

**1 RAS, JORNADAS DE CALIDAD EN
MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN**

Neuquén, 24 y 27 de Abril de 2006

CAMBIO TECNOLÓGICO EN EL MONITOREO DE CORROSIÓN



Autor: Ing. Pablo A. Metlicich
Supervisor de mantenimiento de equipos estáticos
Mail: pametlicichr@ciamega.com.ar
COMPAÑÍA MEGA S.A.
Tel: 0299-4893937

Índice:

Objeto	3
Alcance	3
Breve descripción de las instalaciones de Compañía MEGA S.A.	3
Evaluación de riesgo de corrosión en planta	5
Resumen mecanismos potenciales de corrosión	8
Desarrollo de la implementación del software	10
Parametrización del software	12
Carga de equipos	13
Códigos de aplicación	14
Comunicación entre software y recolector de datos	17
Generación de reportes	19
Reporte monitoreo de corrosión	21
Diferencias entre el método original y el actual	22
Reporte método original	23
Evaluación objetiva	24
Evaluación subjetiva	25
Curriculum autor	26

Objeto:

El presente trabajo describe la forma sistemática de analizar y monitorear la corrosión en planta con la asistencia de recolector de datos de campo y software aplicado.

Alcance:

El desarrollo de la presentación constará de 5 tópicos:

1° Breve evaluación de riesgos de corrosión, dicha evaluación alcanza a equipos e instalaciones estáticas teniendo su foco en los distintos fluido de proceso y materiales con los que se encuentra construida la planta, determinándose áreas y tipos de inspecciones a realizar.

2° Desarrollo del la implementación del software:

- 2.1 Carga de los equipos a inspeccionar en la base de datos.
- 2.2 Selección de norma constructiva y tipos de materiales.
- 2.3 Generación de las rutas de inspección.
- 2.4 Comentarios breves sobre otras funcionalidades.

3° Comunicación entre el software y el recolector de datos.

- 3.1 Descargar al recolector de datos de campo las rutas de inspección.
- 3.2 Descargar al software los datos recolectados.

4° Generación de reportes, posibilidad de distintos tipos de reportes.

5° Diferencias entre el método original y el actual.

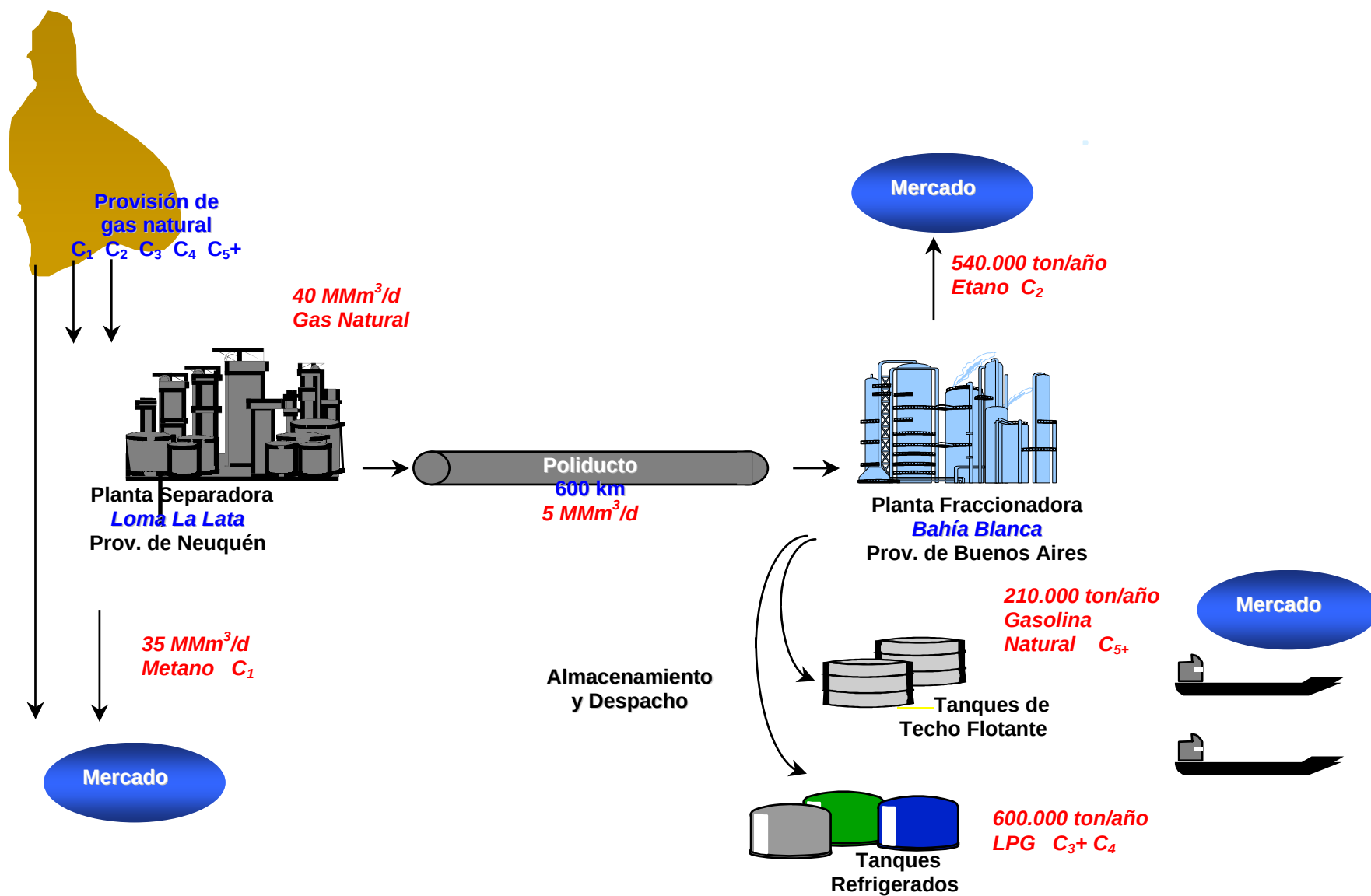
Desarrollo:

Breve descripción de las instalaciones de Compañía MEGA S.A.

La compañía tiene por finalidad la Separación, Transporte, Fraccionamiento, Almacenaje, Despacho y venta de los gases ricos (Etano, Propano, Butano y Gasolina) a partir del Gas Natural.

Para este fin posee las siguientes instalaciones:

- **Planta Separadora en Loma La Lata (Neuquén):** Destinada a la Separación de los componentes ricos presentes en la corriente de gas natural. Esto es, la obtención de una mezcla en fase líquida de los componentes Etano, Propano, Butano y Gasolina (NGL). Esto se lleva a cabo mediante el proceso de turboexpansión. La producción luego se bombea en la estación primaria con destino a la Planta de Bombeo intermedio distante unos 300 Km. aproximadamente. El Metano residual es comprimido e inyectado a diferentes gasoductos.
- **Planta Fraccionadora (Bahía Blanca):** Destinada a la Separación de Etano, Propano, Butano y Gasolina a partir del NGL. Los diferentes componentes en especificación son almacenados y luego despachados a los clientes.
- **Planta de Bombeo Intermedio:** Necesaria para producir el incremento de presión y lograr el transporte de NGL entre las plantas Separadora y la Fraccionadora.
- **Poliducto:** El mismo posee aproximadamente una longitud de 600 Km uniendo Neuquén y Bahía Blanca.



En planta los elementos contaminantes según composición que pueden inducir a corrosión de las instalaciones, son la presencia simultánea de CO₂ y agua en estado libre. Considerándose además, como elementos que incrementan la agresividad del medio acuoso, la presencia de cloruros y concentraciones menores de H₂S contenidos en el gas.

Si bien las condiciones del diseño no prevén la existencia de cloruros, cuando se considera el ingreso de agua de arrastre desde yacimiento, se debe asumir esto como posible, hasta que se verifique lo contrario.

