos del sistema**

UltraPIPE es un amplio programa que puede manejar bases de datos muy grandes. El software de operación (Windows™ 95/98 vs. Windows™ NT), las capacidades de la red (si la utiliza), el tamaño de la base de datos, y el uso de AutoCAD® o MicroStation® para los dibujos de los Equipos/Circuitos afectaran el rendimiento del programa.

Los requerimientos mínimos recomendados para una velocidad aceptable utilizando Windows 95/98 con una base de datos de tamaño moderado (menor a 50 MB) son: Una Computadora Pentium IBM - Compatible de 133 MHz y 32 MB en RAM, los dibujos requieren aproximadamente 100-200K cada uno dependiendo de la complejidad.

Los requerimientos mínimos recomendados para una velocidad aceptable utilizando Windows™ NT V4.0 o V3.51 con una base de datos de tamaño moderado a grande (menor a 50 MB) son: 1. Una Computadora Pentium IBM - Compatible de 166 MHz y 64 MB en RAM y, 2. Los dibujos requieren aproximadamente 100-200K cada uno dependiendo de su complejidad.

### **3.2.2. Funcionamiento y uso del software**

Como ya se mencionaba atrás, la aplicación monitoreo de corrosión de UltraPIPE lo ayudara a determinar cual es la condición de la tendencia a la corrosión en equipos tales como tuberías, recipientes a presión, calderas y tanques. Las lecturas de espesores de pared periódicas (usualmente obtenidas con un equipo ultrasónico) junto con el espesor de retiro calculado (E-MIN) en ubicaciones predeterminadas son almacenadas y analizadas por esta aplicación. Además, pueden ser aplicados parámetros analíticos especiales para equipos con cero corrosión permisible que sean monitoreados por razones reguladoras.

El equipo con cero corrosión permisible está construido para no tener problemas de corrosión anticipada. Los Parámetros Analíticos están disponibles para este tipo de equipo que debe ser monitoreado mediante medición de espesores y programado para futuras inspecciones. Esto automáticamente excluye el criterio de vida recomendado para equipos que están diseñados para tener cero corrosión permisible.

Los resultados analíticos incluyen la velocidad de corrosión, la fecha de la próxima inspección recomendada y la fecha de retiro pronosticada para cada uno de los Espesores Medidos así como también, para todo el Equipo/Circuito. UltraPIPE resulta versátil ya que le proporciona un rango amplio de opciones en cuanto al análisis de la información obtenida y que se apega a las regulaciones gubernamentales y/o sus propios estándares de ingeniería.

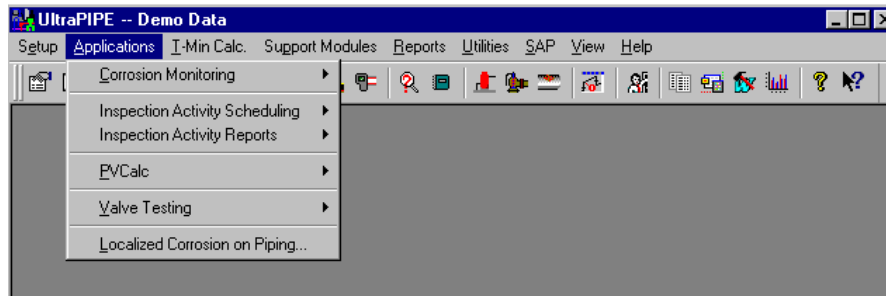
La frecuencia de la inspección realizada de acuerdo al API 510 - “Código de Inspección para Recipientes a Presión”, API 570 - “Código de Inspección para Tuberías” y API 653 – “Inspección de Tanques” puede ser satisfecha con exactitud si se utiliza el Modulo Monitoreo de Corrosión del programa UltraPIPE con la finalidad de realizar un análisis flexible de la información obtenida.

El objetivo de la aplicación del monitoreo de corrosión es incorporar el método que el usuario seleccione para determinar en que condiciones se encuentran cada uno de los Espesores Medidos, así como también, el Equipo / Circuito en su totalidad.

### **3.2.2.1. Ventanas operativas**

En la siguiente figura se observan algunas de las ventanas operativas que se despliegan en UltraPIPE, como ejemplo se tiene que en la ventana “Applications” se despliegan la opción Corrosión Localizada en Tubería que generará una ventana y las opciones Monitoreo de Corrosión, Prueba a Válvulas y PVCalc generaran opciones adicionales para su selección.

Figura 1. Ventana Selección de Aplicaciones



En los catálogos para el Grupo, Área y Equipos/Circuitos están disponibles en todas las ventanas. Estos catálogos son dinámicos. Es decir, cuando presionemos la tecla que corresponda con el texto, el programa saltara al primer elemento que corresponda con esta tecla. Esto es a menudo más rápido que utilizar el ratón para buscar en el catálogo.

Los botones **View...** están en todas las ventanas de UltraPIPE. Estos botones muestran la población actual o el estado de la base de datos utilizada por la ventana actual. Todos los botones **View...** generan una lista, la cual contiene una barra de búsqueda, un botón de búsqueda y un botón para imprimir. Un ejemplo de **Visualizando Grupos...**, el cual muestra el estado de los grupos de la Lista Maestra (realizada con la opción Vincular Equipos/Circuitos), se muestra en la Figura 2.2.

Figura 2. Ventana Visualizar Pantalla

Unit	Eq/Circ ID	Section	Type
0043	D-0708	SURVEY	DRUM
0043	D-0710	ALL	DRUM
0043	w-0196	ALL	TOWER
0043	X-0950-SH	SHELL	H/E
0043	X-0950-TB	TUBE	H/E
0043	X-0958-SH	SHELL	H/E
0043	X-0958-TB	TUBE	H/E
DEMO	0000		
DEMO	0094-A2-1-043	0094	PIPING
DEMO	0094-A2-1-044	INJ POINT	PIPING
DEMO	0356-A2-1S-020	0356	PIPING
DEMO	0357-B2-1S-020	0357	PIPING
DEMO	1	1	
DEMO	1116-B2-1-043	1116	PIPING
DEMO	1134-A2-1-043	1134	PIPING
DEMO	AD301	ALL	VESSEL
DEMO	AD301-1	ALL	VESSEL

Muchos campos de entrada con entrada repetitiva tienen por conveniencia un Catálogo único con todos los elementos. Este catálogo se genera automáticamente durante la entrada de información por parte del usuario. Ejemplos de esto incluyen a la Sección y Tipo de campo en la ventana Lista Maestra de Equipos/Circuitos.

La mayoría los campos que corresponden a la fecha también tienen un catálogo, el cual genera un calendario y se puede seleccionar mediante el ratón la fecha requerida como se muestra en la Figura 3. Las flechas dobles permiten la búsqueda de los años y las flechas simples la de los meses.

Figura 3. Ventana Selección de la Fecha



La Ventana actual de Configuración Regional para fechas controla todos los formatos de fechas en el UltraPIPE. Esto proporciona soporte a todo el UltraPIPE, tanto al formato de fecha dd/MM/yyyy como al MM/dd/yyyy.

### 3.2.2.2. Ventajas

Los más importantes beneficios al monitorear su equipo son:

- La capacidad de satisfacer los requerimientos de API 510, API 570, API 653 y OSHA 1910.

- Rápida detección de problemas potenciales dentro de las áreas en el Equipo/Circuito.
- Se puede programar futuras inspecciones con base en el análisis extremadamente flexible y poderoso realizado por el programa, este calcula la velocidad de corrosión, fecha de retiro y fecha de próxima inspección recomendada para cada uno de los Espesores Medidos, así como también, para el Equipo/Circuito en su totalidad.

UltraPIPE le permite introducir la información con los criterios de programación de inspecciones que servirán para calcular la fecha de la próxima inspección, esta se basa en el cálculo del intervalo de inspección y tomando como referencia también el máximo intervalo. Esta información es especificada en el campo U/T de la ventana **Configuración para el Análisis – Estándar**. **Nota:** la información que introduzca en estos campos se utilizara para calcular la Fecha de Próxima Inspección del Espesor Medido, así como también, la Fecha de Próxima Inspección para todo el Equipo/Circuito.

### 3.2.2.3. Digitalización de planos SK en AUTOCAD

Para poder realizar una inspección adecuada es necesario contar con planos SK (por lazo de corrosión) correctamente digitalizados y con la información básica indispensable. Gracias al módulo de soporte que posee el paquete UltraPIPE, estos planos se pueden realizar con precisión, con la simbología adecuada y con toda la información. El tiempo invertido en la realización de cada plano se ve considerablemente reducido gracias a las herramientas que posee el programa. A continuación se enumeran las recomendaciones básicas para la realización de SK's adecuados que faciliten la inspección.

#### **3.2.2.3.1. Trazado esquemático**

Debe realizarse lo más claro posible, evitando que la tubería esquemática se cruce. Se debe indicar el norte adecuadamente, de tal forma que el sentido de la tubería trazada corresponda a su dirección en campo. Incluir máximo tres equipos por cada hoja correspondiente al SK.

#### **3.2.2.3.2. Símbolos y convenciones**

Todos los componentes deben indicarse con la convención correcta. Por ejemplo debe diferenciarse una válvula de globo, compuerta, etc, un codo soldado, bridado, etc. Para esto se sugiere utilizar el módulo de soporte de UltraPIPE – AutoCAD, ya que todas las convenciones y símbolos hacen parte de las herramientas.

#### **3.2.2.3.3. Identificación de Equipos**

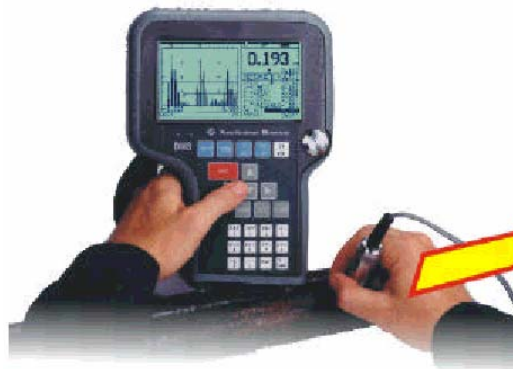
Se sugiere identificar el equipo tantas veces como sea necesario, de tal forma que el inspector no dude a que equipo corresponde cada TML (Tickness Monitoring Location). Esta marcación se puede realizar con las herramientas de texto que posee el módulo UltraPIPE – AutoCAD. Cualquier otro equipo asociado con el SK debe ser identificado. Por ejemplo bombas, tanques, intercambiadores, etc.

#### **3.2.2.3.4. Identificación de TML's**

Todos los puntos en donde se calibre el equipo deben ser identificados con el número correspondiente a la configuración utilizada en UltraPIPE. Esta identificación es fundamental para el inspector, ya que la operatividad en campo depende de la forma

como se hayan identificado los TML y como se registre la información en los DMS (Equipos de Ultrasonido para medición de espesor). Por lo tanto en el momento de realizar la numeración de los TML es importante contar con la opinión de un inspector de tal forma que se asegure una eficiente operatividad en campo.

Figura 4. DMS (Equipo Ultrasonico para medición de espesores)



Si se cuenta con planos ya digitalizados, se pueden integrar a la caracterización enfocada. Para esto se consulta el manual de Usuario UltraPIPE Capítulo 12. "Incorporar un dibujo de AutoCAD existente a UltraPIPE".

### 3.3. MECANISMOS DE DAÑO

Los mecanismos de daño en la industria petroquímica, se dividen en tres grandes grupos que son:

**Mecanismos de daño por CORROSIÓN:** su morfología de falla es pérdida de espesor uniforme o localizada.

**Mecanismos de daño por AGRIETAMIENTO INDUCIDO:** su morfología es formación y propagación de grietas.

**Mecanismos de daño por DEGRADACIÓN METALURGICA DEL MATERIAL:** su morfología se presenta por daños locales o generales en los metales.

La tabla 3, muestra algunos de los mecanismos de corrosión usuales que predominan en las plantas de refinación de crudo TOPPING, en ella se cita la descripción, comportamiento, variables de seguridad y ejemplos de cada mecanismo.

### **3.4. MONITOREO DE CORROSIÓN EN TUBERÍAS DE PROCESO SEGÚN CÓDIGOS API 570 Y API-RP 574.**

La razón más frecuente para reemplazar tubería es por adelgazamiento debido a la corrosión general uniforme. Por esto un programa efectivo de inspección en tuberías de proceso incluirá un monitoreo de los espesores de tubería que permitan calcular las velocidades de corrosión, las fechas de próxima inspección, y las fechas proyectadas de retiro (vida útil remanente).

Un buen programa de monitoreo prioriza los sistemas de tubería por identificación de las consecuencias y potenciales fallas de tubería. API 570 proporciona una guía detallada por clasificación de tuberías según son las consecuencias o fallas.

La llave más efectiva para monitorear corrosión en tubería es identificando y estableciendo TML's (thickness monitoring locations). TML's son áreas designadas en el sistema de tubería donde las medidas de los espesores son periódicamente tomadas. Tomando medidas repetitivas y recordando los mismos puntos sobre los cuales fueron tomadas, las velocidades de corrosión pueden ser calculadas con más precisión.

Algunos de los factores para considerar al establecer el plan de monitoreo de corrosión para tuberías de proceso son:

- a. Clasificando la tubería de acuerdo al API 570.

- b. Categorizando la tubería en circuitos de similar comportamiento a la corrosión (por ejemplo, corrosión localizada, corrosión general, corrosión por agrietamiento).
- c. Identificando locaciones susceptibles, donde la corrosión acelerada es esperada.
- d. Accesibilidad de los TML's para monitorear.

### **3.4.1. Circuitos de tubería**

Varios factores pueden afectar la velocidad y naturaleza de la corrosión de la pared de tubería. Ellos incluyen, pero no se limita a, los siguientes ítems:

- a. Metalurgia de la tubería.
- b. Contenido dentro de la tubería.
- c. Velocidad de flujo.
- d. Temperatura.
- e. Presión.
- f. Inyección de agua o químicos.
- g. Mezcla de dos o más corrientes de fluido.
- h. Condiciones externas de la tubería.
- i. Áreas de flujo estancado, como las piernas muertas (deadlegs) o de drenaje.

Unidades de proceso complejo o sistemas de tubería son divididos entre circuitos de tubería para manejar las inspecciones necesarias, los cálculos y guardar los registros. Un circuito de tubería es una sección de tuberías de la cual todos los puntos se exponen a un ambiente de similar corrosividad y bajo condiciones similares de diseño y de material de

construcción. Al establecer el límite de un circuito de tubería particular, el inspector también puede clasificarlo según tamaño para mantener un paquete práctico donde guardar los registros y realizar una inspección determinada. Identificando los ambientes como circuitos, la extensión de las velocidades de corrosión calculadas para los TML's en cada circuito es reducida, y la precisión de la velocidad de corrosión calculada es más acertada. La selección apropiada de componentes en el circuito de tubería y el número de TML's son particularmente importantes cuando se usan los métodos estadísticos para evaluar las velocidades de corrosión y la vida remanente.

### **3.4.2. Identificación de locaciones susceptibles a la corrosión acelerada**

En presencia de ciertos agentes corrosivos, las velocidades (ratas) de corrosión son normalmente incrementadas en áreas de incremento de velocidad y/o turbulencia del fluido. Los codos, las expansiones - reducciones, las tees, las válvulas de control, y los orificios son ejemplos de componentes de tubería donde la corrosión acelerada puede ocurrir debido al incremento de la velocidad y/o turbulencia. Tales componentes normalmente son áreas donde un inspector localizaría TML's adicionales en un circuito de tubería. Sin embargo, el inspector también debe ser consciente que las áreas de no flujo, como los deadleg (piernas muertas, por ejemplo facilidades de inyección de inhibidores de corrosivos), pueden causar corrosión acelerada y puede necesitar TML's adicionales.

### **3.4.3. Clasificaciones de tubería**

Según API 570, Sección 4.2, toda tubería de proceso debe ser clasificada de acuerdo a una consecuencia o falla. El inspector reduce la incertidumbre de los datos obtenidos asignando más TML's a la más baja tubería clasificada y monitoreando más frecuentemente. Esto mejora la habilidad de predecir fiablemente las fechas de retiro pero también los enfoques limitan los recursos de la inspección para áreas que proporcionan

un alto gran riesgo. Los factores a considerar cuando se clasifica la tubería son: (1) la toxicidad, (2) la volatilidad, (3) la combustibilidad, (4) la locación de la tubería con respecto al personal y otro equipo, y (5) la experiencia e historia.

#### **3.4.4. Accesibilidad de los TML's**

Al asignar TML's, el inspector debe considerar la accesibilidad para monitorearlos. TML's al nivel de la tubería normalmente proporcionan una más fácil accesibilidad. Otras áreas de buena accesibilidad son las plataformas de los equipos y escaleras de mano. Hay muchas ocasiones donde el inspector no tiene ningún inconveniente para monitorear los TML's, pero en lugares donde la accesibilidad a las áreas de TML's es limitada; serán necesarios andamios, arneses, u otros métodos que proporcionen el acceso adecuado.

Tabla 3. Algunos mecanismos de daño predominantes en la industria petroquímica.

<b>MECANISMO DE DETERIORO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>COMPORTAMIENTO</b>	<b>VARIABLES DE SEGURIDAD</b>	<b>EJEMPLOS</b>
Erosión	La erosión se define como la remoción de superficie de material por acción de numerosos impactos individuales partículas de sólido o líquido. La erosión es caracterizada por dejar canales, huecos redondeados, ondas y valles en una dirección patrón.	General a altamente localizado.	Concentración de partículas y velocidad del fluido.	En áreas de fluido turbulento, tales como cambios de dirección en un sistema de tubería o aguas debajo de válvulas de control donde la vaporización puede tener lugar.
Corrosión Bajo Aislamiento	CUI es un caso específico de corrosión atmosférica donde la temperatura y concentraciones de agua/humedad pueden ser altas. Frecuentemente Trazas / residuos de elementos corrosivos pueden también ser filtrados por fuera del material de aislamiento mismo originando un ambiente más corrosivo.	General a altamente localizado.	Presencia de oxígeno, rango de temperatura y disponibilidad de agua/humedad y constituyentes corrosivos dentro del aislamiento.	Recipientes y tuberías aisladas.
Corrosión bajo depósitos	La corrosión bajo depósitos es un caso particular, donde el depósito, por ejemplo en tubería el coque se ubica internamente sobre la pared de esta, ocasionado un ataque corrosivo debajo del depósito importante de determinar.	Corrosión localizada	Presencia de depósitos altamente corrosivos, como coque, etc.	Todas las locaciones donde se depositen lodos, impurezas sólidas, coque, etc altamente corrosivas. Tales como unidades de crudo.

<b>MECANISMO DE DETERIORO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>COMPORTAMIENTO</b>	<b>VARIABLES DE SEGURIDAD</b>	<b>EJEMPLOS</b>
Corrosión por sulfuros a alta temperatura sin H <sub>2</sub> .	Un proceso corrosivo similar a la corrosión atmosférica en la presencia de oxígeno. En este caso el hierro (Fe) es convertido en presencia de sulfuros a sulfuro de hierro (FeS). La velocidad de conversión (y por tanto la velocidad de corrosión) es dependiente de la temperatura de operación y concentración de sulfuros.	Corrosión general U Uniforme.	Concentración de sulfuros y temperatura.	Todas las locaciones donde hay suficiente temperatura (mínimo 450°F) y sulfuros están presentes en cantidades mayores que 0.2%. Locaciones comunes son crudo, coque, FCC, y unidades de hidroprocesamiento.
Corrosión por sulfuros a alta temperatura con H <sub>2</sub> .	Con la presencia de hidrógeno, un caso más significativo y agresivo de sulfidación (Corrosión por sulfuros) puede existir.	Corrosión general uniforme.	Concentración de sulfuros e hidrógeno, y temperatura.	Todas las locaciones donde hay suficiente temperatura (mínimo 450°F) y sulfuros están presentes en cantidades mayores que 0.2%. Áreas de unidades de hidroprocesamiento hasta alimentación al reactor aguas abajo del punto de mezcla de hidrogeno, el reactor, el líquido de salida del reactor y el hidrogeno gaseoso reciclado; incluyendo los intercambiadores, hornos, separadores, tubería, etc.
Agrietamiento por soda cáustica	Originalmente el agrietamiento iniciado en el equipo de acero al carbono, es debido a la fabricación o esfuerzos residuales.	Típicamente, fractura intergranular, también puede ser fractura transgranular.	Concentración de soda cáustica, pH, material de construcción, temperatura, esfuerzos.	Secciones de tratamiento de soda cáustica, servicio soda cáustica, tratamientos de mercaptanos, alimentación al desalador en el precalentamiento de unidades de crudo, tratamiento de aguas agrias, sistemas de vapor.

<b>MECANISMO DE DETERIORO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>COMPORTAMIENTO</b>	<b>VARIABLES DE SEGURIDAD</b>	<b>EJEMPLOS</b>
Corrosión por ácido nafténico	La corrosión por ácido nafténico ataca a aceros por ácidos orgánicos que se condensan en el rango de 350°F a 750°F. La presencia de cantidades potencialmente dañinas de ácido nafténico en crudo puede haber sido significado de números de neutralización más elevados.	Corrosión Localizada.	Concentración de ácido nafténico / orgánico y temperatura.	Secciones medias de una columna de vacío en una unidad de crudo (primariamente en el corte de MVGO), puede también ocurrir en unidades de destilación atmosféricas, hornos y líneas de transferencia.
Ampollamiento por hidrógeno	Ocurre en materiales de aceros al carbono y de baja aleación en presencia de agua y H <sub>2</sub> S. El deterioro de las propiedades del material es causado por hidrógeno atómico el cual es generado por corrosión continua y que difunde dentro del material y reacciona con otro hidrógeno atómico para formar gas de hidrógeno molecular en inclusiones del acero. El deterioro toma la forma de ampollas planas y puede ocurrir en un equipo con alivio de esfuerzos y en uno sin alivio de esfuerzos.	Grietas planas (Ampollas).	Concentración de H <sub>2</sub> S, agua, temperatura, pH, material de construcción.	Cualquier lugar que el H <sub>2</sub> S esté presente con agua tal como unidades de crudo, compresión y recuperación de gas en el rompimiento catalítico, Hidro-procesamiento, aguas agrias y unidades de coque.
Interfase fluido – aire (Aireación diferencial)	La aireación diferencial se produce cuando existe presencia de O <sub>2</sub> , en compañía de un fluido líquido bajo en O <sub>2</sub> ; entonces la diferencia de O <sub>2</sub> entre estas dos fases propicia el origen de este mecanismo de corrosión.	Corrosión general a localizada	Concentración de O <sub>2</sub> .	Todos los sistemas de tubería que transporten fluido líquido y a su vez exista presencia de oxígeno (aire)

## **4. METODOLOGÍA**

Las labores que se realizaron se resumen de la siguiente manera:

### **4.1. FASE 1. REVISIÓN Y ANÁLISIS DE BIBLIOGRAFÍA**

*ACTIVIDAD 1.* Se revisaron manuales interactivos relacionados con el conocimiento y manejo de la metodología y software RBI, y el software ULTRAPIPE; páginas Web; bases de datos; normas API; e historial de líneas de proceso.

*ACTIVIDAD 2.* Se elaboró el primer informe titulado “Importancia aplicativa de la metodología RBI y el sistema ULTRAPIPE”; el cual mostró algunas de las bondades que estas dos herramientas ofrecen.

Tiempo que requirió: Durante el desarrollo de la práctica empresarial (Marzo a Agosto de 2006).

### **4.2. FASE 2. IDENTIFICACIÓN DE LAZOS CRÍTICOS**

*ACTIVIDAD 1.* Se identificó de los lazos de corrosión más críticos de la planta TOPPING 250 de acuerdo con el estudio de RBI realizado para esta unidad en el año 2003.

*ACTIVIDAD 2.* Se elaboró el segundo informe titulado “Lazos críticos de corrosión”, este identificó las líneas críticas de proceso en la U-250.

Tiempo que requirió: 1.25 meses.

#### **4.3. FASE 3. DISEÑO DEL FLUJOGRAMA**

*ACTIVIDAD 1.* Se diseñaron tres flujogramas que sirvieron de pilar para la implementación del programa de confiabilidad para líneas de proceso a nivel de la GCB.

*ACTIVIDAD 2.* Se elaboró el tercer informe titulado “Flujograma diseñado para el programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), para la GCB”.

Tiempo que requirió: 5 meses.

#### **4.4. FASE 4. DESARROLLO DETALLADO DEL PROGRAMA**

*ACTIVIDAD 1.* Se estructuró detalladamente el programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), para la GCB. Este programa se encuentra en el anexo A del proyecto y en él se establecen los resultados prácticos que ofrece.

Tiempo que requirió: 5 meses.

#### **4.5. DOCUMENTACIÓN DEL LIBRO DE TRABAJO DE GRADO**

*ACTIVIDAD 1.* Se elaboró el libro de este proyecto según lo establecido por las normas técnicas de ICONTEC para la elaboración de tesis.

*ACTIVIDAD 2.* Se revisó y entregó el proyecto “Estructuración del programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), para la GCB”.

Tiempo que requirió: 4 meses

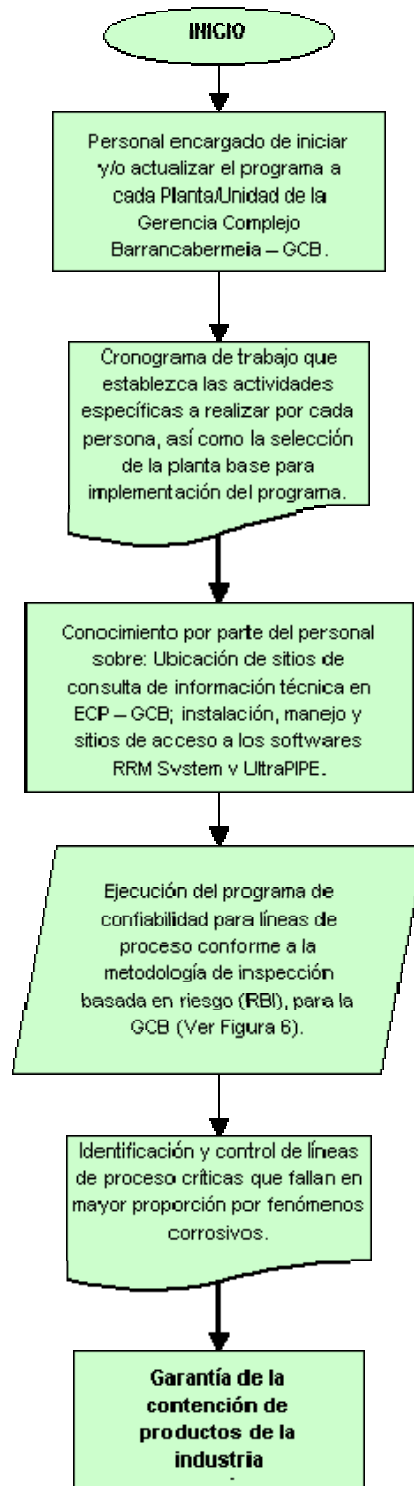
## 5. RESULTADOS

El proyecto estructuración del programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), para la GCB, diseñó tres flujogramas que orientan de una manera ágil y eficiente el enfoque, estructura y proceso del proyecto. Estos flujogramas son mostrados en las figuras 5, 6 y 7; los cuales fueron denominados *Instructivo del programa de confiabilidad para líneas de proceso en GCB*; *Programa de confiabilidad para líneas de proceso*; e *Instructivo de manejo del sistema UltraPIPE dentro del Programa de confiabilidad para líneas de proceso en la GCB*, respectivamente.

El flujograma de la figura 5, “Instructivo del programa de confiabilidad para líneas de proceso en GCB”, muestra la planeación inicial con la que debe contar el proyecto; la cual es descrita por los siguientes pasos:

- a) Disponer de Personal que se encargue de actualizar el programa a cada Planta/Unidad de la Gerencia Complejo Barrancabermeja – GCB.
- b) Crear un cronograma de trabajo que establezca las actividades específicas a realizar por cada persona, así como seleccionar la planta base para implementación del programa.
- c) El personal de trabajo debe conocer: Ubicación de sitios de consulta de información técnica en ECP – GCB; instalación, manejo y sitios de acceso a los softwares RRM System y UltraPIPE.
- d) Ejecutar el programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en riesgo (RBI), para la GCB (Ver Figura 6).
- e) Tener identificadas a las líneas de proceso críticas que fallan en mayor proporción por fenómenos corrosivos, y así garantizar la contención de los productos de la industria petroquímica.

Figura 5. Instructivo del Programa de confiabilidad para líneas de proceso en GCB.

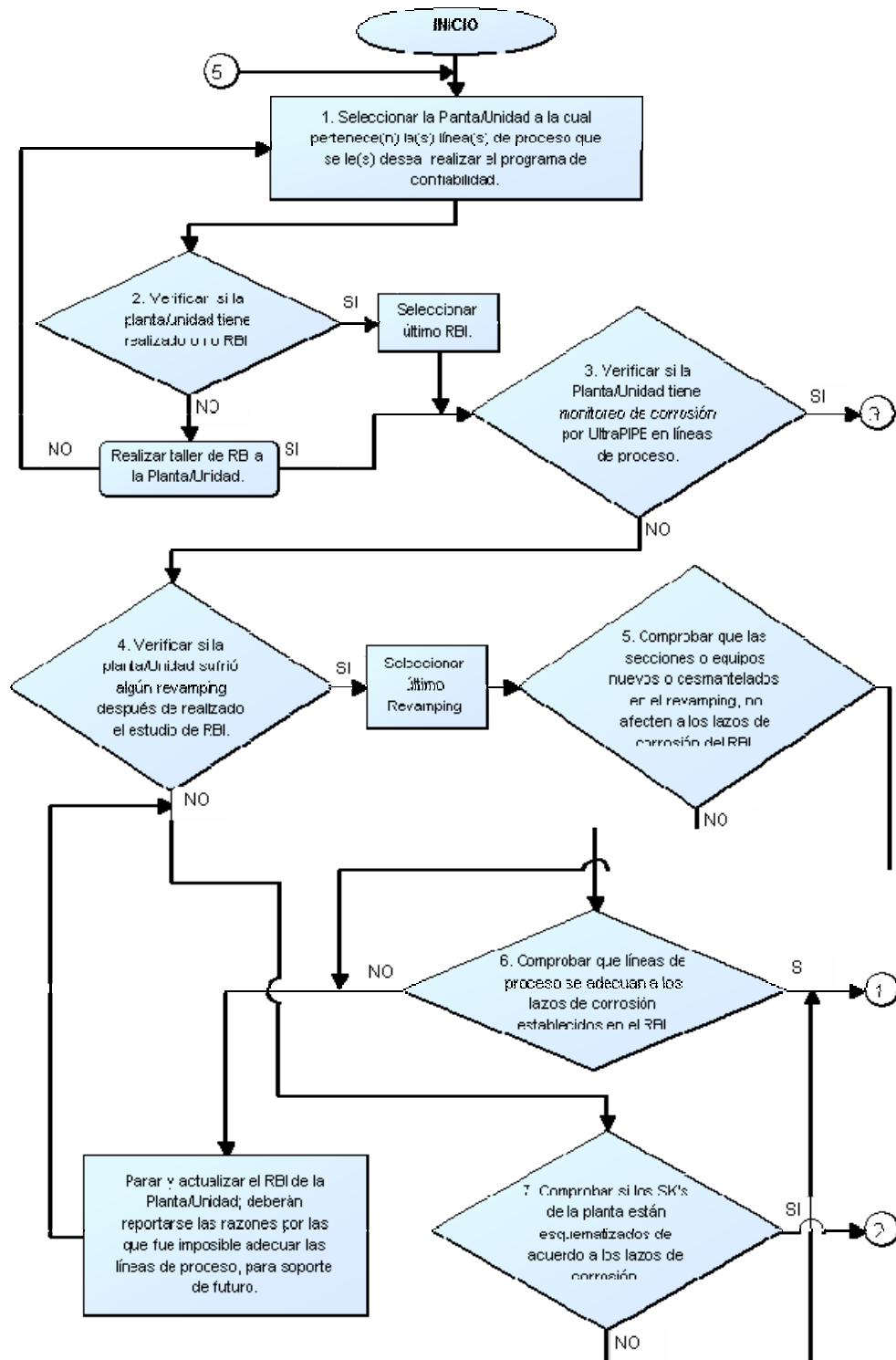


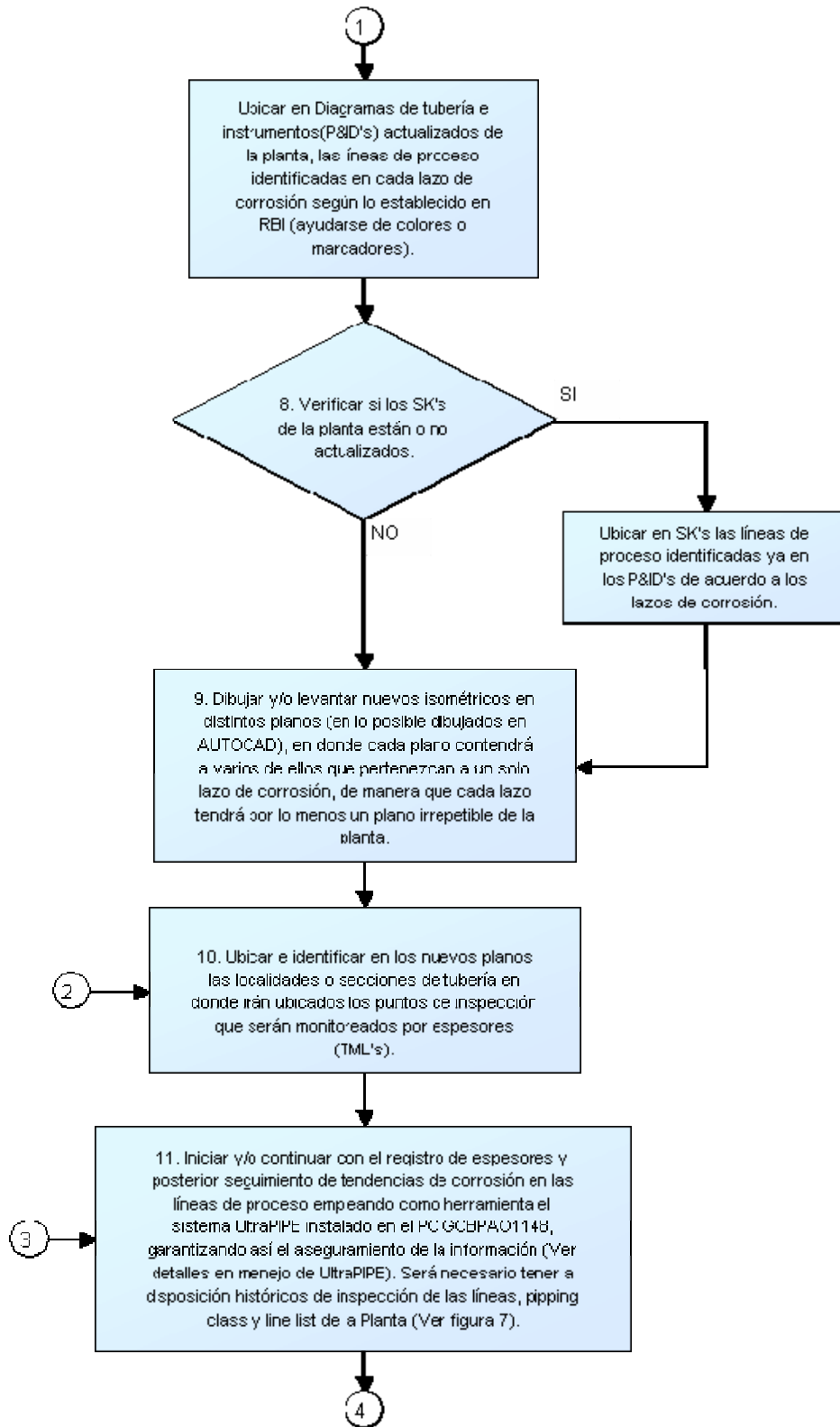
El flujograma de la figura 6, reúne el proceso al cual se acoge el “*Programa de confiabilidad para líneas de proceso*”, representado en los siguientes puntos:

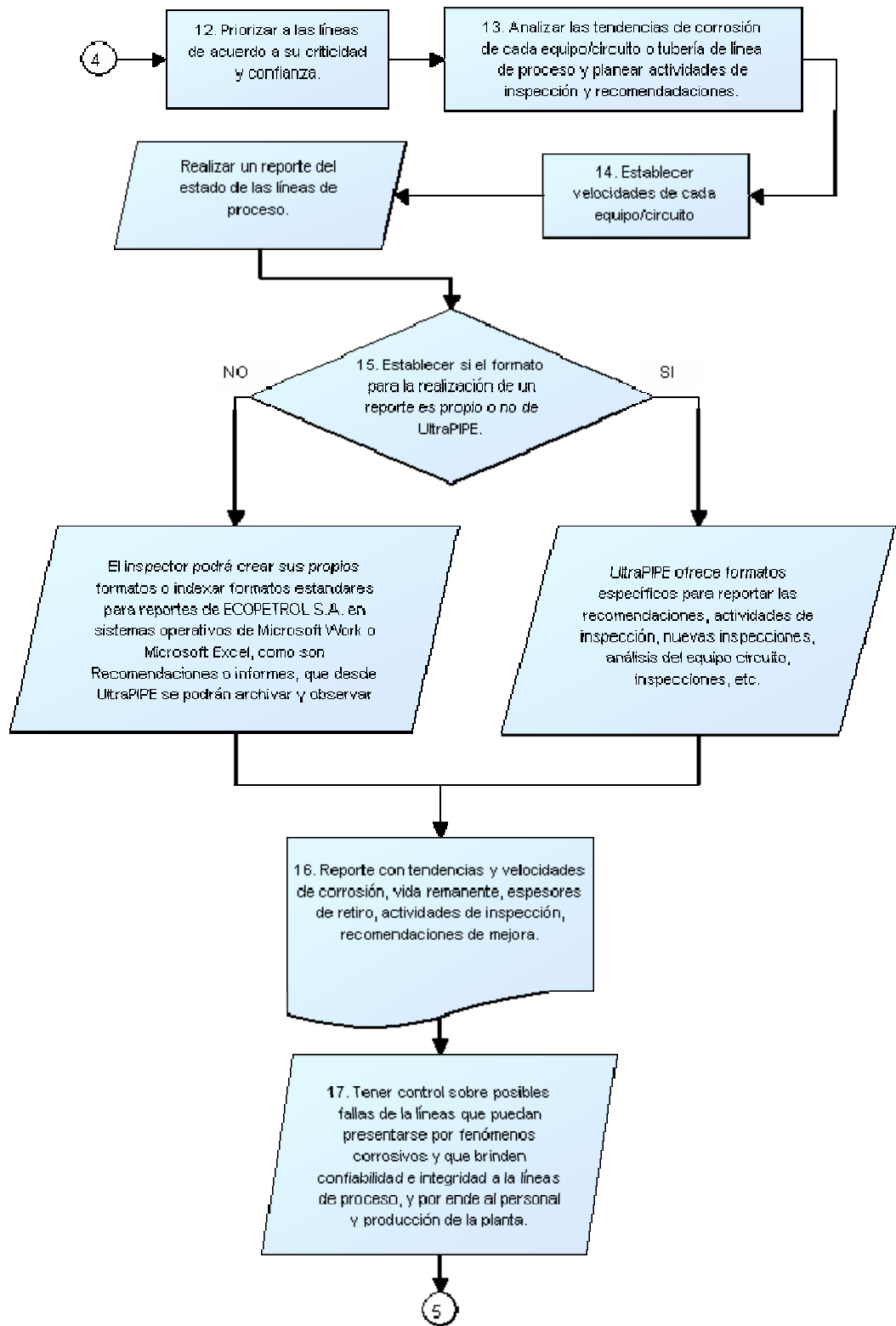
- a) Seleccionar la Planta/Unidad a la cual pertenece(n) la(s) línea(s) de proceso que se le(s) desea realizar el programa de confiabilidad.
- b) Verificar si la planta/unidad seleccionada tiene realizado o no RBI.
- c) Verificar si la Planta/Unidad seleccionada tiene actualmente un seguimiento y/o monitoreo de la corrosión por UltraPIPE en líneas de proceso.
- d) Verificar si la planta seleccionada sufrió algún revamping después de realizado el estudio de RBI.
- e) Comprobar que las secciones o equipos nuevos o desmantelados en el revamping, no afecten a los lazos de corrosión establecidos por el RBI.
- f) Verificar si los SK's que se tienen de la planta seleccionada están o no actualizados.
- g) Dibujar ahora los isométricos en distintos planos, donde cada uno de ellos no podrá contener isométricos que pertenezcan a diferentes lazos de corrosión, es decir, un plano realizado deberá contener isométricos de un mismo lazo de corrosión, de manera que un lazo completo comprenda uno o más planos irrepetibles de la planta. Los planos en lo posible deberán hacerse en AUTOCAD. Posteriormente seguir en el paso (j).
- h) Ubicar e identificar en los nuevos planos las localidades o secciones de tubería en donde irán ubicados los puntos de inspección que serán monitoreados por espesores (TML's).
- i) Iniciar y/o continuar con el registro de espesores y posterior seguimiento de tendencias de corrosión en las líneas de proceso empleando como herramienta el sistema UltraPIPE instalado en el PC GCBPAO1148, garantizando así el aseguramiento de la información. Será necesario tener a disposición históricos de inspección de las líneas, pipping class y line list de la Planta Seleccionada.

