



CONTROL DE CORROSIÓN EN PLANTA DE ENDULZAMIENTO DE GAS EN UN YACIMIENTO CON ALTO CONTENIDO DE CO₂

Carlos Corsi – Pablo Trovarelli – Jorge Fernández
Petrolera Santa Fe S.R.L.

INTRODUCCIÓN

La producción de un yacimiento con pozos de alto contenido de CO₂ tiene inconvenientes asociados al alto potencial de corrosión, por lo tanto deben tomarse ciertas precauciones. En el Yacimiento Sierra Chata fue esencial y necesario elaborar un programa integral para el monitoreo y control de corrosión. El programa para asegurar que los resultados sean obtenidos con anticipación, considera: características del proceso, selección de materiales de construcción, control de condiciones operativas, inyección de inhibidores químicos y tipo de monitoreo.

Las altas presiones parciales de CO₂, altos regímenes de flujo, y el tipo de proceso de tratamiento, asociados a los retornos económicos, determinan que tras 8 (años) de experiencia, los daños corrosivos inherentes al proceso sean considerados parte del balance económico.

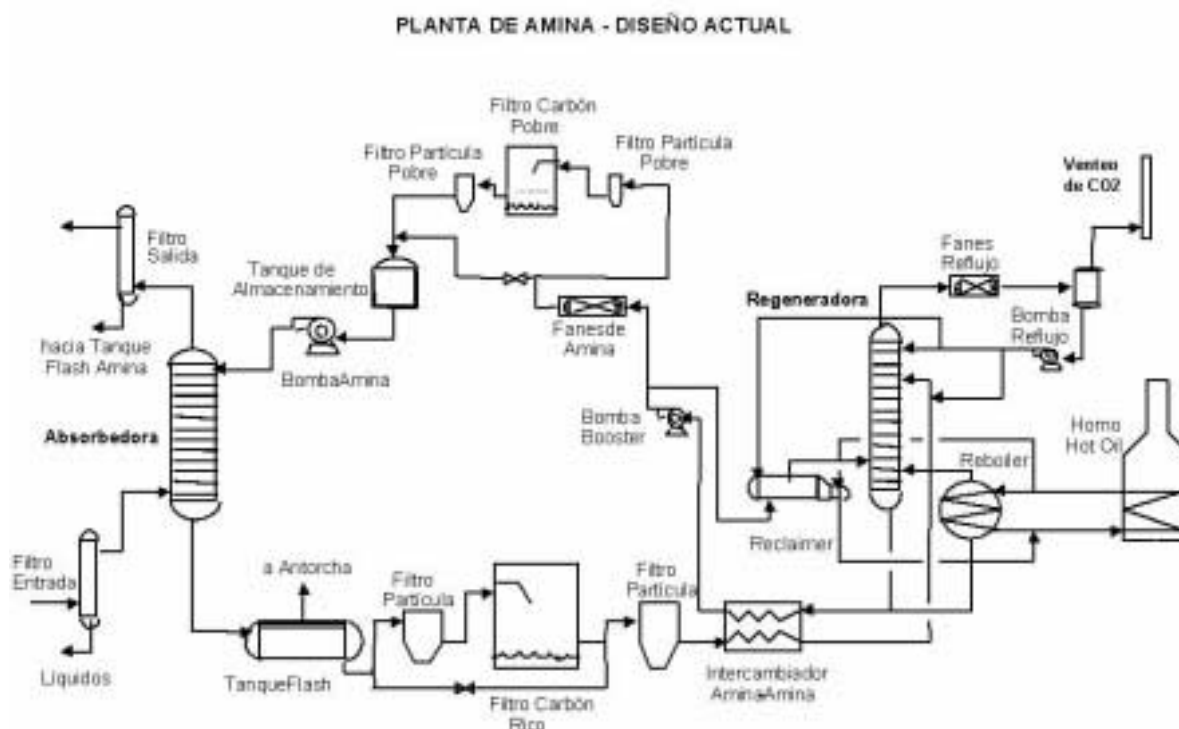
Dado que los procesos corrosivos pueden manifestarse por distintas causas y mecanismos, el monitoreo involucra diferentes técnicas de medición, según el criterio adoptado como más apropiadas para cada caso.

DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

General. El gas natural crudo es transportado en líneas de conducción en arreglo Cluster desde los pozos productores hasta la planta de tratamiento. Los procesos de acondicionamiento del gas hasta las especificaciones de venta son: Separación Primaria (slug catchers y separadores de producción), Compresión (compresores alternativos), Endulzamiento (plantas de amina y planta de membranas), Ajuste de Punto de Rocío (plantas LTS con propano como refrigerante), Transporte y Medición (74 km de gasoducto hasta el punto de venta).

Descarbonatación. El complejo actual del proceso de descarbonatación consiste en 1 (una) planta de membranas y 2 (dos) plantas de amina iguales que utilizan DGA® Agent (Diglycolamine) como solución circulante. La **Figura 1** muestra un diagrama de flujo de la planta de aminas del Yacimiento Sierra Chata. Cada planta de aminas cuenta con una torre Absorbedora de CO₂ del gas crudo, y una torre Regeneradora de la solución de amina rica en CO₂. La amina rica pasa por el tanque Flash para eliminar hidrocarburos absorbidos, se filtra pasando a través de un lecho de carbón activado y filtros de partículas, y se lleva a regeneración. La amina pobre es enfriada y bombeada nuevamente a la Absorbedora, que trabaja a alta presión. La planta cuenta con un sistema de filtrado de la solución de amina pobre, y con un Reclaimer para regeneración química de la solución.