Las concentraciones de CO₂ y H₂S actuales en el gas de ingreso a Mega LLL, y tomadas como base en la evaluación, son las siguientes:

GAS	Presión Bar.	Temperatura. °C	CO ₂ %	H ₂ S Mg/Nm ³	Pp. CO ₂ psi	PpH ₂ S Psia.	H ₂ O
LTS	63	35	1.5	1	14	0.0009	S/Pto. rocío salida LTS
Sierras Blancas	68	35	2.7	4.5	23	0.005	Sat. a p y t°

Para el caso de sistemas que manejan CO₂ en instalaciones construidas de aceros al carbono, NACE (Asociación Nacional de Ingeniería de la Corrosión) difundió un criterio cualitativo de análisis de riesgos de corrosión, el cual se basa en las presiones parciales para definir un nivel relativo de agresividad del medio, a saber:

- Presiones parciales (Pp. CO₂) menores de 7 psi, corrosión improbable.
- Presiones parciales (Pp. CO₂) entre 7 y 15 psi, corrosión probable.
- Presiones parciales (Pp. CO₂) mayores a 15 psi, corrosión segura.

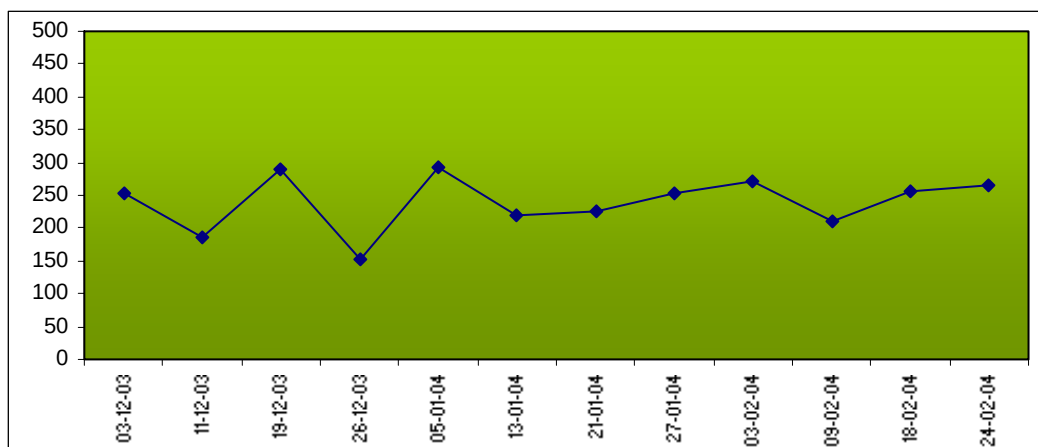
Los aceros inoxidables de la Serie 300, utilizados en algunos equipos y cañerías de la planta, no son afectados por corrosión carbónica. No obstante, la presencia incidental de cloruros disueltos en agua, genera el riesgo potencial, según concentración, temperatura y pH, de corrosión localizada en los equipos expuestos, ya sea por fenómenos de “pitting” o, fisuras derivadas de procesos de Chloride Stress Corrosion Cracking (CSCC).

A título ilustrativo, se muestra la susceptibilidad a fisuras por CSCC de aceros inoxidables austeníticos expuestos a soluciones acuosas de pH menores a 10 y en función de la temperatura y contenido en cloruros.

Temperatura °C	Concentración de ion cloruros, ppm			
	1 -10	11 -100	101- 1000	> 1000
38 - 65	Baja	Media	Media	Alta
66 - 93	Media	Media	Alta	Alta
94 - 148	Media	Alta	Alta	Alta

Susceptibilidad a fisuras por CSCC de inoxidables austeníticos en soluciones acuosas de pH menores a 10. (De Std. API 581)

Los valores obtenidos de concentración de iones cloruros en planta, por monitoreo de la corriente de purga del equipo Slug Catcher 590-V-01, son los siguientes:



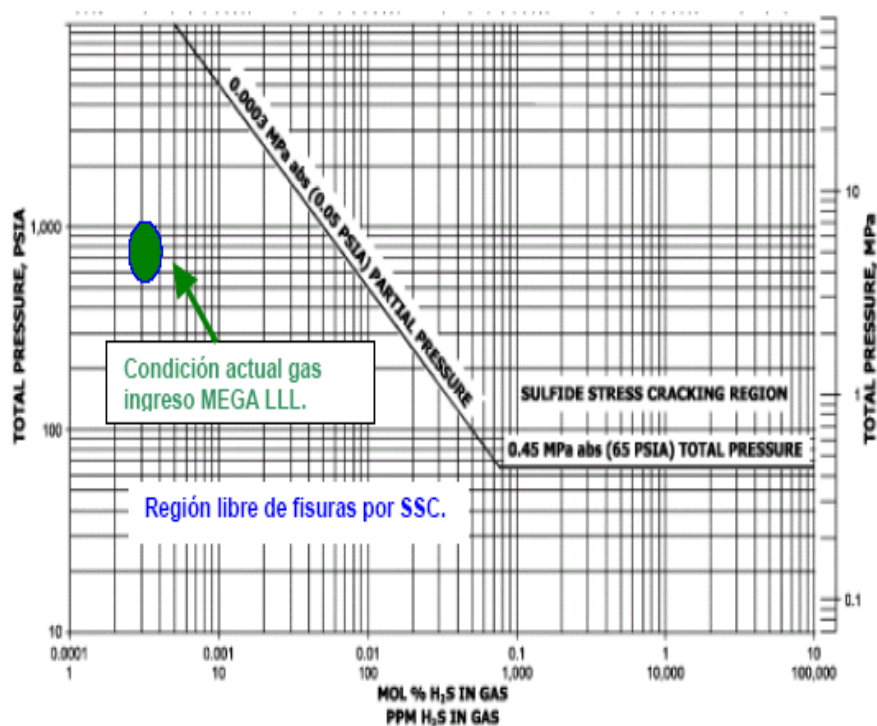
Las unidades de referencia en el gráfico son ppm (partes por millón) de iones cloruros en el eje vertical y días en el eje horizontal.

Para el caso de corrosión sulfhídrica, y cuando la concentración de H₂S en el agua libre es mayor a 50 ppm, se ha de considerar para los aceros al carbono la probabilidad de que ocurran fisuras derivadas de procesos corrosivos.

La evaluación del contenido actual de H₂S en el gas en equilibrio con la fase acuosa presente, hace improbable que el mismo alcance concentraciones de 50 ppm de H₂S disuelto.

En el caso del proceso de gases húmedos, se consideran como factibles tales fenómenos cuando la presión parcial del H₂S en el gas supera a 0.05 psia.

En la Figura se observa que según las condiciones de operación y contenidos actuales de H₂S en el gas, las instalaciones están fuera de las zonas definidas por NACE como de susceptibilidad a este fenómenos.



RESUMEN DE MECANISMOS POTENCIALES DE CORROSION.

MECANISMO DE CORROSION	DESCRIPCION	COMPORTAMIENTO	VARIABLES CLAVES	MATERIAL AFECTADO
1 CORROSION POR CO2 (sweet corrosion)	La disolución de CO2 origina ácido carbónico y reacciona con el hierro.	El ataque corrosivo es del tipo uniforme o localizado en forma de picaduras de contornos irregulares y con tendencia a unirse entre si. Las zonas con tensiones residuales pueden ser particularmente afectadas	La Presión parcial de CO2. Temperatura y Velocidad de los fluidos.	Aceros al Carbono
2 CORROSION POR H2S	La disolución de H2S reduce el pH del agua incrementando su corrosividad.	El ataque corrosivo es del tipo generalizado o localizado si en el medio existen otros contaminantes, como cloruros.	Concentración de H2S, temperatura. Cloruros.	Aceros al Carbono
3 Pitting	Picaduras generadas por la presencia de cloruros.	El ataque corrosivo es del tipo localizado en forma de picaduras.	Cloruros, humedad Temperatura.	Aceros Inoxidables
4 CSCC	Fisuras transgranulares de altas ramificaciones.	El ataque corrosivo es por fisuras transgranulares. Preponderante a temperaturas por sobre 65°C	Cloruros, humedad Temperatura.	Aceros Inoxidables

En la planta se realizan 2 tipos de seguimientos con el fin de monitorear la corrosión:

Seguimiento directo
Seguimiento Indirecto

SEGUIMIENTO INDIRECTO DE LA CORROSION INTERNA

Los seguimientos indirectos implementados se basan en análisis de fluidos acuosos separados del proceso, no representan en sí una medida física directa del deterioro o reducción de espesor de la instalación. Sin embargo, una correcta evaluación alerta sobre desarrollos de procesos corrosivos internos, indicando esto la conveniencia de instrumentar mediciones complementarias o inspecciones directas sobre los equipos.

