

EJECUCIÓN DE TRABAJOS EN PLANTA DE GAS E INCIDENCIA EN API 581 “RISK BASED INSPECTION”

Jorge A. Claro – Alfredo R. Sequeira – Carlos A Labadie

PETROBRAS ENERGIA S. A.

Resumen

Las tareas de mantenimiento que involucran equipos sometidos a presión son de gran importancia sobre todo en plantas de tratamiento donde su integridad estructural esta sometida a procesos de corrosión históricos y son avalados por antecedentes varios. El sistema de gestión de recipientes sometidos a presión aplicado en nuestro caso es la RP API 581 “Risk Based Inspección” el cual nos presenta como resultado de su aplicación un cronograma de inspecciones basado en una matriz Riesgo-Consecuencia en el cual están evaluados todos los equipos sometidos a presión del sistema. A partir del seguimiento de nuestro sistema de gestión se fue clasificando y preparando los distintos trabajos a realizarse en un Paro de planta. El disparador de Paro de planta fue un trabajo en particular que involucraba la reparación metalúrgica de una Torre Contactora. A partir del mismo se evaluaron las inspecciones a realizarse y los trabajos complementarios de Mejoras y Mantenimiento.

Este trabajo presentara Las tareas realizadas en Paro de Planta centrándose en particular en la incidencia de los trabajos en la matriz Riesgo – Consecuencia y en la importancia de los resultados de estas inspecciones en la disminución de incertidumbre en el estado estructural de los equipos.

Introducción

Las herramientas de Gerenciamiento de Mantenimiento Basado en Riesgo se han ido implementando en las diferentes industrias y por supuesto en las de Producción, Tratamiento, y Refino de Gas y Petróleo. En nuestro caso, la necesidad de un programa de Gerenciamiento que contemple el Mantenimiento de los recipientes sometidos a presión se cubrió con la aplicación de la API RP 581 “Risk Based Inspection”, la cual fue implementada entre fines del 2003 y curso del 2004.

Este trabajo pretende describir, el circuito de realimentación del sistema de Inspección Basado en Riesgo implementado en plantas de tratamiento de gas Sierra Chata (Figura 1)

Desarrollo

Luego de cumplidas las primeras etapas de implementación consistentes en :

- Análisis del sistema
 - Se definieron 22 subsistemas [los subsistemas tienen diferentes características que influyen en la categoría de Consecuencias, y por ende, en el Riesgo]
 - El **Análisis Sistema de Gestión** dio como resultado una puntuación de 996 (70%).
- Recolección de Datos
- Análisis de consecuencias
- Análisis de Probabilidades de falla

- Obtención de la primer matriz de riesgos del sistema, Figura 2

Nos abocamos a tomar los equipos críticos de mayor riesgo y generar los planes de inspección para cada caso.

- Sé ranquearon los equipos por criticidad y posteriormente se confecciono un programa de inspección y planes de Inspección genéricos.
- Se realizo **Análisis Cuantitativo** a los equipos de mayor criticidad

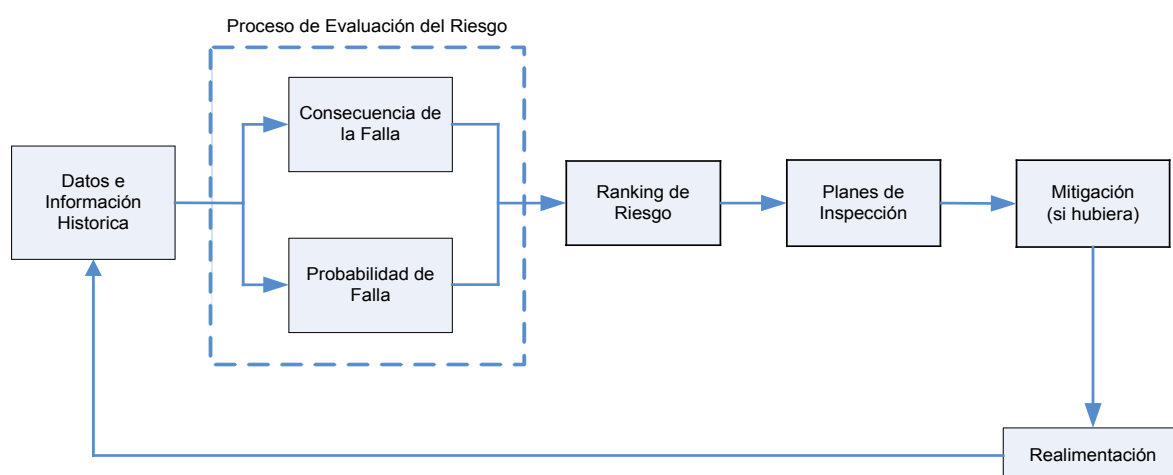


Figura 1 – Proceso de realimentación del sistema RBI

Dentro de los subsistemas generados, el que veremos incluyen los equipos pertenecientes a Aminas 1 (Figura 3)