- j) Priorizar a las líneas de acuerdo a su criticidad y confianza.
- k) Analizar las tendencias de corrosión de cada equipo/circuito o tubería de línea de proceso y planear actividades de inspección y recomendaciones.
- l) Establecer velocidades corrosión de cada equipo/circuito.
- m) Establecer si el formato para la realización de un reporte es propio o no de UltraPIPE.
- n) Reporte con tendencias y velocidades de corrosión, vida remanente, espesores de retiro, actividades de inspección, recomendaciones de mejora.
- o) Tener control sobre posibles fallas de las líneas que puedan presentarse por fenómenos corrosivos y que brinden confiabilidad e integridad a las líneas de proceso, y por ende al personal y producción de la planta.

Figura 6. Programa de confiabilidad para líneas de proceso en la GCB, de acuerdo al API 570.



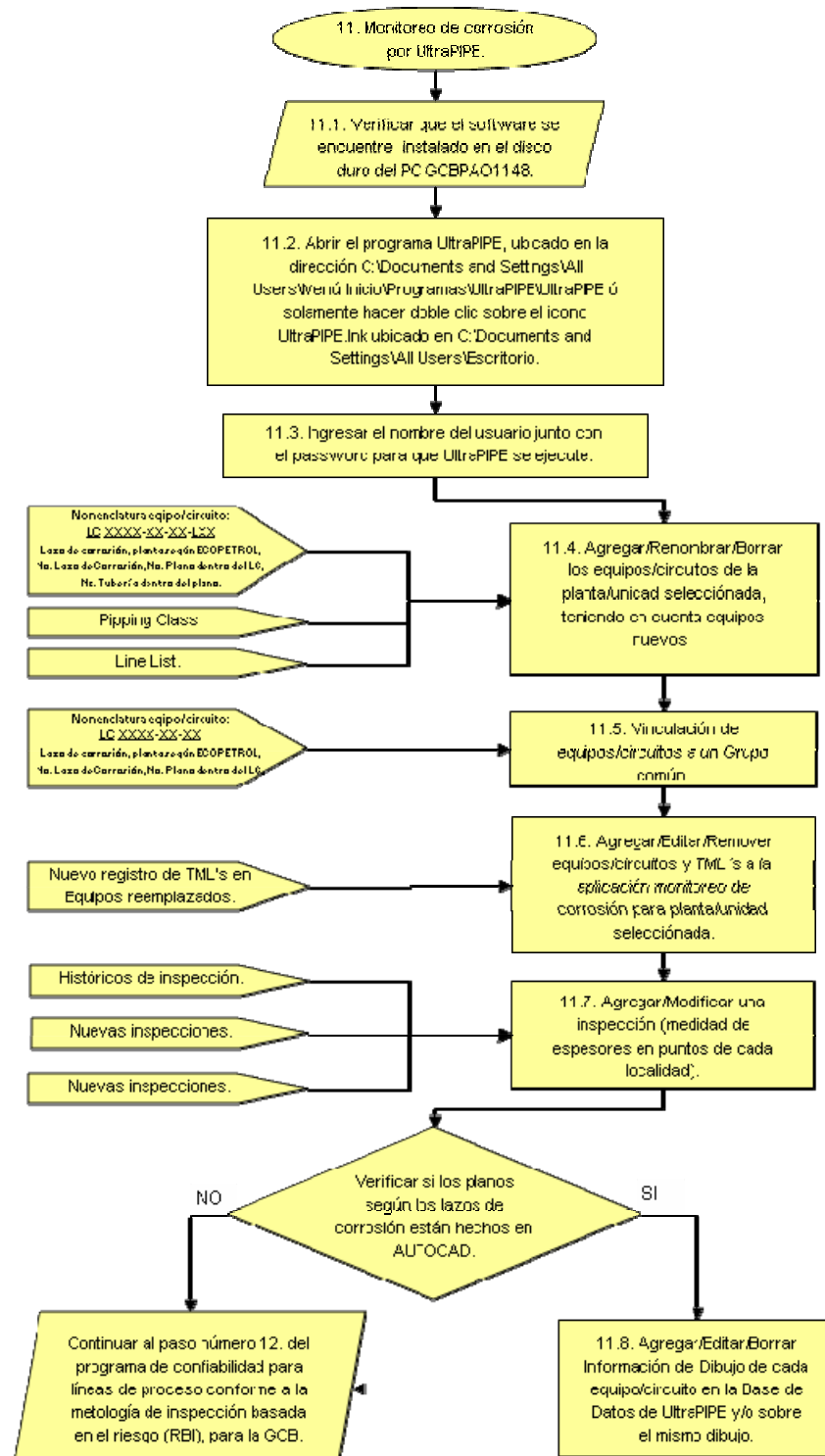




El flujograma de la figura 7, presenta un “Instructivo de manejo del sistema UltraPIPE”, el cual es requerido por el programa de confiabilidad para llevar control del monitoreo de corrosión en cada una de las líneas de proceso de análisis. A continuación se lista en forma simplificada el contenido de este flujograma.

- a) Verificar que el software se encuentre instalado en el disco duro del PC GCBPAO1148.
- b) Abrir el programa UltraPIPE, ubicado en la dirección C:\Documents and Settings\All Users\Menú Inicio\Programas\UltraPIPE\UltraPIPE ó solamente hacer doble clic sobre el icono UltraPIPE.Ink ubicado en C:\Documents and Settings\All Users\Escritorio.
- c) Ingresar el nombre del usuario junto con el password para que UltraPIPE se ejecute
- d) Agregar/Renombrar/Borrar los equipos/circuitos a la planta/unidad seleccionada.
- e) Vinculación de equipos/circuitos a un Grupo común.
- f) Agregar/Editar/Remover equipos/circuitos y TML's a la aplicación monitoreo de corrosión para la planta/unidad seleccionada.
- g) Agregar/Modificar una inspección.
- h) Agregar/Editar/Borrar Información del Dibujo de cada equipo/circuito en la Base de Datos de UltraPIPE y/o sobre el mismo dibujo (Opcional).
- i) Continuar en paso (l) del programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), para la GCB, de la figura 6.

Figura 7. Instructivo de manejo del sistema UltraPIPE dentro del Programa de confiabilidad para líneas de proceso en la GCB.



El anexo A, muestra en forma detallada cada punto que comprende el programa de confiabilidad para líneas de proceso el cual fue elaborado de acuerdo al código API 570 y a la recomendación práctica del API 574; y que tiene como objetivo primordial brindar la confianza de la integridad en tales líneas, mediante un control sobre la corrosión por espesores de pared llevado a través del software UltraPIPE. Este control o monitoreo es realizado de acuerdo a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), la cual agrupa a las líneas por lazos de corrosión, es decir, agrupa la tubería que es sometida a los mismos mecanismos de degradación, el mismo criterio de selección de materiales y a las mismas condiciones de operación.

El programa desarrollado por este proyecto es efectivo para la inspección en tuberías de proceso, según lo plantean los códigos API anteriormente mencionados, ya que el programa incluye un monitoreo de los espesores de tubería, el cual permite calcular las velocidades de corrosión, las fechas de próxima inspección, y las fechas proyectadas de retiro (vida útil remanente). Este programa también prioriza los sistemas de tubería según lazos de corrosión, identificando y estableciendo TML's en los diferentes accesorios de dicho sistema, como son las tees, los codos, las expansiones – reducciones y los tubos. El programa deja claro que por criterios referentes a la dirección del fluido, ubicación y tamaño del accesorio en el tramo de tubería, historia y mecanismos de corrosión en las líneas, entre otros, los puntos de inspección de cada TML pueden ser tomados o no a consideración del inspector, en donde la experiencia de este juega un papel fundamental.

Este proyecto hizo también entrega en medio magnético a la Coordinación de Mejoramiento de la Confiabilidad e Integridad de Equipo Estático de la GCB, el archivo "Programa de confiabilidad" de formato Microsoft Excel; el cual permite que el contenido y modo de ejecución del proyecto sea interpretado de forma sencilla en poco tiempo.

## **5.1. APLICACIÓN DEL PROGRAMA DE CONFIABILIDAD PARA LAS LÍNEAS DEL TREN DE PRECALENTAMIENTO DE CRUDO DE LA PLANTA TOPPING U-250.**

El programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), para la GCB, tuvo aplicación sobre las líneas de proceso del tren de precalentamiento de la Planta TOPPING U-250 con fin de mostrar y comenzar con su implementación en la Gerencia Complejo Barrancabermeja – GCB, correspondientes a los lazos de corrosión 1 y 2, según el taller realizado de RBI.

La Planta TOPPING U-250 fue diseñada y construida originalmente por W. Kellogg en 1964 para procesar 26.6 KBPD de crudo en el lado atmosférico y 25.0 KBPD de crudo reducido en el lado vacío fue modificada en 1988 para aumentar la capacidad del lado atmosférico a 36 KBPD y del lado vacío a 35 KBPD. Posteriormente y con motivo de una nueva expansión, se realizó la ingeniería requerida para implementar en el lado vacío la tecnología de corte profundo de la firma Shell Global Solutions (SGS) que desarrolló la Ingeniería Básica correspondiente.

Paralelamente con el proyecto de implementación de la tecnología de Shell, se realiza el “revamping” de toda la planta en sus diferentes secciones. La modificación integral tiene como objetivo aumentar la carga del lado atmosférico a 45 KBSD y la carga al lado vacío a 36 KBPSD con máxima recuperación de gasóleos (aproximadamente 24 KBPSD) y se incrementa la capacidad de la debutanizadora.

En cuanto al proceso de la unidad, inicialmente el crudo se procesa en la unidad de destilación primaria o atmosférica y posteriormente, en la de destilación secundaria o unidad de vacío. El crudo y las fracciones que de él provienen están compuestos esencialmente por moléculas de hidrocarburos. También se encuentran pequeñas cantidades de azufre y nitrógeno, (0-5%), dependiendo de su origen.

El crudo está compuesto por hidrocarburos de diferentes rangos de ebullición, desde metano hasta asfalto. Los hidrocarburos livianos (gas, gasolina, JP-1A, queroseno, ACPM y gasóleo liviano) son fraccionados en la sección atmosférica.

En la sección al vacío se obtienen las fracciones que tienen un punto normal de ebullición muy alto, normalmente mayor a 500 °F y que por esa razón, requiere una presión inferior a la atmosférica para poder hacer su separación a temperaturas moderadas. Si no se aplicara dicha reducción en la presión, se presentaría el denominado craqueo térmico el cual varía normalmente entre 650-700°F. Este craqueo se minimiza reduciendo la presión parcial del hidrocarburo, con lo cual a su vez se disminuyen los puntos de ebullición de las fracciones. Lo anterior se logra induciendo un vacío en el sistema y mezclando los vapores de hidrocarburo con vapor de agua, el cual actúa como gas inerte.

Dentro de las generalidades del proceso de la preparación del crudo, se tiene que, los crudos provenientes de los tanques de carga contienen oxígeno (como aire disuelto), agua, sales disueltas, principalmente de sodio, calcio y magnesio; productos corrosivos tales como azufre libre, H<sub>2</sub>S y mercaptanos; sólidos en suspensión como lodos, óxidos de hierro, arena, carbón, sales en cristales; metales, etc.

Todas estas impurezas se dividen en solubles e insolubles en aceite y causan dentro del proceso los siguientes problemas:

- Corrosión en los sistemas de cima de la torre de destilación.
- Taponamiento en líneas, intercambiadores y tubos de hornos.
- Contaminación de productos residuales.
- Ineficiente operación en hornos y torres por efectos del agua.
- Envenenamiento de catalizadores en unidades de ruptura catalítica.

Con el propósito de disminuir todos estos problemas, el crudo antes de ser cargado al horno, se somete a un proceso de desalado para reducirle el contenido de sal y agua hasta un nivel adecuado, 2 lb de sal por cada 1000 barriles de crudo y 0,5 % de agua en peso.

Para tal fin, el crudo se precalienta hasta aproximadamente 290 °F mediante calor cedido en los intercambiadores situados antes del desalador y se le agrega agua clarificada en cantidad suficiente para lograr contacto con las impurezas insolubles en aceite (del 6 al 8% en volumen).

Dentro del desalador, el crudo se somete a un campo eléctrico, logrando que las gotas de agua presentes en éste formen dipolos. Al atraerse estas pequeñas gotas por el efecto de cargas opuestas, se forman gotas de mayor tamaño (coalescen) las cuales por diferencia de densidades respecto al crudo caen al fondo del equipo de donde se retiran en forma continua. El hidrocarburo con valores adecuados de sal y BS&W sale hacia la segunda sección del tren de precalentamiento por la parte superior del desalador.

A fin de minimizar la generación del ácido clorhídrico (HCl), a la salida del desalador se inyecta al crudo soda diluida al 3% en peso, para convertir las sales remanentes de calcio y magnesio en sales de sodio, que son más estables a la hidrólisis.

### **5.1.1. LÍNEAS CRÍTICAS DE PROCESO DE LA U-250**

De acuerdo al estudio del taller de Inspección Basada en el riesgo (RBI), para la planta/unidad Topping 250, realizado en el año de 2003 y conformado por un equipo de trabajo altamente capacitado, se estableció que los equipos de elevada criticidad son los correspondientes al tren de precalentamiento de crudo, debido a las impurezas sumamente agresivas que contiene el crudo cargado, como son, oxígeno (como aire disuelto), agua, sales disueltas (principalmente de sodio, calcio y magnesio); azufre libre, H<sub>2</sub>S, mercaptanos; sólidos en suspensión (como lodos, óxidos de hierro, arena, carbón,

sales en cristales; metales, etc); las cuales influyen directamente como agentes corrosivos sobre el material de construcción de las líneas del tren de precalentamiento (acero al carbono A-106 Gr-B).

La criticidad en estas líneas del tren de precalentamiento también se ve afectada porque las variables de operación se encuentran por fuera del margen permitido para control en estas líneas, tal es el caso de una alta viscosidad del crudo, una velocidad de transporte alta y presiones relativamente altas para el proceso realizado; a esto se suma la alta humedad que se encuentra alrededor de las planta U-250.

El tren de precalentamiento de crudo de la planta U-250 pertenece a los lazos de corrosión 1 y 2, denominados tren de precalentamiento de crudo < 470 ° F y tren de precalentamiento de crudo > 470 °F, respectivamente (los SK's correspondientes al tren de precalentamiento se observan en el anexo B de este documento).

Según los espesores de pared tomados y reportados de las líneas de proceso del tren de precalentamiento de crudo en inspecciones anteriores al revamping de la planta TOPPING U-250, se determinó reemplazar varios de los accesorios de tubería requeridos en este proceso, así como dejar algunos de ellos que se encontraron en buen estado. Actualmente estas líneas continúan con las mismas modificaciones del revamping y sin inspección reciente; esto hizo que no se obtuvieran tendencias de corrosión de los nuevos accesorios y que las tendencias de corrosión en los accesorios provenientes del revamping de 1988 no fueran las predominantes del lazo, debido a las pocas inspecciones realizadas; sin embargo, las velocidades de corrosión calculadas y reportadas por el software UltraPIPE establecen que esta tubería se encuentra bajo control, por debajo de la velocidad de corrosión límite de confianza para el acero carbono, la cual corresponde a 3 mpy.

La aplicación del programa de confiabilidad a las líneas del tren de precalentamiento de crudo en la U-250, aseguró la información técnica y los registros de inspección pasados y futuros de esta tubería para ECP en el software UltraPIPE.

#### **5.1.1.1. Descripción del lazo de corrosión 1 (tren de precalentamiento de crudo < 470 °F)**

Todas las líneas y equipos en este lazo están contruidos en acero al carbono. El crudo contiene agua en suspensión, sólidos, sales y, dependiendo del origen ácidos. Puede ocurrir corrosión en áreas donde el agua se deposite, por ejemplo, en zonas de baja velocidad, puntos muertos, by-passes, y puntos de drenaje. También puede ocurrir corrosión bajo depósitos. Puede ocurrir erosión a la salida de las bombas de carga, en caso de que el contenido de sólidos sea alto. Existe posibilidad de agrietamiento por soda después del punto de inyección. Corrosión bajo aislamiento térmico es posible en líneas e intercambiadores aislados (son su gran mayoría). En la mayoría de los casos, la velocidad de corrosión es mayor que 4 mpy, donde el valor límite permitido de velocidades de corrosión para metalurgias de acero al carbono es de 3 mpy. El punto de inyección de agua de lavado puede presentar problemas de erosión.

#### **5.1.1.2. Descripción del lazo de corrosión 2 (tren de precalentamiento de crudo > 470 °F)**

Las líneas e intercambiadores son de acero al carbono. Corrosión interna por ácidos nafténicos y por sulfuros en el crudo, es posible debido a que las temperaturas son superiores 470 °F. Sin embargo, la velocidad de corrosión del acero al carbono disminuye (< 0.1 mm/a, aprox. < 4 mpy) a temperaturas entre 536 a 572 °F. La corrosión por ácido nafténico aumenta con la velocidad. La corrosión externa no es un problema por la alta temperatura en este lazo.

## 6. CONCLUSIONES

1. El programa de confiabilidad para líneas de proceso obtenido por este proyecto, se basó en dos herramientas informáticas, la metodología RBI (Software RRM System) y el sistema ULTRAPIPE; las cuales se conocieron y manejaron mancomunadamente durante el desarrollo del programa.
2. Se realizó un Instructivo del “Programa de confiabilidad para líneas de proceso en GCB”, el cual muestra la planeación inicial con la que debe comenzar el proyecto de estructuración de este programa; a su vez este conlleva a otros flujogramas que conjuntamente orientan de una manera ágil y eficiente el enfoque, estructura y proceso del proyecto.
3. Se realizó un flujograma detallado del programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), para la GCB; el cual cumple con el objetivo primordial de brindar la confianza e integridad de tales líneas, mediante un control sobre el estado actual de la corrosión mediante medición de espesores de pared, llevado a través del software UltraPIPE. Este control es realizado de acuerdo a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), la cual agrupa a las líneas por lazos de corrosión, es decir, agrupa la tubería que es sometida a los mismos mecanismos de degradación, el mismo criterio de selección de materiales y a las mismas condiciones de operación.
4. El programa de confiabilidad se elaboró de acuerdo al código API 570 y a la recomendación práctica de API 574. Este es mostrado detalladamente paso por paso en el anexo A de este proyecto, siendo efectivo para la inspección en tuberías de proceso, según lo plantean los códigos API anteriormente mencionados, ya que el programa incluye un monitoreo de los espesores de tubería, el cálculo de las velocidades de corrosión, las fechas de próxima inspección, y las fechas proyectadas

de retiro (vida útil remanente). Este programa también prioriza los sistemas de tubería según lazos de corrosión, identificando y estableciendo TML's en los diferentes accesorios de dicho sistema, como son las tees, los codos, las expansiones – reducciones y los tubos. El programa deja claro que por criterios referentes a la dirección del fluido, ubicación y tamaño del accesorio en el tramo de tubería, historia y mecanismos de corrosión en las líneas, entre otros, los puntos de inspección de cada TML pueden ser tomados o no a consideración del inspector, en donde la experiencia de este juega un papel fundamental.

5. Se realizó un Instructivo de “Manejo Del Sistema UltraPIPE Dentro Del Programa De Confiabilidad Para Líneas De Proceso En La GCB”. En la implementación de este sistema se aportó la nueva designación que tomarán tanto los planos de las líneas de proceso por lazos de corrosión, como la designación de la tubería y/o equipo circuito de estas líneas. Los planos serán nombrados de acuerdo a la connotación “LC XXXX-XX-XX”, que significa, LC = Lazo de corrosión, XXXX = Planta según ECOPETROL S. A., XX = No. del lazo de corrosión y XX= No. de plano dentro del lazo de corrosión, respectivamente; y la tubería de proceso por la connotación “LC XXXX-XX-XX-LXX”, que significa, , LC = Lazo de corrosión, XXXX = Planta según ECOPETROL S. A., XX = No. del lazo de corrosión y XX= No. de plano dentro del lazo de corrosión, LXX = No. de la tubería dentro del plano, respectivamente.
  
6. Se identificaron en los SK's de la planta Topping (U-250) los lazos de corrosión más críticos según lo estableció el estudio del taller RBI realizado para esta planta en el año 2003, correspondientes a los lazos de corrosión 1 y 2, denominados tren de precalentamiento < 470 ° F y tren de precalentamiento > 470 ° F, respectivamente; cuyos mecanismos de daño fueron, corrosión interna localizada en puntos donde hay depósito de agua, corrosión bajo depósitos, corrosión externa, corrosión por agrietamiento por soda y erosión para el lazo 1; y corrosión interna por ácidos nafténicos y por sulfuros para el lazo 2. Conjuntamente se dio a conocer de forma general el proceso de refinación del crudo, necesario para la obtención de los diferentes productos que se originan a partir de este; sirviendo como base el proceso

que ocurre en la planta Topping U-250 de la Gerencia Complejo Barrancabermeja – GCB (Anexo B).

7. El programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), para la GCB, tuvo como punto de partida la aplicación sobre las líneas de proceso del tren de precalentamiento de la Planta TOPPING 250; con fin de mostrar y comenzar con su implementación en la Gerencia Complejo Barrancabermeja – GCB. Como resultado se observó que las velocidades de corrosión calculadas y reportadas por el software UltraPIPE para los accesorios de estas líneas provenientes del revamping de 1988, se encuentran por debajo de la velocidad de corrosión límite de confianza para el acero carbono de 3 mpy, lo que significa que la tubería de este proceso está en control. Sin embargo, las pocas inspecciones hechas a las líneas antes del revamping hace que las tendencias de corrosión calculadas no sean las predominantes para el lazo, esperándose de esta manera que en un futuro las demás inspecciones, junto con las históricas sean la base fundamental para controlar el deterioro de los materiales de cada uno de los accesorios de tubería empleados en esta planta.
8. El programa de confiabilidad para líneas de proceso permite que inspecciones, recomendaciones y reportes que se hacen a estas líneas, sean asegurados dentro de la base de datos que maneja el software UltraPIPE, apoyando así a preservar la memoria institucional de ECOPETROL S .A. Un ejemplo de esto fue el aseguramiento de información que se hizo con la tubería del tren de precalentamiento de crudo de la planta Topping 250.
9. El proyecto dirigió una capacitación al personal de confiabilidad e integridad de ATP, sobre el mecanismo de desarrollo del programa dentro de la refinería, así como el manejo del software UltraPIPE.
10. Se hizo entrega en medio magnético a la coordinación de confiabilidad e integridad de equipo estático de la GCB – ECOPETROL S. A. del archivo “Programa de

confiabilidad para líneas de proceso conforme a RBI, para la GCB” formato Microsoft Excel, el cual permite que el contenido y modo de ejecución de este proyecto sea interpretado de forma sencilla en poco tiempo.

## **7. RECOMENDACIONES**

1. Con el fin de aumentar el grado de confianza para los equipos críticos de GCB, se debe implementar en su totalidad y mantener el programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la inspección basada en el riesgo (RBI) y aumentar la cobertura de este en todas las plantas de los diferentes negocios de GCB.
2. Se recomienda realizar un instructivo de uso y de compatibilidad con el software UltraPIPE del medidor por ultrasonido DMS2, con el fin de garantizar mayor eficiencia del programa e ir en pro de las mejores prácticas de inspección realizadas por la refinería.
3. Se recomienda realizar un proceso de aseguramiento de la información de las recomendaciones y reportes de las líneas de proceso resultantes de la ejecución del programa, en el portal electrónico de Gestión Documental ubicado en la intranet de ECOPETROL S .A.

## BIBLIOGRAFÍA

- 1 AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Piping Inspection Code. Second Edition. Washington D. C.: API; 2003. 54 p. API 570.
- 2 -----. Inspection Practices for Piping System Components. Second Edition. Washington D. C.: API; 1998. 61 p. API-RP 574.
- 3 -----. Risk – Based Inspection. First Edition. Washington D. C.: API; 2002. 60 p. API-RP 580.
- 4 -----. Risk – Based Inspection. First Edition. Washington D. C.: API; 2000. 333 p. API-RP 581.
- 5 COLOMBIA. ECOPETROL S. A. ECP RBI manual de taller. Bucaramanga: ECP; 2003. 19 p.
- 6 -----, -----. ECP S-RRM: Mantenimiento general. Bucaramanga: ECP - ICP; 2004. 12 p.
- 7 -----, -----. ECP S-RBI: Metodología general. Bucaramanga: ECP - ICP; 2004. 26 p.
- 8 -----, -----. ECP S-RBI: Recopilación de información. Bucaramanga: ECP - ICP; 2004. 7 p.

- 9 SHELL GLOBAL SOLUTIONS. Risk and Reliability Management (RRM) Manual. First Edition. USA: Shell; 1999. 79 p.
- 10 ----- . Risk and Reliability Management (RRM) Manual Appendices. First Edition. USA: Shell; 1999. 139 p.
- 11 ----- . Risk and Reliability Management (RRM) Software Manual. First Edition. USA: Shell; 2001. 59 p. User Manual 1.5.
- 12 UltraPIPE 10.147 User's Guide, S.O.S. Engineering Software, 2005.
- 13 UNIÓN TEMPORAL TITECO. Ingeniería detallada, gestión compras, suministros, construcción, montaje y puesta en marcha de la U-250 – GCB. Colombia: TIPIEL S.A.; 2005. Manual de operaciones U-250.

**ANEXO A.**

**PROGRAMA DE CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS DE  
PROCESO CONFORME A LA METODOLOGÍA BASADA EN  
RIESGO (RBI), PARA LA GCB.**

## **TABLA DE CONTENIDO**

	<i>Página</i>
1. Seleccionar la Planta/Unidad a la cual pertenece(n) la(s) línea(s) de proceso que se le(s) desea realizar el programa de confiabilidad.....	1
2. Verificar si la planta/unidad seleccionada tiene realizado o no RBI.....	6
3. Verificar si la Planta/Unidad seleccionada tiene actualmente un seguimiento y/o monitoreo de la corrosión por UltraPIPE en líneas de proceso. ....	7
4. Verificar si la planta seleccionada sufrió algún revamping después de realizado el estudio de RBI. ....	8
5. Comprobar que las secciones o equipos nuevos o desmantelados en el revamping, no afecten a los lazos de corrosión establecidos por el RBI.....	8
6. Comprobar que líneas de proceso se adecuan a los lazos de corrosión establecidos en el RBI.....	8
7. Comprobar si los SK's de la planta están o no esquematizados de acuerdo a los lazos de corrosión obtenidos a partir del RBI. ....	9
8. Verificar si los SK's que se tienen de la planta seleccionada están o no actualizados.....	9
9. Dibujar ahora los isométricos en distintos planos, donde cada uno de ellos no podrá contener isométricos que pertenezcan a diferentes lazos de corrosión, es decir, un plano realizado deberá contener isométricos de un mismo lazo de corrosión, de manera que un lazo completo comprenda uno o más planos irrepetibles de la planta. Los planos en lo posible deberán hacerse en AUTOCAD. Posteriormente seguir en el paso No. 10.....	9
10. Ubicar e identificar en los nuevos planos las localidades o secciones de tubería en donde irán ubicados los puntos de inspección que serán monitoreados por espesores (TML's).....	10
10.1. Tipos De Fluidos .....	13
11. Iniciar y/o continuar con el registro de espesores y posterior seguimiento de tendencias de corrosión en las líneas de proceso empleando como herramienta el sistema UltraPIPE instalado en el PC GCBPAO1148, garantizando así el aseguramiento de la información, (es necesario tener a disposición históricos de inspección de las líneas, pipping class y line list de la Planta Seleccionada) .....	15
11.1. Verificar que el software se encuentre instalado en el disco duro del PC GCBPAO1148. ....	15

11.2. Abrir el programa UltraPIPE, ubicado en la dirección C:\Documents and Settings\All Users\Menú Inicio\Programas\UltraPIPE\UltraPIPE ó solamente hacer doble clic sobre el icono UltraPIPE.Ink ubicado en C:\Documents and Settings\All Users\Escritorio .....	15
11.3. Ingresar el nombre del usuario junto con el password para que UltraPIPE se ejecute .....	16
11.4. Agregar/Renombrar/Borrar los equipos/circuitos a la planta/unidad seleccionada. ...	19
11.5. Vinculación de equipos/circuitos a un Grupo común. ....	23
11.6. Agregar/Editar/Remover equipos/circuitos y TML´s a la aplicación monitoreo de corrosión para planta/unidad seleccionada. ....	26
11.7. Agregar/Modificar una inspección.....	44
11.8. Agregar/Editar/Borrar Información del Dibujo de cada equipo/circuito en la Base de Datos de UltraPIPE y/o sobre el mismo dibujo (Opcional). ....	50
12. Priorizar a las líneas de acuerdo a su criticidad y confianza. ....	58
13. Analizar las tendencias de corrosión de cada equipo/circuito o tubería de línea de proceso y planear actividades de inspección y recomendaciones. ....	58
13.1. Programación de las Actividades de Inspección .....	59
13.2.1. Agregar un Equipo/Circuito a una Actividad de Inspección .....	64
13.2.2. Modificar Información de un Equipo/Circuito Vinculado a una Actividad de Inspección.....	67
13.2.3. Borrar un Equipo/Circuito Vinculado a una Actividad de Inspección .....	68
13.3.1. Agregar un Reporte de Actividades de Inspección .....	68
13.3.2. Editar/Borrar Reportes de Actividades de Inspección, Recomendación y Reparación. ....	74
13.4. Ver/Imprimir Reportes de Actividades de Inspección.....	81
14. Establecer velocidades corrosión de cada equipo/circuito.....	84
14.1. Velocidad de Corrosión Representativa para cada Espesor Medido .....	84
14.2. Corrección de Temperatura .....	87
14.3. Crecimiento .....	87

14.4. Velocidad de Corrosión Representativa de Equipos/Circuitos y Grupos (Para Opción Avanzada de UltraPIPE).....	89
14.5. Fecha de Retiro del Espesor Medido .....	91
15. Establecer si el formato para la realización de un reporte es propio o no de UltraPIPE. ....	92
15.1. Reportes de Estado.....	93
15.2. Reportes de Grupos de Monitoreo de Corrosión.....	95
15.3. Reportes del Monitoreo de Corrosión Estándar .....	98
15.4. Reportes de Programación de la Actividad de Inspección.....	103
16. Reporte con tendencias y velocidades de corrosión, vida remanente, espesores de retiro, actividades de inspección, recomendaciones de mejora.....	107
17. Tener control sobre posibles fallas de las líneas que puedan presentarse por fenómenos corrosivos y que brinden confiabilidad e integridad a las líneas de proceso, y por ende al personal y producción de la planta. ....	107

**PROGRAMA DE CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS DE PROCESO CONFORME A LA  
METODOLOGÍA BASADA EN RIESGO (RBI), PARA LA GCB**

**1. Seleccionar la Planta/Unidad a la cual pertenece(n) la(s) línea(s) de proceso que se le(s) desea realizar el programa de confiabilidad.**

El nombre de la planta/unidad a la cual pertenece(n) la(s) línea(s) de proceso que se le(s) desea realizar el programa de confiabilidad, es un parámetro significativo que ayuda a identificar y ubicar rápidamente este(os) equipo(s) en refinería y a su vez proporciona la facilidad de llevarle(s) un control práctico y eficiente de su historial de inspección lo cual contribuye con el aseguramiento de la información. Un ejemplo de plantas/unidades en refinería se muestran en la tabla 1, las cuales se encuentran en diferentes procesos como son de refinación, cracking, petroquímica, servicios industriales y materias primas.

Tabla 1. Plantas/Unidades de ECOPETROL S. A. – GCB.

<b>NEGOCIO</b>	<b>NOMBRE PLANTA</b>	<b>CÓDIGO SECCIÓN</b>	<b>NOMBRE SECCIÓN</b>
<b>REFINACIÓN</b>	<b>C.D.U.</b>	150	DESTILACION ATMOSFERICA
		130	DESTILACION AL VACIO
	<b>TOPPING 200</b>	210	DESTILACION PRIMARIA
		220	VISCORREDUCTORA I
		245	INTERCONEXION CRACKING UOP II
	<b>TOPING 250</b>	251	DESTILACION ATMOSFERICA
		252	GENERACION DE VAPOR
		253	DESTILACION AL VACIO
		276	INTERCONEXION CRACKING UOP II
	<b>ESPECIALIDADES</b>	660	DESIOPENTANIZADORA
		680	ESTABILIZADORA
	<b>TOPPING 2000</b>	2001	DESTILACION ATMOSFERICA
		2003	DESTILACION AL VACIO
		2032	INTERCONEXION CRACKING UOP II
	<b>TOPPING 2100</b>	2101	DESTILACION ATMOSFERICA
		2103	DESTILACION AL VACIO
	<b>GEN HIDROG U.B.</b>	2600	GENERACION HIDROGENO BLOQ 2
		2630	INYECCION DE CO2 PLTA.HID.U.B.
	<b>RCD UNIBON U.B.</b>	2660	MANEJ SODA ASH UNIBON BLQ 2
		2650	R.C.D. UNIBON BLOQUE 2

<b>NEGOCIO</b>	<b>NOMBRE PLANTA</b>	<b>CÓDIGO SECCIÓN</b>	<b>NOMBRE SECCIÓN</b>	
<b>REFINACIÓN</b>	DEMEX UB	2500	DEMEX BLOQUE 1	
	VISCORREDUCTORA II U.B.	2800	VICORREDUCTORA II BLOQUE 1	
	TRAT MEROX U.B.	2850	TRAT MEROX URC BLOQ 3	
		2860	TRAT MEROX-VISCORREDUC BLQ 3	
	GEN NITROGENO U.B.	2890	GENERACION NITROGENO BLOQ 3	
<b>CRACKING</b>	CRACKING MOD IV	310	U.R.C. CRACKING MODELO IV	
		320	U.R.V. CRACKING MODELO IV	
		330	PROPANO	
	ALKILACION	400	ALKILACION	
	A. SULFURICO	470	PLANTA DE ACIDO SULFURICO	
		471	RECIBO ALMACEN ACIDO SULF	
		472	RED DISTRIBUCION ACID SULF	
	CRAC. ORTHOFLOW	590	GENERACION DE VAPOR	
		510	U.R.C. CRACKING ORTHOFLOW	
		530	AZUFRE I	
		550	U.R.V. CRACKING ORTHOFLOW	
	DISOL TRAT SODA	610	SODA	
		620	RECIBO Y RED DISTRIB SODA	
	CRACKING UOP II	4360	UNIDAD RECUPERADORA DE AZUFRE	
		4420	SISTEMA AIRE DE PLTAS.E INSTOS	
		4400	TORRE ENFRIADORA	
		4380	SISTEMA DE LA TEA	
		4300	UNIDAD RECUPERADORA DE C2/C2	
		4280	TRAT. CON AMINA Y CAUSTICA	
		4250	U.R.V. CRACKING UOP II	
		4200	U.R.C. CRACKING UOP II	
		4430	AGUA ALIMENTACION DE CALDERAS	
		4340	UNIDAD ENDULZAMIENTO DE NAFTA	
	CRACKING UOP I	2700	U.R.C. CRACKING UOP I	
		2750	U.R.V. CRACKING UOP I	
	TRAT AMINA U.B.	2870	TRATAMIENTO CON AMINA BLOQ 3	
	AZUFRE II MOLDEO U.B.	2880	MOLDEO EMPAQ AZUFRE BLOQ 3	
	<b>PETROQUÍMICA</b>	FENOL	700	FENOL
		ETILENO II	560	ETILENO
			4110	PIROLISIS Y QUENCH
4120			FRACCIONAMIENTO	
4130			CONVERSION Y SECADO	
4140			ALMACENAMIENTO CRIOGENICO	
4150			COMPRESION LAVADO CAUSTICO	
4160			GENERACION DE NITROGENO	

<b>NEGOCIO</b>	<b>NOMBRE PLANTA</b>	<b>CÓDIGO SECCIÓN</b>	<b>NOMBRE SECCIÓN</b>
<b>PETROQUÍMICA</b>	<b>PARAFINAS</b>	1150	GENERACION DE HIDROGENO
		1130	GENERACION DE NITROGENO
		1250	MOLDEADO 1-2 ACEITES LUBRIC
		1200	DESPARAFINADO CON MEK
		1010	DESASFALTADO CON PROPANO
		1110	TRATAMIENTOS ACEITES NAFTENICOS
		1160	INYECCION DE CO2
		1100	TRATAMIENTOS ACEITES PARAFINICOS
		1020	ACEITE CALIENTE
		1120	TRATAMIENTO DE PARAFINAS
	<b>AROMATICOS</b>	1310	PREFACCIONACION
		1320	UNIFINING Y PLATFORMING
		1400	SULFOLANE
		1500	DESTILACION AROMATICOS
		1600	HYDEAL
		1700	HYDRAR
	<b>POLIETILENO I</b>	2220	ACABADO
		2230	LABORATORIO
		2210	POLIMERIZACION
		2240	EMPAQUE Y ALMACENAMIENTO
	<b>POLIETILENO II</b>	2260	POLIMERIZACION
		2270	ACABADO
		2275	LABORATORIO POLIETILENO II
2280		EMPAQUE	
<b>REC ETANO TURBOEXPANDER</b>	2450	RECUPER ETANO TURBOEXPANDER	
	2490	TRATAMIENTO CON AMINA	
<b>SERVICIOS INDUSTRIALES</b>	<b>AGUA CONTRAINCENDIO</b>	804	AGUA CONTRAIN PLT AGUA 800
		807	CAPT AGUA CI DE CB LAG MIR
		808	RED DISTRIB AGUA CONTRAINCENDIO
		3086	ESCUELA DE CONTRAINCENDIO
	<b>CAPT AGUA LAGO MIR/RIO</b>	802	CAPT AGUA CASA FLOT RIO-REF.
		806	CAPT AGUA CASA BOMB LAG MIR
	<b>AGUA CALDERAS</b>	830	AGUA CALDERAS PLT AGUA 830
		851	AGUA CALDERAS PLT 850
		811	AGUA CALDERAS PLT AGUA 800
		812	RED DISTRIB AGUA PARA CALDERAS
	<b>PURIF AGUA POTABLE</b>	803	PURIF AGUA POT PLT AGUA 800
		810	AGUA CLARIFICADA PLT. AGUA 800
		816	RED DISTRIBU AGUA POTABLE
	<b>CAPT AGUA ENFRIAM U.B.</b>	2901	CAP AGUA C BOMBAS LAG S SIL
		2902	AGUA ENFRIA C BOMB FLOT RIO