En equipos donde existe riesgo potencial del fenómeno de “pitting”, el seguimiento mas efectivo es la inspección visual interna toda vez que la operación lo permita o en inspecciones programadas.

SEGUIMIENTO DIRECTO DE LA CORROSION INTERNA

Mediante la definición de la clase de corrosión interna más probable, en este caso reducciones generalizadas de espesores y ataques localizados tipo pitting, se definieron las inspecciones a realizar: técnicas de END “on line” y/o inspecciones intrusivas.

Con el fin de mejorar la metodología utilizada para inspecciones on line, se adquiere un software, con el cual se logra un manejo eficiente en forma rápida y sencilla, del volumen de información generada.

Para tener un control eficiente sobre el proceso de inspección, también se adquiere un recolector de datos, el cual permite transferir los datos de campo, al software por medio de una comunicación electrónica, eliminando así los posibles errores de transcripción que se pudieran cometer con la metodología anteriormente aplicada.

El recolector de datos, y algunos accesorios se muestran a continuación:



DA 301



DA 312



HT 400 A



TC 560

2.- Desarrollo de la implementación del software

Este software es un sistema basado en un entorno gráfico lo que facilita su utilización. Fue desarrollado específicamente para aplicaciones de inspecciones en refinerías, petroquímicas y otras industrias.

El software proporciona los siguientes beneficios:

Priorizar las Inspecciones – Permite planificar la mano de obra disponible para las actividades de inspecciones.

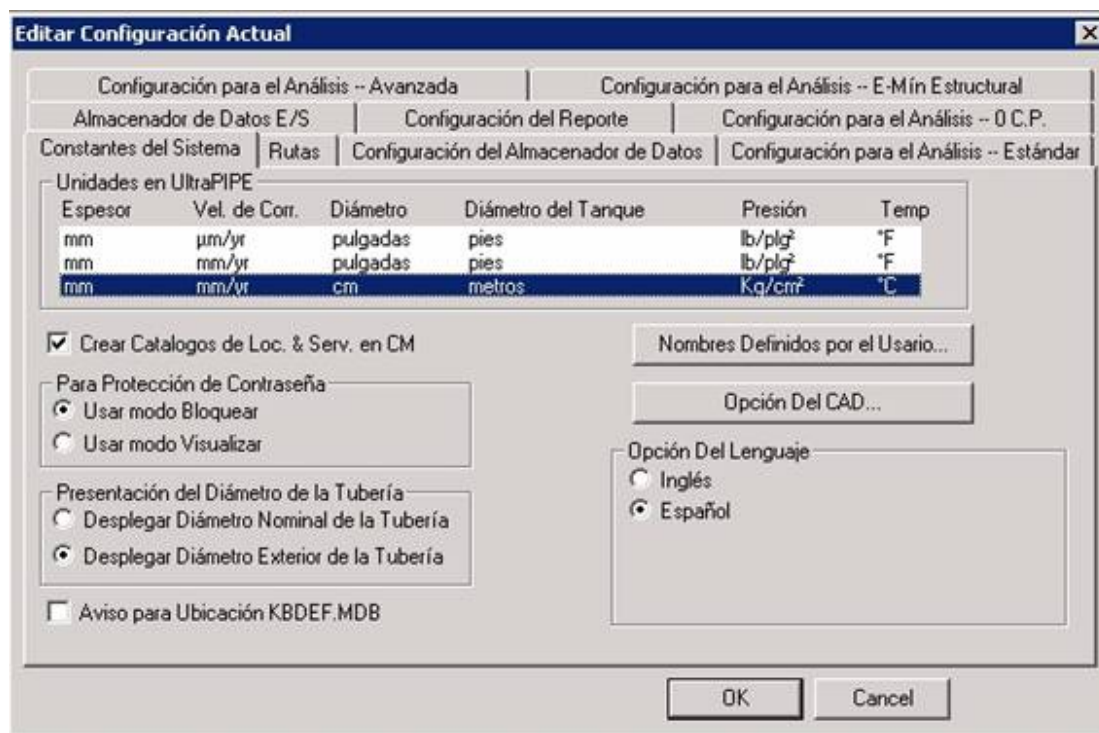
Riesgos Reducidos en Planta – Permite resaltar en el Equipo aquellos espesores monitoreados que necesiten reparación, debido a que presentan una velocidad alta de corrosión o una vida remanente corta.

Acceso Mejorado a los Datos – Permite obtener datos, y reportes de una manera rápida y sencilla. Da rapidez y precisión en la adquisición de datos.

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) son en las que se basa el programa para determinar las necesidades de inspecciones.

Implementación del software

Previo a realizar la carga de equipos debe configurarse el sistema, para esto poseemos una ventana como la que sigue a continuación



En esta pantalla se selecciona el sistema de unidades a utilizar cuando se crea el equipo, todos estos seteos son generales pero luego se pueden cambiar, o por grupo de equipos o por equipo individual.

Dentro de los parámetros de configuración, se puede seleccionar el tipo de encabezado que se le va a dar a los reportes como se ve a continuación.

También se deben realizar ciertos seteos que serán necesarios para el análisis durante el monitoreo de corrosión.

Dentro de estos valores se encuentra el de la velocidad de corrosión por defecto, dicho valor es proporcionado por la ingeniería del proyecto o se obtiene de datos de equipos similares, bajo las mismas condiciones operativas.

Cuando no se tienen valores de referencia de inspecciones anteriores, el software brinda la posibilidad de tomar como primer dato de análisis el espesor nominal del equipo o sistema bajo inspección, otro parámetro que se puede setear es el tiempo mínimo entre inspecciones sucesivas con el fin de evitar distorsiones, producto de variaciones de espesores en períodos de tiempo cortos, que darán como resultado una velocidad de corrosión elevada, se puede seleccionar si se quiere utilizar para el análisis de corrosión la velocidad a largo o corto plazo o ambas.

Se puede determinar puntos de alarma según el criterio del inspector, como ser una velocidad de corrosión o vida remanente determinada.

Podemos predeterminar el intervalo entre inspecciones sucesivas o utilizar el criterio de la vida remanente dividida por un factor, en el caso de encontrarse ambas opciones activas el programa selecciona la menor de estas, con el fin de programar la fecha de la siguiente inspección.

En este tipo de configuración si bien satisface todas las recomendaciones API, no se establece ningún tipo de compensación por temperatura.

Editar Configuración Actual

Configuración para el Análisis -- Avanzada		Configuración para el Análisis -- E-Mín Estructural	
Almacenador de Datos E/S	Configuración del Reporte	Configuración para el Análisis -- 0 C.P.	
Constantes del Sistema	Rutas	Configuración del Almacenador de Datos	Configuración para el Análisis -- Estándar

Métodos de Análisis Lineal

☒ Usar Método(s) Lineal

A ☒ Velocidad de Corrosión Calculada X 1.10

B Velocidad de Corrosión por Defecto = 0.127 mm/yr

☒ Usar el Espesor Nominal para los Cálculos de Corrosión.

☒ Actualizar E-Mín & Código Mat B31/Esp Nom durante el análisis

El Tiempo Mínimo para Calcular una Velocidad de Corrosión es 6.00 Meses.

