

OPTIMIZACION DE PLAN DE INSPECCION DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS ZORRO III - APLICACIÓN DE API 581

Autores: Federico C. Caldora, Jorge Arca, Gabriel H. Fernández y Santiago Dondi

Empresa: PAN AMERICAN ENERGY

Sinopsis

El presente trabajo consiste en la optimización de los planes de mantenimiento de equipos estáticos aplicando el enfoque desarrollado en API 581, y abarca a los recipientes sometidos a presión pertenecientes a la planta de acondicionamiento de gas ácido, Zorro III..

El trabajo consiste en:

1. Evaluación de riesgo, definido como la combinación de Probabilidad de ocurrencia y la Consecuencia de la misma. La evaluación de las probabilidades, tiene en cuenta el tipo de proceso, los mecanismos de daño actuantes y sus severidades, la efectividad del plan de inspecciones y el estado del equipo. La evaluación de las Consecuencias analiza los daños derivados de fuego / explosión, la toxicidad de una pérdida y la interrupción del negocio.
2. Ranking de Riesgo de equipos.
3. Plan de inspección genérico para equipos de bajo riesgo y un plan de inspección particular para equipos de alto riesgo

Se concluye que al implementar un plan de mantenimiento proactivo, tenemos un mejor conocimiento de la planta y esto nos permite hacer una mejor inspección, disminuyendo las perdidas de producción por paros de planta o reparaciones no programadas, y optimizando los recursos aplicando las mejores técnicas disponibles para detectar, medir y mitigar los mecanismos de daño.

Introducción

En las plantas de proceso, los programas de inspección se establecen para evaluar y determinar el deterioro por la operación. La efectividad de los programas de inspección varía ampliamente. En un extremo están los programas reactivos que se concentran en las áreas de interés conocidas (el caso extremo sería Reparar a la rotura), y en el otro extremo están los programas de gran extensión que cubren una gran variedad de equipos. Entre estos extremos están las inspecciones programadas, con una limitada variedad de técnicas. Los programas de inspección más integrales intentan identificar los mecanismos de daño activos durante la operación y diseñan el programa para detectar defectos específicos, pero estos programas resultan muy costosos. La metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) se desarrolla para reducir estos costos, pero manteniendo la priorización de las inspecciones del sistema.

RBI es una metodología proactiva de inspección, donde se prioriza la inspección hacia los equipos de mayor riesgo (análisis cualitativo inicial) y se incrementa la efectividad de inspección de los mismos enfocando las mejores técnicas de inspección disponibles en los posibles mecanismos de corrosión evaluados (análisis semi-cuantitativo).

Como en las plantas de tratamiento los riesgos más elevados suelen estar asociados a unos pocos equipos, el enfoque propuesto por RBI permite cambiar los recursos de inspección y mantenimiento para proveer un mayor nivel de cobertura sobre los equipos de alto riesgo y mantener un nivel adecuado para los equipos de bajo riesgo.

En la unidad de gestión Golfo San Jorge se comenzó con esta metodología en el 2002, donde se hizo una evaluación cualitativa de todas las instalaciones de superficie de la unidad de gestión. Como resultado de esta primera evaluación se obtuvo el mayor riesgo en las plantas de tratamiento de gas. El presente trabajo presenta la reevaluación 2005 de la planta de acondicionamiento de gas ácido Zorro III, que es la de mayor tamaño en la unidad de gestión.

Desarrollo

Para desarrollar la metodología se sigue los siguientes pasos:

1. Recolección de datos del sistema: se recolectan todos los datos de interés para el análisis como puede ser Diagramas de flujo de procesos (PFD), Diagramas de Proceso e Instrumentación (P&ID), hojas de datos, planos, resultados de inspecciones previas, análisis químicos de fluidos, Estudios de riesgo y operabilidad (HAZOP), etc.

En este estudio se consideró los siguientes registros:

Diagramas de flujo de procesos de los diferentes sistemas de la unidad Zorro III:

PFD, BATERIA Y ENTRADA A PLANTA

PFD, UNIDAD DE AMINAS

PFD, UNIDAD DE PUNTO DE ROCIO

PFD, SISTEMA DE ESTABILIZACIÓN

PFD, SISTEMA DE PROPANO

PFD, SISTEMA DE MEG & HOT OIL

Diagramas de procesos e instrumentación utilizados en el análisis son los siguientes:

P&I SIMBOLOGY

P&I, INLET MANIFOLDS, VENT & DRAIN SYSTEMS

P&I, CONTROL SEPARATOR AND INSTRUMENT AIR

P&I, PLANT INLET SECTION

P&I, GAS SWEETENING UNIT, CO2 REMOVAL END SYSTEM

P&I, GAS SWEETENING UNIT, CO2 FRONT END SYSTEM

P&I, GAS SWEETENING UNIT, FLASH TANK - AMINE PUMPS

P&I, GAS SWEETENING UNIT, AMINE FILTRATION

P&I, GAS SWEETENING UNIT, AMINE REGENERATION

P&I, GAS SWEETENING UNIT, REFLUX TO REGENERATOR

P&I, DEW POINT PLANT - INLET/OUTLET

P&I, DEW POINT PLANT - COOLING AND SEPARATION

P&I, DEW POINT PLANT - CONDENSATE STABILIZATION

P&I, DEW POINT PLANT - PROPANE REFRIGERATION SYSTEM

P&I, RECYCLE COMPRESSOR

P&I, DEW POINT PLANT - MEG UNIT

P&I, HOT OIL SYSTEM

P&I, DEW POINT PLANT, CONDENSATE PUMPING SYST. & WATER DISPOSAL

P&I, DEW POINT PLANT, INSTRUMENT AND SERVICE AIR

P&I, FIRE WATER. WATER SUPPLY SYSTEM

P&I, HOT OIL SYSTEM , FUEL GAS SKID

P&I, DEW POINT PLANT. VENT AND DRAIN SYSTEM

P&I, DEW POINT PLANT. FUEL GAS DISTRIBUTION

P&I, FIRE WATER DISTRIBUTION AND FOAM SYSTEM

P&I, GAS SWEETENING UNIT, AMINE STORAGE AND DRAIN

P&I, TURBOCOMPRESSOR PLANT INLET

P&I, TURBOCOMPRESSOR PLANT OUTLET

SISTEMA CONTRA INCENDIO

INTERCONNECTIONS & TIE-INS POINTS.

P&I, DEW POINT PLANT, PROPANE REFRIGERATION SYSTEM

P&I, TURBOCOMPRESSOR FUEL GAS SYSTEM

Fluido de Trabajo:

Análisis químico del agua de filtros V-1 y V-8 (Laboratorio Planta Zorro III, 26-10-2004)

Análisis químico de Gasolina, Amina Pobre y Rica de los meses: Febrero, Marzo, Abril, Mayo, Junio y Julio de 2004.

Cromatografía sobre gas salida de V-1 (Laboratorio Planta Zorro III, 31/08/2004).

Análisis químico de los siguientes equipos: V-1, V-8, V-405, Planta de osmosis, V-221 (Laboratorio Epsilon, período Mayo 2003 - Agosto 2004).

Velocidades de corrosión por cupones en envío P-401 (CC-105, período Mayo 2003 – Junio 2004).

Documentación de equipos:

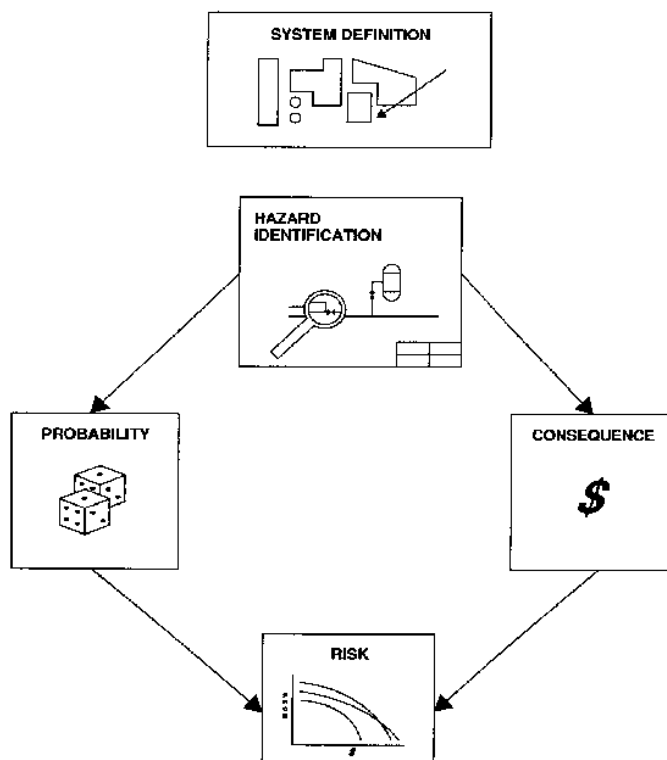
Data Sheet de equipos

Plano “Conjunto General” de los siguientes equipos: T-401, V-404/T-404, V-8, V-1, V-405, V-2, V-410, T-403, T-401, T-403, F-402, H-101, E-101.

Informes de Inspección mediante Emisión Acústica de los siguientes equipos: E-13, E-402, E-7, T-3, T-403, T-404, V-3, V-404, V-405, V-416, V-8.

Ranking de riesgo de análisis previo.

2. Análisis Cualitativo de Riesgo: El sistema RBI define el riesgo como el producto de dos términos separados, Probabilidad de ocurrencia de una falla y la Consecuencia de la misma.



La determinación de la probabilidad de falla de cada equipo se obtiene evaluando seis subfactores principales. Cada subfactor posee un peso relativo, y de su combinación surge el nivel de probabilidad de falla.