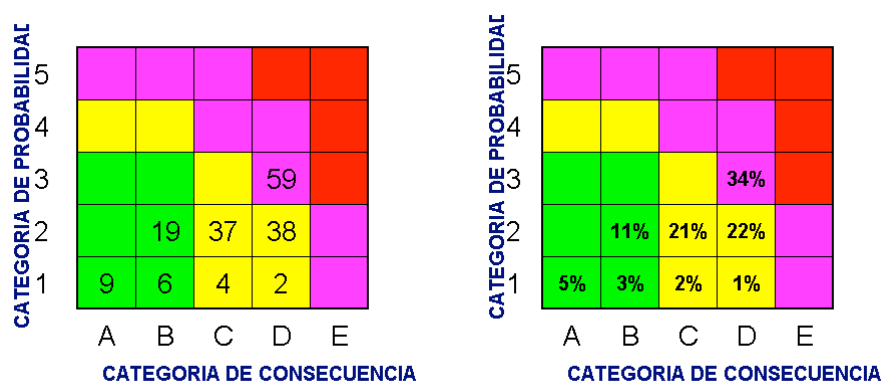


Figura 2 – Primera Matriz de Riesgo Plantas de Tratamiento de Gas Sierra Chata

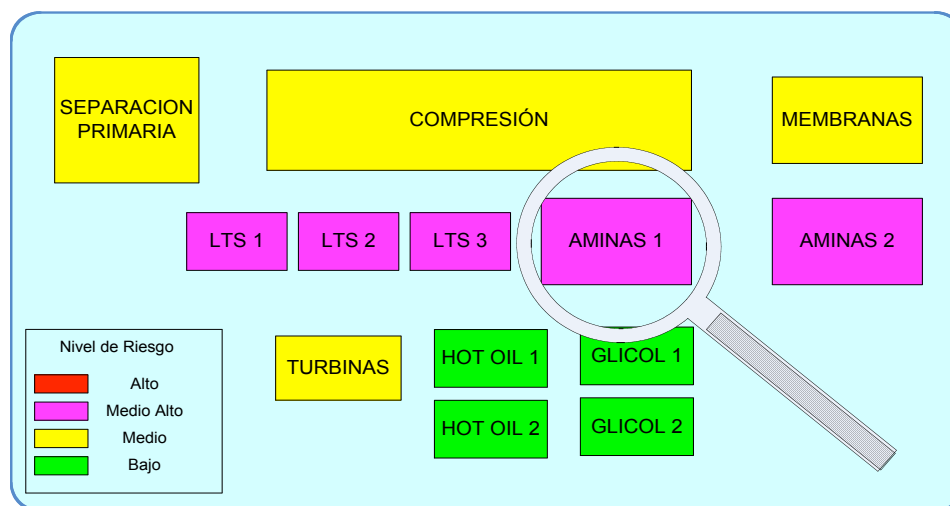


Figura 3 – Subsistemas de Complejo de Tratamiento de Gas Sierra Chata

Análisis de Equipos Críticos y Especificación de Planes de Inspección

En plantas de Aminas hay puntos característicos en cuanto a tipo y lugar de ataque corrosivo, estos varían según el tipo de amina y condiciones de operación, para nuestro caso los puntos de mayor agresividad son:

Contactora	Descarga de Amina Rica. Interfase Liquido - Gas en fondo y platos inferiores
Flash Tank	Interfase Liquido – Gas en zona de entrada a recipiente.
Filtros de Amina Rica	Membrana portafiltros y conexiones
Still	Envolvente entre Platos 8 –14 donde se realiza gran parte de la desorción de CO ₂ .
Reboiler	Envolvente, tapa y conexiones de Cabezal Inferior.
Bombas Booster	En Volutas
Aeroenfriadores de Amina Pobre	En tubos, en los primeros 10 cms de ingreso a los mismos, En primer bafle.

Estos lugares se encuentran situados en la Matriz de Riesgo como los de mayor Riesgo del sistema. Para estos casos se realizó una evaluación detallada y se confeccionaron programas de inspecciones específicos.