Utilizar el promedio del 10 % de puntos con vida reman más bajos (Mín 5) para Fecha de Ret del Eq/Circ.

Precaución LME Lógico -- Cambiar cualquiera de estos valores iniciará un nuevo análisis global.

Velocidad de Corrosión LME > 0.254 mm/yr o Vida Remanente de LME < 15 Años.

Internal

☒ Vida Remanente / 2.0

☒ 1.0 Año Máximo

Para Vida Remanente

☒ Usar Velocidad a Corto Plazo

☒ Usar Velocidad a Largo Plazo

OK Cancel

Existe otra configuración que se puede realizar, que es menos conservativa que la anterior, pero para poder aplicarla se necesita una cantidad importante de inspecciones, en la misma la velocidad de corrosión se aproxima por medios matemáticos, al realizar un análisis estadístico de los valores obtenidos, también realiza una corrección por temperatura de la superficie a medir que es uno de los parámetros que más influye en la propagación del sonido en un medio determinado.

Editar Configuración Actual

Configuración para el Análisis -- Avanzada		Configuración para el Análisis -- E-Mín Estructural	
Constantes del Sistema	Rutas	Configuración del Almacenador de Datos	Configuración para el Análisis -- Estándar
Almacenador de Datos E/S	Configuración del Reporte	Configuración para el Análisis -- 0 C.P.	

Métodos de Análisis Estadístico

☒ Usar Método(s) Estadístico

A ☒ Promedio de Velocidades de Corrosión X 1.10

B ☐ Máx 0.0 % de Velocidades LME (Mín 2 LME's)

C ☐ Fórmula de Velocidad de Circuito (Sigma = 1.28)

D Velocidad de Corrosión por Defecto = 0.127 mm/yr

En caso de crecimiento

☒ Usar la lectura nueva.

☐ Volver a lectura previa.

Para Vida Remanente

☒ Usar Velocidad Más Apropia.

Compensación de Temperatura

☒ Lecturas con compensación de temperatura.

Compensar lecturas arriba de los 65.5 °C en un 1.0 % por cada 37.7 °C

OK Cancel

Este tipo de análisis, permite seleccionar para el cálculo de velocidad de corrosión, un promedio de los valores obtenidos.

Si la opción, “Usar Velocidad de Corrosión Más Apropia” es activada en la ventana Configuración Analítica – Avanzado, la velocidad de corrosión será calculada para cada punto de

medición utilizando el método de los ‘Mínimos Cuadrados’, el cual se aplicara a todas las lecturas disponibles.

Al llevar acabo el programa de inspección, es común encontrar valores de espesores que son más grandes que los valores obtenidos 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 decreciendo. Sin embargo, las variaciones en la cantidad de acoplante utilizado, la presión que se aplica al transductor entre otros factores, provocan que los espesores sean más grandes.

Si se considera que las lecturas obtenidas presentan un crecimiento muy alto, lo cual provocaría errores en el cálculo, seleccionar la opción “Volver a la lectura previa” y el cálculo que se realice estará basado en la lectura que se obtuvo en la inspección anterior (solamente en aquellas ubicaciones en que el espesor actual es mayor al espesor anterior). Esta característica obligara a que la tendencia de todos los puntos medidos sea ir decreciendo.

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.

Si ambas opciones, Utilización de Método Estadístico y Configuración Analítica – Avanzada son activadas, la Velocidad de Corrosión será igual a la mayor de ellas.

Esta opción es la más conservadora debido a que une los análisis Lineales y Estadísticos.

Una vez concluidos los seteos se deberá crear la base de datos madre en donde figurarán la totalidad de los equipos bajo inspección.

Esta base se puede crear como un árbol de equipos, de la siguiente manera:

Planta MEGA DO

Recipientes

010-V-01

050-A-01 A

050-A-01 B

Aire comprimido

220-SDV-202 – V 01

050-FV-003 – V01

Aero enfriadores

050-UEA-01

050-UEA-01 Tubo

050-UEA-01 Cabezal

Para este fin se cuenta con la siguiente pantalla, en la se pueden incorporar nuevos equipos, renombrar los existentes, copiar para crear uno nuevo o eliminar alguno.

Agregar/Renombrar/Borrar IDs Eq/Circ

Agregar Nuevo Equipo

Unit: [010] ID Eq/Circ: [] Sección: [] Tipo: []

[Agregar] [Ver...]

Renombrar Equipo

Unit: [010] ID Eq/Circ: [] Sección: [] Tipo: []

[Renombrar] [Ver...]

Borrar Equipo

Unit: [] ID Eq/Circ: [] Sección: [] Tipo: []

[Borrar] [Ver...]

En este paso se define para cada equipo la unidad a la que pertenece, su identificación (TAG) y una breve descripción del mismo.

Una vez predefinido el equipo en la base de datos se realizará la carga del mismo con todas sus definiciones a través de la pantalla siguiente:

En esta nueva pantalla se define el código de fabricación del equipo, en función de los preestablecidos en el software, a partir de los cuales se realizarán los cálculos del espesor mínimo por presión.

Los códigos preestablecidos son los siguientes:

1. Tuberías ANSI (ANSI B31.1, B31.3, B31.4 y B31.8)
2. Recipientes a Presión (ASME Sección VIII, División 1)
3. Tanques Atmosféricos (API 653)
4. Calderas (ASME Sección I)

Agregar/Editar/Borrar ID Eq/Circ ID y LMEs

Unit: [030] ID Eq/Circ: [030-V-02] Sección: [CONJUNTO] Tipo Eq: [RECIP.]

Código Dis.: [S8/D1] Servicio: [HC+AGUA] Clase: [1] RBI: [] Brida: [0.00] Kg/cm²

Pres. Op.: [1.00] Kg/cm² Pres. Dis.: [10.00] Kg/cm² Temp Op.: [25] °C Temp Dis.: [75] °C

Tipo LME: [Numerico] Descripción: [RECIPIENTE PARA SURGENCIAS] Corr Permi: [1.2700] mm

Col Grill: [] Fila Grill: [ACERO AL CARBONO + CLAD] [Análisis...]

No. LME: [1.01] Localidad: [CAQ. OESTE] Código Comp.: [03-030-V-02] Tamaño: [118.1] plg Código Mat'l: [0029] E-Mín(U): [16.10] mm

Espes Nom: [19.00] mm Fecha de Const: [05/15/1999]

[Renom] [Copiar] [Borrar] [Editar] [E-Mín]

Se deberán definir otros parámetros como ser la corrosión permisible, los puntos sobre los que se realizará la inspección los que son de sencilla generación a partir de ayudas como ser la repetición de los mismos para un rango determinado por el usuario, el tamaño del recipiente y el material de construcción a través del código de materiales, estos se definirán cuando se los deba utilizar, existiendo algunos predefinidos.

Una vez ingresado los datos antes mencionados podemos ejecutar el cálculo de espesor mínimo por presión.

Para su control se accede a la siguiente pantalla:

Cálculo del E-Mín

Llamada Opcional desde el Monitoreo de Corrosión

Unit: 030 ID Eq/Circ: 030-U-02 LME No.: 1.01

Código Dis.: S8/D1 Presión: 10.00 Kg/cm² Temperatura: 75 °C

Código Comp.: 03-030-U-02 Diámetro: 118.110 plg.

Código Mat'l: 0029 Esfuerzo: 1230.43 Kg/cm² E: 1.00

E-MIN por Presión = 12.47 mm **Revisar...**

E-MIN Estructural = 17.73 mm

Aceptar Cancelar

Con el fin de poder ver los parámetros de cálculo utilizados, se puede acceder a la siguiente pantalla, en la que se indican los valores y la formula aplicada.