<b>NEGOCIO</b>	<b>NOMBRE PLANTA</b>	<b>CÓDIGO SECCIÓN</b>	<b>NOMBRE SECCIÓN</b>	
<b>SERVICIOS INDUSTRIALES</b>	<b>AGUA ENF REF</b>	801	TORRE ENFRIADORA TE-801	
		820	TORRE ENFRIADORA TE-820	
		831	TORRE ENFRIADORA TE-831	
		832	AGUA CLARIFICADA PTA.AGUA 830	
		850	TORRE ENFRIADORA TE-850	
		852	AGUA CLARIFICADA PTA.AGUA 850	
		880	TORRE ENFRIADORA TE-880	
		890	TORRE ENFRIADORA TE-890	
	<b>GEN ELECT REF</b>	950	GENER PLT ELECTRICA 950	
		2400	GENER ELEC CENTRAL NORTE	
		900	GENER PLT ELECTRICA 900	
	<b>GEN VAPOR REF</b>	951	GEN. VAPOR B-951/952	
		960	GEN. VAPOR B-954/55/56	
		2410	GEN. VAPOR B-2401/02/03/04/05	
		901	GEN. VAPOR B-901A/B/C/D	
	<b>DIST VAPOR REF</b>	925	RED DISTRIBUCION VAPOR	
	<b>GEN AIRE COMP REF</b>	931	GEN AIRE PLT ELECTRICA 900	
		935	RED DISTRIB AIRE COMP	
		2420	GEN AIRE COMP CENT NORTE	
	<b>DESP AGUAS RESID UB</b>	2590	DESPOJ AGUAS RESID BLOQUE 3	
	<b>AGUA CALDERAS U.B.</b>	2910	AGUA CALDS DE PLT AGUA 2900	
		2911	RED DISTRIBUCION AGUA CALDERAS	
		2942	AGUA PARA CALDS DE TE-2940	
	<b>AGUA CONTRAINCENDIO U.B.</b>	2920	AGUA CONTRAIN PLT AGUA 2900	
		2921	RED DISTRIB AGUA CONTRAINCENDIO	
	<b>PUR AGUA POTABLE U.B.</b>	2930	PURIF AGUA POT PLT 2900	
		2931	RED DISTRIBUC AGUA POTABLE	
	<b>AGUA ENF U.B.</b>	2940	TORRE ENFRIADORA TE-2940	
		2941	AGUA ENFRIAM PLT AGUA 2900	
		2945	TORRE ENFRIADORA TE-2945	
	<b>GEN ELECTRICA U.B.</b>	2950	PLANTA ELECTRICA 2900	
	<b>GEN DIS VAPOR U.B.</b>	2960	CALDERAS B-2951/52/53/54/55	
		2961	RED DISTRIBUCION VAPOR	
	<b>GENER Y DISTRIB AIRE U. B.</b>	2980	GEN AIRE COMPRIM C-2981/2/3	
		2981	RED DE DISTRIBUCION DE AIRE	
	<b>RED DE DISTRIBUCION ELECTRICA</b>	5000	RED DE DISTRIBUCION ELECTRICA	
	<b>MATERIAS PRIMAS</b>	<b>SERV EXTERNOS U.B.</b>	3062	DIAPAC 3062
			3065	TEA # 6
			3060	SEPARADOR #6 SE-3060
			3090	SEPARADOR NO 9 SE-3090

<b>NEGOCIO</b>	<b>NOMBRE PLANTA</b>	<b>CÓDIGO SECCIÓN</b>	<b>NOMBRE SECCIÓN</b>
<b>MATERIAS PRIMAS</b>	<b>ALM MAN PROD REF PES.</b>	3310	ALM MAN PROD R P CASA B 7
		3505	ALM MAN PROD R P CASA B 5
		3201	RED DISTR PROD REF PESAD
		3120	ALM MAN PROD R P CASA B 1
		3220	ALM MAN PROD R P CASA B 2
	<b>REC ALM MAT PRIM</b>	3230	REC ALM MAT PRIM CASA B 2
		3245	INTERCONEXION CRACKING UOP II
		3301	RED DISTRIB MATERIAS PRIM
		3850	UNID 05 OPTIM CASA B 8
	<b>RESIDUOS</b>	3202	QUEMADOR DE GAS - TEA # 2
		3610	RECUPER RESID CASA BOMBAS 6
		3515	RECUPER RESID CASA BOMBAS 5
		3204	QUEMADOR DE GAS - TEA # 4
		3085	RECUPERACION DE RESIDUOS
		3080	SEPARADOR # 8 U-05 SE-3080
		3070	SEPARAD # 7 (K-812) SE-3070
		3040	SEPARADOR # 4 GALAN SE-3040
		3030	SEPARADORS # 3/3A SE-3030A
		3021	QUEMADOR DE GAS - TEA # 1
		3001	RED RECUPERACION RESIDUOS
		3020	SEPARADOR # 2 SE-3020
		3211	R UNID 14 CASA BOMBAS 2
		3013	QUEMADOR DE GAS - TEA # 3
		3010	SEPARADOR # 1 SE-3010
		3050	SEPARADOR # 5 GALAN SE-3050
	<b>ALM MAN PROD REF LIV.</b>	3101	RED DISTRIB PRODUC REF LIV
		3110	ALM MAN PROD R L CASA B 1
		3160	ALM. DE GASES LICUADOS
		3420	ALM MAN PROD R L CASA B 4
		3510	ALM MAN PROD R L CASA B 5
		3600	ALM MAN PROD R L CASA B 6
	<b>COLOR EMPLOM NAFTAS</b>	3410	COLORAC Y MEZCLA CASA B 4
		3500	EMPLOMADURA NAFTA CASA B 5
	<b>SIST ALMAC U. B.</b>	4230	INTERCONEXION CRACKING UOP II
		3810	SIST ALMACENAJE C BOMBAS A
		3820	SIST ALMACENAJE C BOMBAS B
		3830	SIST ALMACENAJE C BOMBAS C
		3840	RED DIST CARGAS Y PRODUCTOS
	<b>PTAR</b>	4000	TRATAM AGUAS RESIDUALES
		4050	PLANTA REGENERADORA SODAS PTAR

<b>NEGOCIO</b>	<b>NOMBRE PLANTA</b>	<b>CÓDIGO SECCIÓN</b>	<b>NOMBRE SECCIÓN</b>
<b>MATERIAS PRIMAS</b>	<b>DIST GAS COMBUST REF.</b>	3650	RED DISTRIB GAS COMBUST REF
	<b>A. NAFTENICO</b>	390	PRODUCCION ACIDO NAFTENICO
	<b>ALKILOS</b>	1880	REFRIGERACION
		1890	GENERACION DE NITROGENO
		1870	ACEITE CALIENTE
		1830	ALKILACION
		1810	POLIMERIZACION
		1860	NEUTRALIZ TRATO CON SODA
	<b>SIST COMB CONS INT REF</b>	2443	RED DISTR COMBUST C N/S
		3210	SISTEMA COMBUST SUR CB # 2
		2440	UNIDAD 14 DE COMBUST. OPTI
	<b>SIST COMBUST U.B.</b>	2991	SISTEMA GAS COMBUST BLOQ 3
		2992	SISTEMA COMBUSTOLEO C BOMBAS D
		2993	RED DISTRIB COMBUST GAS FO

**2. Verificar si la planta/unidad seleccionada tiene realizado o no RBI.**

El estudio realizado a la planta/unidad según la metodología RBI, permite conocer la evaluación del nivel de riesgo de cada componente estático de una instalación de la refinería, el cuál es evaluado a través del cálculo de la frecuencia de falla de cada equipo como una función directa de los mecanismos de daño que puedan afectar a cada equipo (según lazos de corrosión) y del cálculo de las consecuencias económicas, daños al personal, la instalación, medio ambiente y pérdidas de producción. Los lazos de corrosión definidos según esta metodología, se determinan por todo el equipo de trabajo que conforman el taller de RBI y se almacenan en el software RRM System adquirido bajo licencia por ECP, con base en la siguiente definición de lazo de corrosión: “Un lazo de corrosión es un conjunto de equipos sometidos a los mismos mecanismos de degradación, el mismo criterio de selección de materiales y a las mismas condiciones de operación”; y es con base en este criterio se rige el programa de confiabilidad para las líneas de proceso de la GCB. Para más detalle referirse al proyecto Estructuración de este programa.

- **Si la planta/unidad seleccionada ya tiene realizado el estudio de RBI, se debe seleccionar el último y continuar en el paso No. 3.**

- ***Si la planta/unidad seleccionada no tiene realizado el estudio de RBI, este se debe hacer y así continuar al paso No. 3., de lo contrario el programa no podrá continuar y este debe retornar al paso No. 1, para seleccionar una nueva planta.***

### ***3. Verificar si la Planta/Unidad seleccionada tiene actualmente un seguimiento y/o monitoreo de la corrosión por UltraPIPE en líneas de proceso.***

UltraPIPE es un sistema orientado a Windows™ 95/98/NT y que esta direccionado a la recopilación y análisis de los datos de inspección, este programa fue desarrollado específicamente para aplicaciones de inspección en refinerías, plantas químicas y plantas de energía. El software UltraPIPE brinda la facilidad de realizar un monitoreo de la corrosión en las líneas de proceso de las diferentes plantas en forma sencilla permitiendo: utilizar la mano de obra disponible donde y cuando sea más requerida para todas sus actividades de inspección (inspección prioritaria), resaltar en el Equipo/Circuito aquellos espesores monitoreados que necesiten reparación, debido a que presentan una velocidad alta de corrosión o una vida remanente corta, así como los que presentan corrosión externa (Riesgos Reducidos en Planta), obtener datos, reportes e isométricos de una manera rápida y fácil (Acceso Mejorado a los Datos), rapidez y precisión en la adquisición de datos, entrada de datos y reportes (Costos Reducidos), mejorar la planeación de futuras inspecciones, trabajos de mantenimiento y modificaciones de ingeniería que se tengan que realizar a tuberías deterioradas, y satisface las recomendaciones propuestas por el Instituto Americano del Petróleo (API). Para consultar información más detallada sobre el software puede referirse al proyecto estructuración de este programa.

- ***Si la planta/unidad seleccionada ya tiene actualmente un seguimiento y/o monitoreo de la corrosión por UltraPIPE en las líneas de proceso, el programa continúa en el paso No. 11.***
- ***Si la planta/unidad seleccionada no tiene actualmente un seguimiento y/o monitoreo de la corrosión por UltraPIPE en las líneas de proceso, el programa continúa en el paso No. 4.***

**4. Verificar si la planta seleccionada sufrió algún revamping después de realizado el estudio de RBI.**

El revamping que se le realiza a una planta/unidad de la refinería es una ampliación, rediseño, modernización y actualización de la misma, con el fin de optimizar sus equipos y procesos, y así obtener más producto, más carga y a su vez estar acorde con las normas técnicas en las cuales se rigen estos procesos petroquímicos.

- **Si la planta seleccionada sufrió uno o más revamping, se debe elegir el último y continuar en el paso No. 5.**
- **Si la planta seleccionada no sufrió revamping, continuar en el paso No. 7.**

**5. Comprobar que las secciones o equipos nuevos o desmantelados en el revamping, no afecten a los lazos de corrosión establecidos por el RBI.**

- **Si las secciones o equipos nuevos o desmantelados en el revamping, afectan a los lazos de corrosión definidos por el taller de RBI realizado, se debe parar y actualizar el RBI de la Planta/Unidad; deberán reportarse las razones por las que fue imposible adecuar las líneas de proceso, para un soporte de futuro, así una vez actualizado el RBI seguir al paso No. 7.**
- **Si las secciones o equipos nuevos o desmantelados en el revamping, no afectan a los lazos de corrosión definidos por el taller de RBI realizado, se debe seguir al paso No. 6.**

**6. Comprobar que líneas de proceso se adecuan a los lazos de corrosión establecidos en el RBI.**

- **Si las líneas de proceso se adecuan a los lazos de corrosión dados por el RBI, estas se deben ubicar en los Diagramas de tubería e instrumentos (P&ID's) actualizados de la planta, de acuerdo a cada lazo de corrosión (ayudarse de colores o marcadores) y posteriormente continuar en el paso No. 8.**
- **Si las líneas de proceso no se adecuan a los lazos de corrosión dados por el RBI, se debe parar y actualizar el RBI de la Planta/Unidad; deberán reportarse**

**las razones por las que fue imposible adecuar las líneas de proceso, para un soporte de futuro, así una vez actualizado el RBI seguir al paso No. 7.**

**7. Comprobar si los SK's de la planta están o no esquematizados de acuerdo a los lazos de corrosión obtenidos a partir del RBI.**

Los SK's de cada planta son dibujos esquemáticos de los isométricos de la misma, en los cuales se indican válvulas, reducciones, indicadores de presión y temperatura, diámetros y cambios en el sentido de dirección de la tubería, pero sin indicar distancias reales de cada tramo de tubería.

- **Si los SK's de la planta seleccionada están esquematizados de acuerdo a los lazos de corrosión, se debe continuar en el paso No. 10.**
- **Si los SK's de la planta seleccionada no están esquematizados de acuerdo a los lazos de corrosión, se debe ubicar en los P&ID's de esta planta, las líneas de proceso identificadas en cada lazo de corrosión según lo establecido en RBI (para ello ayudarse de colores o marcadores) y posteriormente continuar en el paso No. 8.**

**8. Verificar si los SK's que se tienen de la planta seleccionada están o no actualizados.**

- **Si los SK's de la planta seleccionada están actualizados, sobre ellos deben ubicarse las líneas de proceso identificadas según RBI y ya previamente establecidas en P&ID's; posteriormente continuar paso No. 9.**
- **Si los SK's de la planta seleccionada no están actualizados, se debe continuar al paso No. 9.**

**9. Dibujar ahora los isométricos en distintos planos, donde cada uno de ellos no podrá contener isométricos que pertenezcan a diferentes lazos de corrosión, es decir, un plano realizado deberá contener isométricos de un mismo lazo de corrosión, de manera que un lazo completo comprenda uno o más planos**

***irrepetibles de la planta. Los planos en lo posible deberán hacerse en AUTOCAD. Posteriormente seguir en el paso No. 10.***

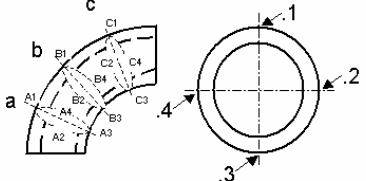
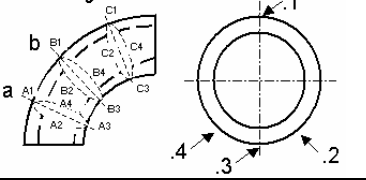
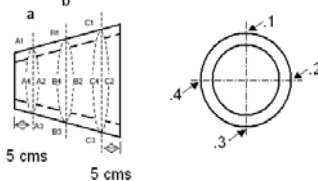
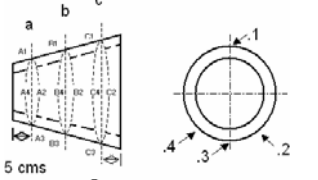
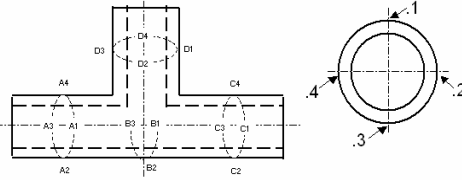
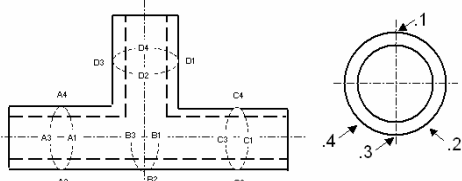
De acuerdo al programa de confiabilidad en líneas de proceso, este se fundamenta en las ventajas que el sistema UltraPIPE ofrece en cuanto al control, adsequibilidad y utilidad de datos de inspección se refiere. La importancia de realizar los planos de los isométricos en AUTOCAD, es que gracias al módulo de soporte que posee el paquete UltraPIPE, estos planos se pueden realizar con precisión, con la simbología adecuada y con toda la información. El tiempo invertido en la realización de cada plano se ve considerablemente reducido gracias a las herramientas que posee el programa. En el numeral 11.8 se encontrarán enumeradas las recomendaciones básicas para la realización de SKs adecuados que facilitan la inspección.

***10. Ubicar e identificar en los nuevos planos las localidades o secciones de tubería en donde irán ubicados los puntos de inspección que serán monitoreados por espesores (TML's).***

Las localidades o secciones de tubería monitoreadas por espesores (TML's), en donde se ubican los puntos de inspección y que se asignarán a los isométricos de la planta, serán establecidas de acuerdo a la tabla 2., elaborada bajo criterios de la práctica recomendada API 574, que a su vez se rige por la norma técnica API 570.

Los puntos de inspección de cada localidad propuestos por el programa de confiabilidad en líneas de proceso para cada uno de los accesorios en los tramos de tubería, deben ser tomados y registrados en su totalidad al momento de realizar la inspección, con la única finalidad de brindar confiabilidad e integridad a tales líneas; sin embargo, es factible que por criterios referentes a dirección del fluido, ubicación y tamaño del accesorio en el tramo de tubería, historia y mecanismos de corrosión en las líneas, entre otros, estos puntos de inspección sean tomados o no a consideración del inspector, en donde la experiencia de este juega un papel fundamental; lo anterior puede comprenderse porque no todas las líneas manejan variables similares, como son, fluido, presión, temperatura, velocidad del fluido, etc., las cuales influyen directa o indirectamente en los criterios ya mencionados, provocando entonces que el deterioro en las líneas predomine más entre unas y otras, ó que éste se acentúe más en algunas zonas de la misma línea.

Tabla 2. Localidades para monitoreo de espesores (TML's) en accesorios de tubería, en base al API-570 y API-574.

<b>INSPECCIÓN EN ACCESORIOS DE TUBERÍA</b>			
<b>ACCESORIO</b>	<b>PUNTOS DE INSPECCIÓN</b>	<b>TIPO FLUIDO</b>	<b>ESQUEMA</b>
CODO (E-Elbow)	Inspección en tres localidades a, b y c, como se indican en las figuras, sin embargo, los puntos de inspección de cada localidad son flexibles y pueden ser tomados o no, por criterio del inspector según sea la posición del codo con el sentido del flujo (horizontal, vertical), diámetro del codo, variables de operación del fluido.	Gases	Cuatro puntos de inspección cada 90° en cada localidad a, b y c; ver esquema. 
		Líquidos	Cuatro puntos de inspección en cada localidad a, b y c, los puntos .2 y .4 son tomados según sea el diámetro de la tubería y el nivel del fluido. 
EXPANSIÓN - REDUCCIÓN (RED-Reduction)	Inspección en tres localidades a, b y c, las localidades a y c se ubican a 5 cms antes de la unión soldada con la tubería y la localidad b en el centro de la expansión-reducción. Los puntos de inspección de cada localidad pueden ser tomados o no, por criterio del inspector según sea la posición de la reducción con el sentido del flujo (horizontal, vertical), diámetro de la reducción, variables de operación del fluido.	Gases	Cuatro puntos de inspección cada 90° en cada localidad a, b y c; ver esquema. 
		Líquidos	Cuatro puntos de inspección en cada localidad a, b y c, los puntos .2 y .4 varían según sea el diámetro de la reducción y el nivel del fluido dentro de ella. 
TE (T=Tee)	Inspección en cuatro localidades a, b, c, y d, las localidades a, c y d se ubican de ser posible a 5 cms antes de la unión soldada con la tubería, de lo contrario queda a criterio del inspector, la localidad c se sitúa en el empalme de la tee, según el esquema. Los puntos de inspección de cada localidad pueden ser tomados o no, a decisión del inspector según sea el sentido del flujo en la sección perpendicular de la tee, diámetro de la tee, variables de operación del fluido.	Gases	Cuatro puntos de inspección cada 90° en cada localidad a, c y d, en la localidad b se especifican tres puntos de inspección; ver esquema. 
		Líquidos	Cuatro puntos de inspección cada 90° en cada localidad a, c y d, en la localidad b se especifican tres puntos de inspección; los puntos .2 y .4 son tomados según sea el diámetro de la tubería y el nivel del fluido. 

ACCESORIO	PUNTOS DE INSPECCIÓN	TIPO FLUIDO	ESQUEMA
TUBOS RECTOS CON AISLAMIENTO Y EN PROCESO	Para tramos < a 50 mtrs. (P=Pipe)	Gases	<p>Cuatro puntos de inspección cada 90° en cada localidad a, b y c; ver esquema.</p>
		Líquidos	<p>Cuatro puntos de inspección en cada localidad a, b y c, los puntos .2 y .4 son tomados según sea el diámetro de la tubería y el nivel del fluido dentro de ella.</p>
	Para tramos > a 50 mtrs. (P=Pipe)	Gases	<p>Cuatro puntos de inspección cada 90° en cada localidad a, b y c; ver esquema.</p>
		Líquidos	<p>Cuatro puntos de inspección en cada localidad a, b y c, los puntos .2 y .4 son tomados según sea el diámetro de la tubería y el nivel del fluido dentro de ella.</p>
TUBOS RECTOS SIN AISLAMIENTO Y EN PARADA DE PROCESO (P=Pipe)	Inspeccionar a 5 cms, antes de cada unión con codos, reducciones, expansiones, y otros, según lo mostrado en las localidades a, c, d y f; entre cada tubo del tramo inspeccionar a 5 cms de la unión soldada y a mitad de este. Los puntos de inspección de cada localidad pueden ser tomados o no, por criterio del inspector el cual es basado de acuerdo a la severidad del (los) mecanismo(s) corrosivo(s) que proporciona el fluido, junto con las variables de operación que se manejan.	Gases	<p>Cuatro puntos de inspección cada 90° en cada localidad a, b y c; ver esquema.</p>
		Líquidos	<p>Cuatro puntos de inspección en cada localidad a, b y c, los puntos .2 y .4 son tomados según sea el diámetro de la tubería y el nivel del fluido dentro de ella.</p>

### 10.1. Tipos De Fluidos

Por las líneas de proceso se pueden movilizar dos tipos de fluidos, líquidos o gases; según sea este, el deterioro de los accesorios dentro cada línea será diferente y por ende su confiabilidad e integridad también lo será.

Por ejemplo, si se tiene un fluido gaseoso circulando por la tubería, los mecanismos de corrosión que actuarán en ella serán similares alrededor de sus paredes y solamente se intensificará cuando cambie su dirección, diámetro y variables de proceso; mientras que si se tiene un fluido líquido, como son, crudo, gasolinas, GLP, entre otros, los mecanismos de corrosión no solo se intensificarán en los cambios de dirección, diámetros y variables de proceso, si no que también lo harán en la base (sección inferior de la tubería), siendo más erosiva en ella por el arrastre del fluido, adelgazando más al material y no siendo homogéneos alrededor de sus paredes comprometiendo localizadamente a la tubería.

También es importante definir que no en todas las ocasiones cuando circula un fluido líquido este abarca toda el área de la tubería, sino que existirá una interfase con gases, como aire y vapores del líquido; es por ello que dentro del programa de confiabilidad se establecieron TML's ubicados en esta interfase, los n.2 y n.4 que varían de posición entre línea y línea. La ubicación de ellos serán bien determinada por la experiencia del inspector en el conocimiento del nivel del líquido dentro del tubo. En la tabla 3. se muestran criterios que los inspectores siguen al momento de inspeccionar accesorios en tubería..

Tabla 3. Criterios para inspeccionar puntos de las TML's en los accesorios de tubería.

ACCESORIO	CRITERIOS PARA INSPECCIÓN
TUBOS (P)	En Tubos la inspección es menos rigurosa si se conoce que la criticidad de estos es baja. En la mayoría de los casos el riesgo de falla para tubos hace razón a los que están ubicados horizontalmente, puesto en el fluido líquido se desplaza ocasionando erosión sobre su base y es en esta zona donde se hace necesario el monitoreo (A3, B3, C3, ..., n3).

CODOS (E)	<p>En codos que dentro de las líneas de proceso quedan en una posición horizontal, los puntos importantes a inspeccionar serán los ubicados en la parte inferior del codo y en la curvatura de mayor radio del mismo, puesto que estas zonas sufrirán el mayor efecto de erosión y mecanismos corrosivos que en él se presenten; por ejemplo, asumiendo que el flujo del fluido entra al codo por la localidad "a" y sale por la localidad "c", y este está ubicado de forma que la localidad "a" entra a esta hoja y la localidad "c" está a la derecha de la misma, los puntos importantes a inspeccionar serán los A1, A2, B1, B2, C1 y C2.</p> <p>En codos que dentro de las líneas de proceso quedan en una posición vertical, los puntos importantes a inspeccionar serán los ubicados en las curvaturas de mayor y menor radio del codo, puesto que estas zonas sufrirán el mayor efecto de erosión y mecanismos corrosivos que en él se presenten, aunque aquí es importante aclarar que para fluidos bastante turbulentos, la zona más afectada será la curvatura de mayor radio, mientras que en fluidos laminares de poca velocidad serán considerables ambas curvaturas; por ejemplo, asumiendo que el flujo del fluido entra al codo por la localidad "a" y sale por la localidad "c", y este está ubicado de forma que la localidad "a" entra a esta hoja y la localidad "c" está hacia abajo de la misma, los puntos importantes a inspeccionar serán los A1, A3, B1, B3, C1 y C3.</p>
TEES (T)	<p>En Tees es indispensable inspeccionar la zona de la localidad "b" para cualquiera que sea el caso; pues en ella el accesorio sufre el mayor deterioro, debido al gran impacto que sobre esta zona tiene el fluido que entra por la localidad "d". Para situaciones donde la criticidad de la línea sea muy alta será necesario hacer control en los demás puntos de inspección, siempre y cuando las dimensiones del accesorio lo permitan.</p>
EXPANSIONES - REDUCCIONES (Red)	<p>En Expansiones - Reducciones en posición vertical dentro de las líneas de proceso, se debe inspeccionar en todos los puntos de cada localidad. Generalmente este accesorio es ubicado de forma tal que el fluido pase de una tubería agosta a una más ancha; en estos casos y donde la criticidad del accesorio sea baja será viable inspeccionar por lo menos una localidad (p.e. localidad "b"). En casos donde el fluido pasa de una tubería ancha a una angosta es indispensable inspeccionar en las tres localidades, ya que bajo esta condición el deterioro del accesorio será mayor.</p> <p>En Expansiones - Reducciones que estén en posición horizontal dentro de las líneas de proceso, se debe inspeccionar en todos los puntos de cada localidad. Generalmente este accesorio es ubicado de forma tal que el fluido pase de una tubería agosta a una más ancha; en estos casos y donde la criticidad del accesorio sea baja será viable inspeccionar por lo menos una localidad (p.e. localidad "b"). En casos donde el fluido pasa de una tubería ancha a una angosta es indispensable inspeccionar en las tres localidades, ya que bajo esta condición el impacto del fluido sobre las paredes del accesorio incrementará su deterioro.</p>

**11. Iniciar y/o continuar con el registro de espesores y posterior seguimiento de tendencias de corrosión en las líneas de proceso empleando como herramienta el sistema UltraPIPE instalado en el PC GCBPAO1148, garantizando así el aseguramiento de la información. Será necesario tener a disposición históricos de inspección de las líneas, pipping class y line list de la Planta Seleccionada.**

Los históricos de inspección de las líneas son formatos y/o tabulaciones de espesores que se tienen de las líneas de proceso, medidos en inspecciones pasadas; el pipping class o clase de tubería es un documento que suministra información técnica de la tubería empleada en la construcción de las líneas, como es temperatura y presión de operación/diseño, material; y el line list o lista de líneas al igual que el pipping class es entregado por el constructor de las líneas y suministra información como, temperatura y presión de operación/diseño, material, diámetro, rating, schedule, etc.

**11.1. Verificar que el software se encuentre instalado en el disco duro del PC GCBPAO1148.**

Será necesario ubicar solamente el subdirectorío o carpeta del disco duro en donde el programa quedó instalado; en caso contrario de que UltraPIPE no esté instalado, solo hay que correr el programa de Configuración e indicarle cual va a ser el subdirectorío o carpeta de su disco duro en donde el programa quedara instalado. Los menús de UltraPIPE son fáciles de utilizar y lo guiarán a través del proceso de instalación (Más detalle en manual de usuario UltraPIPE, capítulo 2).

**11.2. Abrir el programa UltraPIPE, ubicado en la dirección C:\Documents and Settings\All Users\Menú Inicio\Programas\UltraPIPE\UltraPIPE ó solamente hacer doble clic sobre el icono UltraPIPE.Ink ubicado en C:\Documents and Settings\All Users\Escritorio:**



Icono de UltraPIPE para comenzar ejecución del programa.

### 11.3. Ingresar el nombre del usuario junto con el password para que UltraPIPE se ejecute

Una vez se abrió el programa la primera ventana que aparecerá en pantalla será la de identificación (ver la Figura 11.1.).

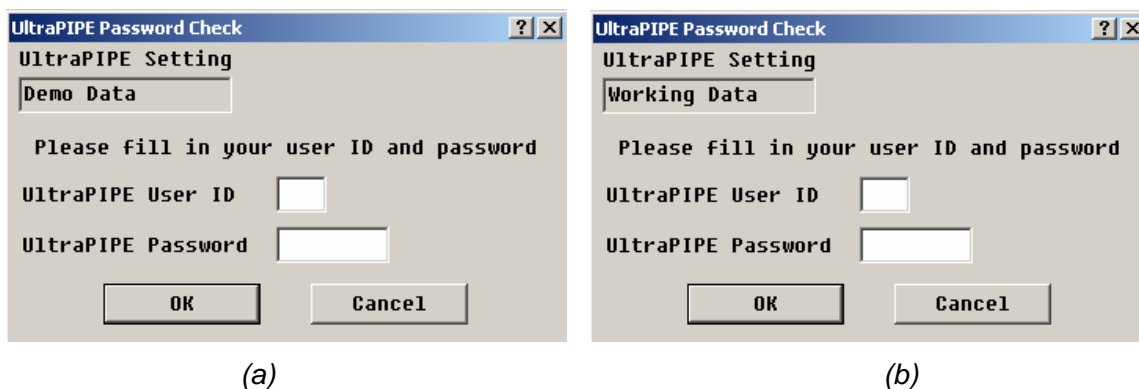


Figura 11.1. Ventana Usuario y Contraseña para UltraPIPE

a) Configuración “Datos de Demostración”. b) Configuración “Datos de Trabajo”.

Después de que su identificación y contraseña de usuario han sido verificadas, UltraPIPE será llamado. La primera función de UltraPIPE es verificar que la estructura del archivo \DATA\UIPIPE.MDB es la apropiada. UltraPIPE automáticamente verifica y actualiza la base de datos antigua con el tamaño de los nuevos campos, incluso con las tablas de la nueva base de datos si se requiere. Durante este tiempo la Figura 11.2. aparecerá:

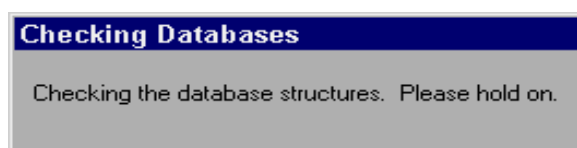


Figura 11.2. Ventana Comprobar Estructura de la Base de Datos

Una vez inicia UltraPIPE, este puede abrir con dos tipos de configuración “Datos de Demostración” o “Datos de Trabajo”, como se muestra en la figura 11.1. Para cuando se comiencen a registrar datos de trabajo es de especial cuidado fijarse que la configuración se encuentre en “Datos de Trabajo”, ya que la otra configuración mostrará solo una ayuda para conocimiento del software, estas

configuraciones pueden ser cambiadas seleccionando la ruta Setup\Setting Selections\Select/Add/Delete Settings como es mostrado en la figura 11.3.

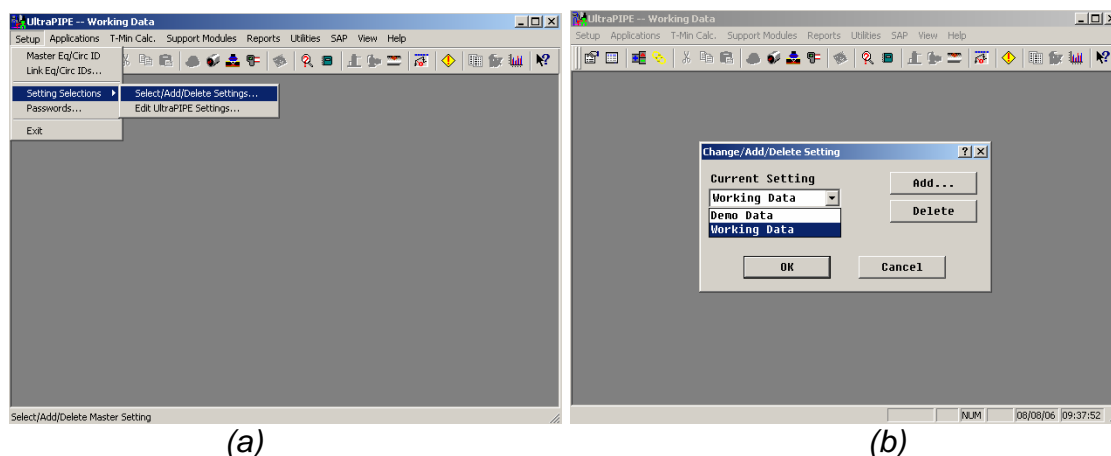


Figura 11.3. Cambio de configuración de UltraPIPE.

a) *Setup\Setting Selections\Select/Add/Delete Settings.* b) *Ventana Cambiar/Agregar/Borrar Configuración.*

UltraPIPE le permite dar acceso al sistema solo a ciertos usuarios, asignándoles identificación, contraseña y nivel de acceso. El nivel de acceso que les es asignado determina a que funciones del UltraPIPE pueden o no entrar. UltraPIPE esta dividido en los siguientes siete niveles de acceso:

NIVEL	FUNCIONES A LAS QUE TIENE ACCESO
1	Acceso a todas las partes del programa
2	Acceso a todas las partes del programa, excepto a Crear/Borrar Configuraciones, Editar Configuraciones o Crear Nuevas Carpetas de Datos
3	Acceso a las partes sin protección del programa como las del Nivel 4 y además, a las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Agregar/Editar/Borrar Espesores de Inspección y Localidades de Espesores Medidos en el Monitoreo de Corrosión</li> <li>• Opciones para la Transferencia de Datos</li> <li>• Agregar Reportes de Actividades de Inspección</li> <li>• Agregar/Editar/Borrar Corrosión Localizada en Tuberías</li> </ul>

4	<p>Acceso a las partes sin protección del programa, incluyendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Todos los Reportes con Formato de Texto Fijo</li> <li>• Todos los Reportes Gráficos a Color</li> <li>• Calculo del Espesor Mínimo (excepto Agregar/Editar/Borrar Códigos de Material y Componentes)</li> <li>• Visualizar Dibujos de Equipos/Circuitos</li> <li>• Reportes de Actividades de Inspección</li> </ul>
5	<p>Acceso a todas las partes del programa como las del Nivel 2, excepto las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay acceso a cualquier función de PVCalc</li> <li>• No hay acceso a las funciones de SAP</li> </ul>
6	<p>Acceso a las partes sin protección del programa como las del Nivel 4 y además, a las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Acceso completo a todas las funciones de PVCalc</li> </ul>
7	<p>Acceso a las partes sin protección del programa como las del Nivel 4 y además, a las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Acceso completo a todas las funciones de Prueba/Inspección para Válvulas</li> </ul>

UltraPIPE no solicitará nuevamente la contraseña cuando vaya de un módulo a otro. La identificación y contraseña del usuario son requeridas solamente cuando se inicia UltraPIPE. Cuando la contraseña con Nivel 1 es introducida, usted tiene la capacidad para crear las identificaciones, las contraseñas, y los niveles de acceso para otros usuarios, entonces, solamente los usuarios con acceso al Nivel 1 pueden modificar las identificaciones y las contraseñas. Seleccione la opción **Contraseñas...** del menú **Configuración** que se localiza en la barra de herramientas. La ventana mostrada en la figura 11.4. será desplegada. Si se requiere más detalle sobre como acceder al programa puede consultarse el manual de usuario de UltraPIPE.

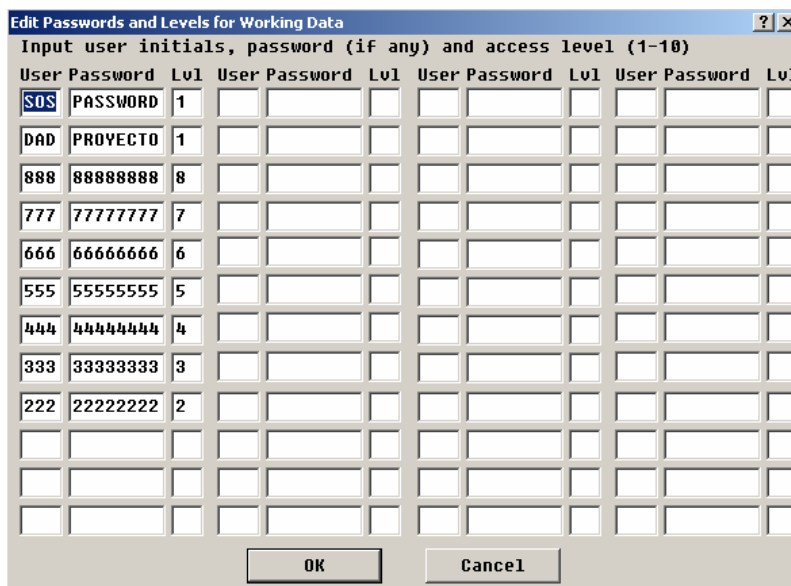



Figura 11.4. Ventana Editar Contraseñas

#### 11.4. Agregar/Renombrar/Borrar los equipos/circuitos a la planta/unidad seleccionada.

Como nuevo usuario de UltraPIPE, un paso fundamental de inicio es crear su lista maestra de Equipos y Circuitos. Estos estarán referidos a las identificaciones de los Equipos/Circuitos y pueden representar una pieza de equipo o una sección o circuito de un equipo más grande localizado en un Área de la planta (es decir una Planta/Unidad), que para este caso está diseccionado a las líneas de proceso.

La entrada de información para cada equipo de la línea de proceso de la planta seleccionada en la Lista Maestra de Equipos/Circuitos permite que ellos puedan ser introducidos en el Monitoreo de Corrosión como elementos separados. Esto se recomienda porque que cada circuito/sección tiene diferente presión, temperatura, servicio y propiedades corrosivas.

Para ingresar a la Lista Maestra seleccione la opción **Equipo/Circuito Maestro...** del menú **Configuración**, ó presione el icono  de la barra de herramientas, y aparecerá la ventana de la figura 11.5.

Unit	Eq/Circ ID	Section	Eq Type	Description
DEMO	T-3777-SHELL	SHELL	TANK	TANK 3777 SHELL PLATES
INT MEC	UDC UTFHC-148			
PC 043	D-0708	ALL	VESSEL	D-708 ACID SETTLER
PC 043	D-0710	ALL	VESSEL	DEPROPANIZER REFLUX
PC 043	W-0196	ALL	V-TOWER	ALKYLATE SPLITTER
PC 043	X-0950-SH	SHELLSIDE	V-EXCH	X-950 DEETHANIZER REBOILER
PC 043	X-0950-TB	TUBESIDE	V-EXCH	DEETHANIZER REBOILER
PC 043	X-0958-SH	SHELL	V-EXCH	X-958 H.F. ACID COOLER
PC 043	X-0958-TB	TUBE	V-EXCH	X-958 H.F. ACID COOLER
PVC-039	D-1420 EXTERNAL	EXT PRESS	VESSEL	COKE POT
PVC-039	D-1420 INTERNAL	INT PRESS	VESSEL	COKE POT
PVC-039	W-61	INT PRESS	V-TOWER	LCGO/HCGO STRIPPERS
PVC-039	X-607-SS	SHELLSIDE	V-EXCH	STEAM GENERATOR
PVC-039	X-607-TS	TUBESIDE	V-EXCH	STEAM GENERATOR
U-250	LC0250-01-01-L01	ALL	PIPING	TREN DE PRECALENTAMIENTO DE CRUDO <470°F
XXX XXX	ALLDRUM	EXTERNAL	V-DRUM	DRUMS, FILTERS, BULLETS, ETC.

Figura 11.5. Agregar/Renombrar/Borrar los equipos/circuitos.

#### 11.4.1. Agregar un equipo/circuito de la Planta.

Para agregar un equipo a la lista maestra se presiona la ventanilla agregar que aparece en la ventana de la figura 11.5., y que a su vez despliega en otra mostrada en la figura 11.6.

**Add Master Equipment -- 92 Total Equipment.**

**Add New Equipment**

Unit: [Dropdown]  
 Eq/Circ ID: [Text Field]  
 Section: [Dropdown]  
 Type: [Dropdown]

Description: [Text Field]

View... [Button]

Add [Button] Done [Button]

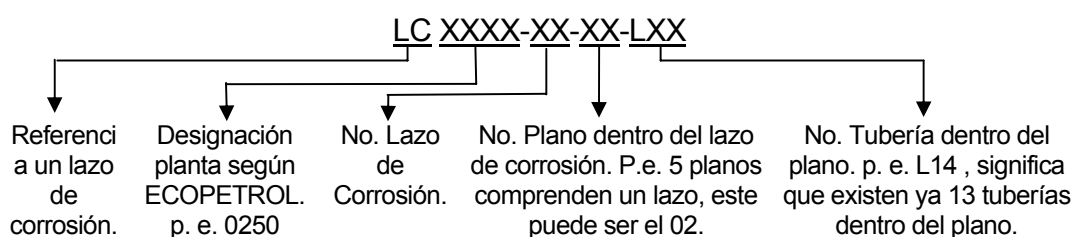
Figura 11.6. Agregar equipo a la lista maestra.