Los equipos de alta criticidad evaluados se dan a continuación.

Contactora: Este equipo se trata de una torre contactora donde se realiza la desorción del CO₂ del gas a tratar. El proceso es mediante la circulación de una corriente de Amina que ingresa por la parte superior de la torre y va descendiendo por rebalse en platos (12) hasta llegar al fondo de la torre, el Gas entra al equipo por la parte inferior y asciende por orificios ubicados en los platos y atraviesa en forma de burbujeo a través de la amina teniendo de esta forma el contacto íntimo entre Gas y Amina que permite el proceso de Absorción del CO₂ contenido en la corriente gaseosa por parte de la Amina. La Amina que ingresa con un contenido de 0.05 mol de CO₂/mol de Amina, egresa de la torre con 0.4 mol de CO₂ / mol Amina.

El sector de mayor criticidad del recipiente fue ubicado en el niple de salida de Líquido, en el cual se detectó la presencia de pits y cuya velocidad de avance determinó un paro de planta para su aislamiento, mediante revestimiento compuesto Epoxi/cerámico, entre el medio corrosivo y el metal base. Este revestimiento se inspeccionó en un paro posterior y se extendió a toda la pieza de descarga de líquidos.

Al aislar el material base del medio corrosivo, el avance de los pits declinó, aunque el vaciamiento de material sufrido dejaba un punto de alto riesgo expuesto a la incertidumbre de la integridad del revestimiento protector. El sobreespesor de corrosión había desaparecido y la Máxima Presión de Diseño estaba comprometida, por lo que se adoptó la medida de realizar una reparación consistente en el reemplazo del niple afectado. Adicionalmente se realizaría inspección interna del recipiente en el 100 % del mismo para verificar el estado de este en zonas de alta probabilidad de afectación en cuanto a su integridad.

Se puede ver la sensibilidad del SubFactor de Módulo Técnico, TMSF, con el grado de efectividad de la inspección a realizar, de esta comparación entre los diferentes niveles se puede concluir que una inspección Generalmente Satisfactoria y una Muy Satisfactoria tienen el mismo efecto sobre los valores de TMSF, y sobre la probabilidad de falla del equipo (Figura 4).

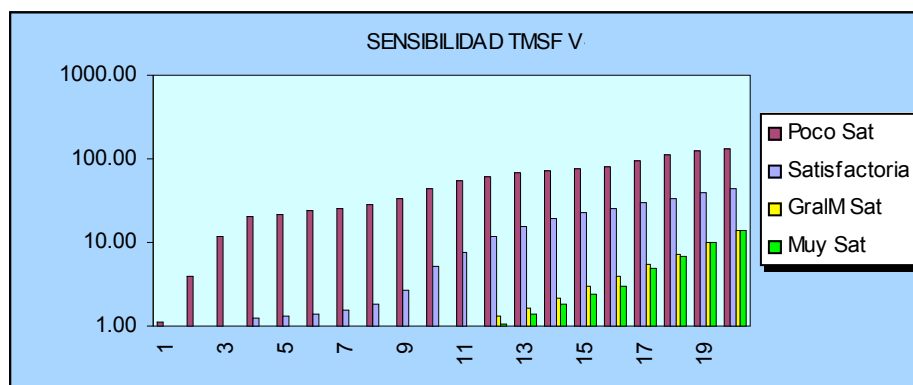


Figura 4 – Sensibilidad de TMSF con el nivel de inspección

La inspección que se definió para realizar en el Paro de Planta fue “Generalmente Satisfactoria”, esto es un Inspección Visual Interna 100 % sin remoción de internos, y medición de espesores. Este recipiente no había sido inspeccionado internamente en un 100 % desde su puesta en servicio en el año 2001, por lo que el grado de incertidumbre en cuanto a su integridad en envoltorio entre platos era muy alto.

Flash Tank: El equipo que se encontraba en servicio desde el comienzo de la vida de la Planta, esto es 13 años, se encontraba muy deteriorado en su envolvente y casquete cercanos a la entrada de Amina Rica al recipiente, sobre todo en la zona de interfase y fase gaseosa.

En Septiembre del 2005 se inspecciona el recipiente encontrándose gran deterioro en el caño de ingreso de líquidos con afinamiento del mismo.

En Julio del 2006 se realizó una reparación sobre la entrada de líquido al recipiente, reconstruyendo las paredes del ingreso y enchaquetando el mismo con un caño camisa de Acero Inoxidable.