Los seis subfactores que intervienen en la probabilidad de falla son:

- Complejidad de Equipo (Tipo de equipo): este factor está relacionado con el número de componentes que posee cada tipo de equipo y que tienen la potencialidad de fallar. Los equipos de mayor complejidad conforme a este criterio son T-3, T-401, T-403, T-404, E-13, E-402, H-1 y H-101.
- Mecanismos de daño: El factor de mecanismos de daño es una medida del riesgo asociado a los mecanismos posibles de ocurrencia en cada equipo. Estos mecanismos se subdividen en pérdida de espesor, corrosión bajo tensiones, degradación metalúrgica o ambiental y degradación mecánica.

Los mecanismos de daño potencialmente factibles en la unidad Zorro III son:

- Corrosión por CO_2 : este tipo de corrosión ocurre cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua para formar ácido carbónico (H_2CO_3). El ácido puede provocar una disminución en el pH y promover la corrosión generalizada o localizada del acero al

carbono. Los factores críticos son: presión parcial de CO_2 , pH, temperatura, tipo y velocidad de flujo.

➤ Corrosión por Aminas: ocurre principalmente en acero al carbono y puede ser del tipo general o localizada, dependiendo de las variables operativas. La amina en si misma no es un fluido corrosivo, pero la incidencia de gases ácidos disueltos (CO_2 y H_2S) o productos de degradación (sales termo estables, bicina) pueden incrementar su corrosividad en varios órdenes de magnitud. Los factores críticos son: tipo de amina, concentración, contaminantes, carga ácida, temperatura y tipo y velocidad de flujo.

➤ Erosión-Corrosión: resulta de la acción combinada del efecto erosivo, que remueve la película de óxido/depósito protectora, y la acción corrosiva posterior. Entre los mecanismos de corrosión principalmente afectados por el efecto erosivo se encuentran la corrosión carbónica y la corrosión por aminas. Los factores críticos son: corrosividad del fluido, presencia de partículas, tipo y velocidad de flujo.

➤ Los equipos de mayor susceptibilidad a la incidencia de los mecanismos de daño son:

➤ E-404: posee los cabezales de acero al carbono en una corriente de gas ácido ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$)

➤ T-403: en función de las variables de proceso, es posible la corrosión por CO_2 y aminas en la zona de la torre de acero al carbono.

➤ V-410: corrosión por CO_2 y posible corrosión por arrastre de aminas en acero al carbono.

➤ V-403: posible fisuración por aminas.

- c. Inspección: provee una medida de la efectividad del programa actual de inspección y su habilidad para identificar o anticipar los mecanismos de daño presentes en los equipos. El programa de inspección en curso, a la fecha de recabar información, sólo contaba con inspecciones por emisión acústica de once equipos, a los que se les aplicó un factor de ponderación.
- d. Condición del equipo: establece un peso relativo conforme al estado actual del equipo desde el punto de vista de mantenimiento. Dado que la totalidad de los equipos de la unidad son relativamente nuevos, este factor no presentó diferencias entre los distintos equipos evaluados.
- e. Naturaleza del Proceso: es una medida del potencial existente para condiciones de operación anormales. Depende del número de paradas (programadas o no programadas), la estabilidad del proceso y el potencial de ensuciamiento de los sistemas de protección.
- f. Diseño del equipo: el factor de diseño de equipo contempla el nivel de actualización de la normativa y las condiciones de presión y temperatura utilizadas en el diseño/construcción de los equipos. Desde el punto de vista de la normativa, todos los equipos fueron diseñados y contruidos bajo normativa actual, mientras que respecto a las condiciones de presión y temperatura, los equipos con presión de diseño mayor o igual a 70 Kg/cm^2 y/o temperatura de diseño mayor o igual a 150°C fueron afectados por un factor de diseño mecánico.

La evaluación de las Consecuencias analiza los daños derivados de fuego/explosión, la toxicidad de una pérdida y la interrupción del negocio.

El análisis se realizó teniendo en cuenta los fluidos principales en cada corriente. Para los casos donde existen fluidos con riesgo mixto (fuego/explosión y tóxico) se tomó el valor de consecuencia mayor, graficándolo en el eje horizontal de la matriz de riesgo.

El nivel de consecuencia depende de ocho subfactores:

- a. Tendencia a la Ignición: es un factor combinado entre el factor de inflamabilidad y el factor de reactividad. Como ejemplos podemos citar el condensador de reflujo E-404,

cuyo fluido principal es dióxido de carbono y posee niveles de inflamabilidad y reactividad bajos, con respecto al filtro de gas de entrada F-402, cuyo fluido principal es metano y posee un nivel de inflamabilidad elevado, pero un nivel de reactividad bajo (mayor factor de tendencia a la ignición). No se observa una gran variación en el factor de tendencia a la ignición en toda la planta.

- b. Cantidad Disponible: representa la mayor cantidad de material representativo que puede ser liberada en un escenario simple de falla. Durante el análisis cualitativo se estima a partir de la cantidad de fluido disponible en cada equipo, asumiendo que es posible aislar rápidamente el mismo del resto de las líneas y equipos asociados.

Los equipos con mayor cantidad disponible son: T-401, V-404 y V-416.

- c. Factor de Estado: es un indicador de la facilidad que posee un fluido para transformarse en vapor (flash) al ser liberado a la atmósfera.
- d. Posibilidad de Auto ignición: se considera para incluir un factor de peso en los casos donde se procesan fluidos por encima de su temperatura de auto ignición. En el corriente análisis no se encontró ningún caso en estas condiciones de operación.
- e. Factor de Presión: es una medida de la rapidez con que se liberará el fluido. En general los gases y líquidos procesados a moderadas y elevadas presiones (10 Kgf/cm²) tienden a ser liberados rápidamente y se consideran del tipo de pérdida instantánea, que posee una mayor severidad que las pérdidas continuas.

Los equipos con menor factor de presión corresponden al sistema de cabeza de la torre regeneradora de amina: E-404, V-405 y V-410.

- f. Impacto en el Negocio: para la evaluación del impacto en el negocio se plantearon tres condiciones a partir de un escenario de falla que requiera quitar de servicio cada equipo evaluado: obliga a parar la unidad completa (no se entrega producto), afecta la producción y/o la especificación del producto, no afecta en el corto plazo. En un trabajo en conjunto con Ingeniería de Procesos se catalogaron los equipos dentro de las tres posibilidades, asignándose luego su peso relativo.
- g. Toxicidad: este factor representa una medida de la cantidad y toxicidad de los materiales que posean características tóxicas. Se consideró el dióxido de carbono (CO₂) para los casos por encima de 30000 ppm (3%), que es el límite de exposición de 15 minutos, mientras que el valor de peligrosidad inmediata para vida o salud (IDLH) es de 50000 ppm (5%). El caso del sulfuro de hidrógeno (H₂S), se considera en el presente análisis como efecto combinado con la presencia de CO₂, dado que no se poseen valores de concentración de H₂S dentro de los equipos por encima del IDLH de 300 ppm (0.03%).
- h. Dispersibilidad: el factor de dispersibilidad es una medida de la habilidad del material para dispersar y se considera el equivalente al factor de estado aplicado a las consecuencias tóxicas de los fluidos.

En los siguientes gráficos se muestra el resultado de la evaluación. El gráfico 1 representa el resultado de los factores para determinar la probabilidad para algunos equipos.

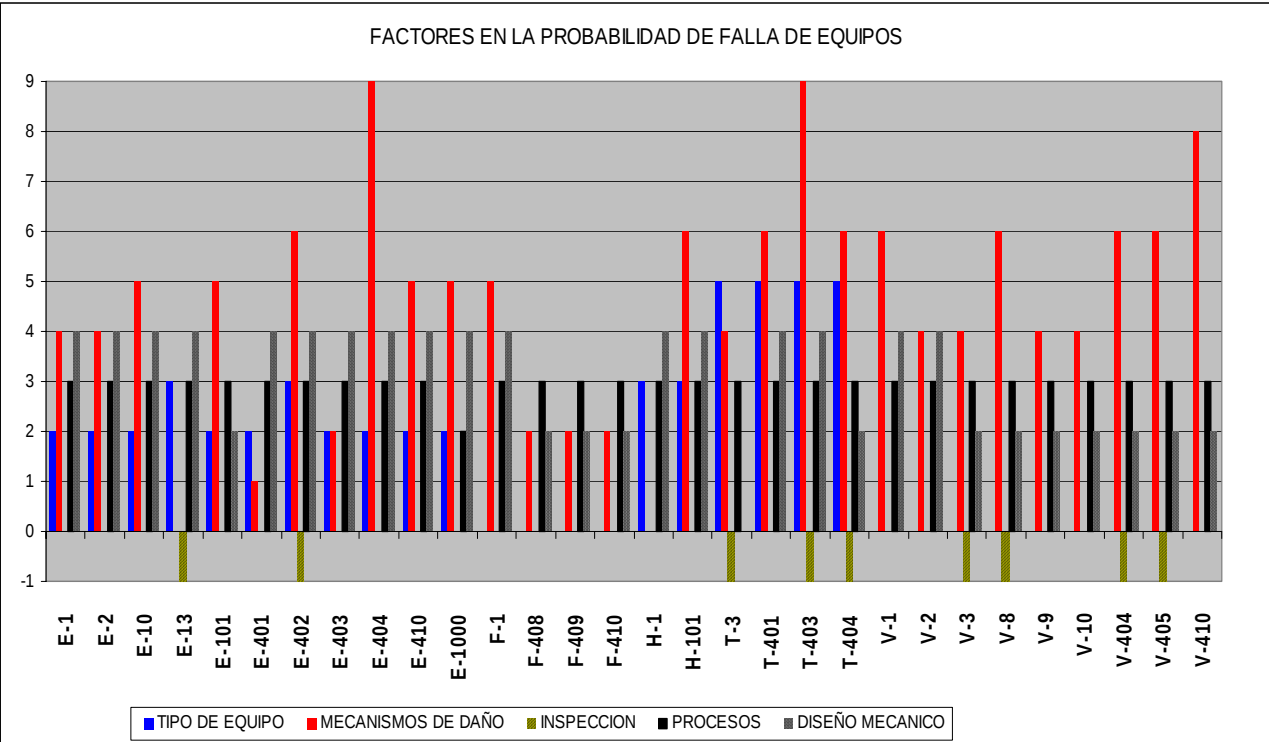


Gráfico 1 – Factores de probabilidad de falla de equipos

Lo mismo ocurre con el gráfico 2 para la evaluación de las consecuencias.