En esta ventana se introducen los siguientes datos:

- Unit: Campo obligatorio de 8 caracteres alfanuméricos. Representa la Planta/Unidad seleccionada, como sigue:  
 U-XXXX, donde U=Unidad y XXXX=Designación planta según ECOPETROL S. A.
- Eq/Circ ID: Campo obligatorio de 16 caracteres alfanuméricos. Se coloca la identificación de su Equipo o Circuito. Esto permite organizar de una manera lógica a

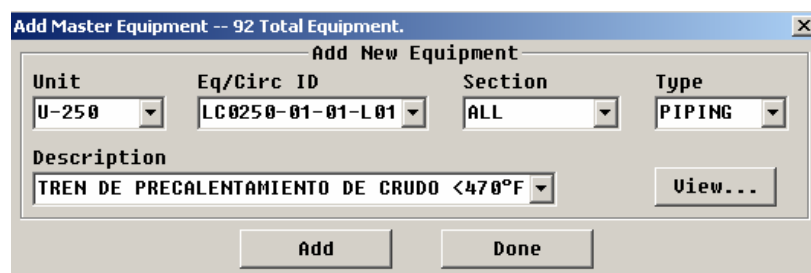
los Equipos y Circuitos fijos dentro de una Planta específica. La combinación de la Planta y la entrada de la identificación del Equipo/Circuito es utilizada para especificar un nombre único. Sin embargo, solo son utilizados caracteres alfanuméricos (es decir, letras y números) para determinar un nombre único.

- En el caso específico del programa de confiabilidad para líneas de proceso, cada tipo de tubería es considerada un equipo/circuito, el cual es definido de la siguiente manera:



- Section: Campo de 10 caracteres alfanuméricos que puede ser utilizado para proporcionar una identificación o descripción adicional del Equipo/Circuito. Si un Equipo/Circuito es unificado, no es parte de los elementos de un equipo más grande; una entrada lógica es "All".
- Type: Campo de 8 caracteres alfanuméricos que permite asignar el Tipo de Equipo para la entrada del Equipo/Circuito. Ejemplo: Pipping.
- Description: Campo de 40 caracteres alfanuméricos y es opcional. La entrada de cualquier texto definirá la Descripción del Equipo/Circuito, que para el caso del programa de confiabilidad será el nombre del lazo de corrosión.

Por último después de haber introducido la información descrita anteriormente, presione el botón **Add**. Un ejemplo de un equipo/circuito agregado es el observado en la figura 11.7



*Figura 11.7. Equipo/circuito agregado a la lista maestra.*

#### 11.4.2. Renombrar un equipo/circuito de la Planta.

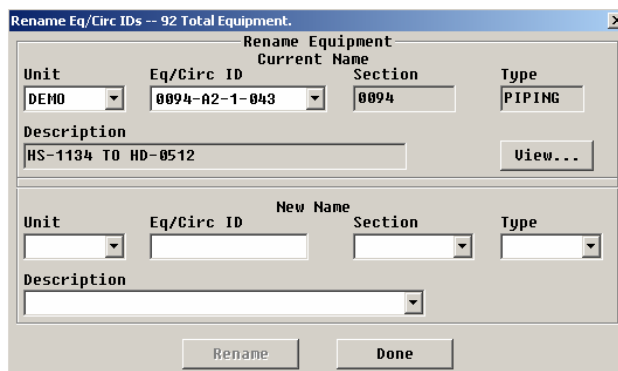


Figura 11.8. Ventana para renombrar un Equipo/circuito de la lista maestra.

Para renombrar un equipo solo hay que presionar el botón **“Rename”** de la figura 11.8. para que se despliegue la ventana de la figura 11.8. Cada vez que se modifique un Equipo/Circuito existente, afectara a todas las aplicaciones que hayan sido basadas en el Equipo/Circuito que esta cambiando, cada cuadro podrá ser llenado de la misma forma en que se agrega un Equipo/Circuito. Una modificación en los campos Unit, Eq/Circ ID, Section, Type y Description causa cambios en todos los archivos de la base de datos, no solo en la base de datos de la Lista Maestra.

#### 11.4.3. Borrar un equipo/circuito de la Planta.

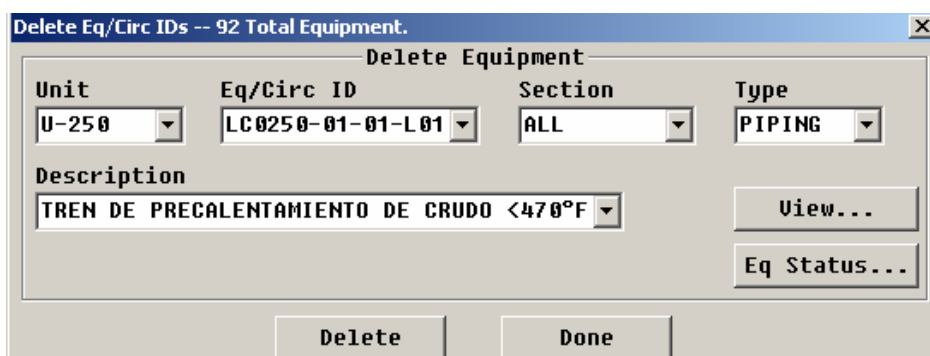
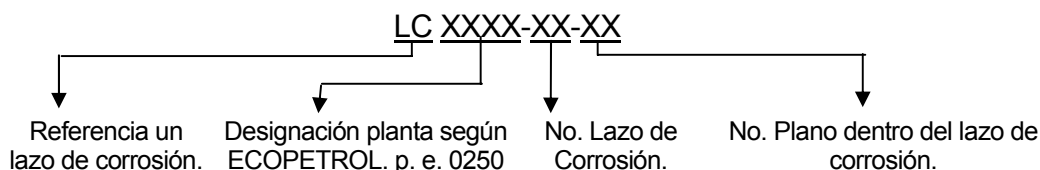



Figura 11.9. Ventana para borrar un Equipo/circuito de la lista maestra.

Para borrar un equipo solo hay que presionar la ventanilla **“Delete”** de la figura 11.9 y seleccionar el equipo que se desea borrar. Cada vez que se borra un Equipo/Circuito existente, afectara el proceso global de borrado, esto es, los Equipos/Circuitos serán borrados de todos los módulos en donde existan.

### 11.5. Vinculación de equipos/circuitos a un Grupo común.

Una vez los Equipos/circuitos de las líneas de proceso son introducidos en la base de datos y anexados a la Lista Maestra, estos se deben vincular electrónicamente a un Nombre de Grupo común, como es al nombre del lazo de corrosión y plano en que están. El grupo se designa de la siguiente manera:



Para vincular uno o más equipos a un grupo seleccione la opción **Vincular Equipos/Circuitos...** del menú **Configuración.**, ó presione el icono  de la barra de herramientas, y aparecerá la ventana de la figura 11.10.

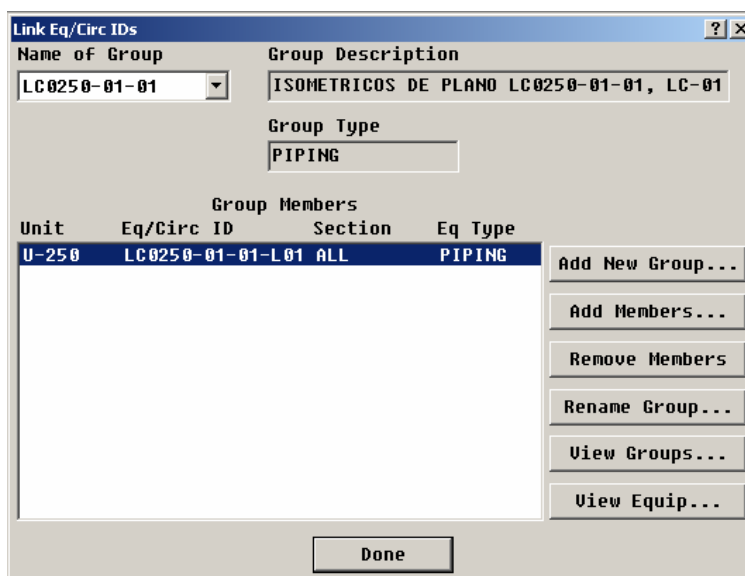


Figura 11.10. Ventana Vincular Equipos/Circuitos

#### 11.5.1. Agregar un nuevo nombre de Grupo.

Para agregar un nuevo nombre de grupo se presiona la ventanilla agregar que se observa en la figura 11.10., desplegando una nueva ventana mostrada en la figura 11.11.

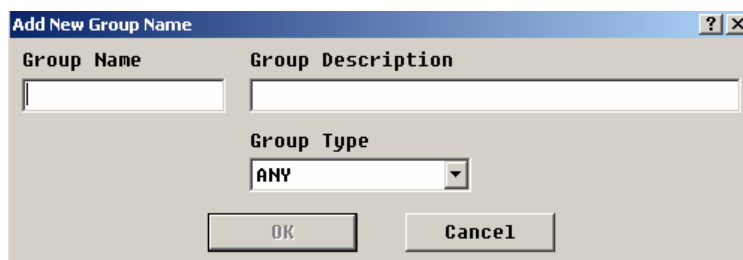


Figura 11.11. Ventana Agregar un Nuevo Nombre de Grupo

- Group Name: Campo de 12 caracteres alfanuméricos y es obligatorio. Representa una ventaja para recipientes, tanques o tuberías cuando uno o más Equipos/Circuitos se intentan vincular.
- Group Description: Campo de 40 caracteres alfanuméricos y es opcional. La entrada de cualquier texto definirá la Descripción del Grupo.
- Group Type: Define los tipos de equipos que serán vinculados al nuevo Grupo, por ejemplo Pipping.

Después de introducir la información apropiada, haga clic en **Aceptar - “OK”** y el nombre del nuevo Grupo será desplegado, como ejemplo se muestra la figura 11.10. El Nombre de Grupo no será salvado hasta que por lo menos un Equipo/Circuito sea vinculado, utilizando el botón Agregar Miembros de la Ventana de la figura 11.10.

#### ***11.5.1.2. Agregar Miembros a un Nombre de Grupo***

La ventana desplegada después de seleccionar “Add Members” se mostrará en la figura 11.12. y en ella sólo aquellos Equipos/Circuitos que tengan información en el campo Sección y que no hayan sido anteriormente vinculados a cualquier Nombre de Grupo serán desplegados en pantalla para su selección.

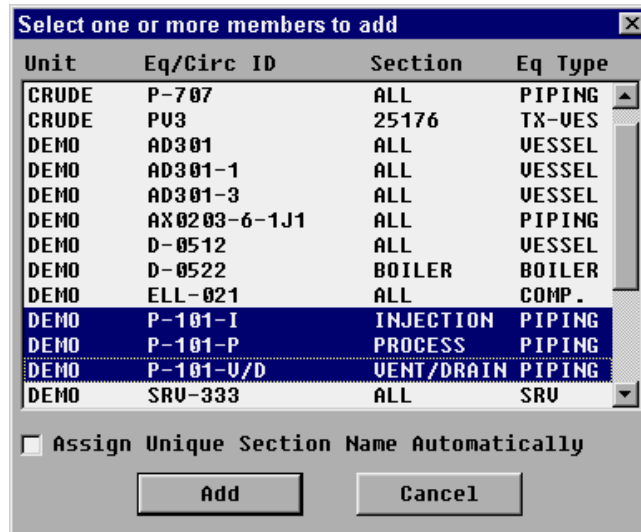


Figura 11.12. Ventana Seleccionar Miembros para Agregar

Una vez seleccionados los quipos, haga clic en **Agregar - "Add"**.

#### 11.5.2. Renombrar un Grupo.

Para renombrar un grupo se presiona la ventanilla renombrar que se observa en la figura 11.10., desplegando una nueva ventana mostrada en la figura 11.13 que permite cambiar lo establecido cuando se agregó el grupo.

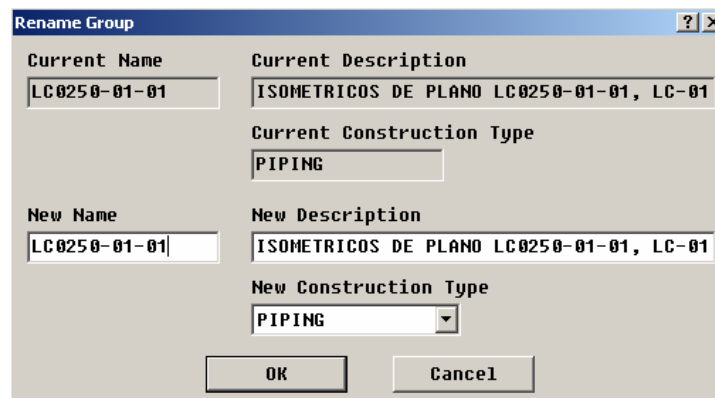


Figura 11.13. Ventana Renombrar un Grupo

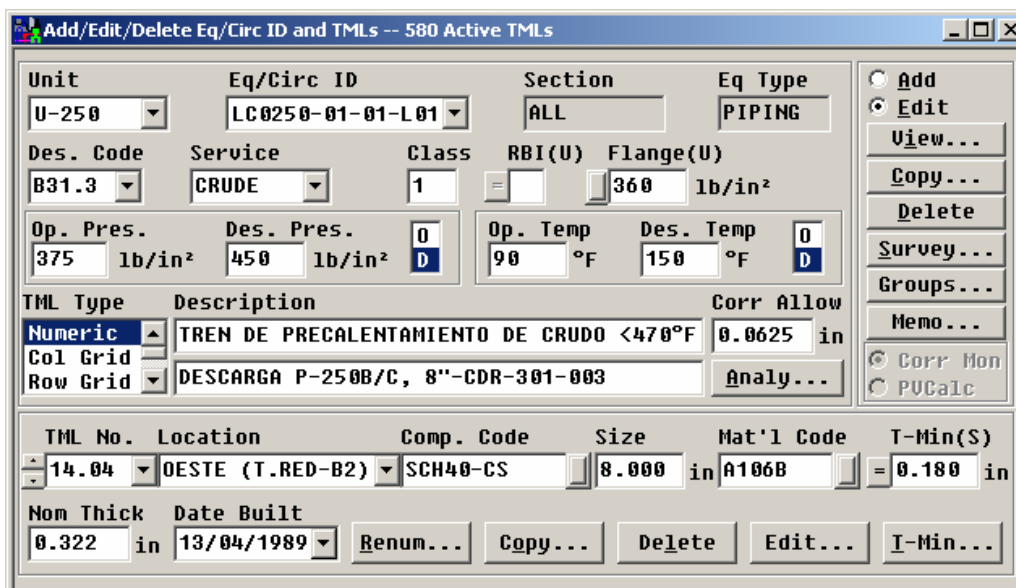
Las demás ventanillas ubicadas a la derecha de la figura 11.10. permiten remover equipos vinculados a los diferentes grupos **"Remove Members"**, ver los grupos existentes con

sus equipos respectivos “**View Groups**”, y ver los equipos de la Lista Maestra “**View Equip..**”.

#### 11.6. *Agregar/Editar/Remover equipos/circuitos y TML´s a la aplicación monitoreo de corrosión para planta/unidad seleccionada.*

El monitoreo de corrosión es la aplicación base en la cual se fundamenta UltraPIPE e inicia asignándose Espesores Medidos a un equipo/circuito. Para iniciar esta aplicación seleccione la opción **Función Monitoreo de Corrosión** del menú **Aplicaciones**, luego seleccione la opción **Agregar/Editar/Borrar Equipos/Circuitos y EMs...** de la **Función**

**Monitoreo de Corrosión**; presione el icono  de la barra de herramientas, y aparecerá la ventana de la figura 11.14.



Unit	Eq/Circ ID	Section	Eq Type
U-250	LC0250-01-01-L01	ALL	PIPING

Des. Code	Service	Class	RBI(U)	Flange(U)
B31.3	CRUDE	1	=	360 lb/in <sup>2</sup>

Op. Pres.	Des. Pres.	Op. Temp	Des. Temp
375 lb/in <sup>2</sup>	450 lb/in <sup>2</sup>	90 °F	150 °F

TML Type	Description	Corr Allow
Numeric	TREN DE PRECALENTAMIENTO DE CRUDO <470°F	0.0625 in
Col Grid		
Row Grid	DESCARGA P-250B/C, 8"-CDR-301-003	analy...

TML No.	Location	Comp. Code	Size	Mat'l Code	T-Min(S)
14.04	OESTE (T.RED-B2)	SCH40-CS	8.000 in	A106B	= 0.180 in

Nom Thick	Date Built
0.322 in	13/04/1989

Figura 11.14. Ventana Agregar/Editar/Borrar Equipos/Circuitos y Espesores Medidos

La parte superior de la ventana contiene información acerca del Equipo/Circuito, que será común para todos los Espesores Medidos asignados al equipo (Figura 11.15).

The screenshot shows a software window titled "Add/Edit/Delete Eq/Circ ID and TMLs -- 580 Active TMLs". The window contains several data entry fields and a table. The fields are organized as follows:

- Unit:** U-250
- Eq/Circ ID:** LC0250-01-01-L01
- Section:** ALL
- Eq Type:** PIPING
- Des. Code:** B31.3
- Service:** CRUDE
- Class:** 1
- RBI(U):** =
- Flange(U):** 360 lb/in<sup>2</sup>
- Op. Pres.:** 375 lb/in<sup>2</sup>
- Des. Pres.:** 450 lb/in<sup>2</sup>
- Op. Temp:** 90 °F
- Des. Temp:** 150 °F
- TML Type:** Numeric
- Description:** TREN DE PRECALENTAMIENTO DE CRUDO <470°F
- Corr Allow:** 0.0625 in
- Col Grid:** (empty)
- Row Grid:** DESCARGA P-250B/C, 8"-CDR-301-003

On the right side of the window, there is a vertical toolbar with buttons: Add, Edit, View..., Copy..., Delete, Survey..., Groups..., Memo..., Corr Mon, and PUCalc. The "Edit" button is currently selected.

Figura 11.15. Parte de la Ventana Monitoreo de Corrosión que contiene Información del Equipo/Circuito

- Unit: Representa la planta/unidad de selección. La información no podrá ser introducida en este campo mediante el teclado. La colocación de la información se hará a través de las listas de Plantas/Unidades definidas primero en la lista maestra de Equipos/Circuitos. Las opciones disponibles para este campo pueden ser filtradas de cualquiera de las dos maneras siguientes:
  1. Si la opción Agregar es seleccionada (se localiza en la parte superior derecha de la pantalla), solamente serán listados las Plantas que contengan Equipos/Circuitos que **NO** tienen todavía asignadas todavía localidades.
  2. Si la opción seleccionada es Editar (se localiza en la parte superior derecha de la pantalla), solamente serán listadas las Plantas que contengan Equipos/Circuitos que ya tienen asignadas localidades.
- Eq/Circ ID: En este campo se colocará la identificación del equipo o tubo que ha sido asociado con el lazo de corrosión de la línea de proceso dentro del grupo seleccionado. La información no podrá ser introducida en este campo mediante el teclado. La colocación de la información se hará a través de las listas de los Equipos/Circuitos definidas primero en la lista maestra de Equipos/Circuitos. Las opciones disponibles para este campo pueden ser filtradas de cualquiera de las dos maneras siguientes:

1. Si la opción Agregar es seleccionada (se localiza en la parte superior derecha de la pantalla), solamente serán listados las Plantas que contengan Equipos/Circuitos que **NO** tienen todavía asignadas todavía localidades.
  2. Si la opción seleccionada es Editar (se localiza en la parte superior derecha de la pantalla), solamente serán listados las Plantas que contengan Equipos/Circuitos que ya tienen asignadas localidades.
- Section: Representa una descripción de la sección del Equipo/Circuito. Cuando se están vinculando los Equipos/Circuitos, la entrada de la Sección es obligatoria y todas las identificaciones de los Equipos/Circuitos vinculados deben tener una única entrada de Sección. La entrada usual en este campo para las tuberías de proceso es **“All”**, debido a que son equipos con pared cilíndrica unificada. No puede introducir información en este campo utilizando el teclado. Si fue introducido un nombre en este campo, este será desplegado, de lo contrario, el campo aparecerá en blanco. Esta información es definida en su lista maestra de Equipos/Circuitos.
  - Eq Type: En este campo se colocara la descripción del Equipo/Circuito. La información que lleva este campo no podrá ser introducida mediante el teclado. Si la descripción fue colocada para el Equipo/Circuito seleccionado, esta aparecerá en pantalla, de lo contrario el campo estará en blanco. Esta información fue definida primero en la lista maestra de Equipos/Circuitos, que para las líneas de proceso es **Pipping**.
  - Des. Code: Campo de 7 caracteres donde se colocará el código de diseño que va a ser utilizado en cálculos del Equipo/Circuito. Puede elegir un código de diseño de la lista o teclear su código de diseño deseado. Los códigos de diseño proporcionados por el UltraPIPE y que aparecen en la lista representan a los ANSI y ASME estándar. Al elegir cualquiera de estos, excepto PVCalc, se tendrá acceso al cálculo del Espesor Mínimo para cualquier Espesor Medido. Si utiliza su propio código de diseño o elige cualquier otro que no aparezca en la lista, no tendrá acceso al cálculo del Espesor Mínimo para el Equipo/Circuito. Los códigos de diseño ANSI válidos proporcionados por UltraPIPE son los siguientes:
    - Para tuberías - ANSI B31.1, B31.3, B31.4, B31.8
    - Para recipientes a presión en Monitoreo de Corrosión solamente - S8/D1

Para recipientes a presión en PVCalc - PVCALC

Para calderas - S1

Para tanques atmosféricos - API 653

Para el caso específico del programa de confiabilidad se empleará el código ANSI B31.3 el cual es acorde con especificaciones para líneas de proceso.

- Service: Campo de 8 caracteres donde se colocará el tipo de producto que maneja el Equipo/Circuito. No es necesario proporcionar esta información.
  
- Class: En este campo se colocará la clasificación de la tubería, basado en las recomendaciones API. No es necesario proporcionar esta información. Clase 1, 2 y 3 es el método utilizado para clasificar en el “API 570 - Código de Inspección para Tuberías”. Estas tres clases representan lo siguiente:
  - Aquellos servicios en los cuales se produzca una emergencia inmediata al ocurrir una fuga son Clase 1.
  - Aquellos servicios que no se incluyen en las otras clases son Clase 2.
  - Aquellos servicios que son inflamables pero no se vaporizan de modo significativo cuando hay fuga y además no se localizan en áreas con alta actividad son Clase 3.
  
- RBI: Campo de dos caracteres en el cual se colocara el indicador de riesgo para el Equipo/Circuito el cual fue resultado del taller. El RBI que introduzca será incluido en el reporte y puede buscar el valor de este indicador para reportarlo. No es necesario proporcionar esta información.
  
- Flange: En este campo de cinco dígitos se colocara el rango actual de la brida crítica utilizando las tablas del ANSI B16, este valor servirá para todo el Equipo/Circuito. Cuando el Espesor Mínimo sea calculado utilizando cualquier código de diseño, este campo será comparado con la Presión de Operación Máxima Permisible (POMP) de cada Espesor Medido, el rango critico de la brida servirá para determinar el limite de presión para cada Equipo/Circuito. El valor de la brida será especificado en KPa, kg/cm<sup>2</sup> o en lb/in<sup>2</sup>.

- Op. Pres.: El valor que se coloque en este campo de cinco dígitos se utilizará para calcular el Espesor Mínimo. Este valor representará la presión con la que actualmente esta trabajando el Equipo/Circuito y será especificado en KPa, kg/cm<sup>2</sup> o en lb/in<sup>2</sup>, dependiendo de la selección de unidades actuales (Altura para el Código de Diseño API 653). Si no se introduce ningún valor en este campo, el programa lo tomara como 0. Este valor se encontrará en el Line List de la planta seleccionada.
- Des. Pres.: El valor que se coloque en este campo de cinco dígitos se utilizará para calcular el Espesor Mínimo. Este valor representara la presión de diseño del Equipo/Circuito y será especificado en kg/cm<sup>2</sup> o en lb/in<sup>2</sup> (Altura para el Código de Diseño API 653). Si no se introduce ningún valor en este campo, el programa lo tomara como 0. Este valor se encontrará en el Line List de la planta seleccionada.
- Bandera O/D: Indica al programa cual valor utilizar, Operación o Diseño, en los cálculos del Espesor Mínimo.
- Op. Temp.: El valor que se coloque en este campo de cinco dígitos se utilizara para determinar el esfuerzo del material para cada Espesor Medido. Esto se realizara a través del Código de Materiales. Este valor representara el valor de temperatura actualmente en uso. Este puede ser especificado en grados Fahrenheit o Celsius dependiendo de la selección de unidad actual. Si no se introduce ningún valor en este campo, la colocación que hará el programa será 0. Este valor se encontrará en el Line List de la planta seleccionada.
- Des. Temp.: El valor que se coloque en este campo de cinco dígitos se utilizara para determinar el esfuerzo del material para cada Espesor Medido. Esto se realizara a través del Código de Materiales. Este valor representara la temperatura de diseño y será especificado en Fahrenheit o Celcius, dependiendo de la selección actual de unidad. Si no se introduce ningún valor en este campo, el programa lo tomara como 0. Este valor se encontrará en el Line List de la planta seleccionada.
- Bandera O/D: Indica al programa cual valor utilizar, Operación o Diseño, en los cálculos del Espesor Mínimo.

➤ TML Type: En este campo se especificara como serán generados los Espesores Medidos. Se podrá solamente asignar el tipo de Espesor Medido cuando se agregue un Espesor Medido al Equipo/Circuito. Se puede colocar el tipo de Espesor Medido cuando se edite el Equipo/Circuito. El programa cuenta con las tres siguientes opciones:

1. Numeric: Esta opción permitirá generar Localidades numéricas con el formato 999.99. El diseño del número permite un número entero de hasta 999 para ser utilizado por localidades iniciales, las centésimas para hasta nueve lecturas por localidad y la posición de las decenas para inserciones posteriores. Sin embargo, para cualquier Espesor Medido de hasta 99 lecturas por localidad puede ser utilizada con una pérdida de la capacidad de inserciones futuras. Por ejemplo, la localidad 25.51, la cual es nueva, se puede insertar entre las localidades 25.01 y 26.01. La posición de las centésimas se puede utilizar para introducir varias lecturas por localidad (hasta 9 lecturas por localidad). Las Localidades se ordenarán en forma secuencial automáticamente.

Si esta registrando una lectura individual para un Espesor Medido, utilice el formato de los enteros 999.00.

La característica de lecturas múltiples por localidad con la interconexión AutoCAD® permite la actualización de todas o solamente las lecturas mínimas por localidad en el dibujo en cada localidad de prueba, basado en el diseño del marcador para el Espesor Medido.

2. Col Grid: Esta opción generara un cuadrulado o matriz de Espesores Medidos con un formato crrr. Donde cc es el carácter designado para la columna y rrr es el número de renglón. Por ejemplo: A1, B1, C1, A2, B2, C2, A3, B3, C3 es la secuencia de búsqueda para una columna cuadrulada de 3x3. La selección puede ser cambiada a Matriz Renglón en cualquier momento.

En la base de datos del UltraPIPE solamente existirá la matriz de Espesores Medidos hasta que las lecturas hayan sido tomadas. Esto es, una matriz rectangular teórica no es requerida.

Cuando es utilizada la opción Transferencia de Datos, el archivo del almacenador de datos contendrá todas las localidades de la matriz rectangular que fue creada en UltraPIPE. **Los Espesores Medidos estarán ordenados en Renglones o en Columnas dependiendo de la selección que haya hecho en Tipo de Localidad de la ventana Monitoreo de Corrosión Agregar/Editar/Borrar Equipos/Circuitos y EMs.**

3. Row Grid: Esta opción generara un cuadrulado o matriz de Espesores Medidos con un formato ccrrr. Donde cc es el carácter designado para el renglón y rrr es el número de renglón. Por ejemplo: A1, A2, A3, B1, B2, B3, etc. La selección puede ser cambiada a Matriz Columna en cualquier momento.

En la base de datos del UltraPIPE solamente existirá la matriz de Espesores Medidos hasta que las lecturas hayan sido tomadas. Esto es, una matriz rectangular teórica no es requerida.

Cuando es utilizada la opción Transferencia de Datos, el archivo del almacenador de datos contendrá todas las localidades de la matriz rectangular que fue creada en UltraPIPE. **Los Espesores Medidos estarán ordenados en Renglones o en Columnas dependiendo de la selección que haya hecho en Tipo de Localidad de la ventana Monitoreo de Corrosión Agregar/Editar/Borrar Equipos/Circuitos y EMs.**

- Description: Campo de 80 caracteres (dos líneas) para texto adicional, el cual servirá para describir al Equipo/Circuito. No es necesario introducir información a este campo.
- Corr Allow: Indica corrosión permisible de diseño. Este valor puede ser utilizado para el cálculo del Espesor Mínimo Estructural y ser usado por el módulo PVCalc.
- Analysis...: Este botón permite modificar los parámetros de análisis (Estándar, Avanzado, Espesor Mínimo Estructural, y/o 0 C.P.) del actual Equipo/Circuito. Los parámetros iniciales que fueron colocados en el Equipo/Circuito para el Monitoreo de

Corrosión serán los actuales Parámetros de Análisis. Esta opción le permitirá especificar los parámetros que desee utilizar en el análisis de la información.


La porción de la siguiente ventana contiene información acerca de los Espesores Medidos asignados al Equipo/Circuito seleccionado (Figura 11.16.).

TML No.	Location	Comp. Code	Size	Mat'l Code	T-Min(S)
14.04	OESTE (T.RED-B2)	SCH40-CS	8.000 in	A106B	= 0.180 in
Nom Thick		Date Built			
0.322	in	13/04/1989			

Renum... Copy... Delete Edit... I-Min...

Figura 11.16. Porción de la Ventana que corresponde al Monitoreo de Corrosión de los Espesores Medidos

- TML No.: Este es el número que se asigna al actual Espesor Medido. El formato de este número dependerá de la opción que se haya elegido en el Tipo de Espesor Medido para el Equipo/Circuito. Los números pueden ser observados en orden, así como la información asociada que corresponde a cada uno de estos utilizando el botón de Arriba/Abajo.
- Location: Campo alfanumérico de 16 caracteres que se utiliza para describir la localidad en la cual es almacenado el Espesor Medido. La designación de esta localidad proporcionará información al inspector o ingeniero, la cual servirá para verificar el punto en campo. Se puede especificar cual de los caracteres de esta localidad, el primero o el último, será utilizado cuando se programen las localidades en la memoria interna del equipo. No se requiere introducir información a este campo. Para ayudar en la estandarización, puede utilizar la característica catálogo para seleccionar una descripción de localidad introducida anteriormente. Haciendo clic en la flecha del catalogo en este campo aparecerá una lista de todas las descripciones que se hayan introducido anteriormente. Esta característica puede ser activada/desactivada en la ficha **Constantes del Sistema** de la ventana **Editar Configuración Actual** seleccionando o no la **“Lista de localidades únicas en el Módulo CR”**.
- Comp. Code: Campo alfanumérico de 12 caracteres donde se colocará el código del componente para el Equipo/Circuito. Esta información será utilizada para el cálculo del Espesor Mínimo en las tuberías. El usuario será responsable por la creación de

códigos de componentes específicos para sus necesidades particulares. **Los códigos de componentes para tuberías utilizados en los archivos que ya trae creados UltraPIPE son de demostración únicamente.** Pude seleccionar el código de componente específico que necesita utilizar haciendo clic en el botón  que se localiza a la derecha de este campo. Una ventana aparecerá en su pantalla listando todos los códigos de componentes disponibles asociados con el código de diseño seleccionado.

Seleccione el Código de Componente deseado y presione el botón de **Aceptar**. Los campos de **Mat'l Code** (Código de Componente), **Size** (Tamaño) y **T-Min** (Espesor Mínimo) automáticamente aparecerán ocupados en la ventana **Agregar/Editar/Borrar Equipos/Circuitos**. El botón de Buscar ayudara a encontrar el Código de Componente requerido.


Es posible Agregar/Editar o Borrar códigos de componentes de la lista durante la selección de estos, además de Imprimir toda o una parte de la lista. Si un Código de Componente requerido esta perdido o requiere una Edición, este puede ser completado durante el proceso de selección.

- **Size:** Este valor es colocado automáticamente cuando el Código de Componente es seleccionado para el cálculo del Espesor Mínimo. Cuando un Código de Componente es introducido, no cambie la entrada automática del tamaño. El valor estará representado en pulgadas o milímetros, dependiendo de la actual selección de Unidades. Este representara el diámetro nominal o externo de la tubería (dependiendo de la configuración en **Editar Configuración – Constantes del Sistema**). Este campo se llenará automáticamente cuando un Código de Componente válido sea seleccionado para ser utilizado en el cálculo del Espesor Mínimo y sea tomado como el espesor de retiro.

El valor de este campo puede introducirse directamente o seleccionar el Código de Componente, lo cual permite que el valor sea introducido automáticamente. **Para tuberías, códigos de diseño ANSI B31.n, este valor tendrá que ser igual al del Código de Componente seleccionado para él calculo del Espesor Mínimo - Nominal o Diámetro Exterior dependiendo de la configuración de la ventana**

**Editar Configuración - Constantes del Sistema. Todas las variables geométricas, incluyendo el tamaño, utilizadas para el cálculo del Espesor Mínimo se pueden localizar en el Código de Componente.**

- Mat'l Code: Campo alfanumérico de 8 caracteres, utilizado para el cálculo del Espesor Mínimo, lo cual generara automáticamente el espesor de retiro del Espesor Medido. Este código es una selección “metalúrgica” que contiene las especificaciones del material y las relaciones que asocian al esfuerzo con la temperatura. También ayuda a determinar el diseño del esfuerzo requerido para completar un cálculo automático del Espesor Mínimo.

Puede seleccionar el código de componente específico que necesita utilizar haciendo clic en el botón  que se localiza a la derecha de este campo. Una ventana aparecerá en su pantalla listando todos los códigos de componentes disponibles asociados con el código de diseño seleccionado.

Seleccione el Código de Componente deseado y presione el botón de **Aceptar**. El código de material en la ventana **Agregar/Editar/Borrar Equipo/Circuito** será llenado automáticamente.

Es posible Agregar/Editar o Borrar códigos de componentes de la lista durante la selección de estos, además de Imprimir toda o una parte de la lista. Si un Código de Componente requerido esta perdido o requiere una Edición, este puede ser completado durante el proceso de selección.

**Aunque una extensa lista de Códigos de Materiales esta disponible, el usuario es responsable de verificar todos los valores de esfuerzo seleccionados para calcular el Espesor Mínimo.**


- T-Min: Este campo numérico representa el valor del espesor mínimo (espesor de retiro) para el Espesor Medido. Las unidades son en pulgadas o milímetros (9.999 pulgadas o 999.9 milímetros) dependiendo de cual opción haya elegido en la Selección de Unidades. El valor puede ser introducido directamente o calcularlo por medio del


programa. Junto a la etiqueta de T-Min aparecerá una bandera, la cual permitirá identificar el criterio que se utilizó para colocar este espesor como sigue:

(P) - Esta bandera indica que el Espesor Mínimo fue calculado por medio del UltraPIPE utilizando el criterio de presión. El valor obtenido mediante la fórmula de presión interna es mayor a los requerimientos estructurales.

(S) - Esta bandera indica que el Espesor Mínimo fue calculado por medio de UltraPIPE utilizando el criterio estructural. El valor obtenido mediante la fórmula de presión interna es menor a los requerimientos estructurales. La selección Estructural siempre incluye el valor actual del código de Componente pero puede ser también incluida en un “% del Nominal” o en “Corrosión Permisible – Nominal”.

(I) - Esta bandera indica que el valor de Espesor Mínimo es inválido. Esto ocurrirá cuando la información utilizada para el cálculo del Espesor Mínimo no esté disponible (esto es: el Código de Componente o Código de Material a sido borrado de la tabla que está asociada actualmente con una Localidad o no se encuentra en ella).

(U) - Esta bandera indica que el Espesor Mínimo fue proporcionado por el usuario. El valor colocado será calculado solamente cuando toda la información requerida esté disponible y el botón  sea presionado.

Al presionar el botón  el programa recalculará el Espesor Mínimo. Los Espesores Mínimos pueden ser recalculados automáticamente durante el análisis si la bandera en la ventana **Configuración para el Análisis - Estándar** está activada.

- **Nom Thick:** En este campo se colocará la especificación correspondiente al espesor de construcción del Equipo/Circuito. No es necesario introducir información en este campo.
- **Date Built:** En este campo se colocará la fecha en que fue construido el Equipo/Circuito. No es necesario introducir información a este campo. Si introduce información, utilice el formato MM/DD/AAAA.
- **Botón Renum...:** Este botón permite Renumerar a un Espesor Medido específico. Si tiene seleccionado un Espesor Medido numérico, entonces debe introducir un

número válido. Del mismo modo, si tiene seleccionado un Espesor Medido con el formato Matriz Renglón o Matriz Columna, debe introducir las coordenadas válidas de la matriz. Si intenta renumerar al Espesor Medido con un valor que ya haya sido asignado a algún Espesor Medido del Equipo/Circuito, la operación para renumerar será abortada. Presione el botón **Renumerar** para ejecutar la operación o el botón **Cancelar** para abortar la operación. Refiérase a la Figura 11.17. para ver la pantalla que corresponde a esta función.

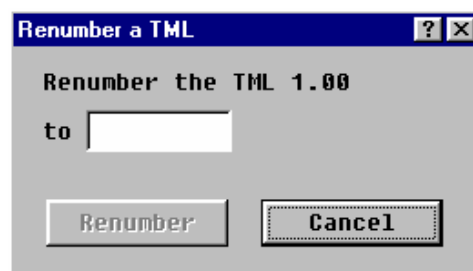


Figura 11.17. Ventana Renumerar Espesor Medido

- Botón Copy...: Este botón permite que los Espesores Medidos sean duplicados. Toda la información que contiene el Espesor que va a ser duplicado será copiada. Si utiliza correctamente esta característica puede ahorrar tiempo cuando necesite introducir una gran cantidad de Espesores. Por ejemplo, puede crear el primer punto y a partir de este crear los que necesite para el Equipo/Circuito mediante el botón **Copiar**. Llenar esta ventana con toda la información que sea necesaria. Presione el botón **Copiar** para ejecutar la operación o el botón **Cancelar** para abortar la operación. La información que tenga que proporcionar para llevar a cabo la operación de copiado variara de acuerdo al Tipo de Espesor seleccionado. La Figura 11.18. muestra un ejemplo de la pantalla que se utilizara cuando se quiera hacer una copia de un Espesor Medido que tenga el formato numérico y la Figura 11.19. muestra un ejemplo de la pantalla copiar que se utilizara para un Espesor Medido que tenga el formato matriz.

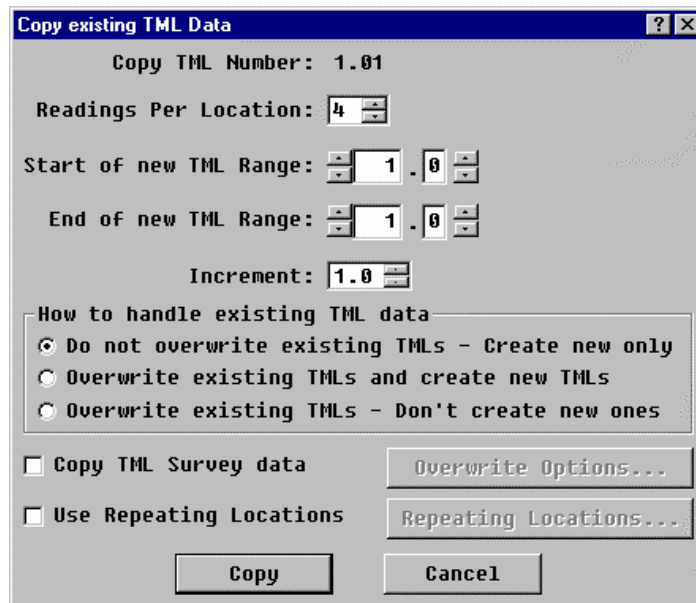


Figura 11.18. Ventana Copiar Espesor con Formato Numérico

- *Copy TML Number*: Este indica que localidad esta siendo copiada. **Asegúrese de que la localidad fuente es la correcta antes de iniciar el procedimiento de Copiado.**
- *Readings Per Location*: Esto sirve para crear el número de lecturas que llevará cada localidad y el rango de incrementos será de .01 hasta 99. En el ejemplo de arriba, serán creadas cuatro lecturas, 1.01, 1.02, 1.03, y 1.04 para la localidad 1.
- *Start of new TML Range*: Este valor indicará desde donde iniciaran a crearse las nuevas localidades. Si se introducen más de 9 lecturas por localidad, la columna de las décimas sé deshabilitara.
- *End of new TML Range*: Este valor indicará cual será la última localidad que va a ser creada. Este número deberá ser mayor o igual al que fue colocado para indicarle al programa en donde iniciaran a crearse las nuevas localidades. De lo contrario, UltraPIPE mandará un mensaje y la operación de copiado será abortada. Si se introducen más de 9 lecturas por localidad, la columna de las décimas sé deshabilitara.