Se realizó la compra de un equipo nuevo para su reemplazo revestido internamente y el cambio se efectuaría en el Paro de Planta a efectuarse en febrero del 2008

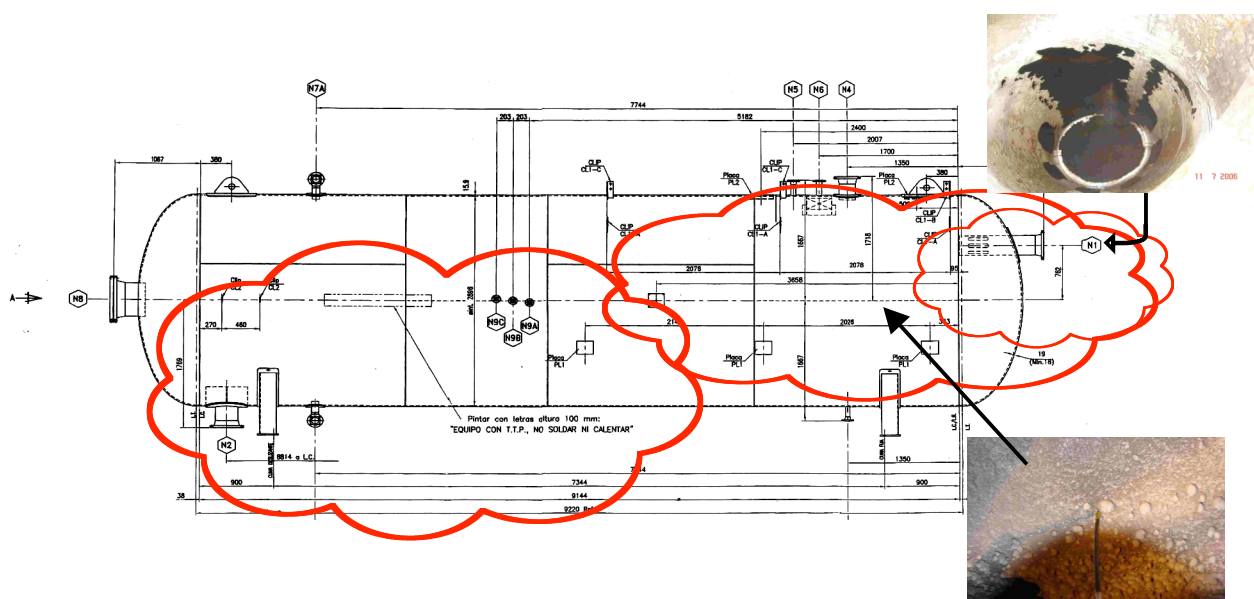


Figura 5 – Zonas afectadas en V-3170 “Flash Tank”

Intercambiador de calor Amina/Amina: Se reemplazaría el colector de entrada y salida de Amina de forma de tener la posibilidad de contar con un equipo stand by para no afectar la continuidad de la operación del proceso en los casos de mantenimiento y posible rotura del equipo en servicio.

Still: Esta unidad fue montada en Noviembre del 2002 y entro en servicio a comienzos del 2003 contando con revestimiento interno. Se adopto realizar una Inspección de efectividad “Generalmente Satisfactoria”, con Inspección Visual Interna 100 % y sin remoción de internos, constatando el estado del revestimiento.

Reboiler: Se realizaría una inspección visual interna de los cabezales superior e inferior. En el caso del cabezal inferior se verificara el estado del revestimiento, mientras que el cabezal superior será inspeccionado por primera vez.

Horno H-3475: Se realizaría una Inspección “Generalmente Satisfactoria”, con Inspección Visual interna 100 % sin remoción de internos y medición de espesores, también se incluirían mediciones de dureza al tubo del serpentín.

Análisis de Equipos Inspeccionados Pre Paro

Desde la implementación de la RP API 581 como herramienta de Mantenimiento en planta de SCH, se han realizado revisiones que afectaron la configuración de la Matriz de Riesgos de planta. De los 59 equipos que se ubican en la categoría 3 – D de Alto Riesgo, 44 pertenecen a plantas de Aminas 1 y 2 y los 15 restantes a plantas LTS.

Se realizó Análisis Semicuantitativo y Cuantitativo con el transcurso de las inspecciones y los planes de medición de espesores y velocidades de corrosión para actualizar el valor de riesgo de los equipos y mantener la realimentación del sistema de Gestión, dando una matriz hasta diciembre de 2007 como la que se ve en la Figura 1.