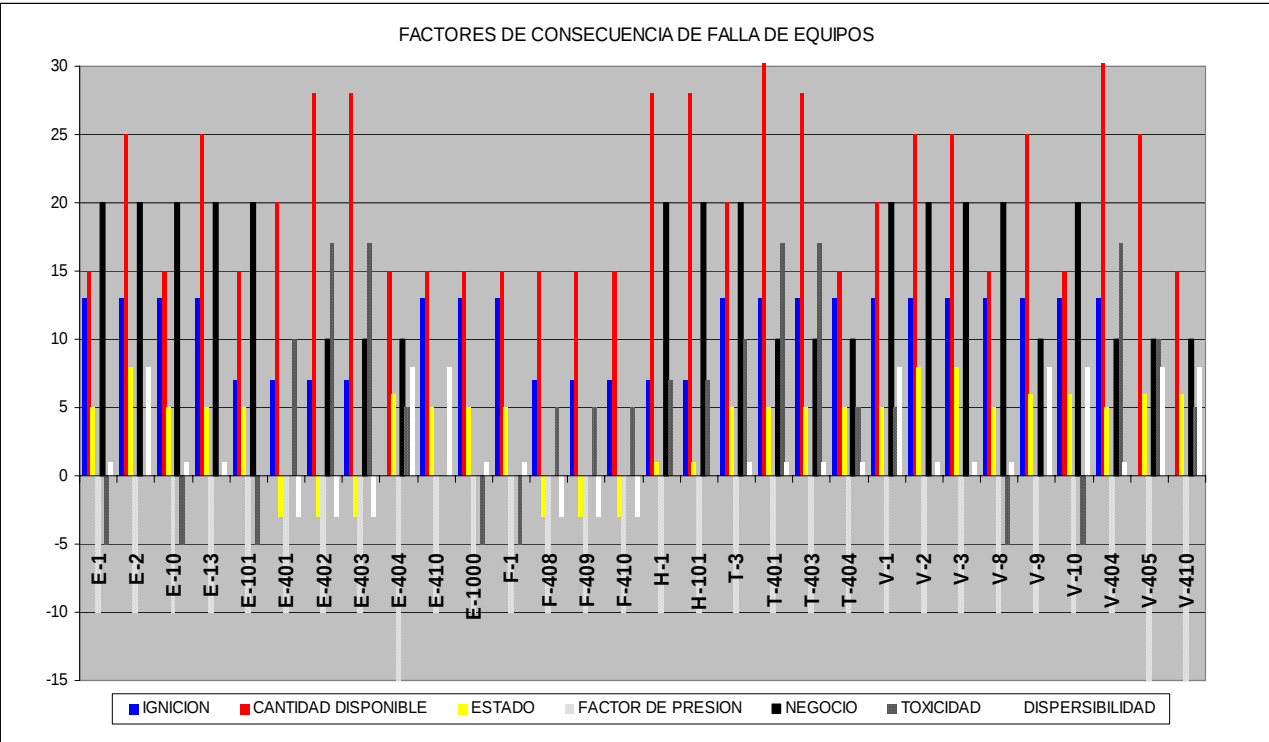


Gráfico 2 – Factores de consecuencia de falla de equipos

Ranking de Riesgo: luego de evaluados los coeficientes, se representa el riesgo de los equipos en una matriz de 5x5, en donde se indican las probabilidades y consecuencias (gráfico3).

CANTIDAD DE ITEMS EN CADA NIVEL DE RIESGO

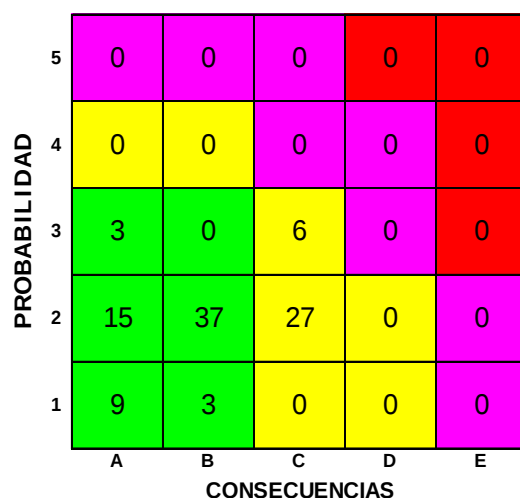


Gráfico 3 – Matriz de riesgo

Los resultados de la matriz de riesgo se utilizan para identificar potenciales áreas de interés para el riesgo y para decidir que partes de la unidad de proceso requieren más atención de la inspección u otros métodos de reducción de riesgo.

En la tabla 1 se muestra la ubicación de cada equipo a inspeccionar en la matriz en la matriz de riesgo. Sobre los que tienen un riesgo mayor se desarrollará un plan de inspección particular y orientado hacia las causas que generan la alta probabilidad de ocurrencia y las técnicas de inspección más efectivas.

TABLA DE RIESGO - ZORRO III				
EQUIPO	DESCRIPCION	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	RIESGO
T-403	AMINE STILL	3	C	MEDIO
T-401	AMINE CONTACTOR	3	C	MEDIO
E-404 A/B	AMINE STILL REFLUX CONDENSER	3	C	MEDIO
V-416	AMINE SURGE DRUM	2	C	MEDIO
V-410	ACID GAS KNOCK OUT DRUM	2	C	MEDIO
V-405	AMINE STILL REFLUX ACCUMULATOR	2	C	MEDIO
V-404 / T-404	AMINE FLASH DRUM / AMINE FLASH STILL	2	C	MEDIO
V-403	SWEET GAS SCRUBBER	2	C	MEDIO
V-3	GASOLINE FLASH SEPARATOR	2	C	BAJO
V-2	COLD SEPARATOR	2	C	MEDIO
V-1	INLET GAS SEPARATOR	2	C	MEDIO
TK-8	STABILIZED GASOLINE STORAGE TANK	2	C	MEDIO
TK-409	AMINE STORAGE TANK	2	C	MEDIO
TK-408	RECOVERED AMINE TANK	2	C	MEDIO
T-3	STABILIZER TOWER	2	C	MEDIO
F-402	INLET SOUR GAS FILTER COALESCER	2	C	MEDIO
E-7	STABILIZER FEED PRE-HEATER	2	C	BAJO
E-403 A/B/C	LEAN AMINE COOLER	2	C	MEDIO
E-402	AMINE REBOILER	2	C	MEDIO
E-2	CHILLER	2	C	MEDIO
E-13	STABILIZER REBOILER	2	C	BAJO
V-9	PROPANE ACCUMULATOR	2	B	BAJO
V-8	CONDENSATE FLASH SEPARATOR	2	B	BAJO
V-221	FLASH SEPARATOR	2	B	MEDIO
V-13	PROPANE ECONOMIZER	2	B	BAJO
V-101	GLYCOL FLASH SEPARATOR	2	B	BAJO
V-10	PROPANE COMPRESSOR SUCTION SCRUBBER	2	B	BAJO
H-101	GLYCOL REGENERATOR	2	B	BAJO
H-1	HOT OIL HEATER	2	B	BAJO
E-8 A/B	STABILIZED GASOLINE COOLER	2	B	BAJO

Tabla 1 – Ranking de riesgo de equipos

El 68% de los equipos se encuentra en la categoría de riesgo bajo, mientras que el 32% restante se encuentra en la categoría de riesgo medio. La distribución general de riesgo es baja, y corresponde principalmente a la corta edad en servicio de la unidad evaluada.

La componente de probabilidad posee su valor máximo (84%) en el nivel de probabilidad 2, mientras que la componente de consecuencia es casi constante entre los niveles A, B y C (30-36%) como se observa gráficamente en el gráfico 4.

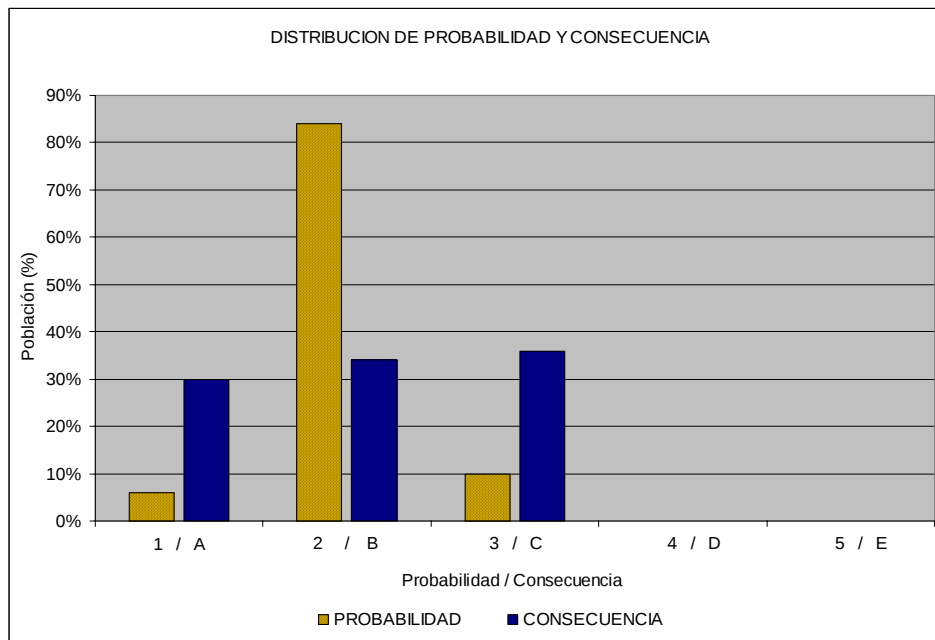


Gráfico 4 – Distribución de probabilidad y consecuencias

Los factores principales que condicionan los equipos de mayor riesgo son:

- T-401/T-403: el factor de principal incidencia en la probabilidad es el de mecanismos de daño (corrosión por CO₂, galvánica y por aminas); el factor principal en la consecuencia es la cantidad disponible, teniendo en cuenta las grandes dimensiones de ambos equipos.
- E-404: el factor de principal incidencia en la probabilidad es el de mecanismos de daño (corrosión por CO₂, galvánica y por aminas), mientras que la consecuencia está condicionada principalmente por el factor principal de toxicidad del fluido representativo (CO₂+H₂S).