Revisión del Cálculo del E-Mín

Reporte Cálculo del E-Mín - ID Eq/Circ: 030-U-02 LME #: 1.01

Unit : 030 Diseño: S8/D1 Código de Componente: 03-030-U-02

Código de Material: 0029 Temp de Diseño: 75.0 °C

Especif. Mat. : SA-516 GR: 70 P No: 1 Cl/Tipo: 1 Notas:

El E-Mín a sido calculado utilizando las variables listadas abajo.

e = Espesor de pared de acuerdo a presión de diseño, mm

P = Presión de diseño interna (10.00 + 0.22 Kg/cm²)

S = Esfuerzo permisible aplicable (1230.43 Kg/cm²)

E = Factor de Calidad, Factor de unión de la soldadura longitudinal (1.00)

D/2h = 2.00

K = (2 + (D/2h)**2)/6 = (2 + (2.00)**2)/6 = 1.00

D = Longitud Interior del Eje Mayor (118.110 plg.)

Cabezal Elipsoidal

$$t = \frac{P * D * K}{(2S * E - 0.2 * P)} = \frac{10.22 * 118.11 * 1.00}{(2 * 1230.43 * 1.00 - 0.2 * 10.22)} = 0.491 \text{ plg.}$$

0.491 plg. = 12.47 mm

Por Requisitos Estructurales (Nom Anch - Corr Permi) E-Mín = 17.730 mm

Aceptar Imprimir... Guardar Archivo...

Los códigos de componentes serán utilizados para calcular el E-Min (espesor mínimo) de retiro, son requeridos siempre que se especifique un código de diseño de tuberías, recipientes a presión, calderas y tanques atmosféricos. Estos códigos servirán para seleccionar el diámetro y E-Min estructural.

Para todos los Códigos de diseño, cada Código de Componente contiene un campo llamado E-Min Estructural. Este campo esta diseñado para tratar los requerimientos de otras cargas aparte de la presión interna, estas cargas pueden ser por expansión térmica, impacto, vibración, viento o movimientos sísmicos. Para tuberías, se consideran dos de los criterios más comunes; el momento de flexión simple entre dos soportes y la corrosión permisible, la cual permite compensar las picaduras aisladas que no son tomadas en cuenta en los programas de monitoreo.

El programa siempre seleccionará el mayor de los E-Min calculados, por presión interna, el Estructural o el ingresado por el usuario si posee este valor.

Código Comp	Tipo Comp	Tamaño(1)	Tamaño(2)	Delta P	E-Min Estruct
03550SDV-203	Cabezal Elipsoidal	0.00	1066.80	N/A	0.60
03DETK-V-01	Cabezal Elipsoidal	0.00	914.40	N/A	10.00
04-AD301	Cabezal Torisférico	1676.40	0.00	N/A	6.35
04-AD301-1	Cabezal Torisférico	1981.20	0.00	N/A	4.78
05-050-V-01	Cabezal Hemisférico	2247.90	0.00	0.12	3.00
05-050-V-02	Cabezal Hemisférico	2127.00	0.00	0.11	4.00
05-140-E-07	Cabezal Hemisférico	800.00	0.00	0.04	6.00
05-AD-204.1	Cabezal Hemisférico	5032.54	0.00	N/A	30.07
05-UG-32-F	Cabezal Hemisférico	3421.54	0.00	N/A	18.88
05010-V-01	Cabezal Hemisférico	2089.91	0.00	1.15	3.00
05050-A-01	Cabezal Hemisférico	4517.90	0.00	N/A	3.00
05050-FV-003	Cabezal Hemisférico	0.00	410.61	N/A	1.00
05150-V-01	Cabezal Hemisférico	2471.42	0.00	N/A	4.00
05360-V-02	Cabezal Hemisférico	2299.97	0.00	0.19	3.00
05400-PV-003	Cabezal Hemisférico	0.00	400.00	0.50	1.00
06-UG-32 G	Cabezal Cónico (Sin Junta de Transición)	2103.00	0.00	N/A	28.97

Los códigos de materiales son una selección “metalúrgica”, los cuales contienen las especificaciones del material y el código de diseño. Esta selección contiene también el factor de eficiencia de junta (E), así como, el factor de temperatura (Y).

Código Mat	Diseño	Espec Mat	Grado	P No.	Tipo/CL	Notas	E
0023	S8/D1	SA-515	60	1	1		1.00
0023-SP	S8/D1	SA-515	60	1	1		0.85
0024	S8/D1	SA-515	65	1	1		1.00
0024-SP	S8/D1	SA-515	65	1	1		0.85
0025	S8/D1	SA-515	70	1	2		1.00
0025-NX	S8/D1	SA-515	70	1	2		0.65
0025-SP	S8/D1	SA-515	70	1	2		0.85
0026	S8/D1	SA-516	55	1	1		1.00
0026-SP	S8/D1	SA-516	55	1	1		0.85
0027	S8/D1	SA-516	60	1	1		1.00
0027-SP	S8/D1	SA-516	60	1	1		0.85
0028	S8/D1	SA-516	65	1	1		1.00
0028-SP	S8/D1	SA-516	65	1	1		0.85
0029	S8/D1	SA-516	70	1	1		1.00
0029-NX	S8/D1	SA-516	70	1	1	NO X-RAY	0.80
0029-SP	S8/D1	SA-516	70	1	1		0.85

3.- Comunicación entre el software y el recolector de datos.

Apartir de este punto se pueden transferir las rutas de inspección del software al recolector de datos, tarea que se realiza a través de una vinculación directa por medio de un puerto serial.

Ejecutado este paso se realiza la recolección de datos obtenidos en campo, guardándose los mismos en el equipo portátil.

Ya se está en condiciones de transferir los datos obtenidos en campo al software, la misma se realiza con la mismo tipo de conexión que para el paso mencionado anteriormente.

Esta tarea se realiza en la siguiente pantalla, en la que se encuentran los datos del inspector, equipo, palpador utilizado, y la fecha de inspección.

Agregar/Editar/Borrar Inspecciones de Espesor

Unit	ID Eq/Circ	Número LME	Localidad
030	030-U-02	1.01	CAQ.OESTE
Fecha Inspec	Espesor	Todas las Opc. de Pant de Esp	
05/23/2005	23.10 mm	Guardar/Actu Modo Editar... Adhesiones...	
ID Inspector	ID Palpador	ID Inst	Temp Superf Velocidad
MORELLO	DA 301	012XP4	20.0 °C 5882.0 mm/μs
Comentarios de Lectura			
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
Borrar esta LME		Borr. Insp completa	

Campo Inspector

En este campo se cargará la identificación del inspector.

Campo Inst. (Instrumento)

En este campo se encuentra la identificación del equipo con el cual se realizó la inspección. Esta información la toma directamente del equipo el mismo software.

Temp. Sup

En este campo se cargará la temperatura de la superficie del equipo que se está inspeccionando.

Velocidad

En este campo se cargará la velocidad de propagación del sonido, en el equipo que está siendo inspeccionado, en este caso también es un dato que se toma en forma automática desde el recolector de datos.

Comentarios de Lectura

En estos campos se cargarán comentarios que pueden ser agregados a las lecturas obtenidas durante la inspección.

Si se edita desde esa pantalla se accede a una nueva pantalla, en la cual se muestran los valores recolectados en campo y volcados al software que serán la base de estudio.

Editar Datos de Espesor LME para Unit: 030 ID Eq/Circ: 030-Y-02		
	Localidad LME	05/23/2005
1.01	CAQ DESTE	23.10
1.02	CAQ DESTE+CLAD	23.50
1.03	CAQ DESTE+CLAD	23.17
1.04	CAQ DESTE+CLAD	23.45
1.05	CAQ DESTE+CLAD	23.10
1.06	CAQ DESTE+CLAD	23.24
1.07	CAQ DESTE+CLAD	23.15
1.08	CAQ DESTE+CLAD	23.28
4.01	ENVOLV	21.44
4.02	ENVOL +CLAD	21.39
4.03	ENVOL +CLAD	21.07
4.04	ENVOL +CLAD	21.38
5.01	ENVOLV	21.52
5.02	ENVOL +CLAD	21.32
5.03	ENVOL +CLAD	21.02
5.04	ENVOL +CLAD	21.08
6.01	ENVOLV	20.77
6.02	ENVOL +CLAD	20.59
6.03	ENVOL +CLAD	20.99
6.04	ENVOL +CLAD	20.85
7.01	ENVOLV	20.69

Esta tabla muestra las lecturas que han sido almacenadas para cada punto de medición, en la fecha de inspección correspondiente.