Paro de Planta – Trabajos e Inspecciones

Durante el año 2007 se trabajó en la organización de un paro de planta cuyos motivos principales eran el reemplazo de niple en Torre Contactora e Inspecciones de equipos críticos (Contactora, Still, Reboiler, y Horno).

Análisis de Equipos Inspeccionados Post Paro

Contactora:

La efectividad de la inspección definida para este equipo fue Generalmente Satisfactoria lo que incluía inspección visual interna 100% sin desmontaje de internos acompañado de medición de espesores

Cabezal Superior e Inferior, se encuentran en buen estado y conservando su espesor original.

Envolvente, en buen estado en su mayor parte, desde plato 1 a plato 10 (Figura 6), con signos de corrosión en la zona inferior entre platos 10 y 12 (Figura 7 y 8), y profundidad máxima de pitting de 3 mm. Se marcaron las zonas con mayor afectación y se realizó rellenado de zona depletada y revestimiento de la zona afectada.

Para evaluar el TMSF en la envolvente elegimos el modo conservativo de tomar la velocidad de corrosión en el metal base y no considerar el revestimiento.

Descarga de líquidos, se realiza el cambio por una pieza nueva con dimensiones originales (Figuras 9 a 11), y el agregado de haber quedado revestido (Figuras 12 a 13).



Figura 6 - Envoltorio Platos 5-6



Figura 7 - Envoltorio Platos 11-12

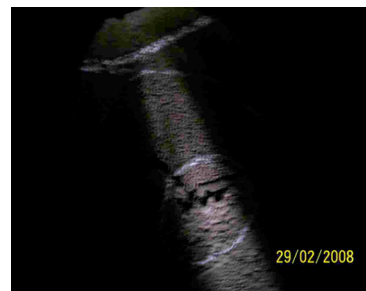


Figura 8 - Envoltorio Platos 11-12



Figura 9 - Presentación Niple Nuevo



Figura 10 - Final etapa soldadura

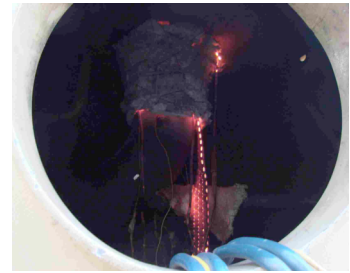


Figura 11 - Tratamiento Térmico



Figura 12 - Revestimiento epoxi – cerámico



Figura 13 - Entrada de Gas

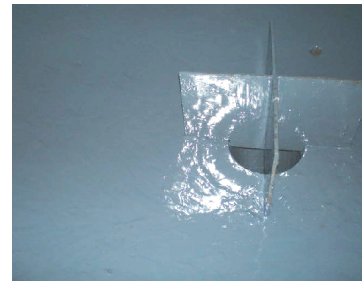


Figura 14 - Descarga de Líquidos

Para el análisis Semicuantitativo y Cuantitativo actual del equipo consideramos dos componentes Envoltorio y Descarga de líquidos. De estos dos componentes, el mas comprometido por su historial de velocidades de corrosión y espesor es la descarga de líquidos, por lo que tomamos este para obtener el Riesgo del equipo. Para analizar la descarga de líquidos también tenemos dos opciones, hacerlo considerando el metal base sin revestimiento y revestido. La opción mas conservativa seria la de hacer el análisis sin considerar el revestimiento, pero si tomamos en cuenta los antecedentes y los seguimientos obtenidos en distintas configuraciones y condiciones podemos optar por aplicar un factor de revestimiento, o crédito, al calculo del TMSF .

El resultado final nos dan una ubicación en la matriz de riesgo de:

Semicuantitativo	2-D
Cuantitativo	2-D

Para definir la frecuencia y tipo de inspecciones futuras analizamos la sensibilidad de la Probabilidad de Riesgo Cuantitativa con los parámetros antedichos, y pudimos ver que la Probabilidad de Riesgo entre Inspecciones Muy Satisfactoria y Generalmente Satisfactoria no tenían un gap apreciable, en cuanto a la frecuencia de inspecciones el punto de quiebre en el que la Probabilidad de Riesgo cambia de categoría de 2 a 3 esta en la frecuencia quinquenal (Figura 15).

En conclusión se definió inspecciones quinquenales de grado Generalmente Satisfactoria.