3. Análisis Semi-Cuantitativo de Riesgo:

El análisis de riesgo semi-cuantitativo se realiza en equipos de riesgo alto para asegurarse que el nivel de conservativismo tenido en cuenta en el análisis cualitativo no sea el responsable del nivel de riesgo final del equipo. Dado que en el presente análisis no resultó ningún equipo en dicho nivel, se procedió a realizar un análisis semi-cuantitativo de mecanismos de daño sobre los equipos de mayor riesgo determinados.

El esquema de evaluación utilizado está organizado en forma de planillas individuales por equipo. Cada planilla contiene las siguientes secciones:

- 4.1. Información general: Presenta la información general referente al análisis de cada equipo.
- 4.2. Parámetros clave: Se presenta en forma de tabla, con los fluidos presentes en el equipo (corrientes de entrada y salida y productos de reacción en caso de ocurrencia de reacciones conocidas dentro del equipo). Para la identificación de los parámetros clave, se analiza la ubicación y la función del equipo analizado en la totalidad del proceso de la unidad. Se incluyen los valores informados a la fecha del análisis para permitir una rápida validación

de la información utilizada. En la tabla 2 se muestran los parámetros clave considerados en uno de los equipos analizados.

Fluido	Parámetro clave	Valor informado
GAS ENTRADA	CO ₂	3.20%
	H ₂ S	5.8 ppm
	H ₂ O	N/E
	Partículas	N/E
AMINA POBRE	Carga Acida	0.004 m/m
	Conc. Amina	47-48%
	Cl ⁻	<20 ppmw
	SO ₄ ⁼	<200 ppmw
	HSS	0.10%
	Bicina	N/E
AMINA RICA	Carga Acida	0.255 m/m
	pH	N/E
	HSAS	N/E
GAS TRATADO	H ₂ O	N/E

Tabla 2 – parámetros considerados

- 4.3. Proceso: Es una breve descripción del proceso y la función principal del equipo.
- 4.4. Información adicional: Incluye información relevante a tener en cuenta en el plan de inspección: resultados de inspecciones anteriores (relevamiento de espesores, emisión acústica, gamma-scan, radiografiado, etc.), observaciones del área de operaciones y procesos en referencia al funcionamiento del equipo e información de paros anteriores de unidad.
- 4.5. Mecanismos de Daño: En función del análisis del proceso, los parámetros de diseño y los parámetros clave del equipo, se analiza la totalidad de los mecanismos de daño, descartando aquellos que no reúnen las condiciones mínimas de ocurrencia. Posteriormente se estudia en detalle cada mecanismo para definir el nivel de severidad esperado. Los niveles definidos son Alta, Media y Baja severidad, y se definen en función de la velocidad de corrosión (V_c) representativa del mecanismos de daño analizado.

Velocidad de Corrosión	Nivel de Severidad
$V_c \leq 2 \text{ MPY (} 50\mu\text{m/año)}$	Baja
$2\text{MPY (} 50\mu\text{m/año)} < V_c \leq 15\text{MPY (} 380\mu\text{m/año)}$	Media
$V_c > 15\text{MPY (} 380\mu\text{m/año)}$	Alta

Los mecanismos de daño presentados en esta sección fueron determinados mediante un análisis detallado de la información real del equipo y comparados con las condiciones de ocurrencia, de cada uno, publicadas a la fecha. Dado que todos los mecanismos de daño son fenómenos que dependen de múltiples variables y la cantidad de las mismas que se tienen en cuenta en el análisis es limitada, es razonable que no se encuentren todos ellos activos en cada equipo.

Los valores de velocidades de corrosión presentados solo se deben tomar como indicativos del nivel de severidad esperado.

Para la identificación de los mecanismos de daño presentes en un equipo, es necesario el entendimiento de la operación del equipo, los fluidos y las condiciones mecánicas en las que trabaja. La identificación de los mecanismos permite enfocar los recursos de inspección hacia áreas de mayor definición, optimizando de esta forma los tiempos de inspección y los costos asociados

- 4.6. Plan de Inspección: Incluye por cada mecanismo de daño identificado, la potencialidad, el tipo de falla esperado, la zona del equipo dónde inspeccionar, el método recomendado y el

4.7. Planilla de Campo: Presenta la información general del equipo, los espesores nominales de los distintos componentes y un esquema del equipo con las zonas de inspección y su mecanismo relacionado. En la tabla 3 vemos un ejemplo de planilla de inspección para una torre contactora de aminas.

Tabla 3 – planilla de inspección

4. Plan de inspección y monitoreo:

Mediante la realización de inspecciones periódicas en los equipos, se busca lo siguiente:

- Asegurar que ningún componente presente corrosión severa u otro mecanismo de daño
- Corroborar los mecanismos de daño evaluados por RBI
- Obtener información para la estimación de vida útil del equipo y realimentación del RBI

A partir de los resultados del análisis de riesgo, se divide el plan de inspección en dos niveles:

- Plan de inspección para equipos de riesgo bajo: consiste en un plan de inspección genérico desarrollado por tipo de equipo e incluye la siguiente información:

- Tipo de Equipo
- Zona de Inspección
- Tipo de Daño
- Int/Ext
- Técnica de Inspección
- Frecuencia máxima

Las tareas que no necesitan acceso al equipo (indicadas en el plan con una marca en “EXT”) constituyen el plan de inspección en servicio. Las tareas restantes requieren intervención del equipo.

PLAN DE INSPECCION GENERICO - ZORRO III						
TIPO DE EQUIPO	ZONA DE INSPECCION	TIPO DE DAÑO	INT	EXT	TECNICA DE INSPECCION	FRECUENCIA MAXIMA (AÑOS)
HORNO	TUBOS	PERDIDA DE ESPESOR	X		ULTRASONIDO LINEAL	5
		CAMBIO METALURGICO	X		REPLICAS METALOGRAFICA	5
	ENVOLVENTE	PERDIDA DE ESPESOR	X		ULTRASONIDO LINEAL	10
			X		VISUAL	10
	PISO	PERDIDA DE ESPESOR	X		ULTRASONIDO LINEAL	10
			X		VISUAL	10
	CHIMENEA	PERDIDA DE ESPESOR	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5
			X		VISUAL	10
ACUMULADOR/RECIPIENTE VERTICAL/RECIPIENTE HORIZONTAL	CABEZAL	PERDIDA DE ESPESOR	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5
			X		VISUAL	10
		FISURAS	X		PARTICULAS MAGNETICAS	10
	ENVOLVENTE	PERDIDA DE ESPESOR	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5
			X		VISUAL	10
		FISURAS	X		PARTICULAS MAGNETICAS	10
	INTERNOS	PERDIDA DE ESPESOR	X		ULTRASONIDO LINEAL	10
			X		VISUAL	10
TANQUE	ENVOLVENTE	PERDIDA DE ESPESOR	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5
			X		VISUAL	10
	PISO	PERDIDA DE ESPESOR	X		ULTRASONIDO LINEAL	10
			X		VISUAL	10
	TECHO	PERDIDA DE ESPESOR	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5
			X		VISUAL	10
INTERCAMBIADOR DE CALOR (TUBOS Y ENVOLVENTE)	CABEZALES	PERDIDA DE ESPESOR	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5
			X		VISUAL	10
		FISURAS	X		PARTICULAS MAGNETICAS	10
	ENVOLVENTE	PERDIDA DE ESPESOR	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5
			X		VISUAL	10
		FISURAS	X		PARTICULAS MAGNETICAS	10
	TUBOS	PERDIDA DE ESPESOR	X		VISUAL	10
	PLACA TUBOS	PERDIDA DE ESPESOR	X		ULTRASONIDO LINEAL	10
			X		VISUAL	10
	BAFLES	PERDIDA DE ESPESOR	X		ULTRASONIDO LINEAL	10
			X		VISUAL	10

AEROENFRIADOR	CABEZALES	PERDIDA DE ESPESOR		X	ULTRASONIDO LINEAL	5
	TUBOS	PERDIDA DE ESPESOR	X		FLUJO MAGNETICO	10
COLUMNA/TORRE	CASQUETES	PERDIDA DE ESPESOR	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5
			X		VISUAL	10
		FISURAS	X		PARTICULAS MAGNETICAS	10
			X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5
	ENVOLVENTE	PERDIDA DE ESPESOR	X		VISUAL	10
			X		PARTICULAS MAGNETICAS	10
		FISURAS	X		ULTRASONIDO LINEAL	5
			X	X	VISUAL	5
	CUNAS/POLLERA	PERDIDA DE ESPESOR	X		PARTICULAS MAGNETICAS	10
			X		ULTRASONIDO LINEAL	10
		FISURAS	X		ULTRASONIDO LINEAL	10
			X		VISUAL	10
	PLATOS	PERDIDA DE ESPESOR	X		ULTRASONIDO LINEAL	10
			X		VISUAL	10
	VALVULAS DE PLATOS	PERDIDA DE ESPESOR	X		ULTRASONIDO LINEAL	10
			X		VISUAL	10

Tabla 4 – plan de inspección genérica

- b) Plan de Inspección para equipos de riesgo medio: es el plan de inspección determinado durante el análisis semi-cuantitativo de riesgo y consiste en un plan detallado por equipo y mecanismos de daño. En la tabla 5 se muestra un resumen del plan de inspección para cada equipo.