Figura 1. Planta de Aminas Yacimiento Sierra Chata



EVALUACIÓN Y CONTROL DE CORROSIÓN EN PROCESOS UPSTREAM

La elección del tipo de control de corrosión en los procesos ubicados aguas arriba de las plantas de amina tiene vital importancia, no sólo con respecto a los resultados de cada tratamiento, además pueden influir en la estabilidad del proceso de descarbonatación. En Sierra Chata, para la elección y el uso de inhibidores de corrosión, se evaluaron antecedentes de experiencias en plantas similares, y se realizaron tests de laboratorio para verificar la compatibilidad de los productos químicos con la performance del proceso.

Los programas para control de corrosión que se realizan son:

Protección de Tubing. Consiste en bacheos de inhibidores de corrosión tipo filmico para protección de la superficie interna del tubing de producción.

Protección de Líneas de Conducción. Comprende la inyección continua de un inhibidor de corrosión, asegurando un remanente en fase acuosa del agua de producción en el ingreso a Planta de Tratamiento.

Protección de Compresores. Se inyecta en fase gaseosa un inhibidor que neutraliza los condensados ácidos.

El monitoreo de corrosión se realiza principalmente mediante análisis químicos (especialmente midiendo la concentración de hierro en agua de producción y en agua colectada en la descarga de



enfriadores de compresores). El uso de software apropiado resulta muy útil para la caracterización de las condiciones corrosivas (Ref. 1).

Si bien los inhibidores se solubilizan en las fases líquidas de condensados presentes en el gas crudo, un remanente de estos inhibidores es arrastrado en tamaño de aerosol junto al gas saturado de salida de los separadores. En lo que respecta a los circuitos de aminas, los inhibidores constituyen un contaminante capaz de promover la espuma en las torres de contacto.

Por lo dicho anteriormente se concluye que es muy importante contar con un filtrado de alta calidad (0.3 micrones absolutos) en el gas de entrada a la torre Absorbedora, sumado al uso de productos que no sean promotores de espuma en circuitos de amina y circuitos de glicol.

FACTORES QUE INCIDEN EN LA CORROSIÓN

Características del Gas Crudo. Comprende el alto contenido de CO₂ y las temperaturas de gas de ingreso a la etapa de absorción, producto de las descarga de la etapa de compresión.

Condiciones Operativas. El cumplimiento de los compromisos de venta en función de la mayor rentabilidad requirió una operación por encima de los límites del diseño.

Condiciones de Diseño. Considera el uso de la DGA® Agent, las características de los equipos de proceso en una operación de máxima carga, y las condiciones climáticas.

Sales Estables al Calor. Sucesivos análisis han determinado que, excepto los iones cloruros, la concentración de las restantes sales estables al calor en los circuitos de amina de Sierra Chata ha sido históricamente baja. La concentración de iones cloruros en la solución de amina ha alcanzado valores superiores a 1000 mg/lit durante largos períodos.

Un plan de acción elaborado y puesto en práctica incluyó la remoción de los contaminantes presentes en la solución de amina mediante la optimización del funcionamiento del Reclaimer (Ref. 2), con lo cual se consiguió una concentración estable de iones cloruros en el circuito de aminas inferior a 20 mg/lit. Como resultado se obtuvo un descenso sustancial en las tasas de corrosión en los aceros austeníticos del circuito de aminas.

EQUIPOS

Torre Absorbedora

Cuenta con 12 (doce) etapas con platos de burbujeo. La reacción de absorción de la amina con CO₂ da como resultado la formación de un carbamato, y se esquematiza en la **Ecuación 1**.



Esta reacción tiene asociada una liberación de calor igual a 850 BTU/lb CO₂ (472 Kcal/kg CO₂), por ende las temperaturas internas de la torre superan 200°F (366°K) para las condiciones de proceso.

El diseño original contemplaba la utilización de 12 etapas de burbujeo con platos provistos de válvulas autorregulables según los caudales. Luego de 6 (seis) años de operación ininterrumpida, varios de los componentes de las válvulas fueron desprendidos producto del desgaste mecánico,



causando la obstrucción de la válvula de control de nivel (LCV) de la torre Absorbedora. Ensayos de perfilaje gama detectaron el fenómeno de lloriqueo (weeping) en platos intermedios, mientras que la termografía confirmó el perfil térmico y la posición de los platos y bajantes de la torre.

Los platos originales fueron posteriormente reemplazados por un nuevo modelo, conteniendo orificios fijos de burbujeo y de material AISI 316L.

Por otra parte, la carcasa de la torre, de material SA 516 70N, no ha experimentado corrosión. El espesor nominal de 3.625 pulgadas (92.075 milímetros) es monitoreado periódicamente mediante técnicas de ultrasonido para medición de espesores.

Intercambiador Amina-Amina

Con un intercambio nominal de 10 MMBTU/hr, las temperaturas de la amina rica de salida alcanzan valores muy elevados, pudiendo superar los 230°F (383°K). Uno de los factores que intervienen en la corrosión de este equipo es el flushing de CO₂ (rotura del enlace DGA-CO₂ y vaporización del CO₂). El desprendimiento del CO₂ emula un efecto de cavitación, con impactos sobre el metal que sufre el proceso corrosivo.