Si el valor mostrado presenta algún tipo de marcación, indica que la lectura fue almacenada en el software con un archivo adjunto, el que puede ser alguno de los siguientes:

A-Scan: en este se muestra el espectro obtenido en la medición.

B-Scan: en este lo mostrado corresponde al perfil de la superficie que se está analizando.

Micro matriz: con este se puede realizar un seguimiento minucioso de alguna zona bajo estudio.

Puede verse cualquiera de los vínculos que se mencionaron anteriormente haciendo doble clic en el valor que se muestra marcado.

Las figuras siguientes muestran ejemplos de A-Scan, B-Scan y Micro matriz asociadas.

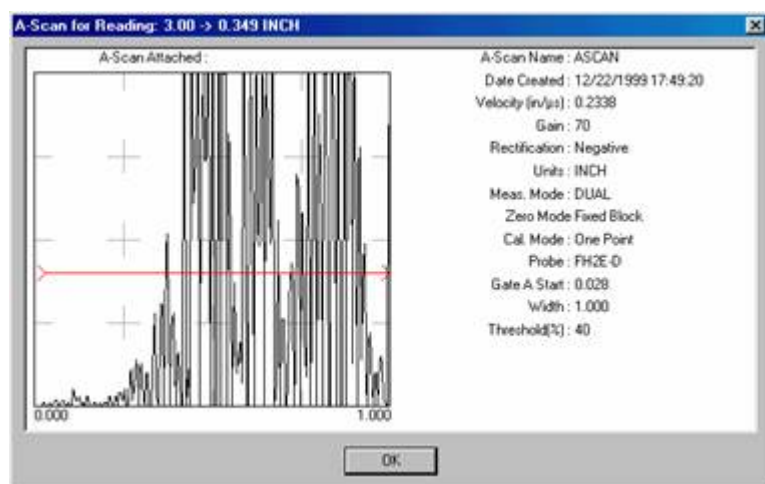


Figura 6 - 1 Gráfica A-Scan

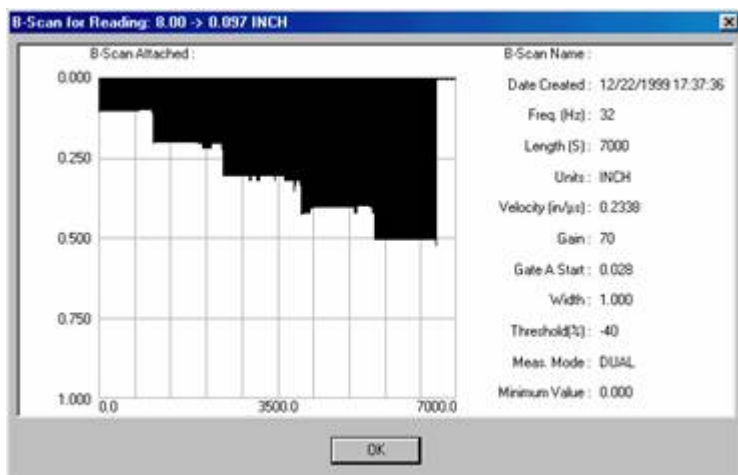


Figura 6 - 2 Gráfica B-Scan

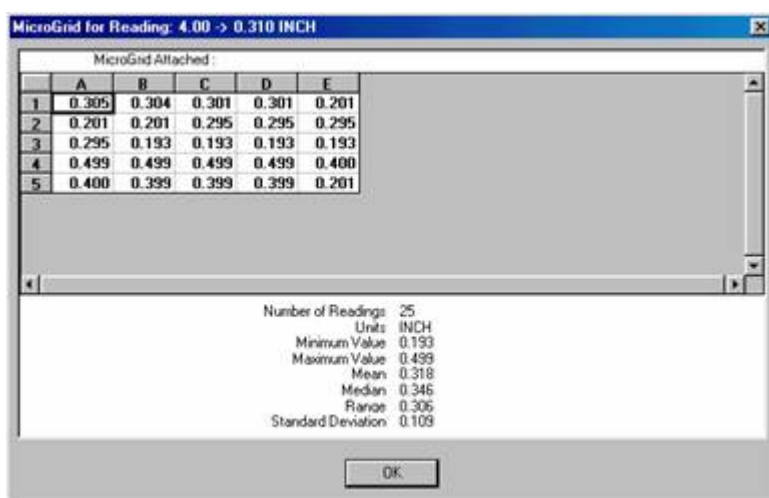


Figura 6 - 3 Gráfica Micro matriz

4.- Generación de reportes.

Una vez concluida la transferencia de datos se está en condiciones de generar los reportes, con el fin de determinar cuál es la tasa de corrosión, la vida útil remanente o la fecha de retiro del equipo según los valores obtenidos.

Se tiene la posibilidad de generar informes predeterminados por el software o personalizar los mismos a partir de los valores que se encuentran en las bases de datos, también se tiene la posibilidad de ver gráficos de tendencias que se encuentran incorporados al software o exportar los datos a una planilla de cálculo y a partir de estos generar los gráficos que uno crea conveniente.

Algunas de las posibilidades de los reportes con formato fijo, previstos por el software son los siguientes:

Reportes de Grupos de Monitoreo de Corrosión

- Resumen de Equipos
- Fechas de Próximas Inspecciones
- Fechas de Retiro

Reportes del Monitoreo de Corrosión Estándar

- Reporte de una Nueva Inspección
- Fechas de Próxima Inspección
- Reportes de Precaución/Acción

Reportes de Prueba / Inspección a Válvulas

- Reporte de una Nueva Prueba de Válvula
- Reporte con la Historia de Pruebas/Reparaciones de Válvula
- Reporte de Inspección de la Válvula Programada

Programación de la Actividad de Inspección

- Programa de Actividad con Fecha de Próxima Inspección del Monitoreo de Corrosión

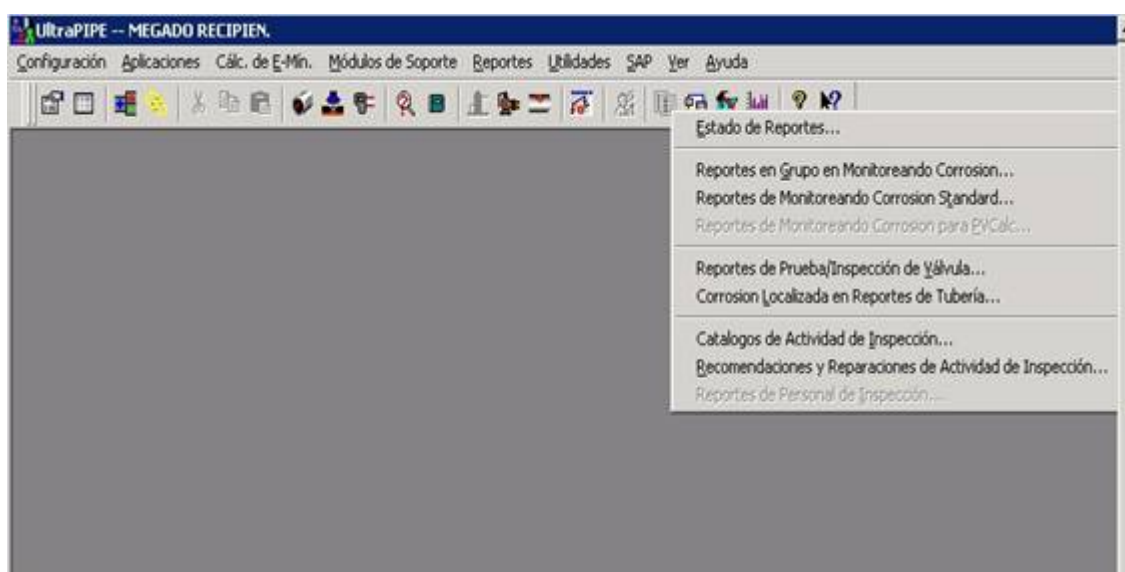
Recomendaciones y Reparaciones para Actividad de Inspección

- Reporte de Recomendaciones
- Reporte de Reparaciones

Reportes del Personal de Inspección

- Reporte Listado del Personal de Inspección
- Reporte Resumen del Personal de Inspección

La generación rápida de estos informes se realiza a partir de la siguiente pantalla:



En el desplegable se ven varias opciones que son las mencionadas anteriormente, para el monitoreo de corrosión generalizada podemos desplazarnos a la tercer fila, al seleccionarla se despliega una

nueva pantalla en la cual se debe seleccionar el equipo que se quiere ver y presenta un nuevo grupo de opciones

Reportes de Monitoreo de Corrosión con Formato Fijo

Utilice los caracteres especiales * o ? si lo desea.