EQUIPO	ZONA DE INSPECCION	MECANISMOS DE DAÑO	PLAN DE INSPECCION - EQUIPOS DE RIESGO MEDIO					ALCANCE
			POTENCIALIDAD	TIPO DE FALLA	INT	EXT	TECNICA DE INSPECCION	
V-1	SOPORTES DEMISTER	CORROSION GALVANICA	BAJA	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
	ENVOLVENTE DEL EQUIPO	CORROSION POR CO2	MEDIA	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X	X	ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
	LECHO DEL EQUIPO	MIC	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X		ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
	PLACA DEFLECTORA	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
T-401	CASQUETE LADO ENTRADA	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA	X		ULTRASONIDO LINEAL	3 PUNTOS
					X		VISUAL	100%
					X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5 PUNTOS
	PLATOS CONTRA ENVOLVENTE	CORROSION GALVANICA	BAJA	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
	ENVOLVENTE ZONA DE ENTRADA DE GAS	CORROSION POR CO2	MEDIA	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X		ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
T-403	ENVOLVENTE ZONA AMINA RICA	CORROSION POR AMINAS	MEDIA	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X		ULTRASONIDO LINEAL	20 PUNTOS
	ZONA DE CHOQUE ENTRADA GAS	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X	X	ULTRASONIDO LINEAL	3 PUNTOS
	CODO SALIDA AMINA RICA	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5 PUNTOS
					X		VISUAL	100%
V-404/T-404	PLATOS CON ENV/ENV. NIVEL 1/3	CORROSION GALVANICA	MEDIA	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X		ULTRASONIDO LINEAL	IN SITU
	ENV. ZONA NIVEL 1/3	CORROSION POR CO2	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X	X	ULTRASONIDO LINEAL	IN SITU
	ENV- FONDO AC. C.	CORROSION POR AMINAS	MEDIA	GRAL-LOCALIZADA	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	20 PUNTOS
					X		VISUAL	100%
V-8	RETORNO REBOILER/ENTRADA AMINA RICA	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	IN SITU
					X		VISUAL	100%
	REFLUJO CABEZA DE TORRE	FISURACION POR CLORUROS	N/D	LOCALIZADA	X		TINTAS PENETRANTES	50% SOLDADURAS
	REFLUJO CABEZA DE TORRE	PICADO POR CLORUROS	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	IN SITU
	ACOPLE CONEX."A" CON ENV.	CORROSION GALVANICA	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X		VISUAL	100%
V-405	ENVOLVENTE ENCIMA NLL	CORROSION POR CO2	N/D	LOCALIZADA	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
					X		VISUAL	100%
	ENVOLVENTE DEBAJO NLL	CORROSION POR AMINAS	MEDIA	GRAL-LOC	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
					X		VISUAL	100%
	ZONAS DE CHOQUE CONEX."A" Y "C"	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	8 PUNTOS
					X	X	VISUAL	100%
V-410	ZONA REPORTADA POR E.A.	N/A	N/D	N/D	X	X	PARTICULAS MAGNETICAS	100% SOLDADURAS
					X		VISUAL	100%
	ANCLAJES DEMISTER	CORROSION GALVANICA	BAJA	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X		VISUAL	100%
	ENVOLVENTE	CORROSION POR CO2	MEDIA	LOCALIZADA	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
					X		VISUAL	100%
V-403	LECHO DEL EQUIPO	MIC	N/D	LOCALIZADA	X		ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
					X		VISUAL	100%
	BAFLE ENTRADA	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA	X		ULTRASONIDO LINEAL	3 PUNTOS
					X		VISUAL	100%
	CASQUETE ENTRADA	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5 PUNTOS
					X		VISUAL	100%
V-405	CRUCES DE SOLDADURAS	FISURACION POR CLORUROS (CISCO)	N/D	LOCALIZADA	X		TINTAS PENETRANTES(*)	100% CRUCES DE SOLDADURAS
	INTERIOR ENVOLVENTE	PICADO POR CLORUROS	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X		VISUAL	100%
	INTERIOR ENVOLVENTE	CORROSION POR CO2	N/D	LOCALIZADA	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
					X		VISUAL	100%
	DEFLECTOR ENTRADA GAS	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA	X		ULTRASONIDO LINEAL	3 PUNTOS
V-410	CASQUETE ENTRADA GAS	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5 PUNTOS
					X		VISUAL	100%
	INTERIOR ENVOLVENTE/LECHO	CORROSION POR AMINAS	N/D	GRAL-LOC	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
					X		VISUAL	100%
	DEFLECTOR ENTRADA GAS	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA	X		ULTRASONIDO LINEAL	3 PUNTOS
V-403	CASQUETE ENTRADA GAS	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X	X	ULTRASONIDO LINEAL	5 PUNTOS
	SOLDADURAS	FISURACION POR AMINAS	BAJA	LOCALIZADA	X		PARTICULAS MAGNETICAS	20%

E-2	CABEZAL	CORROSION POR CO2	BAJA	GRAL-LOC	X		VISUAL	100%
					X	X	ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
	CABEZAL CONTRA TUBOS	CORROSION GALVANICA	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	20%
					X		VIDEOSCOPIA	IN SITU
E-404	CABEZAL	CORROSION POR CO2	N/D	LOCALIZADA		X	ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
	CABEZAL	CORROSION POR AMINA	MEDIA	GRAL-LOC		X	ULTRASONIDO LINEAL	15 PUNTOS
	ZONAS DE CHOQUE ENTRADAS TUBOS	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA		X	ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
		FISURACION POR CLORUROS	N/D	LOCALIZADA	X		N/D	N/A
E-403	CABEZAL	CORROSION POR AMINAS	MEDIA	GRAL-LOC	X		VISUAL	100%
					X	X	ULTRASONIDO LINEAL	10 PUNTOS
V-2	BOTA	CORROSION POR CO2	N/D	LOCALIZADA	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	15 PUNTOS
E-402	RETORNO A LA TORRE	EROSION-CORROSION	N/D	LOCALIZADA		X	ULTRASONIDO LINEAL	20 PUNTOS
	INTERIOR TUBOS	FISURACION POR CLORUROS	N/D	LOCALIZADA			N/D	N/D
T-3	PLATOS CONTRA ENVOLVENTE	CORROSION GALVANICA	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
					X		ULTRASONIDO LINEAL	IN SITU
V-416	INTERIOR ENVOLVENTE	CORROSION POR AMINAS	MEDIA	GRAL-LOC	X		VISUAL	100%
					X	X	ULTRASONIDO LINEAL	20 PUNTOS
V-3	ZONA VAPOR	CORROSION POR CO2	N/D	GRAL-LOC	X		VISUAL	100%
					X	X	ULTRASONIDO LINEAL	15 PUNTOS
E-7	LADO TUBOS	CORROSION POR CO2	N/D	GRAL-LOC	X		VISUAL (**)	100%
					X	X	ULTRASONIDO LINEAL (**)	15 PUNTOS
TK-408	INTERIOR	CORROSION POR AMINAS	N/D	GRAL-LOC	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	A DETERMINAR
	SERPENTIN CALEFACTOR	CORROSION BAJO DEPOSITO	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
TK-409	INTERIOR	CORROSION POR AMINAS	N/D	GRAL-LOC	X	X	ULTRASONIDO LINEAL	A DETERMINAR
	SERPENTIN CALEFACTOR	CORROSION BAJO DEPOSITO	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
TK-8	PISO Y FONDO ENVOLVENTE	MIC	N/D	LOCALIZADA	X		VISUAL	100%
		(*) Bajo contenido de cloruros.	(**): En cabezal					

Tabla 5 – Plan de inspección para equipos de riesgo medio.

Frecuencias de inspección: las frecuencias de inspección se establecen, en primera instancia, en función del nivel de riesgo y tipo de equipo. A medida que se amplía el conocimiento de cada equipo mediante el análisis de los resultados de inspección y monitoreo, se ajustan las frecuencias de inspección, dependiendo de los mecanismos de daño detectados y de su velocidad de degradación (vida remanente del equipo).

- c) Plan de monitoreo: teniendo en cuenta los resultados del análisis de mecanismos de daño y de la identificación de variables clave de cada corriente, se confeccionó el plan de monitoreo. En la tabla 6 se resumen los puntos y variables a monitorear.

Nº	UBICACIÓN	PARAMETRO	LIMITE	FRECUENCIA	OBSERVACIONES
1	ENTRADA V-1	CO2	Tendencia	Mensual	
2	SALIDA V-1	pH	Tendencia	Semanal	
		Bacterias	<=100 col/ml	Mensual	Salida de líquido
		Velocidad de Corrosión	<= 2 mpy	Según Vc (1)	
3	ENTRADA T-401	CO2	Tendencia	Mensual	Entrada de carga
		Carga ácida	<=0.005 m/m	Diaria	Entrada de amina pobre
		Concentración de amina	<=50%	Diaria	
4	SALIDA T-401	Carga ácida	<=0.45m/m	Diaria	
		pH	Tendencia	Semanal	Salida de amina rica
		Concentración de amina	<=50%	Diaria	
		STE	<=0.5% p/p	Bimestral	
		Velocidad de Corrosión	<= 2mpy	Según Vc (1)	Aguas debajo de valvula de control
		H2O	Tendencia	Mensual	Salida de gas tratado
		CO2	Tendencia	Mensual	
5	ENTRADA T-403	Carga ácida	<=0.45m/m	Diaria	Comparacion con 4
		Concentración de amina	<=50%	Diaria	
6	SALIDA T-403	Carga ácida	<=0.005m/m	Diaria	Comparacion con 3
		Concentración de amina	<=50%	Diaria	
		STE	<=0.5% p/p	Bimestral	
		Bicina	<=250ppm	Bimestral	
		Velocidad de Corrosión	<= 2mpy	Según Vc (1)	Aguas debajo de P-401
7	SALIDA E-404	CO2	Tendencia	Semanal	
		H2S	Tendencia	Semanal	
		H2O	Tendencia	Semanal	
		Velocidad de Corrosión	<= 2mpy	Según Vc (1)	
8	SALIDA V-405	Cloruros	<=500ppm	Semanal	Reflujo a T-403
		pH	Tendencia	Diaria	
		Velocidad de Corrosión	<= 2mpy	Según Vc (1)	Cupón de AISI TP316L
9	V-404	CO2	Tendencia	Mensual	Para estimar Vc
10	SALIDA V-8	pH	Tendencia	Semanal	
		H2O	Tendencia	Semanal	Salida de líquido
		H2S	<=50ppmv	Semanal	
		Bacterias	<=100col/ml	Mensual	
		Velocidad de Corrosión	<= 2mpy	Según Vc (1)	
		CO2	Tendencia	Mensual	Salida de gas
		H2O	Tendencia	Mensual	

