

CORROSIÓN BAJO TENSIÓN POR NaOH EN UN STRIPPER DE AMONIACO DE LA UNIDAD DE AGUAS AGRIAS

Vanessa Casariego, Pan American Energy, vanesa.casariego@axionenergy.com

Romina Godoy, Pan American Energy, YGodoy@pan-energy.com

Sinopsis

Dentro del proyecto de expansión de Refinería Campana se encuentra la unidad de tratamiento de aguas agrias; a diferencia de la mayoría de estas unidades ésta cuenta con dos etapas de despojamiento. La primera etapa en donde se despoja al agua agria del H_2S y la segunda etapa donde se despoja el NH_3 . Así, el agua despojada del H_2S en la primera etapa pasa a la segunda etapa y finalmente el agua tratada llega a especificación para ir hacia la unidad de WWT (Waste Water Treatment) con menos de 15 ppm de H_2S en promedio y menos de 25 ppm en promedio de NH_3 .

Para lograr el nivel de strippeo de las torres se necesitan condiciones de proceso dentro de un rango estrecho de valores, para el segundo stripper la temperatura de operación debe ser $129^{\circ}C$ en el fondo y $90^{\circ}C$ en el tope a una presión de $1,24 \text{ kg/cm}^2$ y el rango de pH debe mantenerse entre 6 y 8 (máximo 8.3) para tener el adecuado despojamiento del NH_3 .

Debido a la alta concentración de Cloruros que se encuentran en las aguas agrias de refinería el pH de la segunda torre se encuentra debajo del óptimo y no se logra el correcto despojamiento del NH_3 ~~y el~~ causando un consecuente problema en la unidad biológica (WWT) aguas abajo.

Para solucionar este problema la unidad cuenta con un sistema para la inyección de NaOH, en la zona media y fondo de la unidad despojadora de NH_3 , para uso intermitente con un caudal bajo pero; debido a que el caudal de diseño no fue capaz de alcanzar los pH óptimos; se analizó la posibilidad de una inyección continua de un caudal mayor.

Se analizó el riesgo de integridad mecánica debido al mecanismo de daño de corrosión bajo tensión por NaOH y corrosión alcalina. En este trabajo se presenta dicho análisis de riesgo y las acciones de mitigación mediante inspección surgidas del análisis de Inspección Basada en Riesgo según API RP 581 y un estudio de tenacidad a la rotura realizado por API RP 579.

Introducción

El propósito del Sour Water Stripper (SWS) es eliminar el Sulfuro de hidrógeno (H_2S) disuelto y el Amoníaco (NH_3) del agua agria procedente de varias unidades de la refinería:

- Unidad de Destilación Atmosférica
- Unidad de Vacío
- FCCU (Cracking Catalítico Fluido)
- Unidad de Coker retardado
- Hidrotratadores (VNHF, KNHF, y DHT)
- Agua de sello del flare
- Agua agria de la planta de regeneración de aminas
- Reciclos internos de la unidad de recuperación de azufre

El sulfuro de Hidrógeno disuelto (H_2S) y el Amoníaco (NH_3) se eliminan por separado en dos torres diferentes con distintas condiciones operativas de presión y temperatura.

El sulfuro de Hidrógeno se elimina del agua agria en la torre despojadora SW-T-1401 de primera etapa, mientras que el Amoníaco se separa en la segunda etapa, la torre despojadora SW-T-1402. El gas ácido H_2S de la primera etapa se envía a la unidad de recuperación de Azufre y el NH_3 primero se lava para eliminar el H_2S residual y luego se envía al incinerador. En la figura 1 se presenta el diagrama de flujo de la unidad.