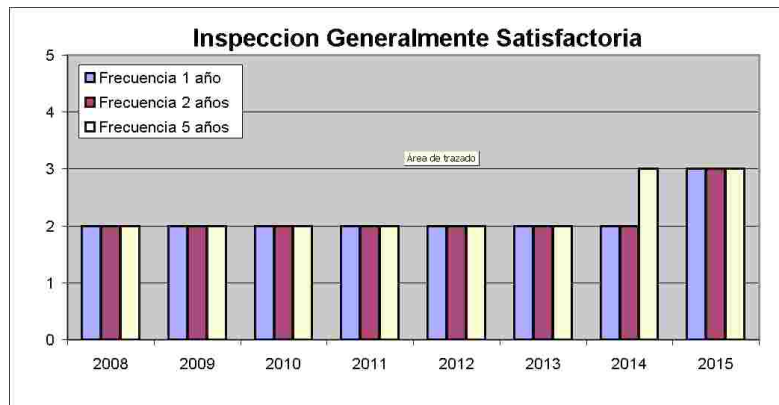


Figura 15 – Probabilidad de Riesgo Cuantitativa Vs Nivel de Inspección

Still: Se realizó inspección interna “Generalmente Satisfactoria” con inspección visual interna completa sin remoción de internos, se realizó inspección de revestimiento el cual se encontraba en servicio desde Enero del 2003.

Casquete Superior: Se encontró recubierto de incrustación de carbonato de 2 mm de espesor, debajo de este se encontró algunas ampollas en el revestimiento, las cuales se rompieron y se encontró otra capa de revestimiento, concluyendo que la zona ampollada era en zonas donde se habían realizado reparaciones o parches.



Figura 16 – Envoltente Primer Plato (Superior)

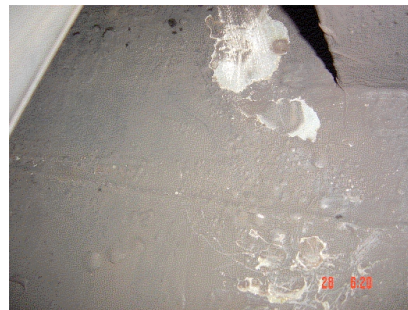


Figura 17 – Envoltente Primer Plato (Superior)

Espacio entre platos 1-4, 7-8, y 10-21: Se observa una capa de carbonato. Una vez removida, se observa el recubrimiento en óptimo estado.

Espacio entre platos 4-6, y 8-9: Se observan algunos ampollamientos en el revestimiento, de unos 30 mm de diámetro promedio, todos sobre un mismo sector. Removido esos ampollamientos se verifica que debajo hay otra capa de revestimiento. (Figura 18).



Figura 18 – Ampollamientos de revestimiento entre platos 8 y 9

Tramo Inferior: Presencia de Carbonato, debajo del cual se encontraba buen estado del revestimiento, solo se encontró degradación de revestimiento en la zona de entrada de vapores desde el reboiler, aquí también se reparo y se revistió la placa ciega en la media caña de entrada de vapores a la torre, la cual no se había protegido en el equipo original (Figuras 19 a 22).



Figura 19 - Ingreso Vapores de Amina a Still



Figura 20 - Ingreso Vapores de Amina a Still



Figura 21 – Revestimiento zona Ingreso de reboiler a Still



Figura 22 – Revestimiento zona Ingreso de reboiler a Still

En el caso de este equipo en que se puso en servicio con un revestimiento integral, los resultados de la primera inspección fueron positivos, los pocos casos en que el revestimiento se encontraba deteriorado fue en zonas donde se había colocado una capa adicional de revestimiento, y el fallo fue

en la capa superior. Por ende, para la evaluación de este equipo se considero un factor de revestimiento que nos deja una ubicación en la matriz de riesgo de:

Semicuantitativo	2-D
Cuantitativo	1-D

Reboiler: Se inspecciono los cabezales superior e inferior del reboiler de amina. Anteriormente se había intervenido el cabezal inferior debido a la detección mediante Ultrasonido de zonas de bajo espesor, presumiblemente pitting. Se realizo inspección y se revistió tanto la envolvente como la tapa del cabezal. El cabezal superior no tenia historial de inspecciones.