11	SALIDA V-405	CO2	Tendencia	Mensual	Comparacion con salida E-404
		H2S	Tendencia	Semanal	
		H2O	Tendencia	Mensual	
		Velocidad de Corrosión	<= 2mpy	Según Vc (1)	
12	SALIDA V-410	pH	Tendencia	Semanal	Salida líquido
		Fe	Tendencia	Semanal	
13	SALIDA V-403	Amina	Tendencia	Mensual	
		pH	Tendencia	Mensual	
14	ENTRADA E-10	CO2	Tendencia	Mensual	
		H2O	Tendencia	Mensual	
15	ENTRADA E-402	Carga ácida	<=0.005m/m	Semanal	
		Concentración de amina	<=50%	Semanal	
		Cloruros	<=500ppm	Semanal	
		STE	<=0.5% p/p	Bimestral	
		Bicina	<=250ppm	Bimestral	
16	SALIDA E-402	Velocidad de Corrosión	<= 2mpy	Según Vc (1)	
17	ENTRADA T-3	H2O	Tendencia	Mensual	
		CO2	Tendencia	Mensual	
		H2S	Tendencia	Mensual	
		pH	Tendencia	Mensual	
18	TANQUE TK-408/409	Carga ácida	<=0.005m/m	Mensual	
		H2O	Tendencia	Mensual	
		O2	Tendencia	Mensual	
19	TANQUE TK-8	H2O	Tendencia	Mensual	

(1) Para $V_c < 2MPY \Rightarrow 90$ días, para $2MPY < V_c < 5MPY \Rightarrow 60$ días, y para $V_c > 5MPY \Rightarrow 30$ días

STE= Sales termo estables

Tabla 6 – Plan de monitoreo para la planta

Las frecuencias de monitoreo indicadas son la recomendadas para el primer semestre de mediciones, pudiéndose luego ajustarse en función de la variabilidad observada. Para el caso de las velocidades de corrosión se recomienda una frecuencia variable en función de la velocidad de corrosión obtenida en la última medida:

Velocidad de Corrosión	Frecuencia recomendada
$V_c \leq 2 \text{ mpy}$ ($50\mu\text{m/año}$)	90 Días
$2 < V_c \leq 5 \text{ mpy}$ ($125\mu\text{m/año}$)	60 Días
$V_c > 5 \text{ mpy}$ ($125\mu\text{m/año}$)	30 Días

Los parámetros principales a monitorear son nivel de CO_2 , velocidad de corrosión, pH, concentración de amina, carga ácida y porcentaje de agua disponible como electrolito para la corrosión.

5. Plan de Mitigación:

Partiendo de la información proveniente del monitoreo (Ej.: elevadas velocidades de corrosión medidas) y/o de los resultados de inspección (Ej.: Corrosión importante detectada) se establecen las acciones correctivas teniendo en cuenta el costo-beneficio de las diferentes alternativas.

Mediante el presente análisis es posible establecer, a priori, las zonas de posible control mediante estrategias de mitigación:

- Corrientes de gas sin tratar: tratamiento químico.
- Aeroenfriador E-404: control de variables operativas y/o tratamiento químico.
- Controlar el pH en el rango neutro mediante la variación del caudal de amina pobre inyectado en la entrada proveniente de los E-403.
- Torre T-403: control de variables operativas con el fin de:
 - Controlar la carga ácida en la amina rica (Límite=0.45 m/m)
 - Controlar la carga ácida de la amina pobre (Límite=0.005 m/m)
 - Mantener la concentración de la amina pobre y rica por debajo del 50%.
- Separador V-410: tratamiento químico.

6. Resultados:

Luego del análisis de riesgo cualitativo por equipos se obtuvo la matriz de riesgo correspondiente a la unidad, donde se observa que el 68% de los equipos se encuentran en un nivel de riesgo bajo, mientras que el 32% restante se encuentra en un nivel de riesgo medio.

Los factores principales que condicionan los equipos de mayor riesgo son:

- T-401/T-403: el factor de principal incidencia en la probabilidad es el de mecanismos de daño (corrosión por CO₂, galvánica y por aminas), mientras que en la consecuencia, el factor principal es la cantidad (por las dimensiones de ambos equipos).
- E-404: el factor de principal incidencia en la probabilidad es el de mecanismos de daño (corrosión por CO₂, galvánica y por aminas), mientras que en la consecuencia, el factor principal es la toxicidad del fluido representativo (CO₂+H₂S).

Dado el nivel general de riesgo bajo presentado en la unidad, no se plantea como necesidad un análisis de riesgo en mayor profundidad (Análisis Cuantitativo).

A partir del análisis semi-cuantitativo se definieron los planes de inspección, tanto para los equipos de bajo riesgo (plan genérico por tipo de equipo), como para los equipos de riesgo medio (plan específico para cada equipo).

En función de los parámetros claves determinados, se confeccionó un plan de monitoreo completo que incluye mediciones de CO₂, velocidad de corrosión, pH, concentración de amina y carga ácida entre los parámetros mas importantes.

El diagrama de corrosión y materiales (DC&M) es esencialmente un diagrama de flujo de proceso, al que se le incluye información de materiales e inspección. El diagrama de corrosión y materiales consta de dos capas: una primera que identifica con diferentes colores los loops de corrosión, que presentan condiciones similares de corrosión y materiales (Figura 1), y una segunda que representa con diferentes colores los materiales empleados en líneas y equipos (Figura 2).

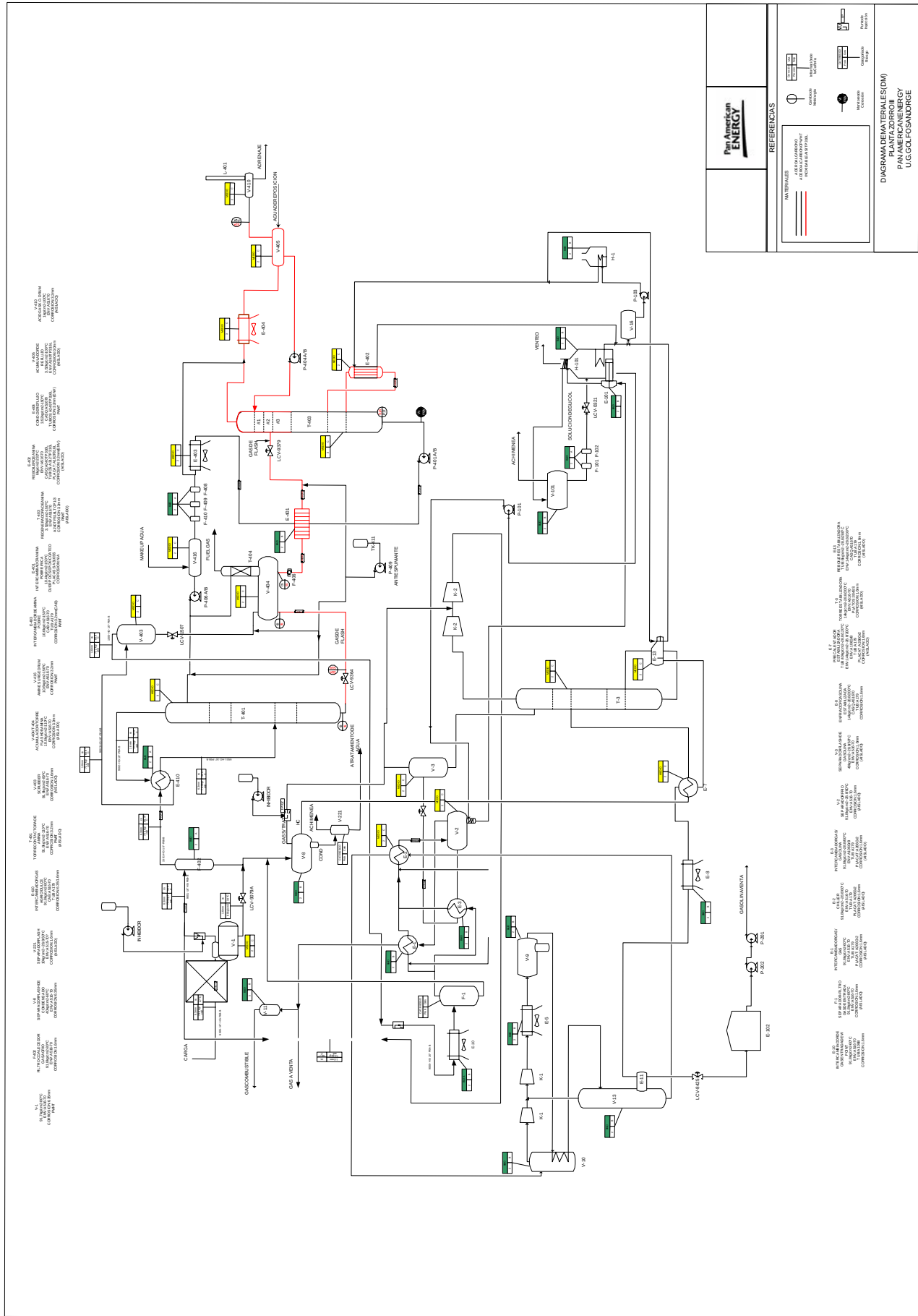


Figura 2 – Diagrama de materiales

A continuación se muestra un listado de la información específica que se incluye en estos diagramas:

- Corrientes de proceso principales y secundarias
- Materiales de construcción de todos los equipos y líneas
- Condiciones de operación tales como presión, temperatura
- Sobre espesores por corrosión en equipos y líneas
- Ubicación de puntos de inyección
- Puntos de monitoreo de corrosión
- Identificadores de líneas principales
- Loops de corrosión
- Nivel de riesgo para cada equipo

Se definieron diez loops de corrosión principales: gas ácido, gas sin tratar, gas tratado, amina rica, amina pobre, agua ácida, condensado, propano, glicol y hot-oil.