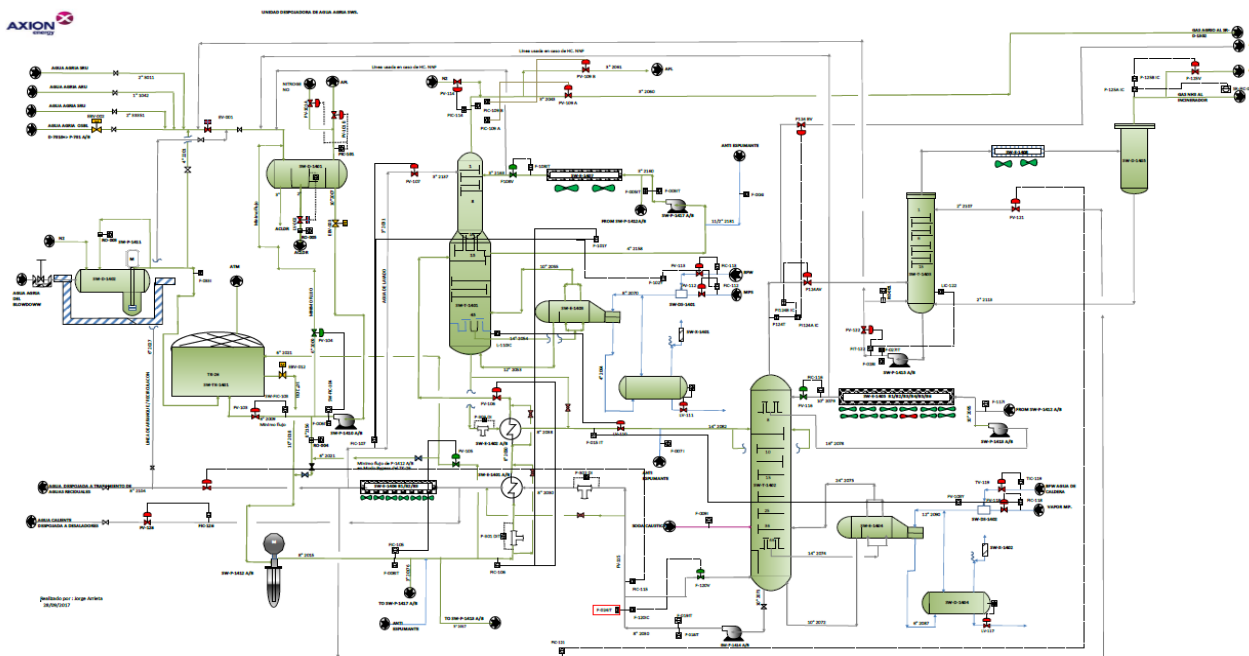


Figura 1: Flowsheet de la unidad.

Desde el inicio de operación la unidad no se logró cumplir con la concentración de NH_3 en la corriente de agua tratada (>50 ppmwt de NH_3). Se realizó un estudio de caracterización de las corrientes de alimentación al mismo dando como resultado una diferencia importante en las concentraciones de alimentación, principalmente en concentración de cloruros, según se muestra en la siguiente tabla:

Alimentación a SWS	Base de diseño	Actual en refinería
NH_3	6980	2070
H_2S	4870	2563
CL	20 (max.50)	200
Fenoles	100	100
PH	8.7-9	8.9

Como se puede observar la concentración de cloruros es muy superior a las condiciones de diseño lo que provoca una interferencia importante en el despojamiento del NH_3 .

El sistema cuenta con las facilidades para inyección de soda al 10% wt lo que mejoraría el PH (de 5.6 a 7) y desplazaría el equilibrio favoreciendo el despojamiento de NH_3 . La instalación fue diseñada para menos concentración de CL- y la conexión para inyección de soda acorde con eso. El caudal de inyección normal para ajuste de PH estaría en el orden de los 2-3 lt/h aunque para nuestra condición según el estudio realizado y estimado enviado por el proveedor para alcanzar las condiciones de

diseño en el agua tratada (en cuanto a NH₃) con la alimentación de ~200 ppm wt de CL- sería necesario una inyección de soda del orden de los 160-300 lt/h.

En función del análisis de procesos se determinó la necesidad de realizar la prueba de inyección de soda de manera puntual que permita estudiar el efecto del PH en el despojamiento del NH₃ lo que derivó en la consulta al especialista sobre los efectos en materiales por estar adicionando un caudal mayor de soda durante un corto periodo de tiempo, no mayor a 5 días.

Desarrollo

El problema operativo derivó en un problema de integridad mecánica ya que, debido a las condiciones de la prueba, que no son las de diseño se pueden causar daños en el equipo.

Se realizó un estudio para establecer el riesgo de la operación con inyección de soda mediante la API RP 581 y tomar la decisión de aceptar el riesgo frente a la necesidad de cumplir con las especificaciones de salida de la planta hacia la unidad de tratamiento de aguas residuales (WWT).