Tabla 1. Flushing de CO₂ en línea de amina rica

Temperatura Amina Rica	372°K		378°K	
mol CO ₂ / mol DGA amina rica	0.39	0.45	0.39	0.45
% Gases Desprendidos	0.01	0.02	0.02	0.16
Caudal Gases Desprendidos				
Mm3/día	0.23	0.51	0.61	4.59
kmol/hr	0.41	0.89	1.08	8.07
kmol/hr CO ₂	0.12	0.53	0.43	6.30
Composición Gases Desprendidos %molar				
H ₂ O	13.5	13.4	16.4	16.3
CO ₂	30.0	59.5	40.7	78.1
CH ₄	51.7	24.8	39.0	5.0
C ₂ +	4.8	2.3	3.9	0.6

La **Tabla 1** muestra que para una carga molar de 0.39 mol CO₂/mol DGA® la cantidad de gases desprendidos es muy pequeña, aún aumentando la temperatura de amina rica hasta 378°K (220°F). Sin embargo, para una carga molar de 0.45 mol CO₂/mol DGA®, el caudal de gases desprendidos se mantiene en un mínimo mientras la amina rica esté a una temperatura de 372°K (210°F). Al elevarse la temperatura de la amina rica a 378°K (220°F), el caudal de gases desprendidos llega a ser 8 veces mayor. Por otra parte, aumentando la carga molar de amina rica de 0.39 a 0.45 mol CO₂/mol DGA®, se consigue tener una composición de gases desprendidos con una presión parcial de CO₂ mucho mayor. Por ejemplo, a 378°K (220°F) y a 0.45 mol/mol, el contenido de CO₂ llega a



78.1%, con lo cual la cantidad de CO₂ desprendido llega a ser 14 veces mayor que para una carga molar de 0.39 a la misma temperatura.

El intercambiador amina rica-amina pobre original era del tipo “placas”, de acero inoxidable AISI 316. Las altas velocidades producto del fenómeno de flushing sumado al debilitamiento del metal por alta concentración de iones cloruros en la solución, produjo daños con pitting severo en la zona caliente próxima a la descarga de amina rica.

El intercambiador de placas fue finalmente reemplazado por un intercambiador de casco y tubo de dos cuerpos que operan en paralelo. Por otra parte la disminución y control de la concentración de iones cloruros en valores inferiores a 20 mg/lit reflejaron tasas de corrosión mínimas. El montaje del intercambiador de casco y tubo permite programar inspecciones y mantenimientos sin necesidad de paros de planta.

Torre Regeneradora

La reacción química de desorción, inversa a la mostrada en la Ecuación 1, necesita una energía de activación que es provista en la torre regeneradora por el calor latente suministrado como vapor de agua ascendente. Siendo la DGA® Agent una amina primaria, el calor requerido para regeneración es relativamente alto. Como consecuencia, altas temperaturas, sumadas a la presencia del carbamato, promueven los efectos indeseables de corrosión. La zona más comprometida de la torre a la exigencia del proceso de desorción está comprendida en los platos superiores que tienen a cargo la separación de la mayoría del CO₂ presente en la amina rica.

La torre Regeneradora cuenta con 20 (veinte) etapas de contacto con platos de burbujeo para separación del CO₂, más 2 (dos) platos de lavado con agua de reflujo situados en el tope de la torre.

Corrosión en Platos. La corrosión experimentada en las torres de regeneración consistió en la “desaparición” de los platos superiores (platos #3 al #10). La pérdida de masa fue completa y la corrosión del tipo generalizada, aunque los valores de pH en las soluciones pobre y rica están en el rango de alcalinidad. Los niveles de productos de degradación de la DGA® Agent se mantuvieron en valores bajos.

El modelo de platos montado originalmente, de material AISI 304, estaba provisto de válvulas con movimiento capaces de regular la apertura en función del caudal de vapor. Este tipo de válvula, si bien brindó un excelente servicio en cuanto a la eficiencia de desorción., no eran aptas para trabajar en un medio corrosivo como la regeneración de la Dyglicolamina. Como consecuencia, las válvulas de los platos inferiores sufrieron desprendimiento de clapetas, las cuales obstruían los filtros de canasto de succión de las bombas booster de amina pobre.

El fenómeno de corrosión de los platos de desorción se repitió en una nueva torre montada en reemplazo de la primera. En esta oportunidad, se utilizaron platos con orificios fijos, más pequeños que las válvulas anteriores, pero manteniendo el mismo área de burbujeo del diseño original. Estos platos, de material AISI 304L, fueron destruidos en pocos meses, siendo la zona afectada nuevamente la comprendida en el rango de los platos #3 al #10.

La torre en servicio actualmente cuenta con platos perforados con orificios de burbujeo sin válvulas autorregulables. El material de los platos es AISI 316L. Luego de 2 (dos) años de operación, estos platos han mostrado tener resistencia a la corrosión.



Con el fin de estudiar la resistencia a la corrosión en función de la metalografía, distintos materiales fueron expuestos en las torres regeneradoras de la Planta Sierra Chata, ubicando cupones en los platos #4 y #8, lado líquido y lado gas. Los cupones de AISI 316L (material de los platos) informaron una tasa de corrosión de hasta 5 mpy (0.127 mm/y) en los cupones sumergido en el lado líquido, mientras que los cupones de Titanio grado industrial experimentaron desgaste prácticamente nulo en todos los puntos. Se han ensayado además materiales con recubrimientos del tipo epoxi (algunos de los cuales mostraron una excelente resistencia a la corrosión).