- *Increment*: Este valor especificará como serán enumeradas las localidades. Este valor normalmente es “1”, con lo cual las localidades se incrementaran en forma secuencial (no salteado). Si se introducen más de 9 lecturas por localidad, los incrementos en décimas se deshabilitaran.

- *How to handle existing TML data (Como manejar los datos existentes de la Localidad)*: Seleccione una de estas opciones para especificar como manejar la característica de sobre escribir cuando es utilizada la función Copiar Localidades.

Las opciones son las siguientes:

- \* *No sobre escribir en las Localidades Existentes - Crear nuevas únicamente*, (Esta es la recomendada por el programa de confiabilidad).
- \* *Sobre escribir en las Localidades Existentes y crear nuevas Localidades*.
- \* *Sobre escribir en las Localidades Existentes – No crear nuevas Localidades*.

- *Copy TML Survey Data (Copiar Datos de Inspección)*: Seleccione esta opción para copiar no solamente localidades en blanco, también serán copiados los espesores de la inspección que están asociados a esta localidad.

- *Use Repeating Locations (Utilizar Localidades Repetidas)*: Esta opción le permite anexar nombres de descripción de una localidad a otra durante el proceso de copiado. Esta característica es útil cuando las localizaciones del Espesor están en el mismo lugar. Esta selección será deshabilitada a menos que el valor **Lecturas por Localidad** sea mayor que 1. Al poner una marca en el cuadro respectivo se activa el botón **“Localidades de Lectura...”**. Al hacer clic en este botón se desplegará la ventana mostrada en la Figura 11.19.

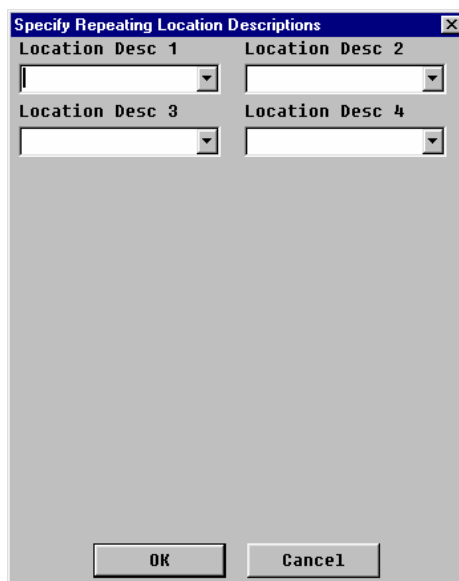


Figura 11.19. Ventana Entrada de la Descripción en la Localidad

El número de Descripciones de Localidad desplegado en esta ventana corresponde al número de lecturas por localidad introducida en la ventana **“Copiar Localidad”**. Puede utilizar la característica catálogo para llenar estos campos o teclear las Descripciones de Localidad manualmente. Por ejemplo, si usted toma cuatro lecturas por localidad, puede elegir describir estas como “Norte”, “Sur”, “Este” y “Oeste”. Esos nombres pueden ser introducidos en los campos de esta ventana. Cuando las descripciones estén introducidas como usted desea que aparezcan, haga clic en **Aceptar** para regresar a la ventana **“Copiar Localidad”**.

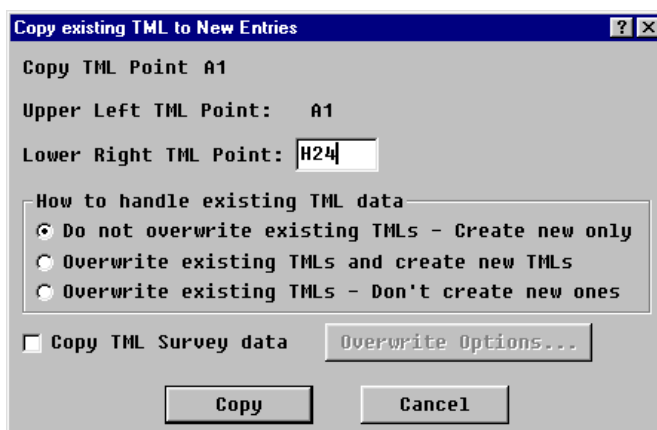


Figure 11.20. Ventana Copiar Localidad con formato Matriz

- Copy TML Point: Esto indica a partir de que punto se iniciara el copiado.

- *Upper Left TML Point (Punto Superior Izquierdo)*: Indica en donde iniciará la numeración de las localidades.

- *Lower Righth TML Point (Punto Inferior Derecho)*: Esto indica en donde terminará la numeración de las localidades.

- Botón Delete: Este botón le permite generar una ventana (Figura 11.21.) para seleccionar y borrar una o más localidades o si lo desea toda la información almacenada en esta.

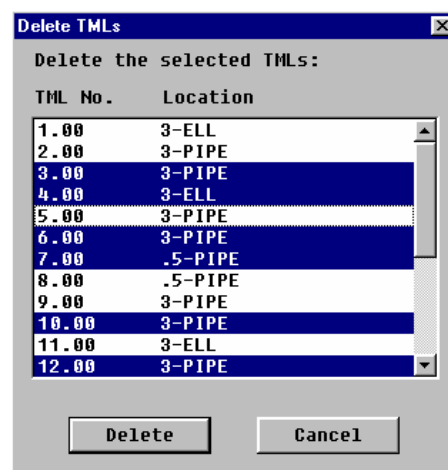


Figura 11.22. Ventana Borrar Localidades

- Botón Edit...: Seleccione este botón para ver y editar al mismo tiempo todas las Localidades del Equipo/Circuito seleccionado, puede comparar una a la vez a través de los números de campo. Refiérase a la Figura 11.23. para ver un ejemplo de Ver/Editar una Localidad.

TML No	TML Location	Comp Code	Size	Mat Code	T-Min	Flg	Nominal	Nom Date
1.02	THD-N	2:1 ELLIP	198.000	A51670	0.892	U	1.054	03/01/1993
1.04	THD-E	2:1 ELLIP	198.000	A51670	0.892	U	1.054	03/01/1993
1.06	THD-S	2:1 ELLIP	198.000	A51670	0.892	U	1.054	03/01/1993
1.08	THD-W	2:1 ELLIP	198.000	A51670	0.892	U	1.054	03/01/1993
2.02	1TSH-N	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
2.04	1TSH-E	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
2.06	1TSH-S	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
2.08	1TSH-W	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
3.02	1BSH-N	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
3.04	1BSH-E	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
3.06	1BSH-S	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
3.08	1BSH-W	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
4.02	2TSH-N	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
4.04	2TSH-E	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
4.06	2TSH-S	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
4.08	2TSH-W	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
5.02	2BSH-N	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
5.04	2BSH-E	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
5.06	2BSH-S	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
5.08	2BSH-W	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993
6.02	3TSH-N	SHELL	198.000	A51670	0.896	U	1.000	03/01/1993

Figura 11.23. Ventana Ver Ejemplos de Localidades

- Botón T-Min: Seleccione este botón para tener acceso al cálculo del Espesor Mínimo, con el fin de revisar el criterio y reporte que se realiza para esta Localidad.

La parte derecha de la ventana Monitoreo de Corrosión, como se ve en la Figura 11.24., permite manipular la asociación de los Equipos/Circuitos con la función monitoreo de corrosión.

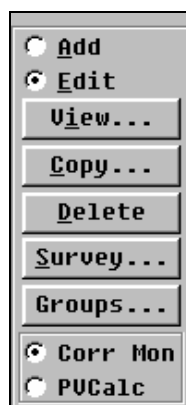


Figura 11.24. Funcionalidad de una Porción de la Ventana Monitoreo de Corrosión

- Opción Add: Seleccione esta opción cuando desee agregar un nuevo Equipo/Circuito y Localidades a un Grupo y Equipo/Circuito respectivamente y que actualmente NO tengan todavía asignadas sus localidades.
- Opción Edit: Seleccionar esta opción cuando se desee editar información del monitoreo de corrosión o de las Localidades de un Equipo/Circuito. Esta opción le

permite agregar, modificar y/o borrar Localidades después de que estas han sido definidas a través de la opción Agregar.

- Botón View...: Seleccionar este botón para localizar la información deseada rápidamente. Al presionar este botón visualizara en pantalla la información de los equipos basándose en el siguiente criterio:
  1. Si la opción Agregar a sido seleccionada, todos los equipos que forman la base de datos y los cuales todavía NO tienen asignadas sus localidades aparecerán en pantalla.
  2. Si la opción Editar a sido seleccionada, todos los equipos que forman la base de datos y los cuales tienen ya asignadas sus localidades aparecerán en pantalla.
  
- Botón Copy...: Seleccione este botón para copiar la información correspondiente al monitoreo de corrosión, así como, todas las localidades del Equipo/Circuito a un Equipo/Circuito de la Lista Maestra que NO tenga asignadas todavía Localidades. Este botón servirá para ahorrar tiempo cuando haya piezas de equipos que sean idénticas o muy similares en el diseño y tengan un arreglo idéntico. El botón **Copiar** le ahorrara tiempo al no tener que escribir la información en cada Equipo/Circuito, así como, todas las Localidades. Referirse a la Figura 11.25. para ver un ejemplo de la ventana Copiar. Si desea que todos los espesores obtenidos durante la inspección también sean copiados, active la función **Copiar Espesores de la Inspección** para seleccionar esta característica.

Copy			
Unit	Eq/Circ ID	Section Name	Type
U-250	LC0250-01-01-L01	ALL	PIPING

To			
Unit	Eq/Circ ID	Section Name	Type
DEMEX	D-2501A	CIMA	PIPING

Copy TML Survey Data

Copy Equipment Memos


OK Cancel

Figura 11.25. Ventana Copiar Equipo/Circuito

- Botón Delete: Seleccione este botón para borrar Equipos/Circuitos de la aplicación monitoreo de corrosión. Esta acción no borra al Equipo/Circuito de la lista o de cualquier otra base de datos correspondiente a otros módulos.
- Botón Survey...: Seleccionar este botón para Agregar/Editar/Borrar lecturas de espesores del Equipo/Circuito seleccionado.
- Botón Groups...: Seleccione este botón para generar la lista de todos los Equipos/Circuitos vinculados, este botón le permite localizar la información deseada rápidamente. Al presionar este botón visualizara en pantalla la información de los equipos basándose en el siguiente criterio:
  1. Si la opción Agregar a sido seleccionada, todos los equipos que forman la base de datos y los cuales todavía NO tienen asignadas sus localidades aparecerán en pantalla.
  2. Si la opción Editar a sido seleccionada, todos los equipos que forman la base de datos y los cuales tienen ya asignadas sus localidades aparecerán en pantalla.
- Botón Corr Mon: Seleccione esta opción para colocar la ventana en el modo Monitoreo de Corrosión.
- Botón PVCalc: Seleccione esta opción para colocar la ventana en el modo PVCalc.

### 11.7. **Agregar/Modificar una inspección.**

Después de que las localidades han sido agregadas al Equipo/Circuito, los espesores tomados ya pueden ser almacenados. La inspección será identificada por medio de una fecha. Así, cuando almacene la lectura, esta será identificada por la fecha en que fue tomada.

Para iniciar la función Agregar/Editar/Borrar Espesores a una Inspección, seleccione la opción **Funciones del Monitoreo de Corrosión** del menú **Aplicaciones**, luego seleccione la opción **Agregar/Editar/Borrar Espesores a una Inspección** de **Funciones del Monitoreo de Corrosión**, o seleccione el icono  de la barra de herramientas.

También se puede iniciar seleccionando el botón **Inspección** de la ventana **Agregar/Editar/Borrar Equipos/Circuitos y EMS**.

La ventana de la Figura 11.26. aparecerá en pantalla.

Unit	Eq/Circ ID	TML Number	Location
U-250	LC0250-01-01-L01	23.02	ESTE (E-B1)

Survey Date	Thickness	All Thickness Display Options	
18/04/1998	0.330 in	Save/Update	Edit Mode... Attachments...

User ID	Probe ID	Inst ID	Surf Temp	Velocity
LUIS E. ALVAREZ			°F	in/μs

Reading Comments (check box to set as default)		
<input type="checkbox"/>	01-OLD INSPECCIO	
<input type="checkbox"/>	-	
<input type="checkbox"/>	-	
<input type="checkbox"/>	-	
<input type="checkbox"/>	-	
<input type="checkbox"/>	-	
<input type="checkbox"/>	-	
<input type="checkbox"/>	-	

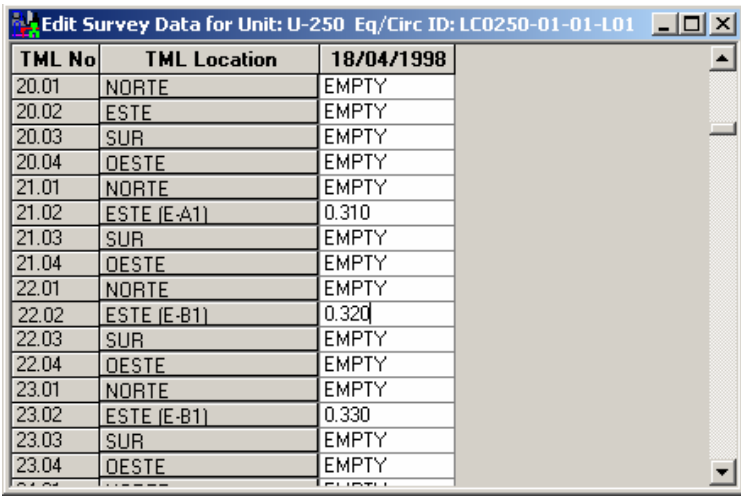
Buttons: Delete this TML, Del. entire Survey

Figura 11.26. Ventana Agregar/Editar/Borrar Espesores de una Inspección

- Unit: Este campo representa la planta/unidad seleccionada. La colocación de la información se hará a través de las listas (nombres de Plantas), las cuales se definieron primero en la lista maestra de Equipos/Circuitos.
- Eq/Circ ID: En este campo se colocará la identificación que ha sido asociada con una pieza del equipo dentro del grupo seleccionado. La colocación de la información se hará a través de las listas de los Equipos/Circuitos, las cuales se definieron primero en la lista maestra de Equipos/Circuitos.
- TML Number: En este campo se localizan los números que fueron asignados a las localidades. Desde esta función no podrá añadir información a este campo. Utilice la lista de localidades para seleccionar la deseada.
- Location: Este campo alfanumérico de 16 caracteres se utiliza para describir la localidad en la cual es almacenado el Espesor Medido. La designación de esta localidad proporcionará información al inspector o ingeniero, la cual servirá para verificar el punto en campo. No se podrá introducir información en este campo

mediante el teclado. Este campo automáticamente será llenado si la localización fue especificada cuando la localidad fue creada.

- Survey Data: En este campo se colocará la fecha en que el espesor fue tomado. Esto servirá para identificar una inspección de otra. Puede proporcionar esta información con el siguiente formato: MM/DD/AAA.
- Thickness: En este campo se colocará la lectura del espesor. Puede proporcionar esta información.
- Save/Update: Seleccione este botón para salvar la lectura de inspección. Únicamente puede seleccionar este botón si ha proporcionado el espesor y fecha de inspección.
- Edit Mode...: Seleccione este botón para ver las inspecciones del Equipo/Circuito seleccionado en el Modo Editar. Se verá la siguiente pantalla:



TML No	TML Location	18/04/1998
20.01	NORTE	EMPTY
20.02	ESTE	EMPTY
20.03	SUR	EMPTY
20.04	OESTE	EMPTY
21.01	NORTE	EMPTY
21.02	ESTE (E-A1)	0.310
21.03	SUR	EMPTY
21.04	OESTE	EMPTY
22.01	NORTE	EMPTY
22.02	ESTE (E-B1)	0.320
22.03	SUR	EMPTY
22.04	OESTE	EMPTY
23.01	NORTE	EMPTY
23.02	ESTE (E-B1)	0.330
23.03	SUR	EMPTY
23.04	OESTE	EMPTY

Figura 11.27. Ventana Editar Datos de Espesores

Los Espesores y localidades asignadas son listadas a la izquierda de la tabla, y cada columna es etiquetada con la fecha de inspección correspondiente. Utilice la barra que se localiza a la derecha de la ventana para cambiar el rango de Localidades que se muestra en pantalla. Se puede editar cualquiera de las fechas de inspección y/o lecturas del Equipo/Circuito que se muestra en esta ventana. Los números de las Localidades no se pueden cambiar. Seleccione la lectura que usted desea cambiar y escriba el nuevo valor. **Tener cuidado cuando este trabajando en el Modo Editar–**

**cualquier cambio que haga aquí, inmediatamente afectará a la base de datos y NO se puede recuperar los datos originales una vez que se haga un cambio.**

No simplemente se puede borrar valores de esta tabla, sino cualquier texto introducido en esta tabla, con la excepción de valores numéricos positivos o la palabra Vacío **“EMPTY”**, producirá que el campo permanezca sin cambio. Si no hay una medición que se haya realizado para esta Localidad en particular, el dato que se mostrara será la palabra Vacío **“EMPTY”**.

- Attachment...: Seleccione este botón para ver los datos de inspección del Equipo/Circuito seleccionado en el Modo Ver, similar a la figura 11.27. Se pueden ver ventanas que permiten revisar todos los espesores, así como, los A-Scans, B-Scans y MicroMatriz asociados a estos.

Las Localidades listadas muestra lecturas que han sido almacenadas para cada Localidad en fechas particulares. Si el valor es mostrado en **negritas**, indica que la lectura fue almacenada en UltraPIPE con su correspondiente A-Scan (una A al lado de la lectura), B-Scan (una B al lado de la lectura) o MicroMatriz (un # al lado de la lectura). Las siguientes figuras (Figura 11.28., Figura 11.29. y Figura 11.30.) muestran ejemplos de A-Scan, B-Scan y MicroMatriz asociadas.

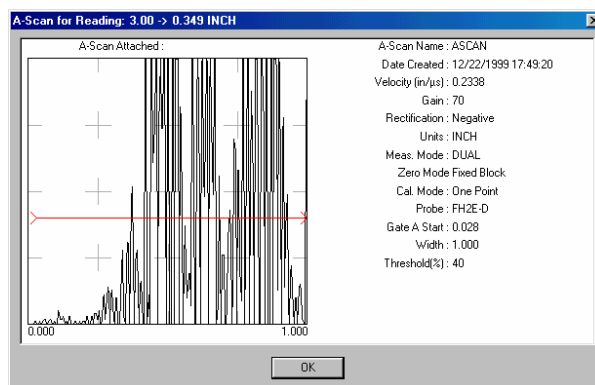


Figura 11.28. Gráfica A-Scan (Almacenador de Datos DMS)

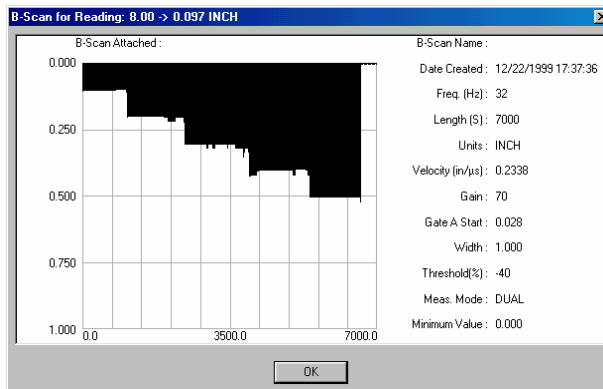


Figura 11.29. Gráfica B-Scan (Almacenador de Datos DMS)

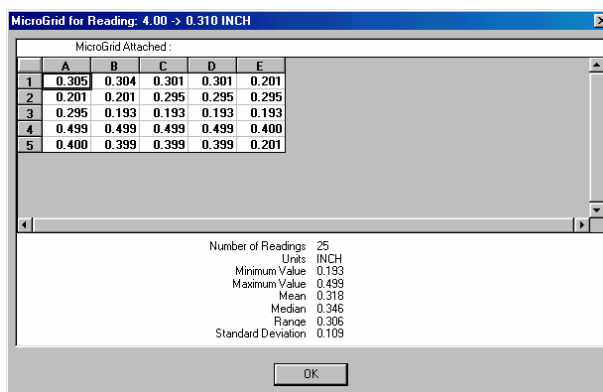



Figura 11.30. Gráfica MicroMatriz (Almacenador de Datos DMS)

- User ID: Campo de 16 caracteres alfanuméricos donde se colocará la identificación del inspector que realizó la inspección. No es necesario proporcionar la información de este campo.
- Probe ID: Campo de 16 caracteres alfanuméricos donde se colocará la identificación del palpador con el cual se realizó la inspección. No es necesario proporcionar la información de este campo.
- Inst ID: Campo de 8 caracteres alfanuméricos donde se colocará la identificación del equipo con el cual se realizó la inspección. Esta información la puede encontrar en su propio equipo. No es necesario proporcionar la información de este campo.

- Surf Temp: En este campo se colocará la temperatura de la superficie actual del Equipo/Circuito que se está inspeccionando. No es necesario proporcionar la información de este campo.
- Velocity: En este campo se colocará la velocidad a la cual el sonido viaja a través del material que está siendo inspeccionado.
- Reading Comments: En estos campos se colocan comentarios que pueden ser agregados a las lecturas obtenidas durante la inspección. Usted puede escribir sus comentarios dentro de estos campos directamente o introducir los comentarios seleccionando el botón  que se localiza a la derecha de cada campo. La ventana que se muestra en la Figura 11.31. aparecerá en pantalla. Seleccione el comentario que desea agregar y presione el botón de **Aceptar**. También se podrán agregar hasta 16 comentarios a cada lectura presionando el botón **Editar**, figura 11.32.

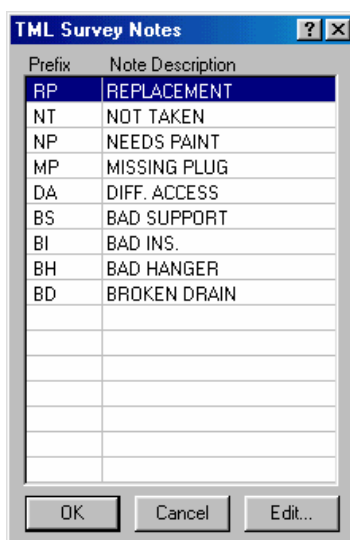


Figura 11.31. Ventana Ejemplo Notas de Inspección

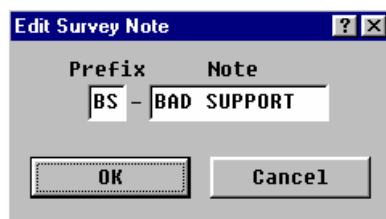


Figura 11.32. Ventana Editar Notas de Inspección

- Delete this TML: Seleccione este botón para borrar lecturas específicas de la inspección.
- Del. Entire Survey: Seleccione este botón para borrar todas las lecturas de la inspección. El sistema le pedirá una confirmación.

### ***11.8. Agregar/Editar/Borrar Información del Dibujo de cada equipo/circuito en la Base de Datos de UltraPIPE y/o sobre el mismo dibujo (Opcional).***

UltraPIPE 10.141 proporciona la capacidad de conectarse con AutoCAD® R12, R13, R14, R2000/00i, R2002, R2004 y AutoCAD R2005® para Windows o posterior. UltraPIPE brinda la flexibilidad de crear un dibujo para una pieza de equipo – incluso si todavía no se ha asignado alguna Localidad al equipo. Pueden crearse también múltiples dibujos para una pieza de equipo individual. Estas son poderosas características que puede utilizarse para adecuarlas a necesidades específicas.

UltraPIPE permite crear un nuevo dibujo en AutoCAD® introduciendo la información requerida en la base de datos y luego dentro de AutoCAD® crear el dibujo. También permite tomar un dibujo que ya existe en la base de datos y agregar información de otro Equipo/Circuito en el mismo dibujo. Un nuevo grupo de capas es creado para el dibujo y la información del Equipo/Circuito se agrega. No importa que función quiera realizar, los mismos pasos serán requeridos. Las herramientas que UltraPIPE brinda para crear y modificar los dibujos de AUTOCAD serán descritas en detalle por el manual de usuario del sistema.

#### ***11.8.1. Agregar información al dibujo de AUTOCAD.***




Para agregar información al dibujo, se debe iniciar la función seleccionando Módulos de Soporte del Menú Principal, elegir la opción Dibujos de Equipos/Circuitos, y después la opción Agregar Dibujos; ó presionar el icono  y seleccionar la opción Agregar Dibujos. La ventana que se muestra en la Figura 11.33. aparecerá en pantalla.

Figura 11.32. Ventana Agregar Información al Dibujo

- Unit: Representa la planta seleccionada. La información requerida en este campo se introducirá a través de las listas de la lista maestra de Equipos/Circuitos ya definidas.
- Eq/Circ ID: En este campo se colocara la identificación que ha sido asociada con una pieza del equipo dentro del grupo seleccionado definidas con anterioridad en las listas de los Equipos/Circuitos.
- Drawing ID: En este campo se colocara el nombre del archivo, en el cual será almacenado el dibujo. Hasta 54 caracteres para identificar a este archivo son permitidos. La entrada de un nuevo Dibujo agregará el Grupo de Equipo/Circuito al nuevo dibujo. La entrada de un Dibujo que ya existe agregará el Grupo de Equipo/Circuito a este dibujo existente. UltraPIPE generara automáticamente la secuencia de nombres para un nuevo dibujo como: DWG##### (donde ##### es el número de la secuencia). Usted puede presionar el botón  para desplegar en pantalla una lista con los archivos de dibujo existentes.
- From TML: Este campo le permite especificar cual es el punto de inicio, a partir del cual las Localidades serán desplegadas en el dibujo.
- To TML: Este campo le permite especificar cual es el último punto, en este indicara cual es la última Localidad que desea, sea desplegada en el dibujo.

- View TMLs...: Botón que permite generar la lista de todas las Localidades del Monitoreo de Corrosión para la Planta-Equipo/Circuito seleccionado.
- Prototype: Esta es una especificación para el archivo que utilizara como base para los nuevos dibujos en AutoCAD®. Presionando el botón  se puede visualizar la lista de archivos prototipos existentes. La lista mostrará todos los archivos .DWG que están en la Ruta de Soporte de UltraPIPE, excepto los dibujos que no fueron enviados a UltraPIPE por otras razones.

Un prototipo es un archivo de dibujos de AutoCAD® cuyas configuraciones son utilizadas como base para los nuevos dibujos. Las opciones que maneja Ultra PIPE son las siguientes cuatro, de las cuales para caso específico del programa las dos primeras opciones son válidas:

KBPROTOH – Este es un prototipo de aspecto Horizontal Simple proyectado para dibujos de tuberías. Este prototipo tiene limites de 8 ½ por 11 pulgadas con activado automático de isométrico.

KBPROTOV - Este es un prototipo de aspecto Vertical Simple proyectado para dibujos de tuberías. Este prototipo tiene limites de 11 por 8 ½ pulgadas con activado automático de isométrico.

KBVESH – Este es un prototipo de aspecto Horizontal proyectado para dibujos de recipientes. Este prototipo tiene limites de 300 por 200 pulgadas con activado automático de isométrico.

KBVESV – Este es un prototipo de aspecto Vertical proyectado para dibujos de recipientes. Este prototipo tiene limites de 300 por 200 pulgadas con activado automático de isométrico.

El usuario del sistema puede diseñar cualquier prototipo para ajustarlo a los estilos de dibujos existentes. Para diseñar un nuevo prototipo, abra directamente uno de los prototipos de UltraPIPE existentes a través de AutoCAD®. Los prototipos de UltraPIPE son salvados en la carpeta de Soporte UPIPE. Se modifica el prototipo ajustando los limites, la configuración automática, las dimensiones de la cuadrícula, etc.

- Use tenths as: Este campo da la opción de especificar si la posición de las décimas en los números de las Localidades será utilizada para insertar Localidades o para Lecturas Múltiples por localidad. Si la opción Insertar Localidades es elegida, el dibujo tratará a cada entero y/o décima como una localidad y actualizara un máximo de 9 lecturas por localidad (es decir; n.n1 hasta n.n9). Si elige la opción Lecturas Múltiples/Localidad, el dibujo tratará a cada entero como una localidad y actualizara hasta 99 lecturas por localidad (es decir; n.01 hasta n.99). Esta opción deberá ser colocada en base a lo que haya elegido hacer con las décimas en la aplicación Monitoreo de Corrosión. Seleccione la opción que desea haciendo clic en el círculo que se encuentra al lado de esta opción.
  
- TML Type: Este campo permite especificar si las Localidades serán numéricas o con formato Matriz. Usted únicamente puede especificar la entrada para este campo si el Equipo/Circuito que haya elegido NO ha sido agregado a la aplicación Monitoreo de Corrosión.
  
- Description: En este campo será colocada previamente la descripción especificada para el equipo.
  
- Drawing Description: En este campo se coloca una descripción que pueda especificar el dibujo y esta aparecerá en el dibujo. Este campo es opcional.

La información necesaria en los campos “Type”, “Description”, “From Location” y “To Location”, es previamente establecida por usuario, de forma que el programa ya asigna esta información en tales campos.

Una vez se ha introducido toda la información y se desea proceder con la adición del dibujo se debe presionar el botón “OK”; posteriormente se puede presionar el botón “Display” para recurrir a AutoCAD® y crear o modificar el dibujo de inspección actual.

#### **11.8.2. Editar información de la base de datos de un dibujo de AUTOCAD.**

Para modificar la información del dibujo de la base de datos, inicie la función seleccionado **Módulos de Soporte** del Menú Principal, elija la opción **Dibujos de Equipos/Circuitos**, y después la opción **Editar/Borrar Información del Dibujo**. La ventana que se muestra en la Figura 11.34. aparecerá en pantalla.

From TML	From Location	To TML	To Location
1.01	NORTE	145.04	OESTE

Figura 11.34. Ventana Editar/Agregar/Borrar Información del Dibujo

Introduzca la información de la Planta, identificación del Equipo/Circuito y nombre del dibujo de AUTOCAD, que se facilita utilizando el botón “**Lista...**”; el cual genera una lista completa de todos los dibujos existentes para su selección, luego presione el botón **Edit...**, y la ventana de la Figura 11.35. será desplegada en pantalla y podrá usted modificar la información de su dibujo. Los campos a los cuales se les podrán hacer modificaciones serán: Drawing ID, Prototype, From TML, To TML, Use Tenths as y Drawing Description.

The screenshot shows a dialog box titled "Edit Drawing Information". It has several input fields and buttons. The fields are: Unit (U-250), Eq/Circ ID (LC0250-01-01-L01), Type (PIPING), Description (TREN DE PRECALENTAMIENTO DE CRUDO <470°F), Drawing ID (T-251), Prototype (KBPROTOU), From TML (1.01), From Location (NORTE), To TML (145.04), To Location (OESTE), Use Tenths As (radio buttons for TML Inserts and Multiple Readings / Loc., with Multiple Readings / Loc. selected), and Drawing Description (000). There are OK and Cancel buttons at the bottom.

Figura 11.35. Ventana Editar Información del Dibujo

Una vez se modifique la información se podrá presionar el botón **OK** para aceptarla o el botón **Cancel** para abortarla edición, que retornaran a la ventana **Editar/Agregar/Borrar Información del Dibujo** (ver Figura 11.34.).

### 11.8.3. Editar información de la base de datos de un dibujo de AUTOCAD.

Para borrar la información de UltraPIPE, únicamente es borrado lo registrado en la base de datos, NO el archivo mismo del dibujo en AutoCAD®.

La función de borrado inicia seleccionando **Módulos de Soporte** del Menú Principal, luego la opción **Dibujos de Equipos/Circuitos**, y después la opción **Editar/Borrar Información del Dibujo**. La ventana que se muestra en la Figura 11.34. aparecerá en pantalla, posteriormente se escoge la planta y equipo/circuito al que se le desee borrar el dibujo, para luego presionar el botón **Delete**.

### 11.8.4. Visualizar un dibujo de AUTOCAD de la base de datos.

Al visualizar un dibujo se despliega la ventana de la figura 11.36.

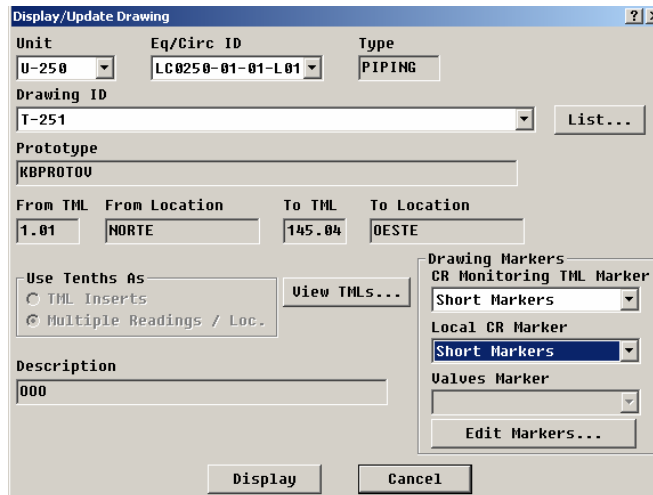


Figura 11.36. Ventana Visualizar/Actualizar Dibujo

Donde el botón **List...** generará una lista de todos los dibujos existentes para facilitar la selección. Los campos siguientes necesitarán la siguiente información:

- Drawing Markers: En este campo se podrá especificar el diseño del marcador que utilizará en los dibujos. Consulte la sección “**Editar Diseños de Marcadores para el Dibujo**” para más información.
- Edit Markers...: Permite editar los diseños de marcadores para el dibujo. Ver figura 11.37.

El diseño del marcador define la forma del marcador en la Localidad y la información asociada con este

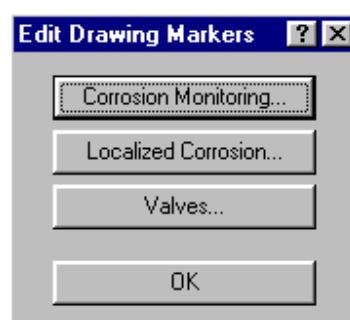


Figura 11.37. Ventana Seleccionar Agregar/Editar/Borrar Datos del Marcador para el Dibujo

La selección de “Monitoreo de Corrosión” generará la siguiente ventana (Figura 11.38.). Las otras selecciones son muy similares y le permiten direccionar otros tipos de marcadores.

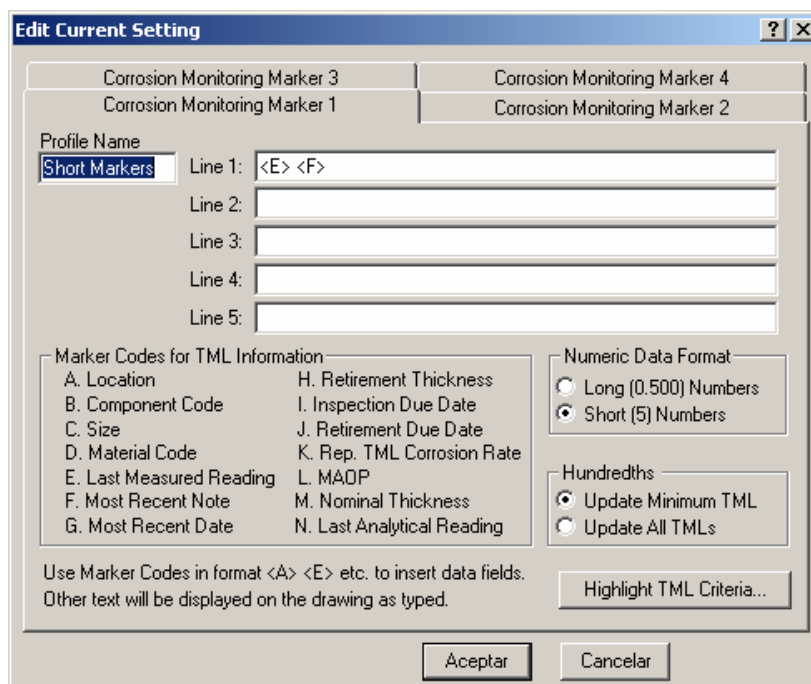


Figura 11.38. Ventana Editar Marcadores para el Monitoreo de Corrosión

Se puede elegir el Marcador (1, 2, 3 o 4) que desee editar, seleccionando la ficha específica. Cada ventana de marcador que es desplegada cuando selecciona una ficha le muestra la misma información. Se puede introducir la siguiente información:

- Profile Name: En este campo coloque el nombre que desee asignar al diseño. El nombre puede contener hasta diez caracteres.
- Line 1/Line 2/Line 3/Line 4/Line 5: Son 5 líneas de datos en las cuales se coloca información que selecciona de la base de datos y que desea sea desplegada en el dibujo. La información listada en el cuadro “Marker Codes For TML Information” muestra toda la información de la base de datos que puede tener desplegada en la Localidades. Para desplegar la información en la Localidad, utilice los códigos que le son proporcionados en el formato <A> a <L>. Cualquier otro texto que usted escriba

en las líneas de datos será desplegado en el dibujo tal como haya sido escrito. Las cinco líneas de datos le permiten dividir la información desplegada para que esta no aparezca amontonada en una línea y sea difícil leerla. Por ejemplo:

Si desea desplegar la Localidad y la Lectura Más Reciente en una línea, seguida del Espesor de Retiro (con su propio texto de entrada) en otra línea y en una tercera línea el POMP, sus líneas de datos aparecerían como sigue:

Línea 1: <A> <E>

Línea 2: EMin: <H>

Línea 3: <L>

- **Numeric Data Format:** Este campo le permite representar los números de forma corta o larga. Por ejemplo, el número 5 podría ser representado como 5.000 en forma larga y como 5 en forma corta. La opción corta puede ayudar a hacer el dibujo más legible.
- **Hundredths:** Este campo da la capacidad de ganar espacio en un dibujo que contenga mucha información. Se puede seleccionar la opción “Update minimum TML” de modo que únicamente las lecturas mínimas por localidad sean actualizadas en vez de hacerlo con todas (opción “Update All TMLs”).

## ***12. Priorizar a las líneas de acuerdo a su criticidad y confianza.***

La prioridad que se les da a las líneas de proceso de acuerdo a su criticidad y confianza, se hace por medio de la valoración de la matriz RAM obtenida y/o resultante del taller de RBI para estas líneas de acuerdo a los lazos de corrosión, mencionados anteriormente.

## ***13. Analizar las tendencias de corrosión de cada equipo/circuito o tubería de línea de proceso y planear actividades de inspección y recomendaciones.***

El análisis de las tendencias de corrosión del equipo se pueden observar a través del software UltraPIPE, bien sea por medio de un listado de los espesores medidos o por medio de gráficas de los mismos; en las que se mostrarán también la rata de corrosión promedio, el espesor de retiro, entre otra información relevante, haciendo del gráfico un

documento que resulta versátil anexar al informe o reporte general para detallar un punto de corrosión crítico.

Una vez son analizadas estas tendencias de corrosión se procede a planear las actividades y recomendaciones de inspección pertinentes para los equipos/circuitos en estudio, las cuales serán reportadas bajo un formato propio o no de UltraPIPE (numeral 15) y de manera formal en el reporte general discutido en el numeral 16.

El Reporte de Actividades de la Inspección por UltraPIPE permite documentar los resultados de cualquier actividad de inspección, programada o no programada, utilizando texto, cálculos numéricos, fotografías digitales y/o gráficos para documentar apropiadamente estas actividades. Cuando el Reporte de Actividades de la Inspección es utilizado para documentar los resultados de una actividad programada, el cálculo de la próxima fecha de inspección se ejecuta automáticamente durante la entrada del Reporte de Actividades de la Inspección. Este software proporciona cuatro métodos para vincular a los Equipos/Circuitos con el Reporte de Actividades de la Inspección:

- Utilizando Microsoft Word: Útil para informes amplios con capacidad para fotografía digital.
- Utilizando Microsoft Excel: Útil para inspecciones numéricas intensivas, como Protección Catódica, Corrosión de Cupones y Corrosión de Sondas.
- Utilizando Formato Memo: Útil para informes sencillos con todo el texto interno de la base de datos.
- Utilizando Cualquier Otro Programa: Útil para examinar registros históricos.