Figura 23 - Cabezal Superior



Figura 24 - Cabezal Inferior

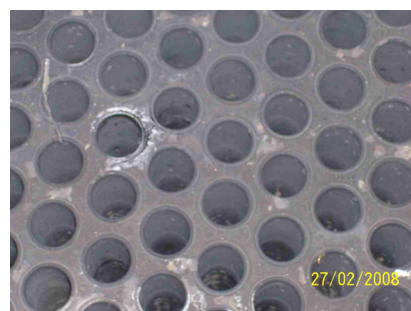


Figura 25 - Placa de tubos
(Superior)

Los resultados de la inspección durante el paro de planta fueron:

Cabezal Superior	: No se encontró mecanismos activos de degradación (Figura 23).
Cabezal Inferior	: Se encontró degradación del revestimiento y en conexiones no revestidas (Figura 24).
Mazo de tubos	: No se inspeccionaron.

El análisis Semicuantitativo y cuantitativo actual del equipo nos da una ubicación en la matriz de riesgo de:

Semicuantitativo	3-D
Cuantitativo	2-D

Horno:

Se encontraron fisuras superficiales en el piso refractario, la mufla de uno de los quemadores se encontró fisurada la cual se reparo in situ (Figuras 26 y 27). Los tubos se encontraban en buen estado (Figura 28), no se observaron perchas rotas o fuera de lugar, y ante la ausencia de una guía de tubo en una curva de retorno inferior se colocó una nueva. Se tomaron mediciones de espesor en curvas y tramo recto de los tubos del hogar, adicionalmente se hicieron mediciones de dureza. Las mediciones obtenidas se encontraron dentro de los valores nominales.

El estado de la aislación era bueno



Figura 26 – Mufla rota



Figura 27 – Mufla reparada



Figura 28 – Serpentin Hot Oil

El análisis Semicuantitativo y cuantitativo actual del equipo nos da una ubicación en la matriz de riesgo de:

Semicuantitativo	2-D
Cuantitativo	2-D

Flash Tank

Se realizó el montaje de un equipo de reemplazo al original de planta, el cual había estado 13 años en servicio y había sido intervenido para reparaciones en 2 ocasiones. Se realizó una evaluación al equipo nuevo considerando velocidades de corrosión en metal base sin revestimiento.



Figura 29 – Flash Tank en fabrica



Figura 30 – Montaje de Flash Tank

El análisis Semicuantitativo y cuantitativo actual del nos da una ubicación en la matriz de riesgo de:

Semicuantitativo	2-D
Cuantitativo	2-D

En una futura inspección se podrá evaluar el estado del revestimiento y otorgar un crédito al revestimiento para la evaluación del TMSF.

Realimentación - Comparación Análisis RBI Pre y Pos Paro



Reevaluando los equipos Inspeccionados en el subsistema Aminas 1 de RBI Sierra Chata vemos los cambios dentro de la matriz de riesgo como sigue (Figura 31):

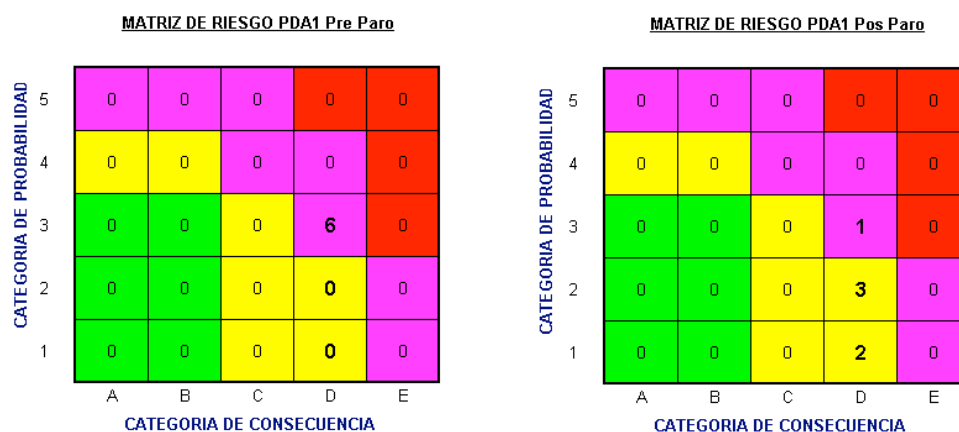


Figura 31 – Matriz de Riesgos Aminas 1 antes y después del Paro 2008

La variación del estado de Riesgo dentro de la Matriz se debieron principalmente al cambio en la certidumbre de la integridad de los equipos y principalmente en la modificación del criterio para especificar la velocidad de corrosión del recipiente.