A juzgar por la habilidad de fuerte liberador de electrones del radical COO^- , se considera posible una formación de un quelato de anillo, que atrapa los iones metálicos del acero, incluidos el Mn^{2+} , Fe^{2+} , Co^{2+} , Ni^{2+} , Cu^{2+} y el Zn^{2+} (Ref. 5). La DGA® por sí sola se considera que también tiene la capacidad de formar un quelato, aunque menos estable. Los valores de pKa de ácidos sustituidos como el $^-\text{OOC}-\text{CH}_2-\text{COOH}$ y del $\text{H}-\text{CH}_2-\text{COOH}$ son 5.69 y 4.76, respectivamente. A mayor valor de pKa, mayor la habilidad de donar un par de electrones. Más aún, existe la posibilidad de la formación de un anillo quelato en la DGA® y en el carbamato de la DGA® usando los átomos de oxígeno (Ref. 3, 4, 5).

La alta concentración de iones cloruros, mencionada anteriormente, se considera también un promotor muy importante en las altas tasas de corrosión en los platos de acero inoxidable en las torres primera y segunda, por debilitamiento del material en un medio exigido como es la desorción de CO_2 a altas temperaturas. La tercer torre (sin daños en los platos), cumple su servicio con baja concentración de iones cloruros en la solución.

Corrosión en Carcasa. La carcasa de la torre, de acero al carbono SA516-70, sufrió daños severos en forma de corrosión localizada y pitting. Las áreas afectadas se situaron fundamentalmente a la altura de la desorción del grueso de CO_2 presente. Los cupones de acero al carbono, colocados para el estudio de corrosión en la carcasa de la torre a la altura de los platos #4 y #8, informaron una tasa de corrosión de hasta 50 mpy (1.27 mm/y).

Las características corrosivas del medio impiden la estabilización de la capa pasivante, formada por carbonato de hierro, en la superficie del metal (Ref. 6). En cambio, en las zonas de la carcasa de la torre operadas con baja concentración de carbamato, se verificó la presencia de la capa pasivante de carbonato de hierro juntamente con corrosión insignificante en la superficie.

Eficiencia de Separación. Una regeneración deficiente resulta en altas concentraciones de CO_2 y corrosión en las zonas más calientes del circuito de aminas: el fondo de la torre regeneradora, y el reboiler. Un perfil de trabajo correcto indica que las etapas superiores de contacto tienen temperaturas menores que en el resto de la torre. Esto significa que el CO_2 presente debe ser separado en los platos superiores. Una simulación típica de este caso, considerando 10 etapas de intercambio, puede observarse en la **Tabla 2**, en donde se detalla el porcentaje de CO_2 remanente en cada etapa.



Tabla 2. Perfil típico de desorción

Etapa	Temp °F	CO2 mol%
COND	135.0	88.4377
1	207.2	42.1369
2	221.7	40.8570
3	232.4	26.6611
4	238.6	17.2034
5	242.0	11.7859
6	244.0	8.6137
7	245.4	6.5787
8	246.4	5.1238
9	247.3	3.9621
10	248.1	2.9230
RBLR	251.8	1.8695

Un perfil de temperaturas correcto asegura alta eficiencia de desorción, mientras que un control sobre la relación de reflujo optimiza los consumos de energía en el proceso de regeneración.

El monitoreo de la carcasa de la torre mediante técnicas de ultrasonido debe estar complementado con inspecciones visuales del estado interno (por ejemplo, con técnicas de boroscopia). Esto se debe a que la principal manifestación de corrosión experimentada en la carcasa de las plantas de Sierra Chata es del tipo pileta localizada.

En Sierra Chata se continúa actualmente con investigaciones propias para determinar con más amplitud las causas de la corrosión experimentada en las torres regeneradoras.

CAÑERÍAS AMINA RICA

Cañería de Descarga de Absorbedora

Comprende el tramo de cañería de descarga de amina rica de la torre Absorbera. Los principales factores que inciden en el desgaste interno son las altas velocidades producidas por la descarga de espuma desde la torre, y el efecto de flushing de CO₂, anteriormente mencionado. El montaje abarca una válvula globo para control de nivel de la torre Absorbedora (LCV), y una placa orificio situada aguas abajo de la LCV para repartir la caída de presión desde 80 bar hasta 5 bar.

Este tramo de cañería es considerado un punto crítico de monitoreo. Adicionalmente a la medición periódica de espesores, se realizan ensayos de metalografía no destructiva. La técnica, normalizada de acuerdo a la Norma IRAM – IAS – CNEA 500-1-005, se basa en la obtención de una réplica metalográfica de la superficie exterior de la cañería. Los resultados obtenidos de la réplica indican que, en general, el material no manifiesta cambios microestructurales que puedan afectar la resistencia a la corrosión del material. Se informa, sin embargo, presencia de carburos de cromo en borde de grano en algunos sectores, debido a exceso de calor durante la soldadura.



El desgaste, verificado como un efecto de corrosión-erosión, se concentró en el radio externo del codo 90° ubicado aguas arriba de la válvula LCV de la torre Absorbedora, con microcavitaciones que dañaron la capa pasivante interna del metal. Las piezas afectadas, de material de acero inoxidable AISI 304, debieron ser reemplazadas luego de 6 (seis) años de servicio.