Una vez confeccionados los diagramas se procedió a identificar las zonas que presentan cambios metalúrgicos y que se encuentran dentro de un mismo loop (bajo condiciones similares de fluido).

Las zonas identificadas se resumen a continuación:

- Cañería de salida de amina rica de la torre contactora (T-401) de acero al carbono, que luego cambia a inoxidable (9504-RA-8"-S1B-H1), previo a la válvula LCV-9364. Si bien la zona de mayor criticidad se encuentra aguas abajo de la válvula (flasheo provocado por descenso de la presión del sistema), es posible la ocurrencia de zonas turbulentas localizadas que aceleren la corrosión en el tramo de acero al carbono cercano a la torre.
- Equipo V-404 de acero al carbono y cañerías de entrada y salida de amina rica (inoxidable).
- Línea de salida de gases ácidos del V-405 al V-410, que cambia de acero inoxidable a acero al carbono (V-410 inclusive).
- Cabezales de los aerofriadores E-404 de acero al carbono (las líneas de entrada y salida y los tubos del mismo son de acero inoxidable).
- Salida del V-403 hasta la válvula LCV-1507 (sin tratamiento térmico inicial y con tratamiento térmico posterior de alivio de tensiones).

Beneficio Económico:

Para determinar los beneficios económicos de la aplicación de la metodología, se compara el costo y tiempo de inspección para un plan genérico para todos los equipos de la planta, con los costos y tiempos de un plan de RBI, y con estos se determina los costos de inspección y tiempos de parada de planta para las distintas frecuencias de inspección (3 años, 5 años, 10 años...) y así se puede estimar el costo total de inspección y parada (basado en costos 2004 y en función de los tiempos de parada y cantidad de equipos abiertos) para las distintas inspecciones programadas.

La tabla 7 compara los costos de inspección entre el plan desarrollado según RBI y el plan anterior del Sistema de Mantenimiento e Integridad Mecánica (SMIM).

Metodo	SMIM		RBI		
	5 años	10 años	3 años	5 años	10 años
Cantidad de Equipos a intervenir	67	67	15	67	67
Hs de inspección	352	467	27.5	161	304
Equipos con paro de producción	17	19	0	11	20
Costo	\$ 38,082.77	\$ 200,956.60	\$ 1,714.40	\$ 16,057.36	\$ 26,185.61

Tabla 7 – Comparación de costos de inspección para los distintos métodos

En la tabla 8 se muestra los costos de inspección, horas estimadas de inspección y horas estimadas de paro de planta (basado en las experiencias previas) para los diferentes tipos de

equipos según el plan de inspección del Sistema de Mantenimiento e Integridad Mecánica (SMIM). En la tabla 9 se muestra la misma información para el plan RBI.

SMIM									
Equipo	Insp	Yrs	\$/un	Cant	t [h]	h insp	Interr?	Parada	Costo
Aeros	VT ext	5	40.93	14	1	14	0	0	\$ 573.00
Aeros	UT ext	5	126.58	14	1	14	0	0	\$ 1,772.12
Exchgrs	VT ext	5	35.18	11	1	11	0	0	\$ 387.01
Exchgrs	UT ext	5	152.38	11	2	22	0	0	\$ 1,676.14
Exchgrs	VT int	5	74.77	11	1.5	16.5	6	9	\$ 822.43
Filtros	VT ext	5	26.39	12	0.5	6	0	0	\$ 316.64
Filtros	UT ext	5	47.24	12	0.5	6	0	0	\$ 566.93
Horizontales	VT ext	5	8.80	20	1	20	0	0	\$ 175.93
Horizontales	UT ext	5	150.36	20	2	40	0	0	\$ 3,007.12
Horizontales	VT int	5	167.12	20	2	40	8	16	\$ 3,342.44
Horizontales	PT int	5	224.26	20	2	40	8	16	\$ 4,485.15
Horizontales	WFMT int	5	180.27	20	2	40	8	16	\$ 3,605.49
Hornos	VT ext	5	3.52	2	1	2	0	0	\$ 7.04
Hornos	UT ext	5	83.08	2	3	6	0	0	\$ 166.16
Hornos	VT int	5	171.52	2	2	4	2	4	\$ 343.04
Hornos	UT int	5	174.00	2	2	4	2	4	\$ 347.99
Hornos	MTLG int	5	4800.00	2	2	4	2	4	\$ 9,600.00
Hornos	HRD int	5	1600.00	2	2	4	2	4	\$ 3,200.00
TKs	VT ext	5	21.11	5	1	5	0	0	\$ 105.54
TKs	UT ext	5	114.04	5	2	10	0	0	\$ 570.19
Torres	VT ext	5	8.80	3	1.5	4.5	0	0	\$ 26.39
Torres	UT ext	5	212.75	3	3	9	0	0	\$ 638.26
Torres	VT int	5	184.72	3	3	9	1	3	\$ 554.15
Torres	PT int	5	369.31	3	4	12	1	4	\$ 1,107.93

Tabla 8 – Costos de inspección según SMIM

RBI									
Equipo	Insp	Yrs	\$/un	Cant	t [h]	h insp	Interr?	Parada	Costo
E2	UT ext	3	109.95	1	2	2	0	0	\$ 109.95
E402	UT ext	3	109.95	1	3	3	0	0	\$ 109.95
E403	UT ext	3	65.97	1	1	1	0	0	\$ 65.97
E404	UT ext	3	65.97	1	1	1	0	0	\$ 65.97
E7	UT ext	3	109.95	1	2	2	0	0	\$ 109.95
T403	UT ext	3	214.77	1	2.5	2.5	0	0	\$ 214.77
TK408	UT ext	3	48.38	1	1.5	1.5	0	0	\$ 48.38
V1	UT ext	3	219.82	1	1.5	1.5	0	0	\$ 219.82
V2	UT ext	3	109.95	1	2	2	0	0	\$ 109.95
V3	UT ext	3	109.95	1	2	2	0	0	\$ 109.95
V403	UT ext	3	109.95	1	2.5	2.5	0	0	\$ 109.95
V404	UT ext	3	109.95	1	2.5	2.5	0	0	\$ 109.95
V410	UT ext	3	109.95	1	1.5	1.5	0	0	\$ 109.95
V416	UT ext	3	109.95	1	1.5	1.5	0	0	\$ 109.95
V8	UT ext	3	109.95	1	1	1	0	0	\$ 109.95
Aeros	UT ext	5	126.58	11	1	11	0	0	\$ 1,392.38
E2	UT int	5	109.95	1	2	2	1	2	\$ 109.95
E2	VT int	5	167.12	1	1	1	1	1	\$ 167.12
E402	VT int	5	440.68	1	2	2	0	0	\$ 440.68
E403	VT int	5	440.68	1	1	1	0	0	\$ 440.68
E404	VT int	5	440.68	1	4	4	1	4	\$ 440.68
E7	UT int	5	109.95	1	1	1	1	1	\$ 109.95
E7	VT int	5	167.12	1	1	1	1	1	\$ 167.12
Exchgrs	VT ext	5	35.18	9	1	9	0	0	\$ 316.65
Exchgrs	UT ext	5	152.38	9	2	18	0	0	\$ 1,371.39
Filtros	VT ext	5	26.39	12	1	12	0	0	\$ 316.64
Filtros	UT ext	5	47.24	12	1	12	0	0	\$ 566.93
Horizontales	VT ext	5	8.80	11	1	11	0	0	\$ 96.76
Horizontales	UT ext	5	150.36	11	2	22	0	0	\$ 1,653.92
Hornos	VT int	5	171.52	2	1	2	2	2	\$ 343.04
Hornos	UT int	5	174.00	2	2	2	2	4	\$ 347.99
Hornos	MTLG int	5	1627.12	2	3	6	2	6	\$ 3,254.24
T3	VT int	5	184.72	1	3	3	1	3	\$ 184.72
T401	UT int	5	220.83	1	2	2	0	0	\$ 220.83
T401	VT int	5	184.72	1	2	2	0	0	\$ 184.72

Tabla 9 – Costo de inspección según RBI

La tabla 10 muestra la evaluación económica donde se volcaron los resultados anteriores y que permite comparar en el tiempo los costos de las dos metodologías y calcular los beneficios obtenidos.

AÑO	Inspección	SMIM Parada	TOTAL	Inspección	API581 Parada	TOTAL
31/12/2004	\$ 11,000.00	\$ 110,000.00	\$ 121,000.00	\$ 11,000.00	\$ 110,000.00	\$ 121,000.00
31/12/2005	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,714.40	\$ -	\$ 1,714.40
31/12/2006	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
31/12/2007	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
31/12/2008	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,714.40	\$ -	\$ 1,714.40
31/12/2009	\$ 38,082.77	\$ 1,233,726.14	\$ 1,271,808.92	\$ -	\$ -	\$ -
31/12/2010	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
31/12/2011	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 16,057.36	\$ 800,390.78	\$ 816,448.14
31/12/2012	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
31/12/2013	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,714.40	\$ -	\$ 1,714.40
31/12/2014	\$ 200,956.60	\$ 1,286,980.56	\$ 1,487,937.17	\$ -	\$ -	\$ -
31/12/2015	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
31/12/2016	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
31/12/2017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
31/12/2018	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 27,900.01	\$ 1,168,444.51	\$ 1,196,344.53
31/12/2019	\$ 38,082.77	\$ 1,233,726.14	\$ 1,271,808.92	\$ -	\$ -	\$ -
31/12/2020	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
31/12/2021	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
VAN		15%	\$ 1,276,704.35		15%	\$ 599,656.84

Tabla 10 – Evaluación económica de alternativas

En la evaluación podemos ver las ventajas económicas que representa el RBI comparado con un plan de inspección de intervalos fijos. Además también se puede ver el efecto del resultado de las inspecciones, ya que si este resulta ser positivo, la metodología permite evaluar la implementación de menores frecuencias de inspección o el uso de técnicas menos efectivas, pero que no sean intrusivas. Manteniendo la probabilidad de falla dentro de los niveles genéricos, es decir que se optimiza el tipo de inspección necesario de los equipos, pero sin sacrificar la integridad de estos. En este caso se presenta como ejemplo el cálculo del beneficio en la planta de acondicionamiento de Zorro III (64 equipos), pero el alcance del proyecto actualmente abarca toda las instalaciones del gas de la UG-GSJ (es decir 354 recipientes sometidos a presión). En resumen, los resultados que se obtienen son: Reducción del riesgo por disminución de probabilidad de falla. Al mejorar la efectividad de la inspección se conoce mejor el estado del equipo y como evolucionan los mecanismos de falla y esto disminuye la probabilidad que ocurra una falla en el período entre inspecciones.