No sólo se estudió el efecto de inyección de soda en la torre sino también en el reboiler de la misma.

Datos

La torre Stripper de la segunda etapa posee 2 materiales de construcción desde el cabezal superior hasta el plato 12 es de acero inoxidable Tp 316L mientras que el resto de la torre es de acero al Carbono, por lo tanto, para realizar el análisis de riesgo se divide a la torre en 2 partes.

De todas maneras, la conexiones para la inyección de soda están en la zona de acero al Carbono como se muestra en la figura 2

SW-T-1402

	Tope	Fondo
Fluido	Agua+ NH ₃ + H ₂ S	Agua strippeada
Temperatura de operación	90°C	129°C
Aislación	SI (ASTM C795)	SI
Temperatura de diseño	-10/160°C	-10/160°C
Presión de operación	1.12 kgf/cm ²	1.62 kgf/cm ²
Presión de diseño	3.5 kgf/cm ²	4 kgf/cm ²
Material	SA 240 Tp 316L	SA 516 Gr 60 N HIC
PWHT	NO	SI
Espesor	12/15 mm	18/20 mm
Sobreespesor por corrosión	0 mm	6 mm

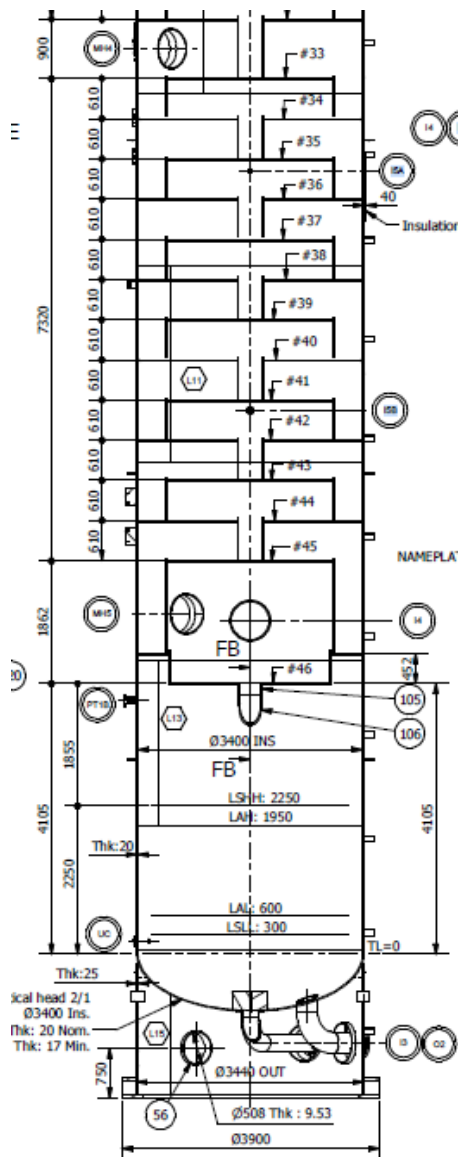
SW-E-1404

En el caso del reboiler de la torre también es necesario efectuar el análisis en lado carcasa y lado tubo.

Si bien no se afectará el fluido interno de los tubos se deberá tener en cuenta el análisis desde el exterior de los mismos.

	Carcasa	Tubos
Fluido	Agua agria	Condensado de agua de caldera
Temperatura de operación	129°C	181°C
Aislación	SI	N/A
Temperatura de diseño	160°C	318°C
Presión de operación	1.7 kgf/cm ²	9.4 kgf/cm ²
Presión de diseño	12.6 kgf/cm ²	12.4 kgf/cm ²
Material	SA 516 Gr 60N HIC	SA 213 Tp 316L
PWHT	si	no
Espesor	18 mm	1.65 mm
Sobreespesor por corrosión	6 mm	0 mm

Plano de la torre y puntos de inyección de soda



Conexiones para
inyección de soda

Figura 2: plano de la torre y detalle de las conexiones para la inyección de soda

2- Cálculo de la concentración de NaOH en el interior de la torre y en el reboiler

La concentración de la solución de soda cáustica que se inyecta a la torre es entre el 10 y el 13%wt a temperatura ambiente.