### ***13.1. Programación de las Actividades de Inspección***

En la programación de las actividades de inspección es necesario basarse en las recomendaciones API o en los requerimientos propios de ECOPETROL - GCB. Algunas actividades que podrían definirse incluyen:

- Actividades de Inspección Visual Externa/Interna
- Prueba Hidrostática
- Corrosión Cupones/Sonda
- Partículas Magnéticas
- Protección Catódica

### 13.1.1. Crear una Nueva Actividad de Inspección

Para crear una nueva actividad de inspección se debe seleccionar **Aplicaciones** del menú principal, luego seleccionar la opción **Programación de las Actividades de Inspección** y elegir la opción **Programación de Actividades**. La ventana de la Figura 13.1. aparecerá en pantalla, indicando cual es la primera actividad de la lista (Esta lista lleva un orden alfabético).

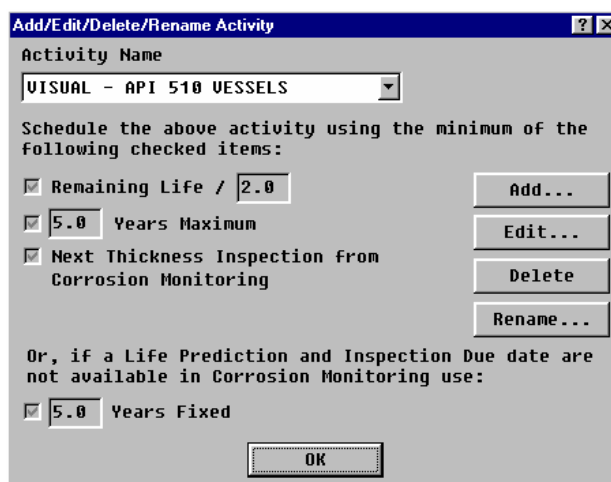


Figura 13.1. Ventana Agregar/Editar/Borrar/Renombrar  
Actividades

Presionar el botón **Agregar...** (Add...). La ventana que se muestra en la Figura 13.2 aparecerá en pantalla.

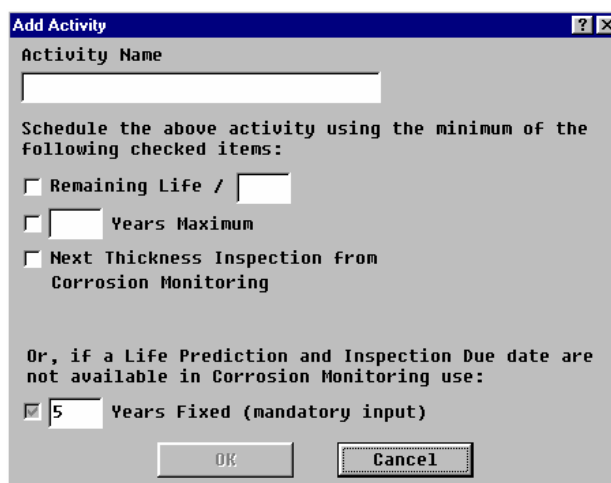


Figura 13.2. Ventana Agregar Actividad

Posteriormente se debe introducir la siguiente información para programar una actividad, y una vez esta vaya a ser programada el software utilizará el mínimo de las opciones que hayan sido seleccionadas. Estas opciones serán descritas a continuación:

- Activity Name: Campo de 32 caracteres alfanuméricos. Representa la actividad que se está definiendo. Se debe tener cuidado cuando se asigne el nombre a la actividad, de modo que pueda hacerse uso de los caracteres especiales más adelante. Por ejemplo, en todas las actividades de inspección visual puede introducir la palabra “VISUAL” acompañada de un texto único descriptivo, de modo que más adelante pueda seleccionar todas las actividades visuales utilizando simplemente la palabra “VISUAL”, la cual servirá como carácter especial para delimitar (es decir: VISUAL\*).
- Remaining Life / <Introducir Valor>: La vida remanente pronosticada será dividida entre el número que se introduzca en este campo y servirá para calcular la fecha de próxima inspección. Por ejemplo, si la vida remanente es de 10 años y el número introducido en este campo es 2.0, el próximo programa de inspección se llevara acabo 5 años después, a partir de la última inspección (en esta parte jugará papel importante el tiempo máximo estipulado para la próxima inspección según el taller de RBI). El cuadro que se localiza a la izquierda servirá para activar o desactivar esta opción.

- <Introducir Valor> Years Maximum: El próximo programa de inspección será calculado en base al valor del intervalo fijo que se introduzca en este campo. El valor de este intervalo permite establecer la fecha de próxima inspección independientemente de cualquier análisis. Por ejemplo, el cálculo realizado en el punto anterior puede recomendar que la inspección sea dentro de 5 años, pero usted puede modificar este dato de acuerdo a las necesidades de inspección propias (en esta parte jugará papel importante el tiempo máximo estipulado para la próxima inspección según el taller de RBI). El cuadro que se localiza a la izquierda servirá para activar o desactivar esta opción.
  
- Next Thickness Inspection from Corrosion Monitoring: Al seleccionarse esta opción el programa utilizará el dato de próxima inspección, el cual fue calculado en el módulo Monitoreo de Corrosión. El cuadro que se localiza a la izquierda servirá para activar o desactivar esta opción.
  
- <Introducir Valor> Years Fixed: Este valor obligatorio es utilizado si la Vida Remanente y Fecha de Próxima Inspección no se encuentran disponibles en el módulo Monitoreo de Corrosión. Esto puede ocurrir si el Equipo/Circuito no es introducido al módulo Monitoreo de Corrosión o si el Equipo/Circuito es introducido en el módulo Monitoreo de Corrosión pero no contiene información de espesores. Este campo le permite introducir un valor basado en los lineamientos API570 para tuberías. El cuadro que se localiza a la izquierda servirá para activar o desactivar esta opción.

### ***13.1.2. Modificar Actividades de Inspección Existentes***

Para modificar una actividad existente se debe seguir la misma ruta empleada para crear actividades de inspección, luego se debe presionar el botón **Editar...** (*Edit...*) y seleccionar la Actividad para editarla. La ventana que se muestra en la Figura 13.3. aparecerá en pantalla, la cual permitirá modificar la información de los campos *Remaining Life*, *Years Maximum*, *Next Thickness Inspection from Corrosion Monitoring*, discutidos anteriormente.

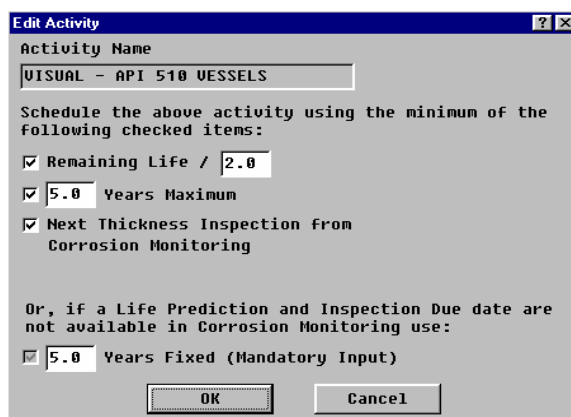


Figura 13.3. Ventana Editar Actividad

### 13.1.3. Borrar Actividades de Inspección Existentes

Para borrar una actividad existente se debe seguir la misma ruta empleada para crear actividades de inspección, luego se debe seleccionar la actividad requerida y presionar el botón **Borrar** (*Delete...*). En pantalla aparecerá una ventana de confirmación de borrado(Figura 13.4).

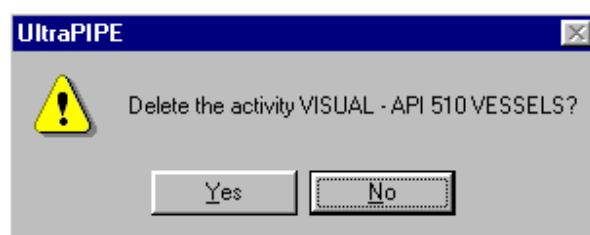


Figura 13.4. Ventana Confirmación para Borrar la Actividad

### 13.1.4. Renombrar Actividades de Inspección Existentes

Para renombrar una actividad existente se debe seguir la misma ruta empleada para crear actividades de inspección, luego se debe seleccionar la actividad requerida y presionar el botón **Renombrar...** (*Rename...*). La ventana que se muestra en la Figura 13.5. aparecerá en pantalla.

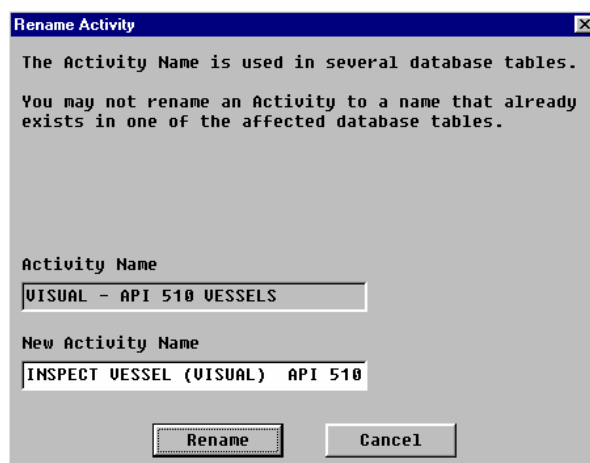


Figura 13.5. Ventana Renombrar Actividad

Se puede modificar el Nombre de la Actividad existente en el campo **New Activity Name**. No se puede renombrar una actividad utilizando un nombre que ya existe en la base de datos. Se debe seleccionar el botón **Rename** para salvar el Nuevo Nombre de la Actividad en la base de datos. La ventana que se muestra en la Figura que 13.6. aparecerá para verificar que se desea salvar el cambio realizado en el nombre de la actividad.

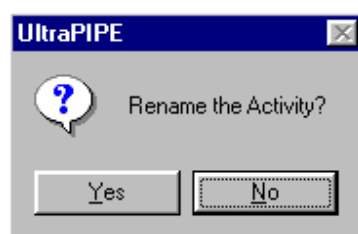


Figura 13.6. Ventana de Verificación Renombrar Actividad

### 13.2.1. Agregar un Equipo/Circuito a una Actividad de Inspección

Para agregar un Equipo/Circuito a una Actividad de Inspección se debe seleccionar **Aplicaciones** del menú principal, luego seleccionar la opción **Programación de las Actividades de Inspección** y elegir la opción **Actividades del Equipo/Circuito**. La ventana de la Figura 13.7. aparecerá en pantalla, indicando cual es la primera actividad de la lista. Esta lista lleva un orden alfabético.

Activity Name: AEM-60

Unit: 0043, Eq/Circ ID: D-0708, Type: DRUM, Class: , RBI:

Last Inspection Date for this Activity: 03/23/1999

Next Inspection Date for this Activity: 03/22/2004 (C)

Shutdown Required

Buttons: View..., Activities..., OK, Add..., Edit..., Delete

Figura 13.7. Ventana Agregar/Editar/Borrar un Equipo/Circuito del Programa de Actividades de Inspección

Seleccionar de la lista **Activity Name** aquella a la cual desea agregar un Equipo/Circuito. Se puede seleccionar el botón **Activities...** para tener acceso a la ventana de *Agregar/Editar/Borrar una Actividad*.

El botón **View** proporciona el estado actual de cada Actividad, listando a todos los Equipos/Circuitos que están actualmente vinculados a la Actividad que aparece en pantalla, facilitando la entrada de datos. Se puede seleccionar una actividad de esta lista para compararla con la que estaba seleccionada anteriormente.

Presionar el botón **Add**. La ventana que aparece en la Figura 13.8. aparecerá en pantalla.

Activity Name: AEM-60

Unit: 0043, Eq/Circ ID: D-0708, Type: DRUM, Class: , RBI:

Last Inspection Date for this Activity: 04/14/1999

Next Inspection Date for this Activity: 04/13/2004 (C)


Shutdown Required

Buttons: View..., OK, Cancel

Figura 13.8. Ventana Agregar un Equipo/Circuito al Programa de Actividades de Inspección

La siguiente información deberá introducirse:

- Unit: Campo de 8 caracteres alfanuméricos representa la planta seleccionada.

- Eq/Circ ID: Campo de 16 caracteres alfanuméricos representa la identificación que ha sido asociada con una pieza o equipo dentro de la Planta seleccionada.
- Class: Campo de 3 caracteres alfanuméricos representa la clasificación de la tubería, basado en las recomendaciones API.
- RBI: Campo de 2 caracteres alfanuméricos representa el indicador de riesgo para el Equipo/Circuito.
- Last Inspection Date for this Activity: Se puede modificar la fecha de la última inspección para la actividad seleccionada. Esto puede ser necesario en caso de que ocurra alguna circunstancia fuera de lo normal, esto garantizará que la inspección se cumpla antes de que la próxima que ha sido programada se lleve a cabo.
- Next Inspection Date for this Activity: Esta fecha indica cuando deberá llevarse a cabo la próxima inspección de la actividad seleccionada. La letra (C) que aparece a la derecha de este campo indica que la fecha ha sido calculada en base a los criterios seleccionados cuando la actividad fue creada. Si se requiere que esta fecha sea diferente a la calculada, puede cambiarse este valor. Cuando la fecha sea proporcionada por el usuario, aparecerá la letra (U). Presionar el botón  para que el programa haga nuevamente el cálculo de la fecha, basándose en los criterios colocados en esta actividad, enseguida escribirá sobre la fecha proporcionada por el usuario.
- Shutdown Required: Este campo permite señalar si se requiere realizar un paro para ejecutar la inspección.
- OK: Presionar este botón para asociar el Equipo/Circuito con la actividad de inspección seleccionada.
- Cancel: Presionar este botón para salir de la ventana sin haber agregado ningún Equipo/Circuito.

### 13.2.2. Modificar Información de un Equipo/Circuito Vinculado a una Actividad de Inspección

Modificar la fecha de la última inspección de una actividad permite saber que la inspección fue realizada, se puede calcular la fecha de la próxima inspección basándose en la fecha de la última inspección y los criterios de la actividad. Para algunas actividades, se encontrará que es necesario proporcionar mayor documentación acerca de la actividad de inspección, para que esta se pueda llevar a cabo, se debe referir al numeral 13.3. que contiene información acerca de los Reportes de Actividades de la Inspección.

Para modificar la información del Equipo/Circuito vinculado a una Actividad de Inspección se debe seleccionar **Aplicaciones** del menú principal, luego seleccionar la opción **Programación de las Actividades de Inspección** y elegir la opción **Actividades del Equipo/Circuito**. (Ver Figura 13.7.).

Posteriormente seleccionar de la lista **Activity Name** y **Eq/Circ ID**, la planta y equipo respectivamente a modificar, y presionar el botón **Edit**. La ventana que aparece en la Figura 13.9. aparecerá en pantalla.

Unit	Eq/Circ ID	Type	Class	RBI
0043	D-0708	DRUM		

Figura 13.9. Ventana Editar un Equipo/Circuito del Programa de Actividades de Inspección

En esta ventana se puede modificar la información referente a la clasificación de la tubería, el indicador de riesgo para el Equipo/Circuito, la fecha de la última inspección, la fecha que indica cuando deberá llevarse a cabo la próxima inspección de la actividad seleccionada y el campo que permite señalar si se requiere realizar un paro para ejecutar la inspección.

### 13.2.3. Borrar un Equipo/Circuito Vinculado a una Actividad de Inspección

Para remover un Equipo/Circuito vinculado a una Actividad de Inspección se debe seleccionar **Aplicaciones** del menú principal, luego seleccionar la opción **Programación de las Actividades de Inspección** y elegir la opción **Actividades del Equipo/Circuito**. (Ver Figura 13.7.).

Posteriormente seleccionar de la lista **Activity Name** la planta, y de la lista **Eq/Circ ID** el equipo que se desea remover; luego presionar el botón **Delete**. En pantalla aparecerá una ventana de confirmación para borrar (Figura 13.10.). Presione **OK** para borrar el Equipo/Circuito vinculado a la actividad de Inspección. Presione **No** para cancelar la operación de borrado.

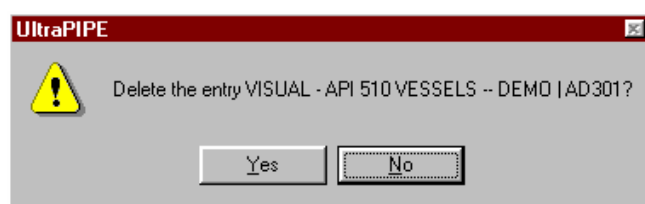



Figura 13.10. Ventana de Confirmación Borrar un Equipo/Circuito de la Actividad de Inspección

### 13.3.1. Agregar un Reporte de Actividades de Inspección

Para agregar un reporte de actividades se debe seleccionar **Aplicaciones** del menú principal y luego seleccionar la opción **Reportes de Actividades de Inspección** y elegir la opción **Agregar un Reporte de Actividades de Inspección**; o seleccionar el icono  de la barra de herramientas y elegir la opción **Agregar un Reporte de Actividades de Inspección**.

La ventana que aparece en la Figura 13.11. aparecerá en pantalla.

Figura 13.11. Ventana Agregar un Reporte de Actividades de Inspección, Utilizando Formato Memo

Utilizar los siguientes campos para especificar cual equipo desea agregar a un nuevo reporte de actividades de inspección:


- Unit: Este campo representa la planta seleccionada.
- Eq/Circ ID: En este campo aparecerá la identificación que ha sido asociada con una pieza o equipo dentro de la planta seleccionada.
- Section: Este campo representa una descripción de la sección del Equipo/Circuito. La información no podrá ser introducida en este campo mediante el teclado. Si fue introducido un nombre en este campo, este será desplegado. De lo contrario, el campo aparecerá en blanco. Esta información es definida en su lista maestra de Equipos/Circuitos.
- Eq Type: En este campo se colocará la descripción del Equipo/Circuito. Si la descripción fue colocada para el Equipo/Circuito seleccionado, esta aparecerá en pantalla.

Elija el tipo de reporte que le gustaría agregar, seleccionando una de las opciones en la sección **Type of Report to Add**:

- Botón MS Word o MS Excel: Con esta opción se pueden documentar las actividades de inspección en un documento o en una hoja de calculo. Al utilizar estas opciones se tiene acceso a todas las características que brindan estos programas. Se puede adicionar gráficos o fotografías digitales, lo cual ayuda a exponer notas o la habilidad de controlar el formato de las notas. (Para que estos programas sean compatibles con el UltraPIPE se requiere MS Word o Excel para Windows 95 V7.0 o posterior).

Al seleccionar el botón **MS Word Report** o **MS Excel Report** la ventana **Agregar un Reporte de Actividades de Inspección** cambiará, como se muestra en la Figura 13.12.

Figura 13.12. Ventana Agregar un Reporte de Actividades de Inspección, Utilizando MS Word

- **Existing Doc Template Filename:** En este campo se introduce el nombre del archivo que utilizara como plantilla para su reporte de inspección. Se puede presionar el botón  para visualizar y seleccionar el archivo deseado.
  - **New Doc Filename:** En este campo se introduce el nombre del archivo que contiene al reporte de inspección.
- Memo Report: Esta característica se emplea para crear reportes a través de una ventana de texto. El texto es almacenado en un memorándum de MS Access en

upipe.mdb. Cuando se seleccione el botón *Reporte Memo*, la ventana Agregar un Reporte de Actividades de Inspección cambiará, como se muestra en la Figura 13.11.

- **Template:** Este campo se usa para seleccionar una plantilla existente.
- **Memo Template:** Este botón se emplea para crear nuevas plantillas de memos. Cuando usted seleccione el botón *Plantilla Memo*, la ventana Agregar un Reporte de Actividades de Inspección cambiará, como se muestra en la Figura 13.13.

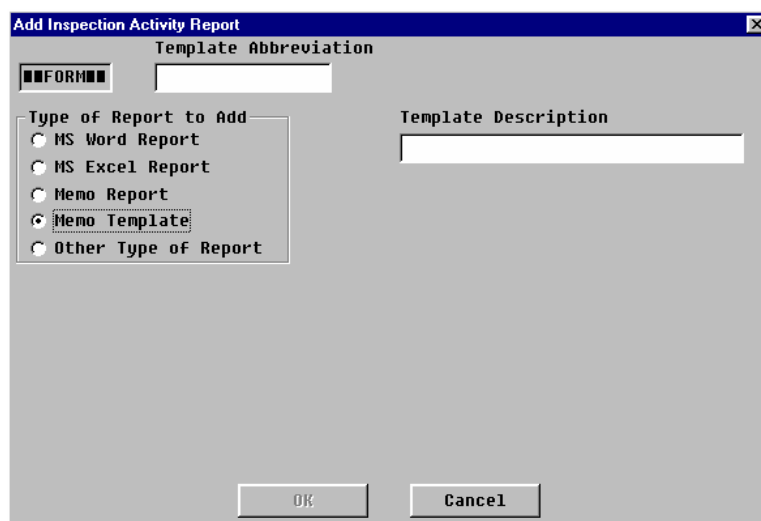


Figura 13.13. Ventana Agregar un Reporte de Actividades de Inspección, Creando una Plantilla Memo

- **Template Abbreviation:** Campo de 16 caracteres utilizado para abreviar la descripción de la plantilla. Cuando se tenga acceso a la plantilla para editarla, el campo Unit estará listado como "■ ■ FORM ■ ■", esto permitirá tener acceso a todos los archivos de plantillas existentes. En el campo Eq/Circ ID se listarán todas las plantillas abreviadas existentes.
- **Template Description:** Campo de 32 caracteres utilizado para describir el tipo de reporte de inspección (plantilla) que se agregará.

Figura 13.14. Ventana Agregar un Reporte de Actividades de Inspección, Utilizando Otro Tipo de Reporte

- Other Type of Report: Esta opción se emplea para asociar los reportes de actividad de inspección con otros tipos de archivos.

Elija el botón  para remover la Actividad Programada seleccionada y limpiar el campo **Descripción de la Actividad**.

- Activity Date: En este campo se introduce la fecha en que la inspección se realizó. Se escribe el mes, día y año (cuatros caracteres) o se elije las flechas para seleccionar la fecha del calendario. Como se ve en la Figura 13.14.

Figura 13.14. Ventana Calendario Tipo Lista de UltraPIPE

- Inspector: En este campo se introduce el nombre o las iniciales del inspector.

- Activity Status: Esta característica se emplea para indicar el estado de la actividad de inspección, según se observa en la figura 13.15.

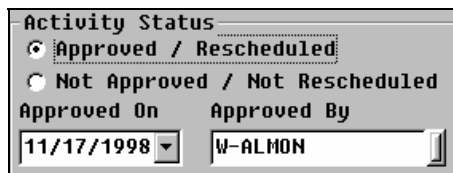


Figura 13.15. Ventana Estado de la Actividad

- **Approved / Rescheduled:** se selecciona este botón sí el reporte de actividades de inspección ha sido aprobado y para indicar que la inspección programada debe reprogramarse.
  - **Not Approved / Not Rescheduled:** Se elije este botón sí el reporte de actividades de inspección no ha sido aprobado. Cuando este botón es seleccionado, UltraPIPE no reprogramara la actividad de inspección
  - **Approved On:** Se introduce la fecha en que el reporte de actividades de inspección fue aprobado. Escriba el mes, día y año (cuatros caracteres) o elija las flechas para seleccionar la fecha del calendario, como se ve en la Figura 13.14.
  - **Approved By:** Se introduce el nombre o las iniciales de la autoridad que puede aprobar. Este campo es opcional.
- OK: Hacer clic en este botón para agregar la información del reporte de actividades de inspección.

Si el botón **Approved / Rescheduled** es activado, entonces la ventana que aparece a continuación permite que usted re programe la actividad (Figura 13.16.).

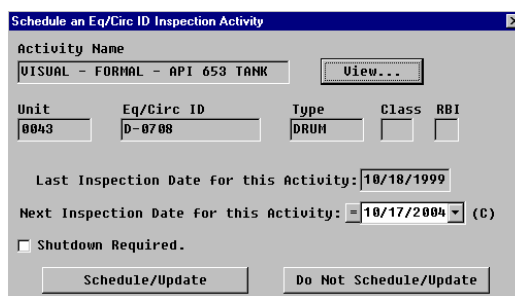


Figura 13.16. Ventana Actualizar Fecha de Inspección


Esta ventana brinda la opción para que UltraPIPE re programe la actividad para la pieza de equipo, utilizando el criterio que es configurado específicamente para esta actividad, o

para reprogramar manualmente. Cuando esta ventana aparece, el campo **Próxima Fecha de Inspección para esta Actividad** es llenado con la próxima fecha de inspección, calculada por UltraPIPE utilizando el criterio configurado para esta actividad (ver numeral 13.2.3. en **Modificar una Actividad de Inspección** para información posterior sobre la configuración y uso de esta característica).

Para cerrar esta ventana, debe decidirse si desea reprogramar esta actividad. Para reprogramar la actividad de acuerdo a la fecha que se ha seleccionado (calculada por el programa o seleccionada por el usuario), presionar **Schedule/Update**. Si no se desea reprogramar esta actividad, seleccionar **Do Not Schedule/Update**.

La ventana **Agregar/Editar/Borrar Reporte de Actividades de Inspección / Recomendación / Reparación** se desplegará automáticamente.

### **13.3.2. Editar/Borrar Reportes de Actividades de Inspección, Recomendación y Reparación.**

Seleccionar **Aplicaciones** del menú principal y luego seleccionar la opción **Reportes de Actividades de Inspección** y elegir la opción **Editar/Borrar Reporte/Recomendación/Reparación**; ó seleccionar el icono  de la barra de herramientas y elegir la opción **Editar / Borrar Reporte / Recomendación / Reparación**. La ventana de la Figura 13.17. aparecerá en pantalla.

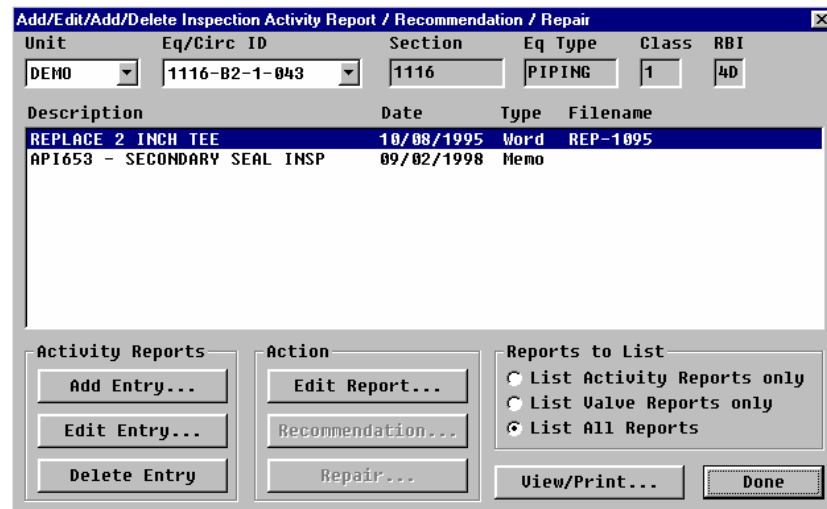


Figura 13.17. Ventana Agregar/Editar/Borrar Reporte de Actividades de Inspección, Recomendación y Reparación

Utilice los campos **Unit** y **Eq/Circ ID** para especificar cual equipo desea para editar, borrar, ver y/o imprimir información del Reporte de las Actividades de Inspección.

Seleccione el Reporte de Actividades de Inspección que le gustaría editar, borrar, o ver/imprimir de la ventana ver reporte. Esta ventana lista la siguiente información:

- Description: Esta columna lista la descripción de los Reportes de Actividades de Inspección documentados para el Equipo/Circuito seleccionado.
- Date: Indica la fecha en que la Actividad de Inspección fue terminada por el inspector.
- Type: Especifica la opción de reporte que fue utilizada para documentar el Reporte de Actividades de Inspección, como se describe a continuación:

Reporte MS Word	→	Word
Reporte MS Excel	→	Excel
Reporte Memo	→	Memo
Otro Tipo de Reporte	→	Otro

- **Filename:** Visualizará el nombre del archivo que contiene el Reporte de Actividades de Inspección, si fueron utilizadas las opciones MS Word, MS Excel, u Otro Tipo de reporte.

Seleccionar el botón de la sección **Activity Reports** que se localiza en la esquina inferior izquierda de la ventana **Agregar/Editar/Borrar Reportes de Inspección /Recomendación/Reparación**, para:

- **Add Entry...:** Tiene acceso a la ventana Agregar Reporte de Actividades de Inspección, como se muestra en la Figura 13.11., para introducir nueva información al reporte.
- **Edit Entry...:** Permite editar la información existente del Reporte de Actividades de Inspección. La ventana que se muestra en la Figura 13.18. aparecerá en pantalla.

Unit	Eq/Circ ID	Section	Eq Type	Class	RBI
DEMO	1116-B2-1-043	1116	PIPING	1	4D

Activity Description	Activity Date	Inspector
REPLACE 2 INCH TEE	10/08/1995	073-38-6753

Activity Status

Approved / Rescheduled

Not Approved / Not Rescheduled

Approved On	Approved By
11/08/1995	W-ALMON

OK Cancel

Figura 13.18. Ventana Editar Entrada del Reporte de Actividades de Inspección

En esta ventana se puede editar la siguiente información del Reporte de Actividades de Inspección, **Activity Date**, **Inspector**, **Activity Status**, **Approved On** y **Approved By**.

- **Delete Entry:** Este botón se debe seleccionar para borrar el Reporte(s) de Actividades de Inspección seleccionado en la ventana ver reporte. El siguiente mensaje de advertencia (Figura 13.19.) aparecerá para verificar la operación de borrado:

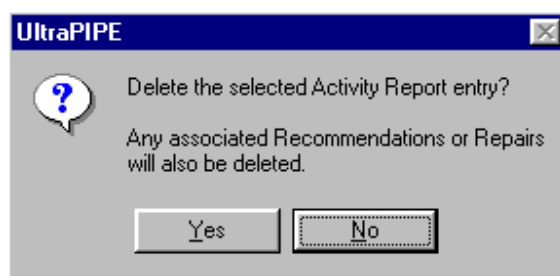


Figura 13.19. Ventana de Confirmación Borrar Reporte de Actividades

Para abrir el Reporte de Actividades de Inspección, agregar recomendaciones, o agregar información de la reparación se elige uno de los botones disponibles de la sección **Acción**, la cual se localiza al fondo de la ventana **Agregar/Editar/Borrar Reportes de Actividades de Inspección /Recomendación/Reparación**.

- **Edit Report...:** Este botón abrirá el Reporte (s) de Actividades de Inspección seleccionado en el programa que se especifica en la columna **Tipo**.
- **Recommendation...:** Elegir este botón para agregar recomendaciones al Reporte de Actividades de Inspección seleccionado en la ventana **Agregar/Editar/Borrar Recomendaciones para Actividades de Inspección**, como se muestra en la Figura 13.20, la cual aparece en pantalla.

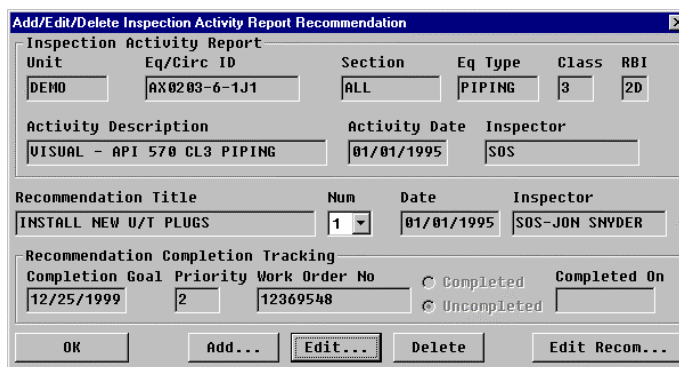


Figura 13.20. Ventana Agregar/Editar/Borrar Recomendaciones de los Reportes de Actividades de Inspección

Seleccionar el botón **Add...** para asociar nuevas Recomendaciones al Reporte de Actividades de Inspección seleccionado. Utilice los campos que se mencionan a continuación para documentar las recomendaciones:

- **Recommendation Title:** Campo de 32 caracteres que representa la descripción de la recomendación. Se debe escribir la descripción de la recomendación o seleccionar de la lista alguna la descripción existente.
- **Num:** Este número es automáticamente asignado cuando se agrega una nueva recomendación al reporte. El número es generado en base al orden cronológico de las recomendaciones que han sido agregadas al reporte de actividades de inspección. Este campo NO puede ser editado por el usuario.
- **Date:** En este campo se introduce la fecha en que la recomendación es documentada.
- **Inspector** – En este campo se introduce el nombre o las iniciales del inspector que hizo la recomendación. Este campo es opcional.
- **Recommendation Completion Tracking:** Programar una fecha para realizar el objetivo, asignar prioridades y documentar la realización.
  - **Completion Goal:** En este campo se introduce la fecha para fijar cuando se va a realizar el objetivo de la acción recomendada. Esta fecha puede también ser utilizada para generar un programa de recomendaciones en reportes.
  - **Priority:** Este campo de 4 caracteres alfanuméricos se emplea para especificar la prioridad de la recomendación. Se escribe un nuevo indicador de prioridad o se selecciona de la lista un indicador de prioridad existente. La entrada típica incluye indicadores numéricos, 1, 2, 3, etc., o los indicadores de texto, baja, media y alta.
  - **Work Order No.:** Este campo se emplea para rastrear la orden de trabajo relacionada con esta recomendación.
  - **Completed/Uncompleted:** Estos botones indican el estado de la recomendación.
  - **Completed On:** Introduzca la fecha en que la acción recomendada fue realizada. Escriba el mes, día y año (cuatros caracteres) o elija las flechas para seleccionar la fecha del calendario, como se ve en la Figura 13.14.

Elegir el botón **Edit...** de la ventana **Agregar/Editar/Borrar Recomendaciones para Reportes de Actividades de Inspección** para editar la información de la Recomendación realizada a la Actividad de Inspección seleccionada.

Seleccionar el botón **Delete** de la ventana **Agregar/Editar/Borrar Recomendaciones para Reportes de Actividades de Inspección** para borrar la Recomendación realizada a la Actividad de Inspección seleccionada.

Presione el botón **Edit Recom...** de la ventana **Agregar/Editar/Borrar Recomendaciones para Reportes de Actividades de Inspección** para asociar el reporte a los detalles de la recomendación. Tendrá acceso al texto de entrada como se muestra en la Figura 13.21.

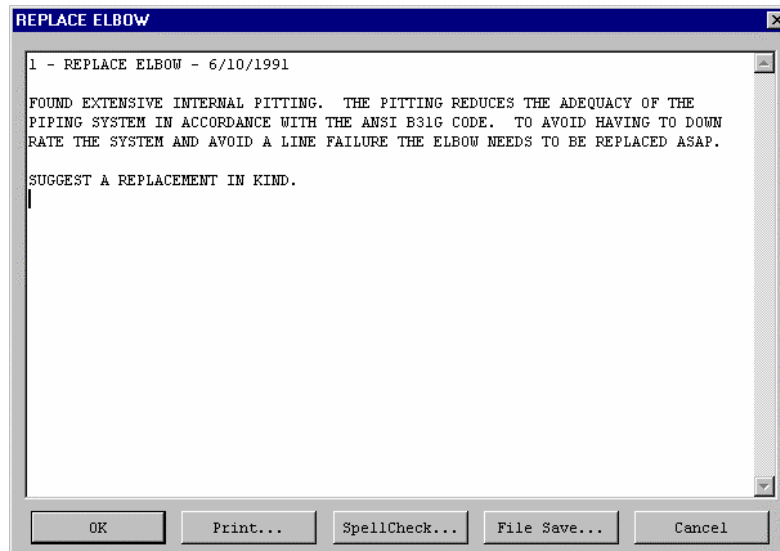


Figura 13.21. Ventana Entrada de la Recomendación al Reporte

- **OK:** Presionar este botón para salvar cualquier texto agregado a la recomendación y retornar a la ventana **Agregar/Editar/Borrar Recomendaciones para Reportes de Actividades de Inspección**.
  - **SpellCheck...:** Revisa el texto para encontrar errores de ortografía.
  - **File Save...:** Permite que los memorándums sean salvados en su archivo de texto.
  - **Print...:** Botón útil para imprimir la recomendación de su reporte.
  - **Cancel:** Este botón se emplea para cerrar el texto sin haber salvado cualquier cambio que haya realizado y retornar a la ventana **Agregar/Editar/Borrar Recomendaciones para Reportes de Actividades de Inspección**.
- **Repair...:** Elegir este botón para documentar reparación o alteración. La ventana **Agregar/Editar/Borrar Reparación/Alteración a los Reportes de Actividades de Inspección**, como se muestra en la Figura 13.22., aparecerá en pantalla.

Inspection Activity Report					
Unit	Eq/Circ ID	Section	Eq Type	Class	RBI
DEMO	AX0203-6-1J1	ALL	PIPING	3	2D
Activity Description		Activity Date	Inspector		
VISUAL - API 570 CL3 PIPING		01/01/1995	SOS		
Repair / Alteration Title		Num	Date	Inspector	
REPAIR FOUNDATION		1	12/01/1998	SOS-P.SCHLENKER	
Work Order No.	<input type="radio"/> Approved <input checked="" type="radio"/> Not Approved		Approved On	Approved By	
213456					

Figura 13.22. Ventana Agregar Reparación/Alteración a los Reportes de Actividades de Inspección

Se utiliza la sección **Reports to List**, para filtrar los Reportes de Actividades de Inspección como se muestra en la siguiente ventana de la Figura 13.23.

Reports to List


- List Activity Reports only
- List Valve Reports only
- List All Reports

Figura 13.23. Ventana Listar Sección de Actividades Reporte/ Recomendación/ Reparación

- **List activity Reports only:** Elegir este botón para limitar los reportes que serán desplegados a aquéllos que fueron creados utilizando la aplicación Reporte de Actividades de Inspección.
- **List Valve Reports only:** Elegir este botón para limitar los reportes que serán desplegados a aquéllos que fueron creados a través de la sección *Reporte de Prueba* de la ventana *Agregar/Editar/Borrar Resultados de Pruebas a Válvulas*.
- **List All Reports:** Elegir este botón para desplegar todos los reportes que han sido agregados a través de las aplicaciones Reporte de Actividades de Inspección y Prueba a Válvulas.

Presionar el botón **View/Print** para tener acceso a la ventana **Ver/Imprimir Reportes de Actividades de Inspección**. Presionar el botón Ejecutar para retornar a la ventana principal de UltraPIPE.

### 13.4. Ver/Imprimir Reportes de Actividades de Inspección

Se debe seleccionar **Aplicaciones** del menú principal y luego seleccionar la opción **Reportes de Actividades de Inspección** y elegir la opción **Ver/Imprimir Reportes de Actividades de Inspección**; o seleccionar el icono  de la barra de herramientas y elegir la opción **Ver/Imprimir Reportes de Actividades de Inspección**. Posteriormente seleccionar el botón **Ver/Imprimir** que se localiza en el fondo de la ventana **Agregar/Editar/Borrar Reportes de Actividades de Inspección/Recomendaciones/Reparaciones**. La ventana que se muestra en la Figura 13.24. aparecerá en pantalla.

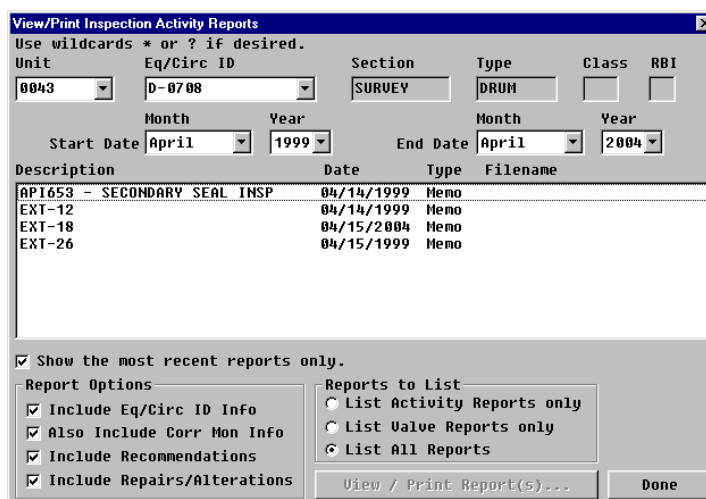


Figura 13.24. Ventana Ver/Imprimir Reportes de Actividades de Inspección

De esta ventana se podrá controlar los reportes listados utilizando los siguientes campos, **Unit**, **Eq/Circ ID**, **Start Date** (Fecha de inicio de reportes listados, mes-año), **End Date** (Fecha límite de reportes listados, mes-año), **Reports to List**.