Las inspecciones realizadas indican que en las inmediaciones de la placa orificio no se manifiesta corrosión significativa a pesar del fenómeno de flushing de CO₂. Estos resultados contrastan con la corrosión reportada por un cupón ubicado aguas abajo de la placa orificio, debido a que éste sufre el desgaste por exposición a la turbulencia.

Salida Intercambiador Amina/Amina

Las cañerías de amina rica están expuestas a la corrosión por factores inherentes al proceso: alta temperatura, alta carga molar y velocidades de flujo. Otros factores agravantes dependen de la calidad de montaje, y de la presencia de sales estables al calor en la solución de amina.

Inspecciones visuales llevadas a cabo durante tareas de mantenimiento y modificaciones de planta, reportaron presencia de corrosión en varios tramos de la línea de amina rica (AISI 304). La zona más afectada corresponde a las inmediaciones del montaje de la válvula de control de nivel (LCV) del Tanque Flash.

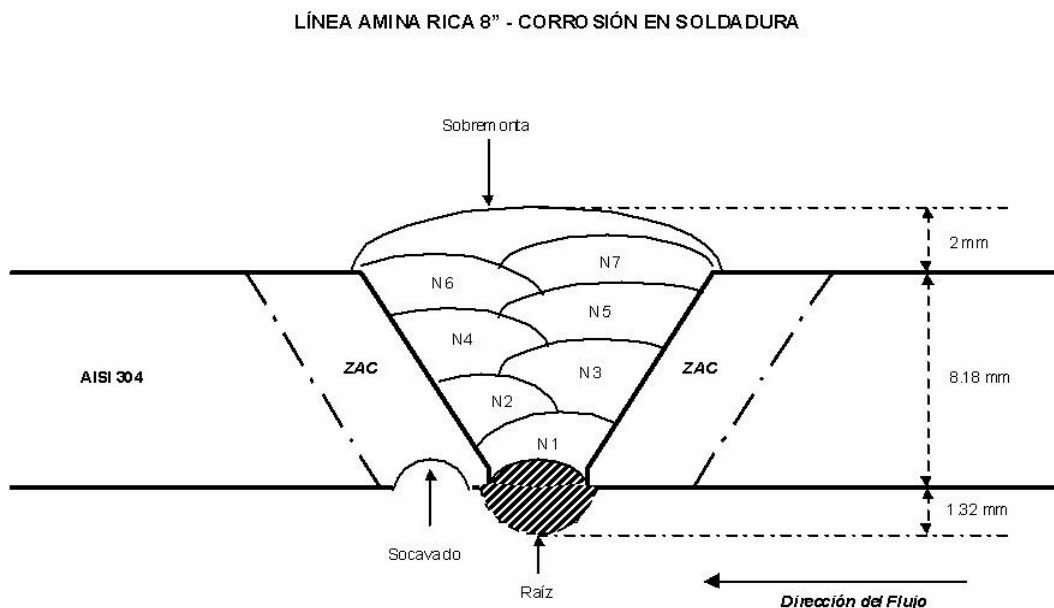
Estudios Metalográficos. Las técnicas y normas utilizadas son las siguientes:

- Norma ASTM E 3-80 (1986) para preparación metalográfica.
- Norma ASTM E 407-93 para reactivos de ataque.
- Metalografía Óptica (MO)
- Microscopía electrónica (SEM)

Las probetas estudiadas muestran una importante disminución del espesor cercana al área de soldadura, y especialmente localizada en la raíz, tanto para una probeta correspondiente al eje inferior como para otra probeta del eje superior. La **Figura 2** esquematiza el daño producido. La zona afectada térmicamente (ZAC) muestra un crecimiento de grano y, en algunos sectores de la probeta, formación de carburo de cromo a lo largo de borde de grano. La corrosión no es preferencial, sino homogénea. El mecanismo de daño observado obedece preferencialmente a un proceso de erosión-cavitación. La corrosión intergranular tiene menor participación en el proceso de desgaste ya que, a pesar de los precipitados de carburo de cromo, no se evidencia un mecanismo de desprendimiento de granos. Con un espesor inicial del material de 8.3 mm, el descuelgue remanente de raíz del cordón de soldadura (realizado en 3 (tres) pasadas) es de 1.2 mm, lo cual generó, por condiciones de flujo, el daño localizado.

Con relación a la soldadura de aceros inoxidables, algunas recomendaciones para evitar los problemas experimentados, comprenden utilizar gas de respaldo (preferentemente argón), tener un estricto control del aporte térmico a fin de evitar la formación de carburos de cromo (principalmente velocidad de avance), y realizar, posterior a la soldadura, tratamientos de pasivado a fin de eliminar el óxido superficial que se forma debido al aporte térmico. La soldadura de raíz mediante la técnica TIG (Tungsten Inert Gas) puede ser usada también en soldaduras de acero al carbono.

Figura 2. Corrosión en ZAC



Carga molar de amina rica. Se ha determinado experimentalmente que una carga molar de 0.40 mol CO_2 /mol DGA® constituye un punto de inflexión con respecto a la corrosión medida en las líneas de amina rica. Los resultados, sin embargo, no han sido fáciles de relacionar matemáticamente debido a que existen otros factores que pueden influir en la medición de la tasa de corrosión, como por ejemplo las velocidades de circulación de solución de amina y la concentración de sales cloruros.