Reducción del riesgo hacia las personas, equipamiento y al medio ambiente: Una liberación de sustancias peligrosas puede ser catastrófica cuando tiene potencial para causar serios daños a las personas, los equipos y el medio ambiente. Al reducir la probabilidad de falla se reduce la posibilidad de una liberación.

Optimización de los costos y recursos de inspección con una alta calidad y manteniendo la integridad de los equipos: Al conocer el riesgo de cada equipo es posible enfocar los recursos de inspección y evaluar medidas de mitigación para evitar la ocurrencia de una falla. En el gráfico 5 podemos ver el resultado de la selección del método de inspección sobre la efectividad. La incertidumbre que se tiene al emplear una técnica poco efectiva o ninguna inspección penaliza al equipo aumentando la probabilidad de ocurrencia de una falla, y con esta el riesgo del equipo. Menor frecuencia entre inspecciones intrusivas y disminución de tiempos de inspección. Logrando así menores tiempos improductivos.

Datos para realimentar el sistema y corregir los riesgos.

Mejor conocimiento de los equipos con los que se trabaja y los mecanismos de daño que los afectan.

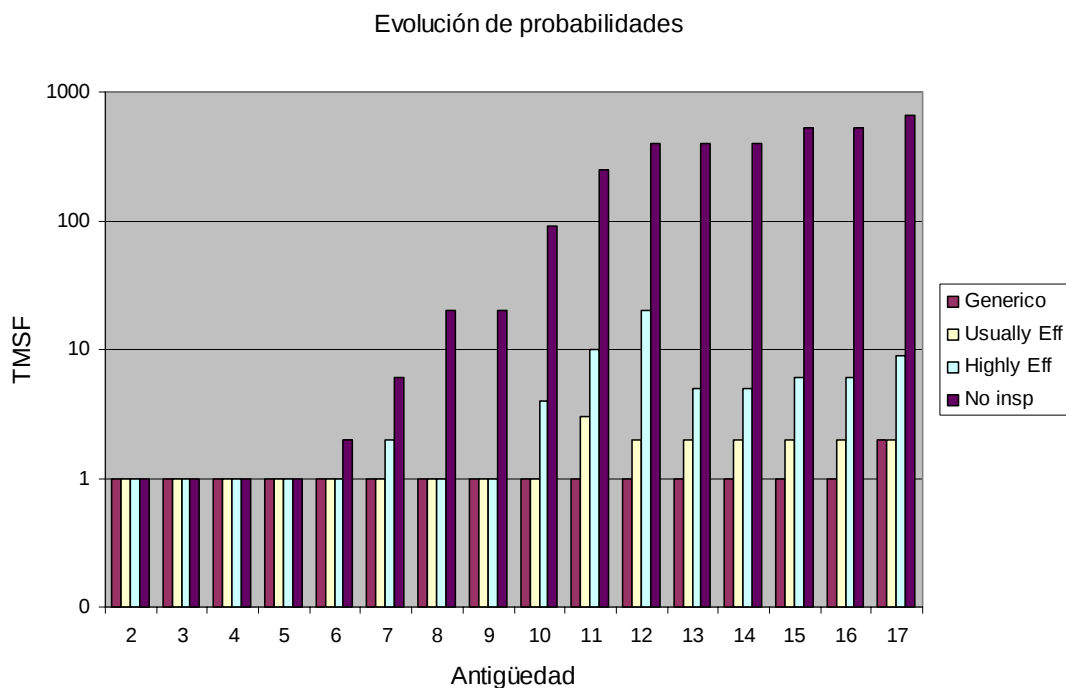


Gráfico 5 - Evolución de la probabilidad de falla con diferente efectividad de inspección

Planes de inspección y monitoreo de variables que permitirán detectar, medir y mitigar los mecanismos de daño.

Conclusiones

La aplicación de nuevas metodologías de inspección nos permite hacer una mejor inspección, manteniendo el nivel de integridad disminuyendo las pérdidas de producción por paros de planta o reparaciones no programadas, y optimizando los recursos aplicando las mejores técnicas disponibles para detectar, medir y mitigar los mecanismos de daño.

El trabajo en equipo necesario para poder hacer este análisis contribuye al vinculo entre los sectores de operación y mantenimiento.

La definición de objetivos a largo plazo y el liderazgo para alcanzar objetivos, produce beneficios para la compañía tanto económicos como de seguridad.

La protección del personal y del medio ambiente está involucrado desde el desarrollo de los planes de inspección y mantenimiento, aunque estos puntos sean difíciles de cuantificar.

El presente trabajo corresponde a la etapa inicial en la implementación del programa de aseguramiento de integridad en plantas. Las acciones que se recomiendan para la continuidad del programa son:

Implementación de los planes de monitoreo e inspección establecidos por el análisis de RBI.

Extensión del análisis a las cañerías de procesos.

Programar la actualización del análisis para el año 2006, incluyendo la siguiente información: históricos de monitoreo acumulado durante 2005, resultados de inspección en paro de planta, actualización de los planes de inspección y frecuencias.

Bibliografía.

API 510 - Código de Inspección de recipientes a presión.

API RP 579 - Aptitud para el servicio

API 581 - Inspección basada en riesgo. Documento Base

API RP 580 - Inspección Basada en Riesgo. Práctica Recomendada

API RP 571 - Mecanismos de Daño en Equipos Fijos

API RP 572 - Inspección de Recipientes a Presión. Práctica Recomendada

NACE RP 0296-96 - Guía para detección, reparación y mitigación de fisuración de recipientes a presión en soluciones de H₂S.

NACE RP 0170-97 - Protección de aceros inoxidables austeníticos contra la corrosión por tensiones de ácidos poliónicos durante paradas de equipamientos de refinerías.

CV Resumido Federico Caldora

Egresó en 1986 de la Universidad Nacional del Comahue, con el título de Ingeniero Industrial Mecánico. Ha asistido a diversos cursos de perfeccionamiento y Postgrado, como son el Programa de Desarrollo Gerencial (Universidad Austral - Pilar), International Petroleum Management Certificate Program (IHRDC Boston Ma), ha publicado referentes trabajos en publicaciones técnicas, Congresos de Mantenimiento y Confiabilidad y SPE (Aberdeen 2004).

En año 1986 comenzó a trabajar en Bidas, en las operaciones de Neuquén, ocupando diversas posiciones, tanto en Mantenimiento como en Operaciones. En el año 1995 fue trasladado a Tierra del Fuego, donde luego de diversas funciones terminó desempeñándose como Jefe de Operaciones.

A fines del año 2001 fue designado como Gerente de Mantenimiento e Integridad de Pan American Energy, con el objetivo de implementar las estrategias comunes de Mantenimiento en todas las operaciones.

Actualmente se desempeña como Gerente de Operaciones de Gas y Servicios en Pan American Energy en Golfo San Jorge.

CV resumido de Jorge Arca

Ingeniero Industrial orientación Mecánica – Universidad Nacional del Comahue – 1990

Posgraduado en Dirección de Empresas – Universidad Siglo XXI – 2001

Posgraduado en Project Management – Universidad de Belgrano – 2005

Trabaja en el ámbito de ingeniería de mantenimiento desde el año 1990, estando en diferentes empresas como Indupa, Bidas, Sade – Skanska y Pan American Energy.

Actualmente se desempeña como Jefe de Ingeniería de Mantenimiento en Pan American Energy, Unidad de Gestión Golfo San Jorge. Su principal responsabilidad es liderar equipos de planificación y ejecución de tareas de mantenimiento, inspección y confiabilidad en los sectores de Integridad, Corrosión, Mecánica, Electricidad y Automatización. Su base de trabajo se encuentra ubicada en el yacimiento de explotación hidrocarburífera de Cerro Dragón, provincia de Chubut.

CV Resumido Gabriel H. Fernandez

Ingeniero Mecánico, egresado en 1998 de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Se especializó en Análisis de Riesgo y Fallas en Instalaciones Industriales, Aptitud para el Servicio, Inspección de Soldaduras, Gestión de Mantenimiento y Mantenimiento de Ductos y Tanques.

Se desempeña en el área de Mantenimiento desde 1999, trabajando para Tecnotrol S.R.L., Servicios TIPSA S.A., y PECOM Energía hasta el 2003 donde comienza a trabajar como en el sector Integridad en la Unidad de Gestión Golfo San Jorge de Pan American Energy.

CV Resumido Santiago Dondi

Egresado en 2005 de la Universidad Nacional del Sur, con título de Ingeniero Industrial orientación Mecánica. Hasta la fecha ha participado de cursos de perfeccionamiento y postgrado, Tecnologías de petróleo, Inspección de Recipientes Sometidos a Presión (API510), Aptitud para el Servicio (API579), Inspección Basada en Riesgo (API581), e Inspección de Soldaduras.

Comenzó a trabajar en la Unidad de Gestión Golfo San Jorge de Pan American Energy en el 2004 como Ingeniero Jr del sector Integridad.