Unit: 030 ID de Eq/Circ: 030-U-02 Tipo: RECIP. Clase: 1 RBI:

Tipo de Reporte

☒ ID de Eq/Circ Individual
☐ Listas Múltiples

Nuevo Panorama
 Analisis Eq/Circ ID
 Analisis de Eq/Circ ID Ancho
 Analisis POMP
 Eq/Circ ID Panoramas con Nominale
 Eq/Circ ID Panoramas sin Nominale
 Eq/Circ ID Panoramas - Columna
 Eq/Circ ID Info

☐ Enviar Reporte(s) a imprimir sin pausar

Tipo de Reporte
☐ Usar Reportes Cristal
☒ Usar MS Word

Ver / Imprimir Cancelar

Si se selecciona la tercera de las opciones se obtiene el siguiente informe:

MEGA **Monitoreo de Corrosión**
 COMPANHIA MEGA S.A.

Evaluación de Integridad

Unit: 030
 ID Eq/Circ: 030-U-01A
 Tipo de Eq: RECIP.
 Clase: 1
 RBI:
 Descripción: RECIPIENTE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA
 ANIO 100g

Fecha de Registro: 11/01/2005
 Procedimiento Medición de Espesores: POC-ME5-010A1
 Datos Medidos de Espesor: SMTTC
 Velocidad: 11.10 Kg/cm²
 Presión de Diseño: 42.00 Kg/cm²
 Temperatura de Diseño: 40 °C

Exposura en Millímetros

Sumario: Nombre de Grupo: Descripción del Grupo:
 Fecha de Insp.: 12/21/2005 RCH - 0.137 mm/año
 Frec. Ret. Fecha: 01/12/2006 Vida Res. (de la última insp.): 14.7 años

Estado S.C.P.: No
 Total Cuidado SMTTC = 0

No. de Ins.	Descripción de la Inspección	Dr. Ins.	Exposura Med. No	Fecha de Inspección	Dr. Ins.	Exposura Med. No	Fecha de Inspección	Vel. a Corro. Paso	Vel. a Largo Paso	Vel. a Hie. Ancho	Exposura de Retiro	Vida Res. (años)	Fecha de Inspección	Fecha de Retiro	
1.01	CASQUETE RCH	M	10.00 MM	01/12/1999	10.01	05/11/2004	10.06	12/21/2004	0.114	0	0	11.62	0	0.127	03/24/2046
1.02	CASQUETE RCH	M	10.00 MM	01/12/1999	10.04	05/11/2004	10.04 MM	12/21/2004	0	0	0	11.62	0	0.004	01/25/2046
4.01	EXPOSIVENTE	M	70.00 MM	01/12/1999	71.08	05/11/2004	71.06	12/21/2004	0.042	0	0	07.22	0	0.004	07/05/2041
4.02	EXPOSIVENTE	M	70.00 MM	01/12/1999	71.77	05/11/2004	71.77 MM	12/21/2004	0	0	0	07.22	0	0.004	10/10/2040
4.03	EXPOSIVENTE	M	70.00 MM	01/12/1999	71.70	05/11/2004	71.70 MM	12/21/2004	0	0	0	07.22	0	0.004	12/15/2040
5.01	EXPOSIVENTE	M	70.00 MM	01/12/1999	71.71	05/11/2004	71.69	12/21/2004	0.032	0	0	07.22	0	0.004	03/03/2040

La primera hoja del informe muestra un encabezado con información general, el mismo se personalizó cuando se realiza el seteo del programa.

Posteriormente se observa información más precisa de la inspección que está analizando, en la cual figura la unidad, identificación y la clase de equipo, fecha de inspección y retiro, velocidad de

corrosión más representativa, vida útil y si existen puntos alarmados o de cuidados en función de los valores obtenidos.

Finalmente se muestra la información antes mencionada, pero detallada para cada uno de los puntos que fueron relevados en campo.

En la segunda hoja se observa el mismo encabezado que en la primera, en el resto de la información se observan los seteos utilizados, y las diferentes velocidades de corrosión, como así también cuál fue la utilizada en los cálculos, la cual siempre es la mayor de las obtenidas.

Existe una segunda posibilidad para generar reportes, a partir de la utilización de los campos de la bases de datos, con lo que se logra una personalización del informe pudiéndose estos valores ser exportados a un procesador de texto y a partir de allí a una planilla de cálculo, con el fin de realizar tendencias o mostrar la información en forma gráfica.

Otro seguimiento que se puede realizar es el de calibración de válvulas de seguridad, pudiéndose incluir un plan, y realizar seguimiento de su cumplimiento, analizando desvíos en los tiempos estimados y generar los protocolos de calibración en forma electrónica, en función de los datos volcados de la calibración de banco.

5.- Diferencias entre el método original y el actual

Para realizar una comparativa entre los dos métodos, existen dos posibilidades de evaluación una objetiva y otra subjetiva que no se puede cuantificar, pero es importante tener en cuenta al momento de tomar la decisión de que método aplicar.

La metodología usada como original para monitorear la corrosión en planta, se podría resumir en los siguientes pasos:

1. Recolectar datos en campo, para esta tarea se utilizaba un medidor que si bien tenía capacidad de almacenar datos era muy limitada, por lo que la metodología utilizada consistía en realizar la medición puntual y la misma transcribirla a una planilla impresa que llevaba el operario.
2. Transcribir los datos a planillas electrónicas, los datos almacenados manualmente en la planilla de campo, se transcribían a una hoja de datos electrónica.
3. Determinar por búsqueda el menor valor, por medio de la implementación de una búsqueda se detectaba el menor de los valores medidos en cada grupo de valores registrados.
4. Introducir en la fórmula de cálculo de tasa de corrosión y vida útil remanente, el valor antes obtenido.
5. Analizar los valores obtenidos, en caso de desvíos, buscar los archivos anteriores con el fin de obtener una tendencia histórica.
6. Vinculación con el Software de administración de mantenimiento, los archivos generados en cada inspección se adjuntaban al software antes mencionado, con lo cual se podían ver en la Orden de Trabajo (OT) pero no nos permitía realizar búsquedas o generar estadísticas con el fin de realizar seguimientos a partir de las (OT's).
7. Informe mensual, se transcribían los valores obtenidos para cada equipo inspeccionado a una planilla general, con el fin de realizar la evaluación de seguimiento mensual de las inspecciones realizadas y el estado de la planta.