En el caso de los recipientes revestidos, donde los valores extremos de velocidad de corrosión están dados por la velocidad en el metal base (sin revestimiento) y, en el otro extremo, considerando continuidad del revestimiento y sin degradación del mismo, en la evaluación de los equipos antes de las inspecciones se optó por el criterio más conservativo, considerando ausencia de revestimiento. Al lograr un alto grado de certidumbre con respecto a la integridad del revestimiento se aplicó un factor de protección a la velocidad de corrosión que lleva al cálculo del TMSF a valores menores.

En otros casos donde la velocidad de corrosión se adoptó por medidas de espesor externas o por mediciones en cupones de corrosión se pudo verificar el valor más ajustado a lo observado en la inspección constatando interiormente la ausencia de pitting u otros mecanismos de corrosión activos.

Todo esto nos lleva a tener mayor grado de certeza en los mecanismos de corrosión activos en cada punto y determinar los criterios de ensayos aplicables o acuerdos para obtener un dato de medición más confiable o cercano a la realidad.

Conclusiones

En general se bajó el nivel de riesgo de los equipos inspeccionados en el paro de planta del presente año, y sobre todo disminuyó la incertidumbre sobre la integridad de algunos equipos que tienen antecedentes históricos en la industria sobre el modo de falla.

Se definió el grado de efectividad de las inspecciones de modo de optimizar los requerimientos de los mismos los cuales repercuten en los tiempos de Parada de Planta y por lo tanto en el costo de Parada de planta.

Se pudo evaluar la incidencia de la inspección de revestimientos sobre criterios para el calculo de parámetros de evaluación.

Se realimento el circuito de la API 581 y se definió la frecuencia de inspecciones futuras.

Se reforzaron los criterios de inspección y evaluación para el próximo Paro de planta correspondiente a la Unidad II de Aminas, la cual presenta la misma problemática y posee una configuración similar a la tratada en este trabajo.

Bibliografía

API (American Petroleum Institute), **1997**, “Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance, Inspection, Rating, Repair, and Alteration” *API Recommended Practice 510, 8st Edition*, June-, American Petroleum Institute, Washington, D.C.

API (American Petroleum Institute), **2001**, “Inspection of Pressure Vessel (Towers, Drums, Reactors, Heat Exchangers, and Condensers)” *API Recommended Practice 572, 2 nd Edition*, February-, American Petroleum Institute, Washington, D.C.

API 580

API (American Petroleum Institute), **2000**, “Fitness-for-Service” *API Recommended Practice 579, 1 st Edition*, January -, American Petroleum Institute, Washington, D.C.

API (American Petroleum Institute), **2000**, “Risk-Based Inspection Base Resource Document” *API STD 581, 1 st Edition*, May -, American Petroleum Institute, Washington, D.C.

API 570

API (American Petroleum Institute), **1990**, “Avoiding Environmental Cracking in Amine Units,” *API Recommended Practice 945, 1st Edition*, August, American Petroleum Institute, Washington, D.C.

Gas Purification - Arthur Kohl, Richard Nielsen

“Amine Plant Troubleshooting and optimization”, R.G.F. Abry, R. S. DuPart, Hydrocarbon

Processing - April 1995

Agradecimientos

Agradecimiento a Petrobras Energía la autorización para publicar el presente trabajo.

Currículum Autores

Jorge Augusto Claro

Recibido en la Universidad Nacional de Mar del Plata con el título de Ingeniero en Materiales, cuenta con 11 años de experiencia en la Industria Hidrocarburífera en los sectores de Operación y Mantenimiento, 8 años de experiencia en plantas de Tratamiento de Gas y actualmente se desempeña como Ingeniero de Mantenimiento en la Gerencia de Gas Neuquina – Petrobras.

Alfredo Ramón Sequeira

Ingeniero Electrónico recibido en la Universidad Nacional de Tucumán, posee estudios de Postgrado en Gestión de Activos, cuenta con 26 años de experiencia en Mantenimiento en diversas industrias (papel, petroquímica, refinación, gas y petróleo), desarrollando sus actividades en Petrobras desde hace 15 años, de los cuales los últimos 10 años se desempeña en los cargos de Ingeniero/Jefe de Mantenimiento. Actualmente se desempeña como Jefe de Mantenimiento para la Gerencia de Gas Neuquina – Petrobras.

Carlos Antonio Labadie

Técnico Químico egresado de la EPET n°1 de Cutral-Có, cuenta con 24 años de experiencia en Plantas de Tratamiento de Gas, participando y estando a su cargo la puesta en marcha y operación de plantas de aminas. Actualmente se desempeña como Líder de Equipos Fijos para la Gerencia de Gas Neuquina – Petrobras.