La medición con cupones de acero al carbono ha reportado que, trabajando a cargas molares superiores a 0.40 mol CO_2 /mol DGA®, la corrosión aumenta exponencialmente, desde 5 mpy (0.127 mm/y) con 0.40 mol CO_2 /mol DGA®, hasta más de 20 mpy (0.508 mm/y) con 0.42 mol CO_2 /mol DGA® en la salida del Tanque Flash. La **Figura 3** tendencia los valores de desgaste en función de cargas molares.

Temperaturas. Por lo expuesto anteriormente, se concluye que las temperaturas elevadas aumentan considerablemente el riesgo de corrosión en las soluciones de amina cargadas con CO_2 .

Figura 3. Corrosión versus Carga Molar



INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Desde su puesta en marcha, se realizaron ensayos con 3 (tres) inhibidores de corrosión de uso y renombre internacional, especificados para plantas de amina. Las experiencias en la aplicación de cada uno de estos productos en Sierra Chata fueron diversas, la corrosión medida en todos los casos no experimentó descenso alguno. La imposibilidad de formación de la capa pasivante tiene estrecha relación con la ineficiencia mostrada por los inhibidores que deberían formar un film protector.

Es imprescindible contar con técnicas adecuadas para la determinación de inhibidor remanente en la solución circulante.

INSTRUMENTACIÓN DE CORROSIÓN

El equipamiento de laboratorio es un factor muy importante para realizar un diagnóstico de corrosión en tiempo y forma. En la mayoría de los casos, evaluar la corrosión con una sola técnica no provee toda la información necesaria al mismo tiempo. Las diferentes técnicas aplicadas en Sierra Chata se detallan a continuación:

Cupones. Normalmente se utilizan cupones rectangulares y cilíndricos. La velocidad de corrosión promedio se determina gravimétricamente según el tiempo de exposición en el proceso. Unos de los roles más importantes de los cupones es la de proveer información acerca del tipo de corrosión presente.

Probetas de Resistencia Eléctrica (ER). Son básicamente “cupones automáticos” que trabajan midiendo la resistencia eléctrica de una probeta de metal fina expuesta en el proceso. Las lecturas



de corrosión pueden ser tomadas con mayor frecuencia, permitiendo en algunos casos la detección del proceso corrosivo en pocas horas de exposición.

Probetas de Resistencia de Polarización Lineal (LPR). Se basa en perturbar el sistema en ± 20 milivolts, a partir del potencial de corrosión, y medir la corriente dada por el sistema. La pendiente de la gráfica corriente versus potencial, proporciona el valor de resistencia a la polarización, para calcular la velocidad de corrosión. Las técnicas LPR informan además la tendencia a corrosión pitting, y permiten lecturas de medición instantáneas.

Ultrasonido. Provee una medición desde el exterior de la cañería o equipo a la próxima interfase que refleja las ondas de sonido. Se utiliza para medir espesores.

Análisis Químicos. Monitorea la composición química del fluido de proceso y relaciona con la tasa de corrosión que tiene lugar. Ejemplos son: concentración de hierro, cromo, níquel, y otros metales, concentración de oxígeno disuelto y de cloro libre, concentración de cloruros.

Detección y Conteo de Bacterias. Monitorea la presencia/ausencia de bacterias como las reductoras de sulfatos, bacterias del hierro (aeróbicas), y el conteo de colonias totales presentes.

Inspección Visual. Los equipos que están fuera de servicio se inspeccionan internamente, obteniendo como resultado la certeza total de las condiciones de la unidad.

Software. Se cuenta con simuladores de proceso y de flujo de gas en pozos, los cuales corroboran y contrastan resultados, calculando a la vez las propiedades y características del flujo.

Hay otras técnicas aplicadas según necesidades en laboratorios externos, entre las que figuran:

Análisis Destructivos. Se utilizan para evidencia de Stress Corrosion Cracking, Crevice y otras actividades corrosivas.

SEM. La fotografía microscópica brinda información muy valiosa del estado superficial del metal.

Análisis Metalográficos. Permite analizar la microestructura del material y los cambios que pueden producir corrosión.

Medición con Caliper. Permite conocer el perfil de espesores de los tubing de producción.

Difracción por Rayos X. Identifican cristales de depósitos o incrustaciones.

Termografía Infrarroja. Permite determinar el perfil térmico de los equipos.

Escaneo de Equipos. Mediante ensayos radiactivos (perfilaje gama) se obtiene la performance operativa.

CONTROL DE CORROSIÓN EN PLANTAS DE AMINA

Las bases para la elección del método de monitoreo de corrosión de las plantas de amina tienen en cuenta los materiales de construcción de los equipos y líneas de proceso, las velocidades de circulación de amina, y la frecuencia de medición deseada. La diversificación de los métodos de medición permiten tener información diaria, semanal, mensual, y trimestral, complementándose a su vez en el procesamiento de resultados.

Los puntos de medición se detallan esquemáticamente en la **Figura 4** (monitoreo de Planta) y en la **Figura 5** (monitoreo de Torre Regeneradora), y se detallan a continuación.

Salida Flash

- **LPR AISI 304.** Permite tomar decisiones operativas ante cambios en las condiciones de proceso.
- **ER Flush AISI 304.** Brinda información confiable del estado de las cañerías luego de algunos días de exposición.