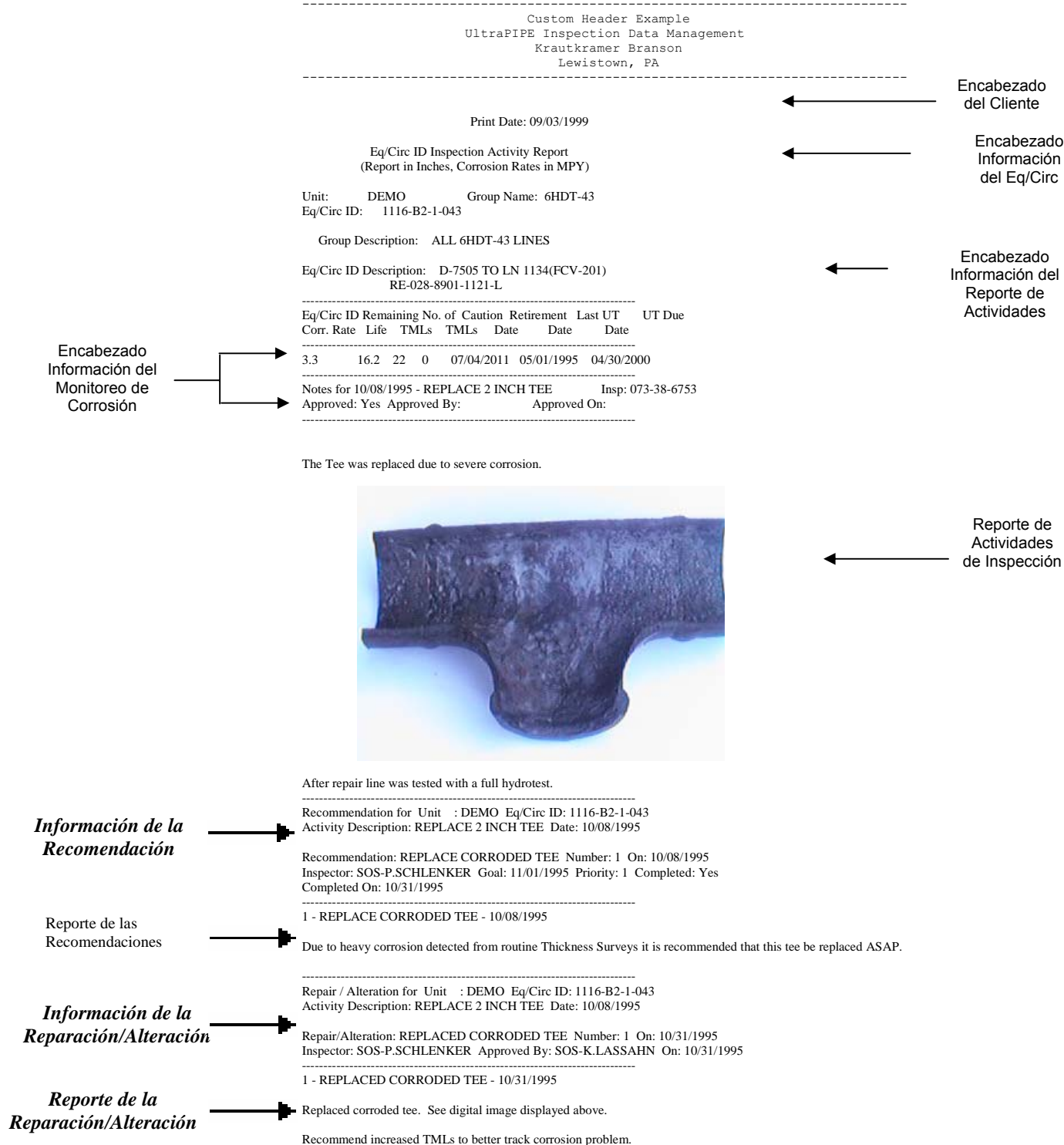
Cuando la opción **Show the most recent reports only** es activada, únicamente los más recientes reportes asociados con cada actividad son desplegados. Por ejemplo, si en 1994 se realizaron 36 inspecciones externas en un mes, y de nuevo lo se hicieron en 1997; cuando se introduzcan las fechas de ambas, únicamente el reporte de 1997 se desplegará cuando esta opción es activada.

Utilizar las opciones proporcionadas en la sección **Report Options** de la ventana **Ver/Imprimir Reportes de Actividades de Inspección** para personalizar la información desplegada en los Reportes de Actividades de Inspección. Seleccionar las opciones para:

- Include Eq/Circ ID Info: Seleccionar esta opción para agregar la información general del encabezado de su Equipo/Circuito a los reportes MS Word, MS Excel o Memo. Ver ejemplo del Reporte de Actividades de Inspección mostrado en la Figura 13.25.
- Also Include Cor Mon Info: Elegir esta opción para incluir la información del Monitoreo de Corrosión al Equipo/Circuito asociado al Reporte(s) de Actividades de Inspección seleccionado. Ver ejemplo del Reporte de Actividades de Inspección mostrado en la Figura 13.25.
- Include Recommendations: Seleccionar esta opción para incluir todos los Informes de Recomendaciones asociados al Reporte(s) de Actividades de Inspección seleccionado. Ver ejemplo del Reporte de Actividades de Inspección mostrado en la Figura 13.25.
- Include Repairs/Alterations: Seleccionar esta opción para incluir todos los Informes de Reparaciones/Alteraciones asociados al Reporte(s) de Actividades de Inspección seleccionado. Ver ejemplo del Reporte de Actividades de Inspección mostrado en la Figura 13.25.

Seleccionar el botón **View/Print Report(s)...** y luego elegir el reporte(s) que abrirá. La Figura 13.25. ilustra un ejemplo típico de un Reporte de Actividades de Inspección, el cual fue agregado y se utilizó la opción MS Word, con todas opciones de la sección **Opciones de Reporte** seleccionadas.

Seleccionar el botón **Ejecutar** cuando usted haya terminado de utilizar la ventana **Ver/Imprimir Reportes de Actividades de Inspección**.



*Figura 13.25. Reporte de Actividades de Inspección con Notas de Recomendación y Reparación/Alteración*

#### **14. Establecer velocidades corrosión de cada equipo/circuito**

La velocidad o rata de corrosión promedio (POM) representativa para cada equipo es calculada por el software UltraPIPE, sin embargo el software también calcula velocidades de corrosión que sirven para identificar zonas críticas en la tubería; algunas de estas velocidades de corrosión se reportan de forma gráfica como se mencionó en el numeral 13. El software también ofrece el cálculo de velocidades de corrosión para casos más específicos en donde las condiciones de operación son bastante críticas, cuyo objetivo es determinar en que condiciones se encuentran cada uno de los Espesores Medidos, el Equipo/Circuito (o una Sección) así como también el Grupo en su totalidad.

##### **14.1. Velocidad de Corrosión Representativa para cada Espesor Medido**

Las Velocidades de Corrosión Representativas para cada Espesor Medido están afectadas por algunos Parámetros Analíticos controlados por el usuario, incluyendo el uso de espesores nominales, tiempo mínimo entre fechas para el cálculo de la velocidad de corrosión, lógica de crecimiento y corrección de temperatura.

El programa determina la velocidad de corrosión para cada uno de los Espesores Medidos; y realiza hasta tres cálculos para cada Espesor Medido:

##### **14.1.1. Velocidad de Corrosión a Largo Plazo**

Si la opción **Uso de la Velocidad a Largo Plazo** es activada en la pantalla **Configuración para el Análisis – Estándar**, la **Velocidad de Corrosión a Largo Plazo** será calculada para cada **Espesor Medido**. El cálculo de la Velocidad de Corrosión a Largo Plazo se basa en la diferencia que existe entre la primera y la última inspección.

$$\text{Velocidad de Corrosión a Largo Plazo} = \frac{\text{Perdida a Largo Plazo}}{\text{Tiempo a Largo Plazo}} = \frac{\text{Primer Espesor} - \text{Ultimo Espesor}}{\text{Ultima Fecha} - \text{Primera Fecha}}$$

Dos o más espesores válidos deberán estar disponibles para calcular la velocidad de corrosión a largo plazo. Si la opción **Uso del Espesor Nominal para los Cálculos de Corrosión** es

activada en la ventana **Configuración para el Análisis – Estándar**, la Velocidad de Corrosión a Largo Plazo utilizará el espesor nominal para calcular la Velocidad de Corrosión a Largo Plazo. Después de que estén disponibles tres campos válidos, la Velocidad de Corrosión a Largo Plazo siempre ignorará el Espesor Nominal – independiente del estado de la opción **Uso del Espesor Nominal para la Velocidad de Corrosión**.

Es importante observar que antes de que las dos lecturas sean utilizadas para el cálculo de la una velocidad de corrosión a largo plazo, el parámetro **Tiempo Mínimo para el cálculo de la velocidad de corrosión** debe ser especificado en la ventana **Configuración para el Análisis – Estándar**.

La Velocidad de Corrosión a Largo Plazo puede ser también afectada ya sea por la Corrección de Temperatura y/o la Lógica de Crecimiento. Estas son explicadas más detalladamente en los numerales 14.2. y 14.3.

#### 14.1.2. Velocidad de Corrosión a Corto Plazo

Si la opción **Uso de la Velocidad a Corto Plazo** es activada en la pantalla **Configuración para el Análisis – Estándar**, la Velocidad de Corrosión a Corto Plazo será calculada para cada Espesor Medido. El cálculo de la Velocidad de Corrosión a Corto Plazo se basa en la diferencia que existe entre las dos últimas inspecciones hechas.

$$\text{Velocidad de Corrosión a Corto Plazo} = \frac{\text{Pérdida a Corto Plazo}}{\text{Tiempo a Corto Plazo}} = \frac{\text{Espesor Previo} - \text{Último Espesor}}{\text{Última Fecha} - \text{Fecha Previa}}$$

Tres o más espesores deberán estar disponibles para calcular la velocidad de corrosión a corto plazo. Si la opción **Uso del Espesor Nominal para los Cálculos de Corrosión** es activada en la pantalla **Configuración para el Análisis – Estándar**, la Velocidad de Corrosión a Corto Plazo será calculada después del segundo espesor de la inspección. (En este caso, el espesor nominal será utilizado como el Primer Espesor en la Velocidad de Corrosión a Largo Plazo).

Es importante observar que antes de que las tres lecturas sean utilizadas para el cálculo de la una velocidad de corrosión a largo y corto plazo, el parámetro **Tiempo Mínimo para el cálculo de la velocidad de corrosión** debe ser especificado en la ventana **Configuración para el Análisis – Estándar** y ser satisfecho.

La Velocidad de Corrosión a Corto Plazo puede ser también afectada ya sea por la Corrección de Temperatura y/o la Lógica de Crecimiento. Estas son explicadas más detalladamente en los numerales 14.2. y 14.3.

#### **14.1.3. Velocidad de Corrosión Más Apropriada**

Si la opción **Uso de la Velocidad de Corrosión Más Apropriada** es activada en la ventana **Configuración para el Análisis – Avanzado**, la Velocidad de Corrosión será calculada para cada Espesor Medido utilizando el método de los ‘Mínimos Cuadrados’, el cual se aplicará a todas las lecturas disponibles. Este método es el más conveniente para calcular la suma de los mínimos cuadrados de la distancia vertical entre los puntos y la línea recta. La pendiente de esta línea es utilizada para determinar la Velocidad de Corrosión más Apropriada.

*Velocidad de Corrosión Más Apropriada = La pendiente de los ‘Mínimos Cuadrados’ más apropiados a través de todos los datos de espesor válidos*

Si la opción **Uso del Espesor Nominal para los Cálculos de Corrosión** es activada en la ventana **Configuración para el Análisis – Estándar**, para calcular la Velocidad de Corrosión Más Apropriada se utilizará el espesor nominal.

Después de que los cálculos (velocidad de corrosión a corto plazo, velocidad de corrosión a largo plazo y velocidad de corrosión más apropiada) se hayan realizado para cada Espesor Medido, los valores son seleccionados. Enseguida, se aplicará un ‘Factor de Seguridad’ a estos valores si la opción **Velocidades de Corrosión Calculadas \* (Introducir Valor)** es activada en la pantalla **Configuración para el Análisis – Estándar**. El valor del factor de seguridad podrá ser introducido en esta línea. Este Factor de Seguridad permitirá incrementar artificialmente la velocidad de corrosión calculada y hacerla más conservadora.

La opción **Velocidad de Corrosión Establecida = <Introducir Valor> MPY** que se localiza en la pantalla **Configuración para el Análisis – Estándar**, permite que los valores que fueron calculados para las distintas velocidades de corrosión sean comparados con el valor colocado en esta opción, el que resulte mayor será tomado como la Velocidad de Corrosión Representativa de los Espesores Medidos.

La Velocidad de Corrosión Más Apropriada puede ser también afectada ya sea por la Corrección de Temperatura y/o la Lógica de Crecimiento. Estas son explicadas más detalladamente en los numerales 14.2. y 14.3.

**La formula para la Velocidad de Corrosión de cada Espesor Medido (con todas las Velocidades de Corrosión utilizadas) es la siguiente:**

$$\text{Velocidad de Corrosión Rep} = \text{Max} [SF \times (ST, LT, BF), Defcr]$$

#### 14.2. Corrección de Temperatura

Debido a que la velocidad acústica de los materiales decrece con la temperatura, se puede aplicar un factor de corrección a cualquier lectura que sea tomada cuando la temperatura es alta, **aunque el equipo haya sido calibrado a una temperatura ambiente**. Mediante la opción **Compensar Temperatura en Lecturas**, la cual se localiza en la ventana **Configuración para el Análisis – Avanzado**, puede activar/desactivar esta condición.

El factor de corrección puede ser introducido en la opción **Compensar lecturas que estén arriba de los <Introducir Valor> °F en un <Introducir Valor> % por cada <Introducir Valor> °F**, la cual se localiza en la pantalla **Configuración para el Análisis – Avanzado**. La corrección más común para minimizar los efectos de la temperatura durante la medición de espesores en superficies con temperaturas por arriba de 150 °F, es reducir el espesor 1% por cada 100 °F.

Es oportuno observar que la lectura del espesor actual será mostrada en las ventanas de UltraPIPE, pero los valores mostrados en los reportes Análisis del Equipo/Circuito mostrarán la temperatura corregida utilizada en los cálculos de los espesores.

Durante el análisis del Equipo/Circuito el Factor de Corrección para la Temperatura será calculado antes de que el factor de Crecimiento sea aplicado.

#### 14.3. Crecimiento

Al llevar acabo el programa de inspecciones es común encontrarse valores de espesores que son más grandes que los valores que se obtuvieron en la inspección anterior. Esto se conoce como crecimiento. Este crecimiento resulta contrario a lo que se espera, ya que la lógica indica que la tendencia del espesor es ir hacia abajo. Sin embargo, las variaciones en la cantidad de acoplante utilizado, la presión que se aplica al palpador entre otros factores, provoca que los espesores sean más grandes en vez de que estos vayan disminuyendo.

El factor de crecimiento puede ser manejado directamente en la sección **En Caso de Crecimiento**, la cual se localiza en la ventana **Configuración para el Análisis – Avanzado**. Si la opción **Utilizar la nueva lectura** es seleccionada, el calculo que realice UltraPIPE estará basado en las lecturas actuales (aunque las lecturas presenten crecimiento, éstas serán validas).

Si se considera que las lecturas obtenidas presentan un crecimiento muy alto, lo cual provocaría errores en el calculo, se selecciona la opción **Volver a la lectura anterior** y el calculo que realice UltraPIPE estará basado en la lectura que se obtuvo en la inspección anterior (solamente en aquellas localidades en que el espesor actual es mayor al espesor anterior). Esta característica obligara a que la tendencia de todos los Espesores Medidos sea ir hacia abajo, proporcionando varias ventajas significativas:

- El análisis será más conservador cuando se utilicen para el análisis lecturas con crecimiento, este será incorrecto debido a que los espesores no presentan pérdida.
- Eliminación del valor artificial de la velocidad de corrosión a corto plazo después que se realice la siguiente inspección.

Esta característica permite que los resultados del análisis sean más congruentes para las siguientes inspecciones. Este factor será aplicado durante el análisis, y por lo tanto es reversible.

Dos reglas importantes asociadas con la característica de Crecimiento son:

1. Esta característica solamente se podrá aplicar a dos inspecciones. Esto es, después del tercer “crecimiento”, la lectura que se obtenga durante la inspección es la que se utilizara para el análisis.
2. Cuando se realice la primera inspección el programa ignorara el Espesor Nominal independientemente de cual opción analítica se haya seleccionado.

#### **14.4. Velocidad de Corrosión Representativa de Equipos/Circuitos y Grupos (Para Opción Avanzada de UltraPIPE)**

Una vez que la velocidad de corrosión es calculada para cada Espesor Medido, el siguiente paso es calcular la tendencia de la velocidad de corrosión para todo el Equipo/Circuito, (hasta cuatro cálculos se realizarán por cada Equipo/Circuito; el valor más grande será seleccionado como la Velocidad de Corrosión Representativa (RCR):

##### **14.4.1. Promedio de la Velocidad de Corrosión**

Si la opción **Promedio de la Velocidad de Corrosión \* <Introducir Valor>** es activada en la ventana **Configuración para el Análisis – Avanzado**, el Promedio de la Velocidad de Corrosión será calculado para cada Equipo/Circuito. Este promedio esta basado en la media aritmética de la Velocidad de Corrosión Representativa del Espesor Medido (como se calculó arriba). Este valor esta multiplicado por un factor de seguridad estadístico, conocido como Factor de Seguridad para la Velocidad. Este factor de seguridad permitirá incrementar la velocidad de corrosión calculada y hacerla más conservadora.

##### **14.4.2. Promedio de la Velocidad de Corrosión Máxima**

Si la opción **Max (Introducir Valor) % de Velocidades en Espesores, Min (Introducir Valor) Espesores** es activada en la pantalla **Configuración para el Análisis – Avanzado**, el Promedio de la Velocidad de Corrosión Máxima será calculada para cada Equipo/Circuito. Este promedio máximo esta basado en la media aritmética de los X% valores más altos de la Velocidad de Corrosión Representativa del Espesor Medido. Este calculo le permitirá tener la seguridad de que el valor de la velocidad de corrosión obtenido refleja un área del Equipo/Circuito con un promedio alto de desgaste que hay que tomar en consideración.

#### 14.4.3. **Fórmula para el Cálculo de la Velocidad de Corrosión**

Si la opción **Formula para Calcular la Velocidad de Corrosión, Sigma = (Introducir Valor)** es activada en la ventana **Configuración para el Análisis – Avanzado**, la Fórmula para el Cálculo de la Velocidad de Corrosión será utilizada en cada Equipo/Circuito. Esta fórmula se basa en cual será la probabilidad de que la velocidad de corrosión no sea muy alta en el Equipo/Circuito. El valor Sigma que se introduzca servirá para especificar cual es el nivel de confianza del circuito. Por ejemplo, un valor Sigma de 1.28 proporciona un nivel de confianza del 90% y uno de 1.60 proporciona un nivel de confianza del 95%.

$$FCCR = \text{PromedioVelocidaddeCorrosionEMs} + \text{Sigma} * \left( \frac{\text{PromedioVelocidaddeCorrosionEMs}}{\sqrt{\text{NumerodeEMs}}} \right)$$

EMs = Espesores Medidos

Esta fórmula asume que la desviación estándar de los datos es igual al promedio aritmético de las velocidades de corrosión. Esta suposición tiene correlación con estudios de corrosión que se han realizado en refinerías, y es propiamente más conservador ya que una velocidad de corrosión alta siempre tendrá una desviación estándar alta.

#### 14.4.4. **Velocidad de Corrosión Establecida para el Análisis Estadístico**

La velocidad de corrosión (milésimas por año) establecida para el análisis estadístico es especificada en la opción **Velocidad de Corrosión Establecida = (Introducir Valor) MPY** de la ventana **Configuración para el Análisis – Avanzado**.

Después de que los cálculos seleccionados se han llevado a cabo; 1) Promedio de la Velocidad de Corrosión multiplicado por el Factor de Seguridad; 2) Promedio de las Velocidades de Corrosión más Altas; 3) Velocidad de Corrosión por Formula y 4) Velocidad de Corrosión Establecida, el valor máximo calculado será seleccionado como la Velocidad de Corrosión Representativa del Equipo/Circuito.

Los cálculos descritos anteriormente siempre se llevarán a cabo en el Equipo/Circuito y podrán ser visualizados en el reporte emitido por el programa, solamente en el caso del cálculo de la Fecha de Retiro para los Espesores Medidos se deberá activar o desactivar

la opción **Usar Método(s) Estadísticos** de la ventana **Configuración para el Análisis – Avanzado**, si estos cálculos desean ser utilizados o no.

**Velocidad de Corrosión del Grupo:** La Velocidad de Corrosión del Grupo se define como la Velocidad de Corrosión Representativa máxima de todos los Equipos/Circuitos vinculados al Nombre. Un Grupo puede tener varios Equipos/Circuitos vinculados así que este valor representa la sección más corrosiva de un Grupo.

#### 14.5. Fecha de Retiro del Espesor Medido

La Fecha de Retiro del Espesor medido consiste simplemente en la vida remanente de este, en años, tomando en cuenta la fecha de inspección más reciente del Espesor Medido. La vida remanente se calcula de la siguiente manera:

$$VidaRemanente(Años) = \frac{LecturamasReciente - EspesorMinimo}{VelocidaddeCorrosionActiva}$$

La **Velocidad de Corrosión Activa** dependerá del método seleccionado, análisis lineal o análisis estadístico, o si ambos son activados.

- Si solamente la opción **Utilizar Método Lineal** de la ventana **Configuración para el Análisis – Estándar** es activada, la Velocidad de Corrosión Activa será igual a la Velocidad de Corrosión Representativa de los Espesores Medidos. Este método es recomendado sí:
  - Estar con seguridad que las lecturas tomadas son exactas.
  - El muestreo de lecturas es bastante grande.
  - La corrosión interna del Equipo/Circuito no es uniforme.
  - Los datos para calcular la Velocidad de Corrosión Representativa para todo el Equipo/Circuito son insuficientes, como para considerarlo un valor estadístico válido.
  
- Si solamente la opción **Utilización de Método(s) Estadístico(s)** de la ventana **Configuración para el Análisis – Avanzado** es activada, la Velocidad de Corrosión

Activa será igual a la Velocidad de Corrosión Representativa de todo el Equipo/Circuito. Se recomienda seleccionar este método cuando la corrosión interna es la misma para todo el Equipo/Circuito y la exactitud de las lecturas y/o localidades no es confiable. Estas dos condiciones son típicas para muchos programas de inspección.

Si **ambas** opciones, **Utilización de Método(s) Estadístico(s)** y **Configuración para el Análisis – Avanzado** son activadas, la Velocidad de Corrosión Activa será igual a la velocidad de corrosión que resulte más grande, ya sea la Velocidad de Corrosión Representativa de los Espesores Medidos o la Velocidad de Corrosión Representativa de todo el Equipo/Circuito. Este método es el más conservador debido a que los análisis Lineal y Estadístico se complementan uno con otro, cancelando los efectos de posibles puntos débiles. Este método se recomienda para la mayor parte de las aplicaciones.

#### **15. Establecer si el formato para la realización de un reporte es propio o no de UltraPIPE.**

- **Si el reporte es realizado en formatos estandarizados de UltraPIPE, en ellos se pueden reportar recomendaciones, actividades de inspección, perdidas de espesor gráficamente, análisis del equipo circuito, inspecciones, etc.; como sigue:**

El sistema UltraPIPE proporciona los siguientes reportes de texto con formato fijo o Reportes Estándar:


- Reportes de Estado
- Reportes de Grupos de Monitoreo de Corrosión
- Reportes del Monitoreo de Corrosión Estándar
- Reportes de Programación de la Actividad de Inspección
- Reportes de Monitoreo de Corrosión para PVCalc
- Reportes de Prueba/Inspección a Válvulas
- Reportes de Corrosión Localizada
- Recomendaciones y Reparaciones para la Actividad de Inspección

- Reportes del Personal de Inspección

Todos estos reportes permiten el uso de los Reportes Crystal o MS Word para desplegar la información solicitada. En general, los Reportes Crystal son más rápidos y tienen capacidades de exportación superiores. Los Reportes en Word pueden ser modificados con comentarios o cambios en el formato y algunas veces pueden resultar más familiares para los usuarios que necesitan utilizar el correo electrónico.

A continuación se especificarán los cuatro primeros formatos de reporte, que serán útiles para la estructuración del programa:

### 15.1. Reportes de Estado

Los reportes de Estado proporcionan el estado general de la ejecución y una lista de los dibujos externos y los documentos de MS Office para completar la Lista Maestra de Equipos/Circuitos. Para tener acceso a estos reportes Seleccione la opción **Reportes de Texto con Formato Fijo...** del menú **Reportes** y elija **Reportes de Estado...** ó Presione el icono  de la barra de herramientas y elija **Reportes de Estado...**; y la ventana mostrada en la Figura 15.1. será desplegada.

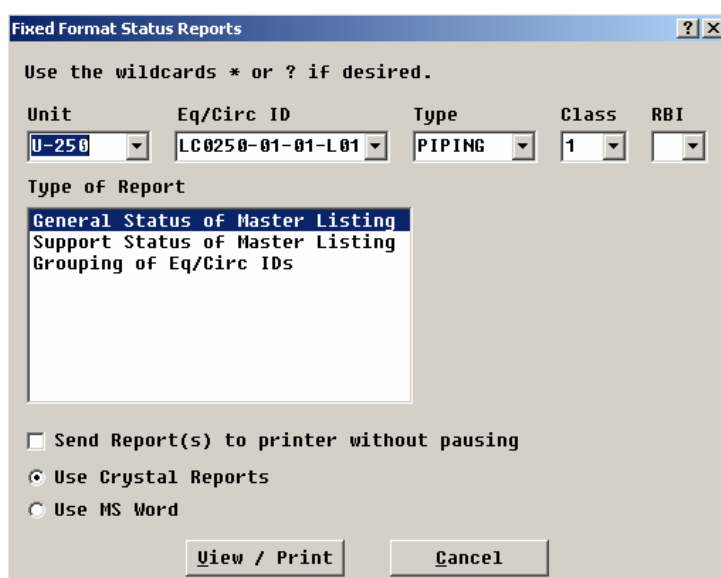



Figura 15.1. Ventana Reportes de Estado con Formato Fijo

- Unit: Campo de 8 caracteres alfanuméricos, representa la planta seleccionada. Los dos caracteres especiales que se pueden utilizar son “\*” y “?”, o el nombre específico de la planta; si se utiliza “\*” se seleccionan todas las plantas. El signo “?” sólo funcionara como símbolo especial para uno de los caracteres del campo en el cual es utilizado, por ejemplo si se desea seleccionar U-250-1, U-250-2 y U-250-3, la equivalencia es “U-250-?”. El signo “\*” también funcionara como símbolo especial para múltiples caracteres según sea el campo en donde es utilizado, por ejemplo, si se desea un reporte de todas las plantas que comienzan por U-2 se debe introducir la palabra “U-2\*”.
  
- Eq/Circ ID: Campo de 16 caracteres alfanuméricos, representa la identificación que a sido asociada con una pieza de su equipo dentro de la planta seleccionada. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son “\*” y “?”,o el nombre específico del equipo/circuito.
  
- Type: Campo de 8 caracteres alfanuméricos se colocara la descripción del Equipo/Circuito. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son “\*” y “?”,o el nombre específico del tipo de equipo.
  
- Class: Campo de 3 caracteres alfanuméricos, representa la clasificación de la tubería, basado en las recomendaciones API. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son “\*” y “?”.o el nombre específico de la clase de tubería.
  
- RBI: Campo de 2 caracteres alfanuméricos, representa el indicador de riesgo para el Equipo/Circuito. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son “\*” y “?”,o el nombre específico del indicador de riesgo.
  
- Type of Report: Se puede seleccionar uno de los siguientes tipos de Reportes de Estado:
  - **General Status of Master Listing:** Este reporte contiene una lista de Plantas-Equipos/Circuitos que se encuentran en la base de datos Principal, esta lista muestra el estado actual de todas las Aplicaciones de UltraPIPE y de los módulos de Soporte. Además, el reporte calculará los totales para cada columna. Estos totales aparecerán al final de la línea del reporte.

- **Support Status of Master Listing:** Este reporte contiene una lista de Plantas-Equipos/Circuitos en los Reportes de Actividades de Inspección y en los módulos de Dibujos del Equipo/Circuito mostrando todos los documentos de Word/Excel asociados y los Dibujos de AutoCAD.
- **Grouping of Eq/Circ IDs:** Este reporte contiene una lista de todos los Nombres de Grupos agregados en el módulo Vincular Equipo/Circuito, los Equipos/Circuitos asociados, y la información general de los mismos (Planta, Sección y Tipo).

### **15.2. Reportes de Grupos de Monitoreo de Corrosión**

Estos reportes se generan utilizando únicamente el Nombre de la Planta y de Grupo como entrada. El análisis realizado en el Monitoreo de Corrosión determina la Velocidad de Corrosión del Grupo, la Fecha de Próxima Inspección Recomendada y la Fecha de Retiro estimada basándose en los valores del Equipo/Circuito.

Para entrar a este tipo de reporte se debe presionar el icono  de la barra de herramientas y elegir la opción **Reportes de Grupos de Monitoreo de Corrosión**. La ventana mostrada en la Figura 15.2. será desplegada.

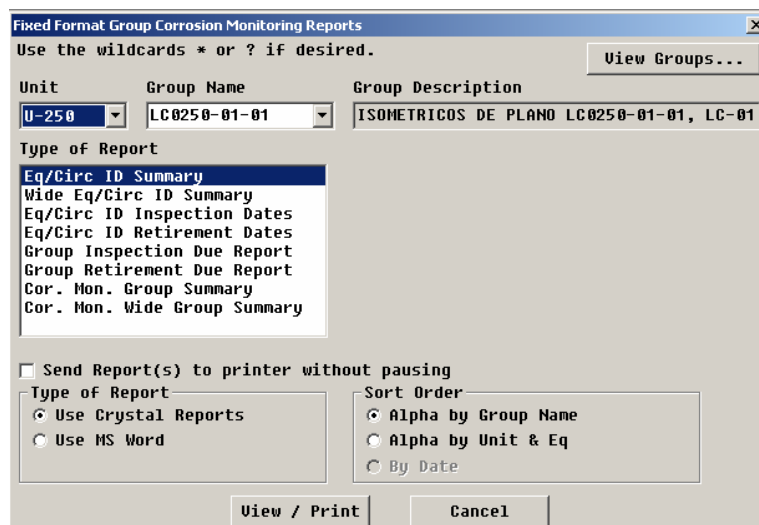


Figura 18 – 2 Ventana Reportes con Formato Fijo de Grupos de Monitoreo de Corrosión

- Unit: Campo de 8 caracteres alfanuméricos, representa la planta seleccionada. Los dos caracteres especiales que se pueden utilizar son “\*” y “?”, o el nombre específico de la planta.
- Group Name: Campo de 16 caracteres alfanuméricos representa un Nombre de Grupo cuando uno o más Equipos/Circuitos están vinculados electrónicamente en la Lista Maestra. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son “\*” y “?”, o el nombre específico del grupo.
- Type of Reports: Se puede seleccionar uno de los siguientes tipos de Reportes de Grupos de Monitoreo de Corrosión:
  - **Eq/Circ ID Summary:** Este reporte proporciona una vista rápida del estado de todos los Equipos/Circuitos vinculados al Grupo(s) seleccionado. Cada Equipo/Circuito estará listado en un resumen de una sola línea.
  - **Wide Eq/Circ ID Summary:** Este reporte proporciona una vista rápida del estado de todos los Equipos/Circuitos vinculados al Grupo(s) seleccionado. Cada Equipo/Circuito estará listado en un resumen de una sola línea. El reporte es impreso en forma horizontal y contiene más columnas de información que el reporte anterior.

- **Eq/Circ ID Inspection Dates:** Este reporte lista todas las fechas de próxima inspección de los Equipos/Circuitos vinculados al Grupo(s) seleccionado dentro del periodo de tiempo especificado. Cuando se elige este reporte, aparece un cuadro en la ventana del reporte avisando las fechas de inicio y terminación para las cuales el reporte debe ser generado. Se debe especificar el mes y año de inicio, así como el mes y año de terminación. Los Equipos/Circuitos que tengan marcada la fecha de próxima inspección pueden ser listados en orden alfabético o por fecha.
- **Eq/Circ ID Retirement Dates:** Este reporte lista todas las fechas de retiro pronosticadas para los Equipos/Circuitos vinculados al Nombre de Grupo(s) seleccionado dentro del periodo de tiempo especificado. Cuando se elige este reporte, aparece un cuadro en la ventana del reporte avisando las fechas de inicio y terminación para las cuales el reporte debe ser generado. Se debe especificar el mes y año de inicio, así como el mes y año de terminación. Los Equipos/Circuitos que tengan marcada la fecha de retiro pueden ser listados en orden alfabético o por fecha.
- **Group Inspection Due Report:** Este reporte lista todas las fechas de próxima inspección del Grupo(s) seleccionado dentro del periodo de tiempo especificado. Cuando se elige este reporte, aparece un cuadro en la ventana del reporte avisando las fechas de inicio y terminación para las cuales el reporte debe ser generado. Se debe especificar el mes y año de inicio, así como el mes y año de terminación. El Grupo que tenga marcada la fecha de próxima inspección puede ser listado en orden alfabético o por fecha.
- **Group Retirement Due Report:** Este reporte lista todas las fechas de retiro pronosticadas del Grupo(s) seleccionado dentro del periodo de tiempo especificado. Cuando se elige este reporte, aparece un cuadro en la ventana del reporte avisando las fechas de inicio y terminación para las cuales el reporte debe ser generado. Se debe especificar el mes y año de inicio, así como el mes y año de terminación. El Grupo que tenga marcada la fecha de retiro puede ser listado en orden alfabético o por fecha.
- **Cor. Mon. Group Summary:** Este reporte proporciona una vista rápida del estado de todo el Grupo(s) seleccionado. Cada Nombre de Grupo estará listado en un resumen de una sola línea.

- **Cor. Mon. Wide Group Summary:** Este reporte proporciona una vista rápida del estado de todo el Grupo(s) seleccionado. Cada Nombre de Grupo estará listado en un resumen de una sola línea. Cada Nombre de Grupo estará listado en un resumen de una sola línea. El reporte es impreso en forma horizontal y contiene más columnas de información que el reporte anterior.
- **Sort Order:** Permite al usuario ordenar en que forma será desplegada la información en el reporte. Puede elegir entre las siguientes opciones:


**Alpha by Group Name:** Las entradas se colocarán en orden alfabético de acuerdo al nombre de grupo.

**Alpha by Unit & Eq:** Las entradas se colocarán en orden alfabético de acuerdo a la Unidad y al Equipo/Circuito.

**By Date:** Los reportes que presentan fechas serán desplegados cronológicamente.

### **15.3. Reportes del Monitoreo de Corrosión Estándar**

Estos reportes se generan utilizando la información de los campos Planta-Equipo/Circuito, Tipo, Clase y RBI como entrada. Estos reportes listan los Equipos/Circuitos implementados en el Monitoreo de Corrosión con excepción de los Equipos/Circuitos agregados utilizando el Código de Diseño PVCalc.

Para entrar a este tipo de reporte se debe presionar el icono  de la barra de herramientas y elegir la opción **Reportes del Monitoreo de Corrosión Estándar**. La ventana mostrada en la Figura 15.3. será desplegada.

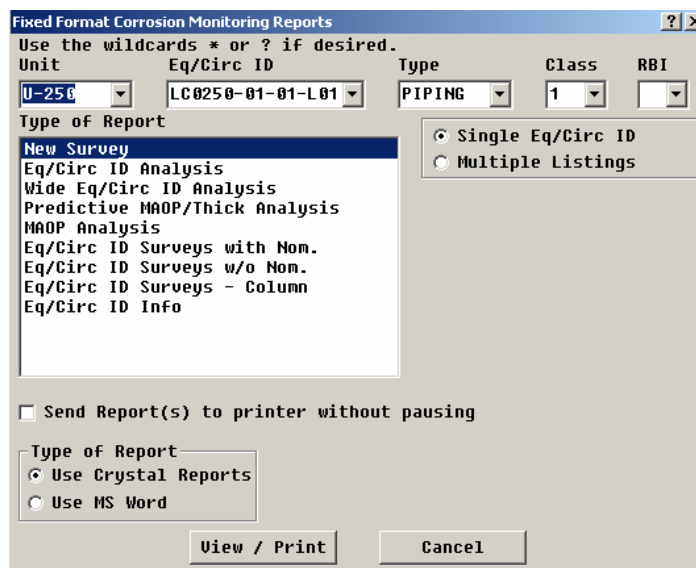


Figura 15.3. Ventana Reportes con Formato Fijo del Monitoreo de Corrosión

- Single Eq/Circ: Estos son reportes que imprimen normalmente un Equipo/Circuito a la vez y lista sus Localidades. La entrada de un carácter especial causará la impresión de un lote de reportes – un reporte o cada Equipo/Circuito.
- Multiple Listing: Estos son reportes que imprimen normalmente múltiples Equipos/Circuitos utilizando entradas de caracteres especiales para listar los múltiples Equipos/Circuitos en un reporte sencillo.

Para generar un reporte debe introducir la siguiente información:

- Unit: Campo de 8 caracteres alfanuméricos, representa la planta seleccionada. Los dos caracteres especiales que se pueden utilizar son “\*” y “?”, o el nombre específico de la planta.
- Eq/Circ ID: Campo de 16 caracteres alfanuméricos, representa la identificación que a sido asociada con una pieza de su equipo dentro de la planta seleccionada. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son “\*” y “?”,o el nombre específico del equipo/circuito.

- **Type:** Campo de 8 caracteres alfanuméricos se colocara la descripción del Equipo/Circuito. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son "\*" y "?",o el nombre específico del tipo de equipo.
- **Class:** Campo de 3 caracteres alfanuméricos, representa la clasificación de la tubería, basado en las recomendaciones API. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son "\*" y "?".o el nombre específico de la clase de tubería.
- **RBI:** Campo de 2 caracteres alfanuméricos, representa el indicador de riesgo para el Equipo/Circuito. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son "\*" y "?",o el nombre específico del indicador de riesgo.
- **Type of Reports (Equipos/Circuitos Individuales):** Se puede seleccionar uno de los siguientes tipos de Reportes del Monitoreo de Corrosión Estándar con un Equipo/Circuito Individual:
  - **New Survey:** Este reporte imprime la lista de Localidades de los Equipos/Circuitos elegidos. Es un reporte en blanco que puede llenarse con lecturas de espesor. Esto es útil si se necesita tomar lecturas y no se tiene acceso a un almacenador de datos o si se necesita verificación escrita de sus lecturas de espesor. Además, los Espesores Medidos de Precaución, de Acción y los de Vida Remanente Mínima pueden ser codificados a color en la Configuración del Reporte.
  - **Eq/Circ ID Análisis:** Este reporte contiene información detallada acerca de una pieza de equipo. Cada Espesor Medido del Equipo/Circuito seleccionado es listado junto con los resultados del Monitoreo de Corrosión. El estado de la configuración Cero Corrosión Permisible es mostrado en este reporte. Además, los Espesores Medidos de Precaución, de Acción y los de Vida Remanente Mínima pueden ser codificados a color en la Configuración del Reporte.
  - **Wide Eq/Circ ID Análisis:** Este reporte contiene información detallada acerca de una pieza de equipo. Cada Espesor Medido del Equipo/Circuito seleccionado es listado junto con los resultados del Monitoreo de Corrosión. El reporte lista el Primer/Próximo y Ultimo Espesor, la Fecha y Notas del Análisis; NM para Nominal, LR para Lectura Reducida, TC para lectura con Temperatura Corregida, y el estado de la configuración Cero Corrosión Permisible. Además, los Espesores Medidos de

Precaución, de Acción y los de Vida Remanente Mínima pueden ser codificados a color en la Configuración del Reporte.