Formulario del reporte:

REGISTRO DE VALORES DE ESPESORES POR ULTRA SONIDO	
APLICABLE A:	Este registro cubre la inspección de mantenimiento por ultra sonido en líneas y recipientes sometidos a presión contenidos en el alcance del código API 510.
Fecha:	03/06/2003
Medición anterior:	05/05/2004
TAG ó N° de línea:	050-V-01
Familia de equipo:	SEPARADOR
N° de croquis del equipo ó isométrico:	V-2151-003-B-021-5
Posición:	☒ Vertical ☐ Horizontal
Aislación:	☐ Si ☒ No
Tipo:	
Código de construcción:	ASME SECT. VIII DIV. 1
Diámetro interno equipo / línea (mm):	2222
Longitud o altura del equipo (mm):	6400
Max. Corrosión permitida (mm):	3,00
Espesor mínimo en cabezales (mm):	29,00
Espesor mínimo en envoltente (mm):	56,00
Eficiencia de la junta:	100%
Presión de trabajo (kg/cm ²):	70,3
temperatura de trabajo (°C):	35 / 46
Espesor medido en inspección previa (mm):	38,98
Marca y modelo del instrumento de U.S.:	N° 26080 - 13197
Intervalo de trabajo y tipo de palpador:	8 A 50 mm / DA 203 2 MHz
OT N° : 51301	

	1	2	3	4	5	6	Mínimo
A							
B	62,89	62,73	62,69	62,75			62,69
C	63,57	63,81	63,79	63,86			63,57
D	63,71	63,69	63,73	63,58			63,58
E	50,25	50,26	50,36	50,29			50,25

	0	1	2	3	4	Mínimo
A		39,15	38,96	39,57	39,87	38,96
A		5	6	7	8	
		39,69	39,96	39,78	39,69	39,69

Cálculo de la Vida Remanente y Tasa de Corrosión

Según parrafo 6.4 de la norma API 510

1.- Cálculo

CODIGO API 510 Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration

TIPO DE SOLICITACION: Presión Interior

NOMENCLATURA EMPLEADA:

t actual:	Espesor de la última medición (mm)	t actual =	38,96
t requerido:	Espesor mínimo admitido por fabricante (mm)	t requerido =	29,00
t previo:	Espesor medido en la inspección previa (mm)	t previo =	38,98
Tiempo:	Tiempo entre t previo y t actual (años)	Tiempo =	0,80
VR:	Vida Remanente (años)		
TC:	Tasa de Corrosión (mm/año)		

2.- Tasa de Corrosión

$$TC = \frac{t_{\text{previo}} - t_{\text{actual}}}{\text{Tiempo}} = 0,025 \text{ [mm/año]}$$

3.- Vida Remanente

$$VR = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{requerido}}}{TC} = 398,4 \text{ [años]}$$

Con el método actual los pasos se vieron simplificados a los siguientes:

1. Recolectar datos en campo, los mismos son almacenados directamente en el equipo.
2. Transferencia de datos, la transferencia se realiza por medio de una vinculación directa bidireccional entre el software y el equipo recolector de datos.
3. Ejecutar informe preestablecido.
4. Vinculación con el Software de administración de mantenimiento, la misma se realiza por intermedio de un campo en la OT, permitiendo realizar seguimientos estadísticos.
5. Analizar la información obtenida, en caso de desvíos se ejecuta un informe para su estudio.

Evaluación objetiva:

Como punto de comparación entre los dos métodos, se consideró el tiempo empleado en la ejecución de la OT, desde el momento en que se genera y hasta que la misma está lista para ser cerrada.

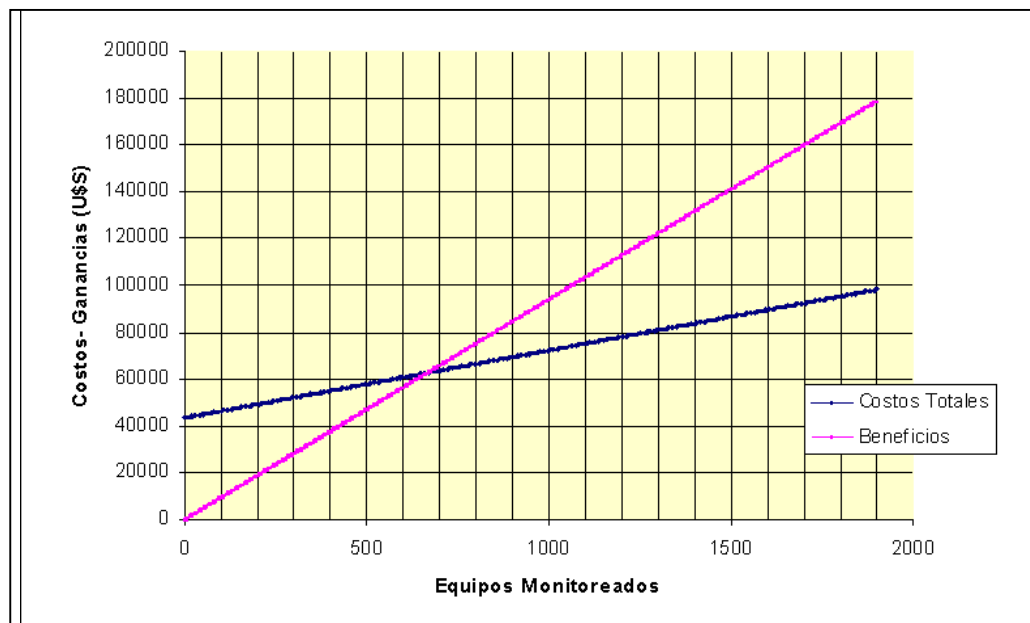
En función de estos valores se llega a la conclusión del siguiente ahorro de tiempo:

Horas Ingeniería de Mantenimiento: 97 %

Hora Oficial mecánico: 47 %

Comparando el valor de la inversión realizada en equipos, accesorios, capacitación y software, respecto al ahorro en tiempo estimado, considerando la totalidad de los equipos bajo monitoreo de corrosión en planta se determina que el recupero de la inversión es de 3 años aproximadamente.

Gráfico de recupero de inversión.



Evaluación subjetiva:

Como se dijo al comienzo de este tópico existen análisis subjetivos que son difíciles de cuantificar, pero influyen al momento de tomar la decisión del cambio de tecnología, veamos algunos de los mismos:

Tiempo de respuesta: ante la solicitud de informes generales o particulares, por auditores internos o externos, los mismos son proporcionados en forma instantánea, debiéndose cambiar el rango de la fecha en el reporte de formato fijo predeterminado, mientras que como antes eran archivos adjuntos a la OT su generación se debía realizar a partir de varios informes que debían consultarse de uno a la vez.

Presentación de la información: la posibilidad de mostrar tendencias gráficas en forma simultánea con los reportes de valores, sin tener que generar gráficos en planillas de cálculo para tal fin. Se evita la información en papel de los datos registrados en campo.

Error en la transcripción: los datos de medición recolectados en campo eran pasados a planillas electrónicas en forma manual, pudiéndose incurrir en errores, mientras actualmente la transferencia de datos se realiza en forma directa desde el equipo al software.

Manejo de información: debido a la creación de la base de datos, es sencillo el manejo de un volumen grande de información, la que se irá generando a partir de futuras inspecciones.

Curriculum vitae:

1) DATOS PERSONALES:

Nombre: Metlicich, Pablo Alejandro.

Carga: Supervisor de mantenimiento de equipos estáticos

Mail: pametlicichr@ciamega.com.ar

Tel: 0299-4893937

2) ESTUDIOS CURSADOS:

Universitarios: “Ingeniero Industrial con Orientación Mecánica”, (Universidad Nacional del Comahue)

3) EXPERIENCIA LABORAL:

- Supervisor de equipos estáticos (Agosto 2001 hasta el presente). Compañía MEGA S.A., Distrito Oeste, Loma de la Lata, Neuquén
- Ingeniero de máquinas (Noviembre 1999 – Agosto 2001). Compañía MEGA S.A., Distrito Oeste, Loma de la Lata, Neuquén
- Supervisor de mantenimiento en Planta de Gas y de tratamiento de Agua, en el Yacimiento Río Neuquén (1998-1999) SADE ICSA.
- Servicios a terceros ENSI S.E. (1997-1998)