Salida Intercambiador Amina/Amina Lado Amina Rica

- **Cupón AISI 304.** Verifica el tipo de corrosión presente del lado tubos del intercambiador de calor y de la línea de amina rica de entrada a la torre regeneradora.

Entrada Condensadores de Reflujo

- **Cupón AISI 304.** La experiencia indica que normalmente no se trata de un punto corrosivo. Los cupones se extraen cada semestre.

Salida Condensadores de Reflujo

- **Cupón AISI 304.** No se trata de un punto corrosivo, aún colocando cupones de acero al carbono.

Salida Fondo Torre Regeneradora

- **Electrodos LPR. Probeta ER Flush Acero al Carbono.** Al ser un punto de alta temperatura, no es conveniente colocar un cupón ya que sufre desgaste erosivo y corrosivo debido al impacto del flujo.

Entrada Aeroenfriadores de Amina

- **Cupón Acero al Carbono.** Verifica la presencia de la capa pasivante.

Salida Aeroenfriadores de Amina

- **ER Acero al Carbono.** Contrasta los datos del cupón ubicado aguas arriba de los aeroenfriadores y brinda información semanal de las velocidades de corrosión.

Torre Regeneradora

- **Plato #1 (lado líquido).** El plato de lavado no es un punto corrosivo. Al utilizarse para evaluar incrustaciones, se coloca indistintamente cupón de acero al carbono o de acero inoxidable.
- **Plato #4 (lado líquido). Plato #4 (lado gas). Plato #8 (lado líquido). Plato #8 (lado gas).** Normalmente se utilizan cupones de **AISI 316L** para evaluar el comportamiento de los platos. Eventualmente se colocan cupones de otros materiales para estudiar la correspondiente resistencia a la corrosión.

Figura 4. Monitoreo de Corrosión en Planta de Aminas

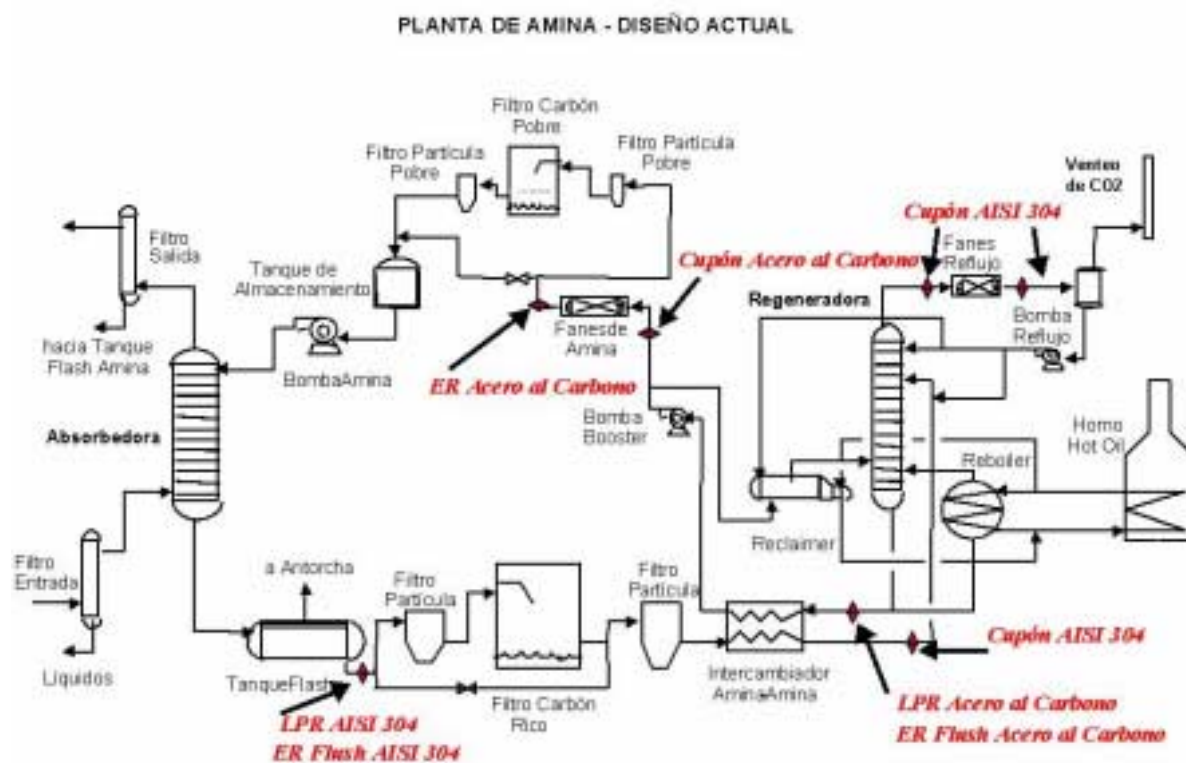
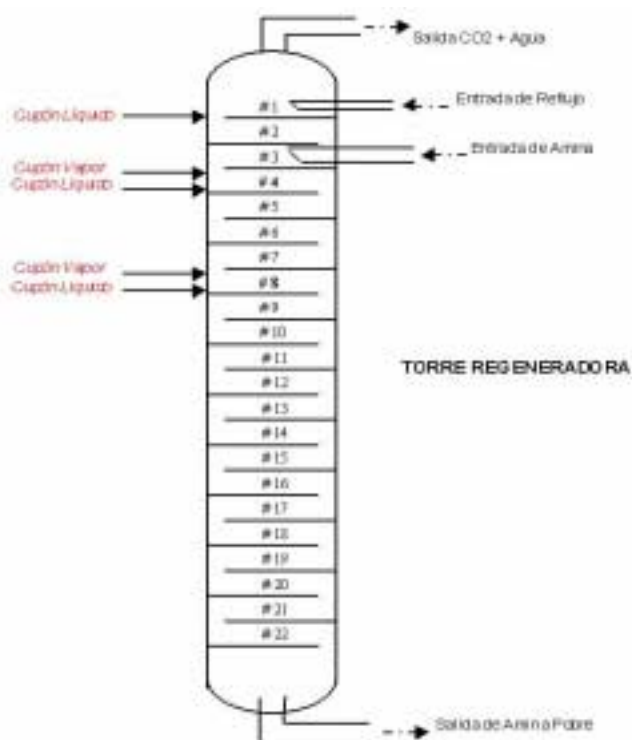