- **MAOP Analysis:** Este reporte detalla la Presión de Operación Máxima Permisible para cada Espesor Medido del Equipo/Circuito seleccionado y la Presión de Operación Máxima Permisible de los Equipos/Circuitos seleccionados.
  - **Eq/Circ ID Surveys with Nom.:** Este reporte lista toda la información de la inspección (lecturas de espesor) para los Equipos/Circuitos seleccionados incluyendo el Espesor Nominal.
  - **Eq/Circ ID Surveys w/o Nom.:** Este reporte lista toda la información de la inspección (lecturas de espesor) para los Equipos/Circuitos seleccionados. En este no se lista ningún Espesor Nominal y se imprime significativamente más rápido que el reporte con Espesor Nominal.
  - **Eq/Circ ID Surveys - Column:** Este reporte lista únicamente espesores y fechas de hasta 10 inspecciones. Cada fecha de inspección es una columna en el reporte.
  - **Eq/Circ ID Info:** Este reporte contiene información descriptiva acerca de cada Espesor Medido para los Equipos/Circuitos seleccionados incluyendo el estado de la configuración Cero Corrosión Permisible.
- **Type of Reports (Equipos/Circuitos Múltiples):** Se puede seleccionar uno de los siguientes tipos de Reportes del Monitoreo de Corrosión Estándar con Equipos/Circuitos múltiples:
- **Eq/Circ ID Summary:** Este reporte proporciona una vista rápida del estado de los Equipos/Circuitos seleccionados. Cada pieza de equipo elegida es listada en un resumen de una sola línea.
  - **Wide Eq/Circ ID Summary:** Este reporte proporciona una vista rápida del estado de los Equipos/Circuitos seleccionados. Cada pieza de equipo elegida es listada en un resumen de una sola línea. El reporte es impreso en forma horizontal y contiene más columnas de información que el reporte anterior.
  - **TML Inspection Due Dates:** Este reporte lista todas las fechas de próxima inspección de los Espesores Medidos para los Equipos/Circuitos seleccionados dentro del periodo de tiempo especificado. Cuando se elige este reporte, aparece

un cuadro en la ventana del reporte avisando las fechas de inicio y terminación para las cuales el reporte debe ser generado. Se debe especificar el mes y año de inicio, así como el mes y año de terminación.

- **Eq/Circ ID Inspection Dates:** Este reporte lista todas las fechas de próxima inspección de los Equipos/Circuitos para las Plantas seleccionadas dentro del periodo de tiempo especificado. Cuando se elige este reporte, aparece un cuadro en la ventana del reporte avisando las fechas de inicio y terminación para las cuales el reporte debe ser generado. Se debe especificar el mes y año de inicio, así como el mes y año de terminación. Los Equipos/Circuitos que tengan marcada la fecha de próxima inspección pueden ser listados en orden alfabético o por fecha.

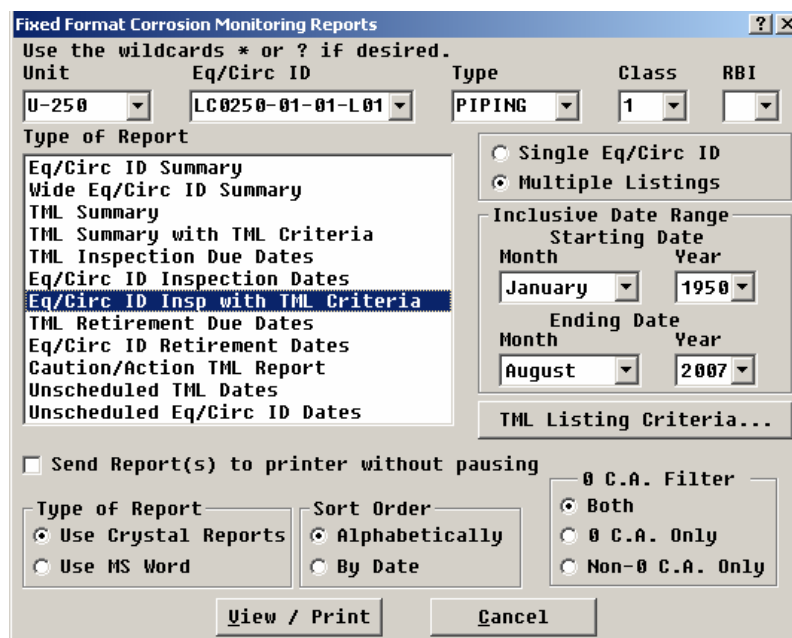



Figura 15.4. Reportes del Monitoreo de Corrosión con Formato Fijo e Inclusive Rango de Fecha y Orden de Clasificación

- **TML Retirement Due Dates:** Este reporte lista todas las fechas de retiro de los Espesores Medidos para los Equipos/Circuitos seleccionados dentro del periodo de tiempo especificado. Cuando se elige este reporte, aparece un cuadro en la ventana del reporte avisando las fechas de inicio y terminación para las cuales el reporte debe ser generado. Se debe especificar el mes y año de inicio, así como el mes y año de terminación.

- **Eq/Circ ID Retirement Dates:** Este reporte lista todas las fechas de retiro de los Equipos/Circuitos para las Plantas seleccionadas dentro del periodo de tiempo especificado. Cuando se elige este reporte, aparece un cuadro en la ventana del reporte avisando las fechas de inicio y terminación para las cuales el reporte debe ser generado. Se debe especificar el mes y año de inicio, así como el mes y año de terminación. Los Equipos/Circuitos que tengan marcada la fecha de retiro pueden ser listados en orden alfabético o por fecha.
  - **Caution/Action TML Report:** Este reporte contiene una lista de todos los Espesores Medidos con una bandera de Precaución y de Acción.
  - **Unscheduled TML Dates:** Este reporte contiene una lista de todos los Espesores Medidos que no tienen calculada una Fecha de Próxima Inspección debido a que hay insuficientes datos.
  - **Unscheduled Eq/Circ ID Dates:** Este reporte contiene una lista de todos los Equipos/Circuitos que no tienen calculada una Fecha de Próxima Inspección debido a que hay insuficientes datos.
- **Filter 0 C.A.:** Esta porción de la ventana esta disponible únicamente cuando es seleccionada la opción Reportes de Equipos/Circuitos Múltiples. Las siguientes opciones estarán disponibles:
- **Both:** Activar esta opción si se desea que el reporte seleccionado contenga los Espesores Medidos con cero corrosión permisible y sin cero corrosión permisible.
  - **0 C. A. Only:** Activar esta opción si se desea que el reporte seleccionado contenga únicamente Espesores Medidos con cero corrosión permisible.
  - **Non-0 C. A. Only:** Activar esta opción si se desea que el reporte seleccionado NO contenga Espesores Medidos con cero corrosión permisible.

#### ***15.4. Reportes de Programación de la Actividad de Inspección***

Los Reportes de la Actividad de Inspección permiten generar listas de cualquiera de las Actividades de Inspección en las que tenga lugar una prueba en cualquier intervalo de tiempo. Para tener acceso a los reportes estándar disponibles a través del módulo de

soporte Programación de la Actividad de Inspección, seleccione la opción **Reportes de Texto con Formato Fijo** del menú **Reportes** y elija **Programación de la Actividad de Inspección**, o Presione el icono  de la barra de herramientas y elija **Programación de la Actividad de Inspección**. La ventana mostrada en la Figura 15.5. será desplegada.

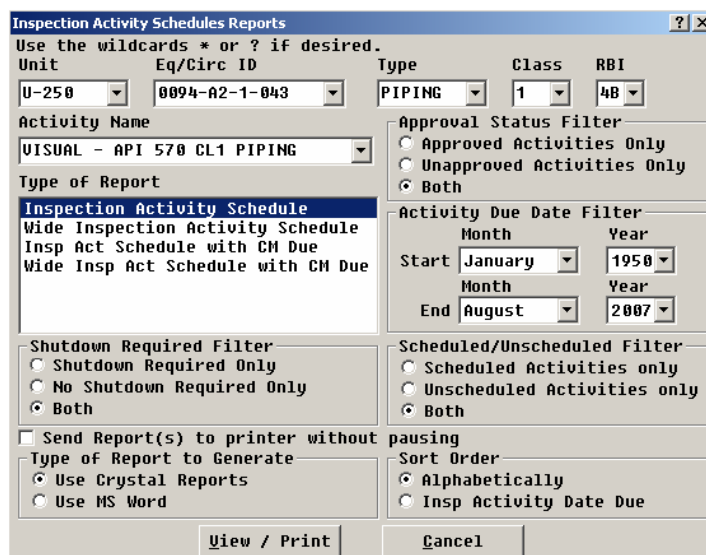


Figura 18 – 9 Ventana Reportes de Programación de la Actividad de Inspección

- Unit: Campo de 8 caracteres alfanuméricos, representa la planta seleccionada. Los dos caracteres especiales que se pueden utilizar son “\*” y “?”, o el nombre específico de la planta.
- Eq/Circ ID: Campo de 16 caracteres alfanuméricos, representa la identificación que a sido asociada con una pieza de su equipo dentro de la planta seleccionada. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son “\*” y “?”,o el nombre específico del equipo/circuito.
- Type: Campo de 8 caracteres alfanuméricos se colocara la descripción del Equipo/Circuito. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son “\*” y “?”,o el nombre específico del tipo de equipo.

- Class: Campo de 3 caracteres alfanuméricos, representa la clasificación de la tubería, basado en las recomendaciones API. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son "\*" y "?".o el nombre específico de la clase de tubería.
- RBI: Campo de 2 caracteres alfanuméricos, representa el indicador de riesgo para el Equipo/Circuito. Los dos caracteres especiales que puede utilizar son "\*" y "?",o el nombre específico del indicador de riesgo.
- Activity Name: Se debe seleccionar del menú que se presenta, la actividad a cuyo reporte desea tener acceso. Pueden ser solicitadas Múltiples Actividades utilizando los dos caracteres especiales que son " \* " y "?".
- Type of Report: Seleccione el tipo de reporte para ver y/o imprimir:
  - **Inspection Activity Schedule:** Este reporte presentará todos los Equipos/Circuitos programados para la Actividad(es) de Inspección indicadas en el campo **Nombre de la Actividad** y que caigan dentro del rango de fecha designado.
  - **Wide Inspection Activity Schedule:** Este reporte será generado en un formato horizontal y desplegará únicamente a aquellos Equipos/Circuitos que estén vinculados al Nombre del Grupo.
  - **Insp Act Schedule with CM Due:** Este reporte presentará todos los Equipos/Circuitos programados para la Actividad(es) de Inspección indicadas en el campo **Nombre de la Actividad** y que caigan dentro del rango de fecha designado. Este reporte incluirá la Fecha de Próxima Inspección que es calculada desde el módulo Monitoreo de Corrosión para el equipo incluido en el reporte.
  - **Wide Insp Act Schedule with CM Due:** Este reporte será generado en un formato horizontal y desplegará únicamente a aquellos Equipos/Circuitos que estén vinculados al Nombre del Grupo. Este reporte incluirá la Fecha de Próxima Inspección que es calculada desde el módulo Monitoreo de Corrosión para el equipo incluido en el reporte.
- Approval Status Filter: Utilizar las siguientes características para filtrar el Reporte de Programación de Actividades de Inspección de acuerdo al estado de aprobación:

- **Approved Activities Only:** Marcar este botón para ver todas las actividades de inspección actualmente aprobadas y programadas para el rango de fecha especificado en la sección **Filtro Fecha de Aprobación**.
  - **Unapproved Activities Only:** Elegir este botón para ver en el reporte todas aquellas actividades de inspección que están indicadas como no aprobadas.
  - **Both:** Seleccionar este botón para ver las actividades de inspección aprobadas de acuerdo al rango de fecha especificado y las actividades de inspección que tengan asignado actualmente el estado de no aprobadas.
- Shutdown Required Filter: Utilice las siguientes características para filtrar su Reporte de Programación de Actividades de Inspección de acuerdo al estado de paro:
- **Shutdown Required Only:** Despliega solamente el equipo que requiere un paro para llevar a cabo sus Actividades de Inspección correspondientes.
  - **No Shutdown Required Only:** Despliega solamente el equipo que no requiere un paro para llevar a cabo sus Actividades de Inspección correspondientes.
- Scheduled/Unscheduled Filter: Utilice las siguientes características para filtrar su Reporte de Programación de Actividades de Inspección de acuerdo al estado de la actividad:
- **Scheduled Activities Only:** Despliega solamente el equipo que tiene solamente actividades programadas.
  - **Unscheduled Activities Only:** Despliega solamente el equipo que tiene solamente actividades no programadas.
- Activity Due Date Filter: Utilizar esta sección para designar el rango de fecha que será utilizado para filtrar las actividades de inspección aprobadas/programadas. Únicamente aquellas actividades de inspección con fechas de inspección programadas que caigan dentro del rango de fecha especificado serán desplegadas en el reporte.
- **Start Month:** Este campo presenta el mes en el que inicia el reporte de inspección. Seleccione el mes del menú que se le presenta.

- **Start Year:** Este campo presenta el año en el que inicia el reporte de inspección. Seleccione el año del menú que se le presenta.
  - **End Month:** Este campo presenta el mes en el que termina el reporte de inspección. Seleccione el mes del menú que se le presenta.
  - **End Year:** Este campo presenta el año en el que termina el reporte de inspección. Seleccione el año del menú que se le presenta.
- ***Si el reporte no es realizado en UltraPIPE, El inspector podrá crear sus propios formatos o indexar formatos estándares para reportes de ECOPETROL S.A. en sistemas operativos de Microsoft Word o Microsoft Excel, como son Recomendaciones o informes, que desde UltraPIPE se podrán archivar y observar***

Basándose en las tendencias gráficas del seguimiento de espesores que suministra el software UltraPIPE, y acompañado de los demás datos de información que ofrece, el reporte puede ser documentado como una recomendación o informe que ECOPETROL S. A. maneja dentro de sus formatos.

Estos formatos pueden ser anexados a UltraPIPE, para que desde allí sean ejecutados, minimizando tiempo y asegurando la información de cada línea de proceso. Es importante resaltar que esto se puede llevar a cabo siempre y cuando se tenga la licencia de la aplicación “MS Report Builder” de UltraPIPE.

#### ***16. Reporte con tendencias y velocidades de corrosión, vida remanente, espesores de retiro, actividades de inspección, recomendaciones de mejora.***

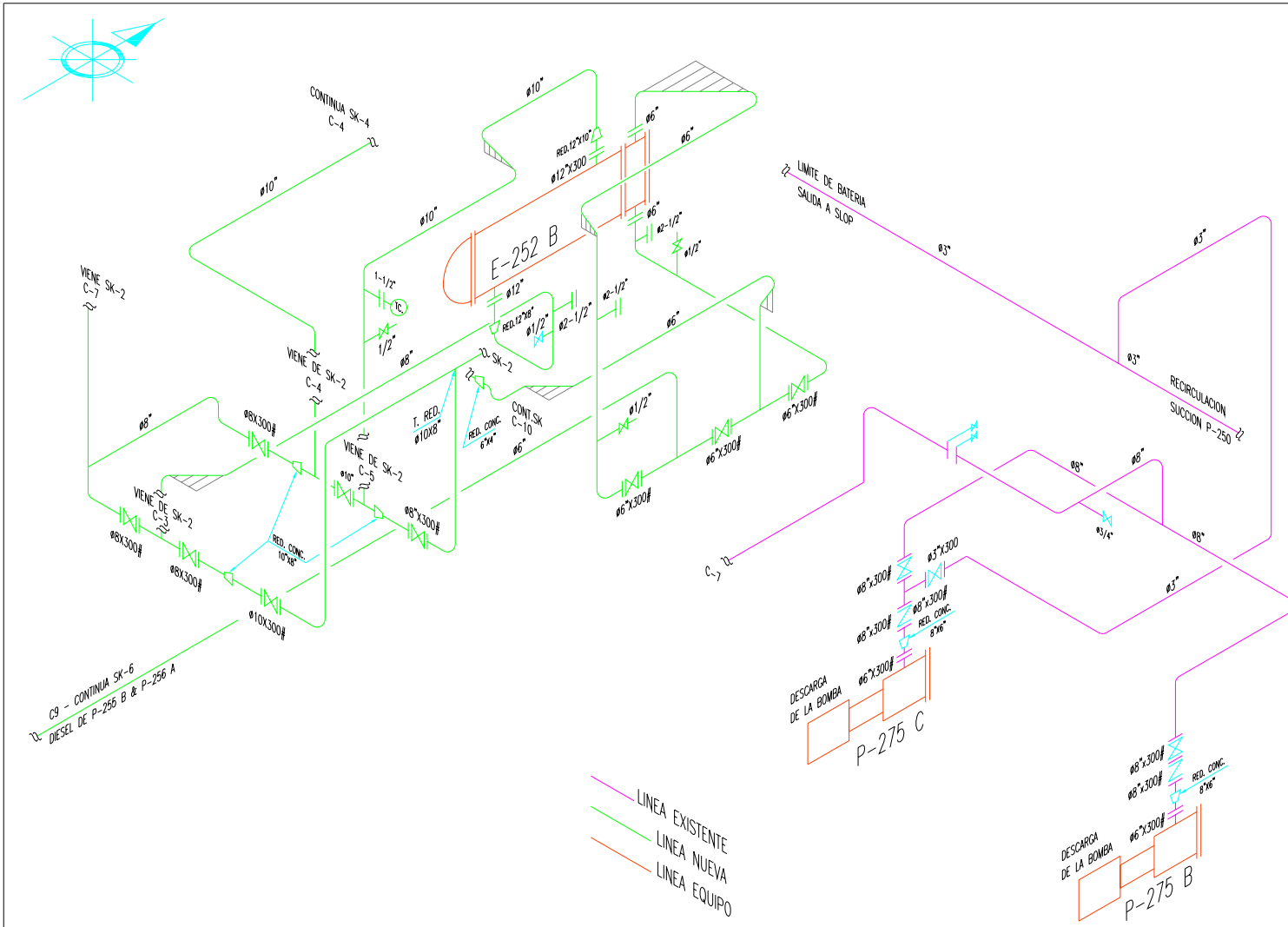
El reporte se documentará bajo alguno de los formatos expuestos por el numeral 15. Este será claro y deberá contener la rata de corrosión promedio del equipo/circuito crítico, espesor de retiro, vida remanente, las recomendaciones propuestas, etc.

#### ***17. Tener control sobre posibles fallas de las líneas que puedan presentarse por fenómenos corrosivos y que brinden confiabilidad e integridad a las líneas de proceso, y por ende al personal y producción de la planta.***

**ANEXO B.**

**SK's DE LA PLANTA TOPPING 250 CORRESPONDIENTES  
AL TREN DE PRECALENTAMIENTO DE CRUDO.**





PUNTO # 1		PUNTO # 35	
PUNTO # 2		PUNTO # 36	
PUNTO # 3		PUNTO # 37	
PUNTO # 4		PUNTO # 38	
PUNTO # 5		PUNTO # 39	
PUNTO # 6		PUNTO # 40	
PUNTO # 7		PUNTO # 41	
PUNTO # 8		PUNTO # 42	
PUNTO # 9		PUNTO # 43	
PUNTO # 10		PUNTO # 44	
PUNTO # 11		PUNTO # 45	
PUNTO # 12		PUNTO # 46	
PUNTO # 13		PUNTO # 47	
PUNTO # 14		PUNTO # 48	
PUNTO # 15		PUNTO # 49	
PUNTO # 16		PUNTO # 50	
PUNTO # 17		PUNTO # 51	
PUNTO # 18		PUNTO # 52	
PUNTO # 19		PUNTO # 53	
PUNTO # 20		PUNTO # 54	
PUNTO # 21		PUNTO # 55	
PUNTO # 22		PUNTO # 56	
PUNTO # 23		PUNTO # 57	
PUNTO # 24		PUNTO # 58	
PUNTO # 25		PUNTO # 59	
PUNTO # 26		PUNTO # 60	
PUNTO # 27		PUNTO # 61	
PUNTO # 28		PUNTO # 62	
PUNTO # 29		PUNTO # 63	
PUNTO # 30		PUNTO # 64	
PUNTO # 31		PUNTO # 65	
PUNTO # 32		PUNTO # 66	
PUNTO # 33		PUNTO # 67	
PUNTO # 34		PUNTO # 68	

DESCRIPCION	ESPESORES CALIBRADOS
-------------	----------------------

PUNTOS DE CALIBRACION	
Contrato No.	No.de cargo

**ECOPETROL** **ECOPETROL S.A.**  
 COMPLEJO INDUSTRIAL DE BARRANCABERMEJA  
 COLOMBIA S.A.

**A.T.P.**  
**UNIDAD TOPING 250**  
 PRECALENTAMIENTO DE CRUDO  
 SK - 2

Dibujó	J.H.C.	Ing. Proc.	Carlos Patiño
Diseño		Vo.Bo Inspeccion	
Fecha	10-12-05	Vo. Bo. Tuberia	

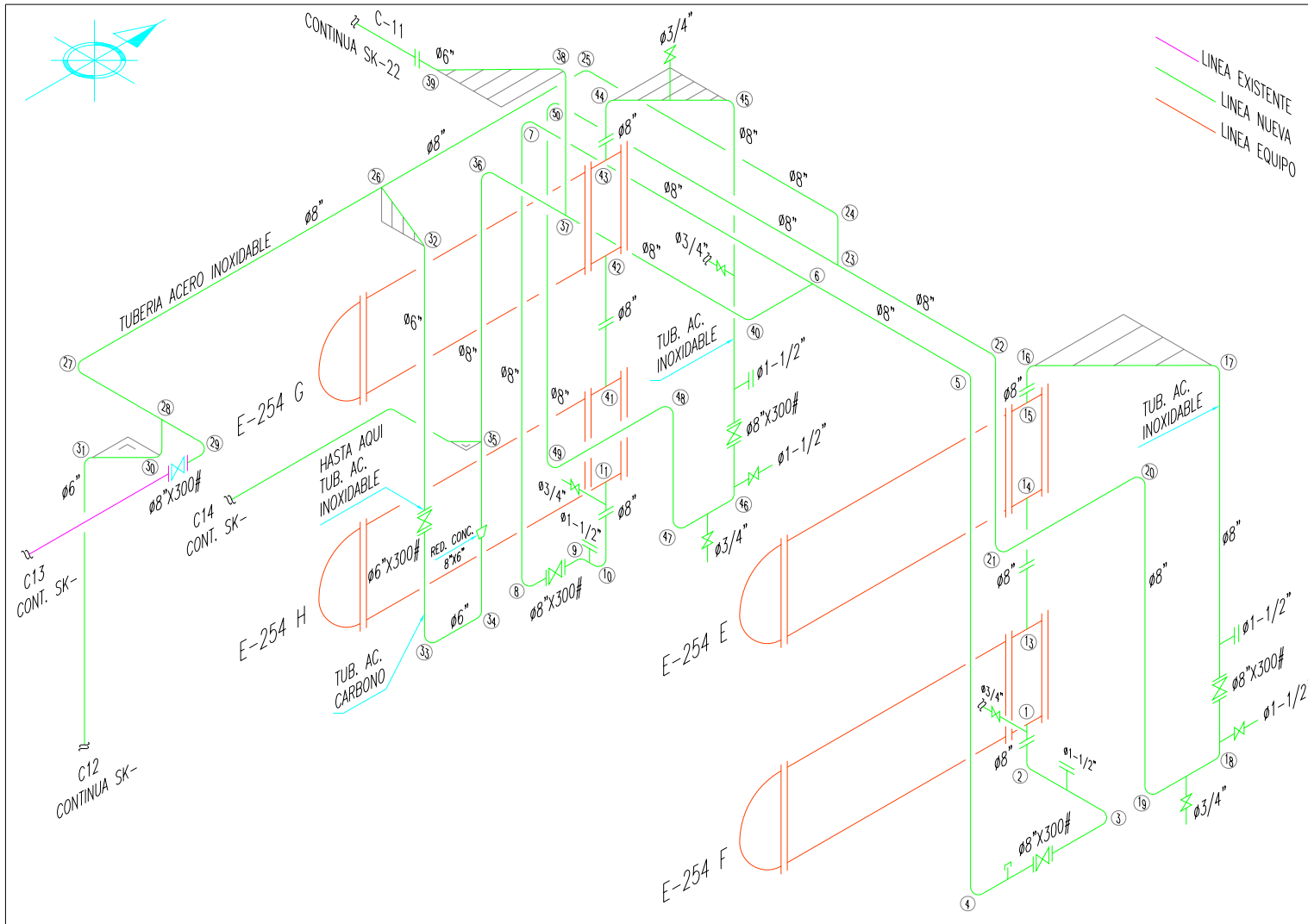
Escala	SIN
--------	-----

Código Archivo	REV.
----------------	------

CRUDO	Operación		Diseño		P. H.	MATERIAL			PROTECCION			TOLERANCIA A CORROSION			PINTURA			REVISIONES								
FLUIDO	Temperatura (°F)		Presión (Psi)			MATERIAL			ESPOSOR			PROTECCION			TOLERANCIA A CORROSION			PINTURA			No.	FECHA	POR	DESCRIPCION	APROBADO	
CONDICIONES GENERALES																										
AISLAMIENTO																										
TOLERANCIA A CORROSION																										
PINTURA																										
REVISIONES																										







PUNTO # 1		PUNTO # 35		
PUNTO # 2		PUNTO # 36		
PUNTO # 3		PUNTO # 37		
PUNTO # 4		PUNTO # 38		
PUNTO # 5		PUNTO # 39		
PUNTO # 6		PUNTO # 40		
PUNTO # 7		PUNTO # 41		
PUNTO # 8		PUNTO # 42		
PUNTO # 9		PUNTO # 43		
PUNTO # 10		PUNTO # 44		
PUNTO # 11		PUNTO # 45		
PUNTO # 12		PUNTO # 46		
PUNTO # 13		PUNTO # 47		
PUNTO # 14		PUNTO # 48		
PUNTO # 15		PUNTO # 49		
PUNTO # 16		PUNTO # 50		
PUNTO # 17		PUNTO # 51		
PUNTO # 18		PUNTO # 52		
PUNTO # 19		PUNTO # 53		
PUNTO # 20		PUNTO # 54		
PUNTO # 21		PUNTO # 55		
PUNTO # 22		PUNTO # 56		
PUNTO # 23		PUNTO # 57		
PUNTO # 24		PUNTO # 58		
PUNTO # 25		PUNTO # 59		
PUNTO # 26		PUNTO # 60		
PUNTO # 27		PUNTO # 61		
PUNTO # 28		PUNTO # 62		
PUNTO # 29		PUNTO # 63		
PUNTO # 30		PUNTO # 64		
PUNTO # 31		PUNTO # 65		
PUNTO # 32		PUNTO # 66		
PUNTO # 33		PUNTO # 67		
PUNTO # 34		PUNTO # 68		

DESCRIPCION	ESPEORES CALIBRADOS
-------------	---------------------

**PUNTOS DE CALIBRACION**

Contrato No.	No.de cargo
--------------	-------------

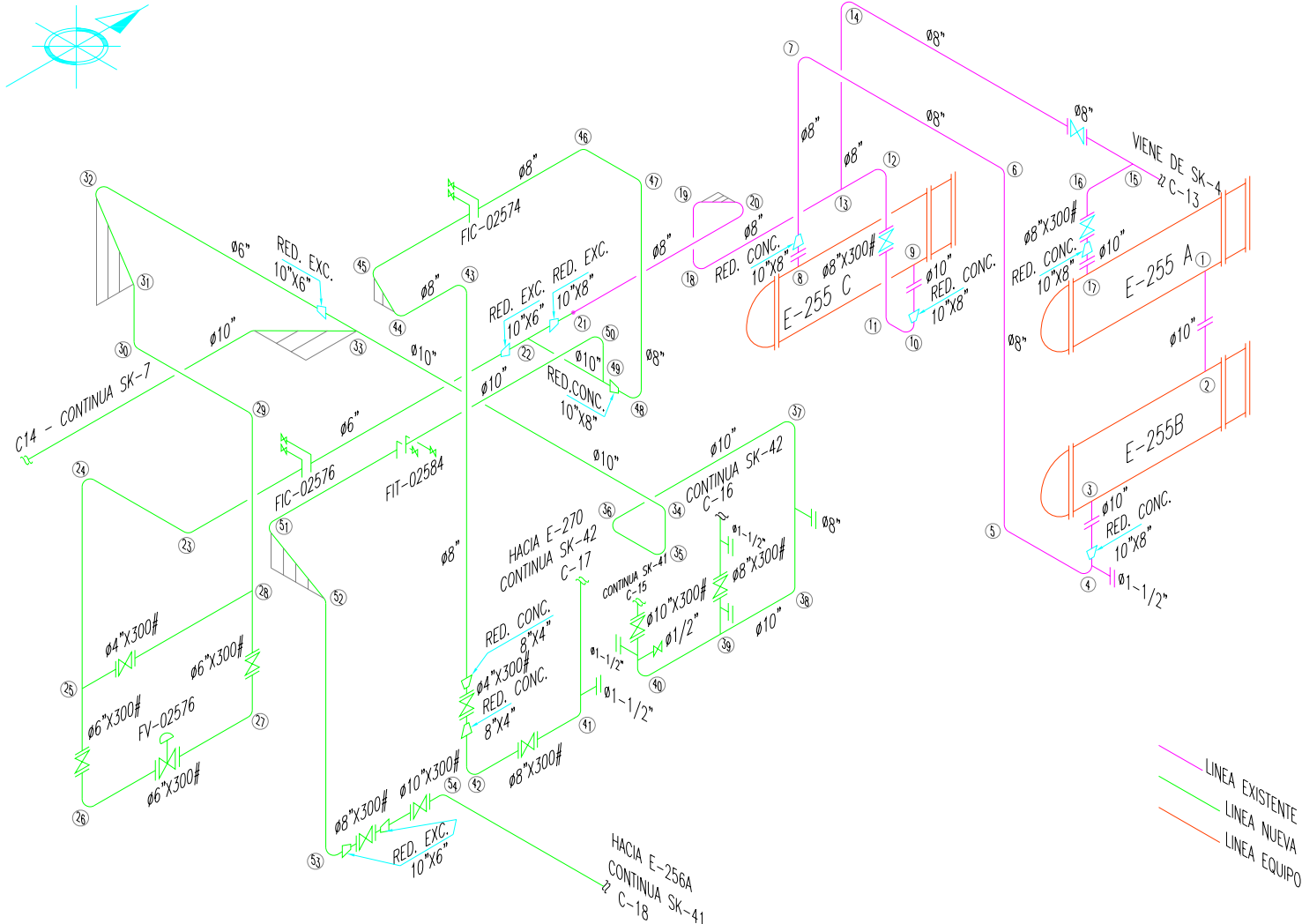
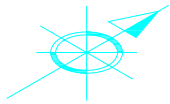
**A.T.P. UNIDAD TOPING 250 PRECALENTAMIENTO DE CRUDO SK - 5**

Dibujó	J.H.C.	Ing. Proc.	Carlos Patiño
Diseño		Vo. Bo. Inspección	
Fecha	10-14-05	Vo. Bo. Tubería	

Escala	SIN
--------	-----

Código Archivo		REV.
----------------	--	------

CRUDO	Operación	Diseño	Operación	Diseño	P. H.														
FLUIDO	Temperatura (°F)		Presión (Psig)			MATERIAL	ESPESOR	PROTECCION						No.	FECHA	POR	DESCRIPCION	APROBADO	
CONDICIONES GENERALES						AISLAMIENTO			TOLERANCIA A CORROSION		PINTURA		REVISIONES						



LINEA EXISTENTE  
 LINEA NUEVA  
 LINEA EQUIPO

PUNTO # 1		PUNTO # 35	
PUNTO # 2		PUNTO # 36	
PUNTO # 3		PUNTO # 37	
PUNTO # 4		PUNTO # 38	
PUNTO # 5		PUNTO # 39	
PUNTO # 6		PUNTO # 40	
PUNTO # 7		PUNTO # 41	
PUNTO # 8		PUNTO # 42	
PUNTO # 9		PUNTO # 43	
PUNTO # 10		PUNTO # 44	
PUNTO # 11		PUNTO # 45	
PUNTO # 12		PUNTO # 46	
PUNTO # 13		PUNTO # 47	
PUNTO # 14		PUNTO # 48	
PUNTO # 15		PUNTO # 49	
PUNTO # 16		PUNTO # 50	
PUNTO # 17		PUNTO # 51	
PUNTO # 18		PUNTO # 52	
PUNTO # 19		PUNTO # 53	
PUNTO # 20		PUNTO # 54	
PUNTO # 21		PUNTO # 55	
PUNTO # 22		PUNTO # 56	
PUNTO # 23		PUNTO # 57	
PUNTO # 24		PUNTO # 58	
PUNTO # 25		PUNTO # 59	
PUNTO # 26		PUNTO # 60	
PUNTO # 27		PUNTO # 61	
PUNTO # 28		PUNTO # 62	
PUNTO # 29		PUNTO # 63	
PUNTO # 30		PUNTO # 64	
PUNTO # 31		PUNTO # 65	
PUNTO # 32		PUNTO # 66	
PUNTO # 33		PUNTO # 67	
PUNTO # 34		PUNTO # 68	

DESCRIPCION ESPEORES CALIBRADOS

PUNTOS DE CALIBRACION

Contrato No. No.de cargo



ECOPETROL S.A.

COMPLEJO INDUSTRIAL DE BARRANCABERMEJA COLOMBIA S.A.

**A.T.P.**  
 UNIDAD TOPING 250  
 PRECALENTAMIENTO DE CRUDO  
 SK - 6

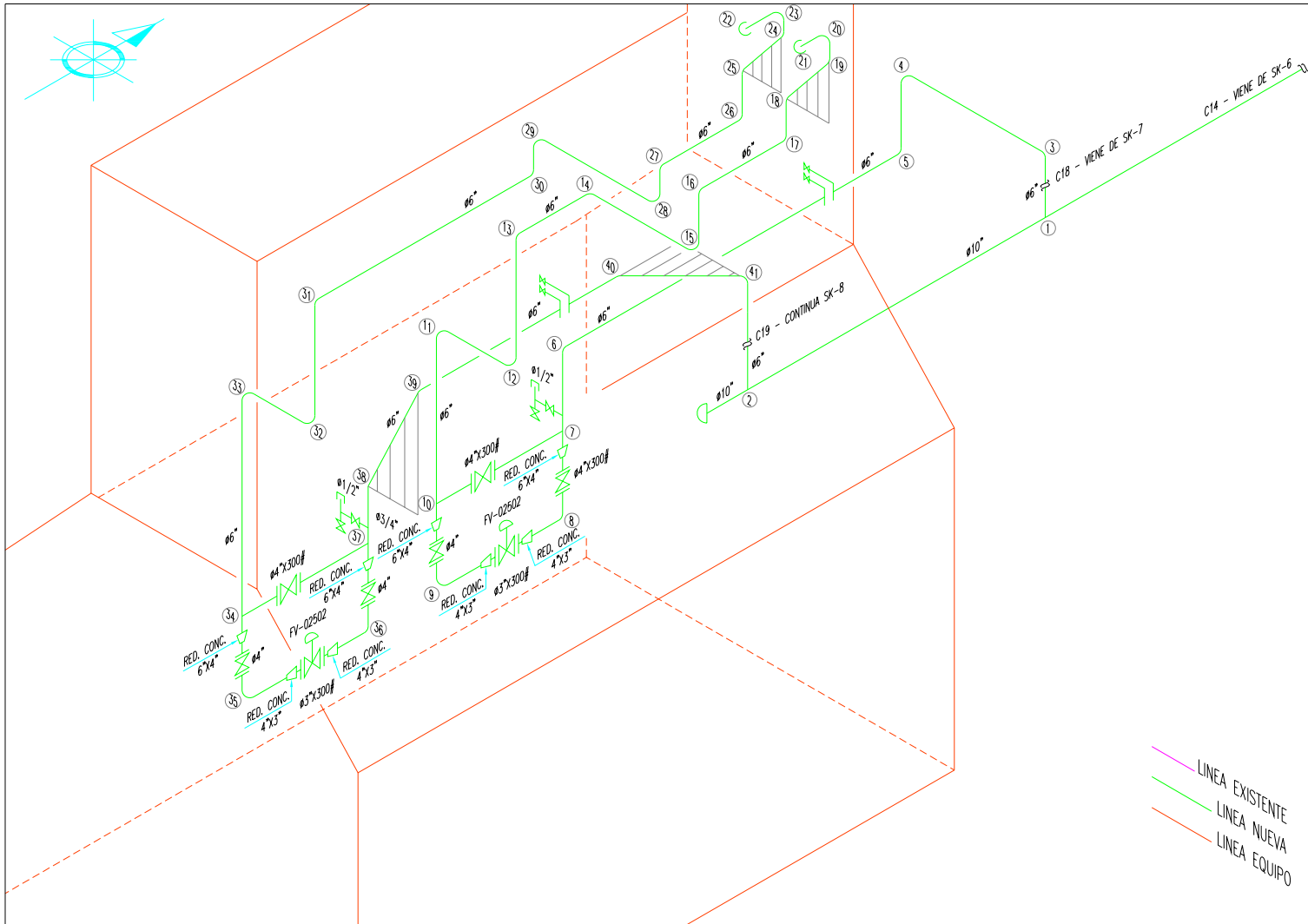
Dibujó	J.H.C.	Ing. Proc.	Carlos Patiño
Diseño		Vo.Bo. Inspección	
Fecha	10-15-05	Vo. Bo. Tubería	

Escala SIN

Código Archivo REV.

CRUDO	Operación	Diseño	Operación	Diseño	P. H.	MATERIAL	ESPESOR	PROTECCION	TOLERANCIA A CORROSION	PINTURA	No.	FECHA	POR	DESCRIPCION	APROBADO
FLUIDO	Temperatura (°F)		Presión (Psiq)												
CONDICIONES GENERALES						AISLAMIENTO		TOLERANCIA A CORROSION		PINTURA	REVISIONES				





PUNTO # 1		PUNTO # 35		
PUNTO # 2		PUNTO # 36		
PUNTO # 3		PUNTO # 37		
PUNTO # 4		PUNTO # 38		
PUNTO # 5		PUNTO # 39		
PUNTO # 6		PUNTO # 40		
PUNTO # 7		PUNTO # 41		
PUNTO # 8		PUNTO # 42		
PUNTO # 9		PUNTO # 43		
PUNTO # 10		PUNTO # 44		
PUNTO # 11		PUNTO # 45		
PUNTO # 12		PUNTO # 46		
PUNTO # 13		PUNTO # 47		
PUNTO # 14		PUNTO # 48		
PUNTO # 15		PUNTO # 49		
PUNTO # 16		PUNTO # 50		
PUNTO # 17		PUNTO # 51		
PUNTO # 18		PUNTO # 52		
PUNTO # 19		PUNTO # 53		
PUNTO # 20		PUNTO # 54		
PUNTO # 21		PUNTO # 55		
PUNTO # 22		PUNTO # 56		
PUNTO # 23		PUNTO # 57		
PUNTO # 24		PUNTO # 58		
PUNTO # 25		PUNTO # 59		
PUNTO # 26		PUNTO # 60		
PUNTO # 27		PUNTO # 61		
PUNTO # 28		PUNTO # 62		
PUNTO # 29		PUNTO # 63		
PUNTO # 30		PUNTO # 64		
PUNTO # 31		PUNTO # 65		
PUNTO # 32		PUNTO # 66		
PUNTO # 33		PUNTO # 67		
PUNTO # 34		PUNTO # 68		

DESCRIPCION ESPESES CALIBRADOS

**PUNTOS DE CALIBRACION**

Contrato No. No.de cargo

**A.T.P. UNIDAD TOPING 250**  
CRUDO Y VAPOR H-253  
SK - 8

Dibujó	J.H.C.	Ing. Proc.	Carlos Patiño
Diseño		Va.Bo. Inspeccion	
Fecha	10-16-05	Vo. Bp. Tuberío	

Escala SIN

Código Archivo REV.

CRUDO	Operación	Diseño	Operación	Diseño	P. H.	MATERIAL	ESPESOR	PROTECCION	TOLERANCIA A CORROSION	PINTURA	No.	FECHA	POR	DESCRIPCION	APROBADO
FLUIDO	Temperatura (°F)	Presión (Psig)													
CONDICIONES GENERALES			AISLAMIENTO			TOLERANCIA A CORROSION			PINTURA			REVISIONES			