Figura 5. Monitoreo de Corrosión en Torre Regeneradora





Medición de Espesores

Focaliza determinar el desgaste erosivo y la corrosión generalizada en determinados puntos de planta. Los sectores considerados más comprometidos, y con monitoreo periódico, son:

- Cañería de Salida Absorbedora. Codo 90° ubicado aguas arriba de la LCV.
- Línea de venteo de vapores del tanque Flash
- Líneas que conectan la torre Regeneradora con el Reboiler en termosifón
- Línea de amina rica.
- Torre Regeneradora a diferentes alturas
- Torre Absorbedora (matriz completa cada 10 centímetros)
- Medición localizada en el resto de los equipos

CONCLUSIONES

Los fenómenos de corrosión en las Plantas de Amina de Sierra Chata, en la cual las cargas de gas ácido son muy elevadas, están basados en 4 (cuatro) puntos fundamentales:

- Tipo de Amina
- Diseño
- Operación
- Resultados del uso de Inhibidores de Corrosión

Para conseguir un panorama lo más completo posible acerca del estado de los equipos en una planta de aminas, la corrosión debe monitorearse con varios métodos al mismo tiempo. La elección del método y el análisis de los resultados depende de varios factores, como las condiciones de proceso, los materiales de construcción y la tasa de corrosión esperada. El equipamiento de laboratorio tiene extrema importancia en la detección y control de la corrosión.

Luego de 8 (ocho) años de operación ininterrumpida, varios de los problemas de corrosión experimentados en las plantas de aminas del Yacimiento Sierra Chata han sido detectados y corregidos in situ. Otros problemas, en cambio, se han monitoreado y estudiado no sólo utilizando los métodos al alcance del laboratorio de corrosión local, además se recurrió a laboratorios externos y a investigaciones internacionales.

REFERENCIAS

1. Downhole Parameters to Predict Tubing Life and Mist Flow in Gas Condensate Wells. Garber. Walters, Singh, Alapati, Adams. NACE, Paper 25, 1994.
2. Considerations in the Design and Operation of a Reclaimer. C. Corsi, P Trovarelli, R. Betancur. Laurance Reid Gas Conditioning Conference 2002.
3. Uneven Distribution of Metallic Ions in Deposits Precipitated in the Koshijihara DGA® CO₂ Removal Units. Y. Tomoe y K. Sato. Paper 339, NACE Corrosion 1997.
4. Unusual Corrosion in CO₂ Removal Plants Operated with 65% Diglycolamine® Aqueous Solutions. Yasuyoshi Tomoe, Machiko Tezuka y Kenzo Kobayashi. Corrosion Engineering 43, 377-383 (1994)
5. Active Dissolution and Natural Passivation of Carbon Steel in Carbon Dioxide-Loaded Alkanolamine Solutions. Y. Tomoe, M. Shimizu, y H. Kaneta. The NACE International Annual Conference and Exposition, Paper 395, 1996
6. Electrochemical Behaviour of Carbon Steel in Carbon Dioxide-Saturated Diglycolamine® Solutions. X.-P.Guo y Y. Tomoe. NACE Corrosion, Vol 54, N° 11, 1998



BIBLIOGRAFÍA

- Comportamiento de Corrosión en las Aleaciones de base Fe/Ni en Regeneradoras de Eliminación de CO₂ que utilizan DGA®. Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology, Vol 64, N°6, 1999
- Evaluation of Corrosion Resistance of Metallic Materials for DGA® Regenerators in Dynamic Conditions. Y. Tomoe, K. Miyata, y M. Ihara. Paper 02350. NACE Corrosion 2002.
- Corrosion in DGA® Gas Treating Plants. M.K. Seubert y G.D.Wallace, Jr. Corrosion 85, Marzo 1985.
- Manual de Detección y Control de Corrosión en Campos Petroleros. Champion Chemicals, Inc. Houston, Texas
- ASM Handbook. Volumen 13. Corrosión. Ninth Edition
- Corrosion of Stainless Steels. Second Edition. John Sedriks. John Wiley & Sons. Inc., 1996
- Gas Conditioning and Processing. Vol 1 y 2. Seventh Edition. Campbell Petroleum Series.
- Degradation of Amine Solvents and the Relation with Operational Problems. Smith-Van Heeringer-Van Grinsven. LRGCC 2002.