Como la torre tiene por diseño facilidades para esta inyección la misma posee un quill tipo “flauta” que permite una buena distribución de la solución y además evita el contacto directo con las paredes del recipiente de la solución concentrada.

Con la ayuda del distribuidor se considera que la dilución es efectiva y se calcula de la siguiente manera:

Solución de entrada: 10-13% wt

Dentro de la torre y Reboiler:

$$\text{Concentración de NaOH a la salida de la SW-T-1402} = Q_{\text{NaOH}} * C_{\text{NaOH}} / Q_{\text{total}}$$

$$0.3 \text{ m}^3/\text{h} * 13\% \text{ wt} / 80 \text{ m}^3/\text{h} = 0.04875\% \text{ wt} \Rightarrow 487.5 \text{ ppm}$$

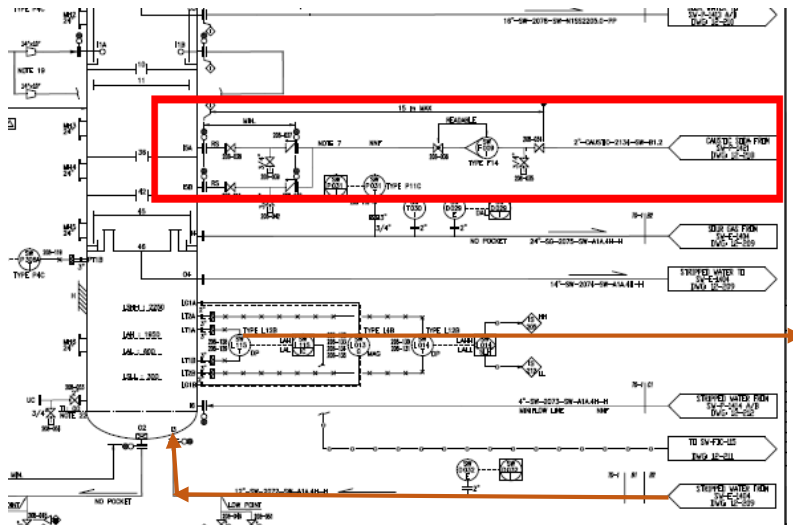


Figura 3: Diagrama de flujo del fondo de la torre SW-T-1402

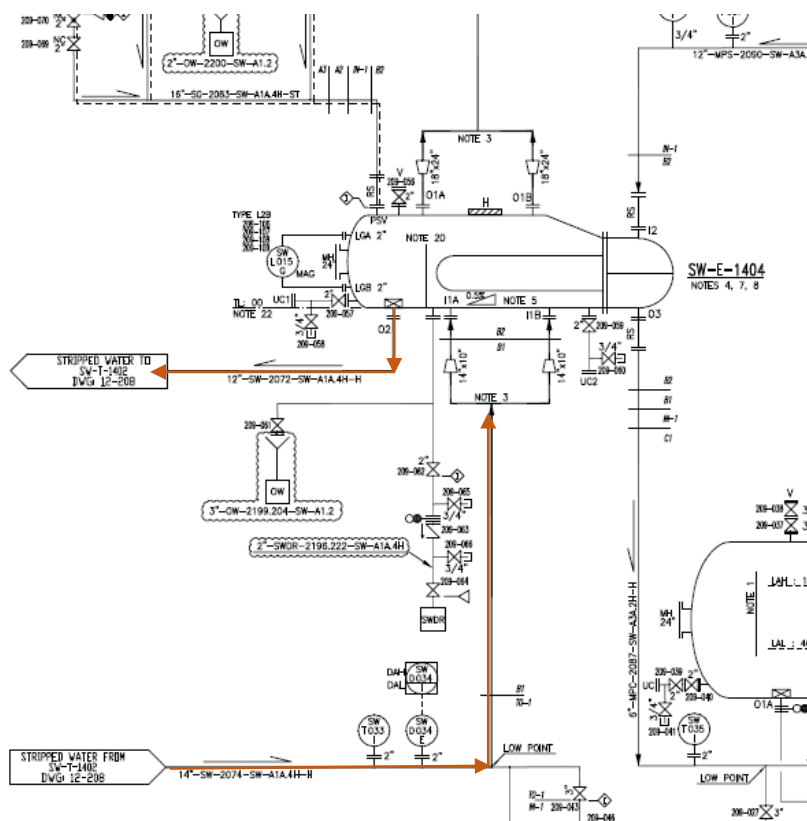


Figura 4: Diagrama de flujo del reboiler de la torre SW-E-1404

3- Análisis de riesgo

Mecanismos de daño:

3.1 Corrosión bajo tensión por Soda

Cuando ponemos en contacto una solución cáustica a cierta temperatura con acero al Carbono se produce el fenómeno de fisuración por corrosión bajo tensión en las zonas donde puede haber concentración de tensiones.

El aumento de la concentración cáustica o la temperatura del metal acelera la velocidad de fisuración. La susceptibilidad a la fisuración cáustica del acero al carbono se muestra en la Figura 3. La fisuración cáustica del acero al carbono no está prevista a temperaturas del metal inferiores a aproximadamente 46 ° C (115 ° F). En los 46 ° C a 82 ° C (115 ° F a 180 ° F) la susceptibilidad a la fisuración es una función de la concentración de soda. Por encima de 82°C (180°F) es muy probable que se produzcan grietas con concentraciones superiores a aproximadamente 5% en peso.

Aunque la susceptibilidad la fisuración es significativamente menor en soluciones cáusticas con menos del 5%wt de concentración, la presencia de altas temperaturas (casi hirviendo) puede causar localmente mayores concentraciones que aumentarían la susceptibilidad. Los casos notables de este fenómeno incluyen fisuración cáustica de las columnas de destilación cuando se agrega cáustico para el control del pH y fisuración cáustica de equipos o líneas con agua de alimentación de la caldera o bulones de tubería cuando las fugas en las juntas exponen los mismos al agua de alimentación.

3.1.1 Curva de la norma NACE SP0403 “Avoiding Caustic Stress Corrosion Cracking of Refinery Equipment and Piping” (2015)

En la figura 5 se muestra la curva para el uso de aceros al Carbono y aleaciones de Níquel relacionando la temperatura de trabajo y la concentración de la solución cáustica. En esta curva aparece una zona “D” donde a bajas concentraciones (hasta 5%wt) el acero al Carbono es apto para el servicio. La concentración cáustica superior al 5% en peso en fase acuosa puede producir fisuración por Corrosión bajo tensión tanto en acero al Carbono como en un inoxidable austenítico.

La mayoría de los equipos/líneas que fueron construidos en aceros al Carbono no requieren PWHT si la concentración cáustica es inferior al 2% en peso (algunos usan 5% en peso como valor umbral), independientemente de la temperatura, como se muestra en el área "D" de la Figura 5.

De todas formas, hay que tener en cuenta que la fisuración cáustica a veces ocurre en servicios con concentraciones más bajas, en áreas donde ocurren efectos de concentración local. Para estos casos, las concentraciones cáusticas de 50 a 100 ppm en el bulk del fluido pueden ser capaces de causar grietas.

Las posibles formas de prevenir los efectos locales de concentración son evitando la nucleación de burbujas (DNB¹) ya que en las zonas donde se produce el hervor la soda puede quedar concentrada en las paredes de los equipos, por lo cual es importante mantener¹ las superficies internas suficientemente libre de depósitos cáusticos.

Si tenemos en cuenta las condiciones de operación tanto de la torre como del reboiler lado carcasa ambos equipos entran en la zona de la curva donde el acero al carbono es apto para el Servicio.

No debemos dejar de lado que en el reboiler se produce un cambio de fase y por lo tanto, podrían haber zonas de concentración de soda localizada. Por esto mismo más adelante se mencionan las inspecciones que se llevarán a cabo en la próxima parada de planta para descartar que el mecanismo se encuentre activo.

¹ DNB: La Departure Nucleate Boiling (DNB) es el punto donde las burbujas de vapor ya no salen de la superficie de calentamiento y, en cambio, una película de vapor se forma alrededor del elemento calefactor. En esta condición, la superficie de calentamiento ya no se humedece y el cáustico puede concentrarse en la superficie metálica.

Para ubicar en esta curva a los equipos que estarán expuestos a la solución cáustica se tuvo en cuenta la dilución completa de la corriente de entrada.

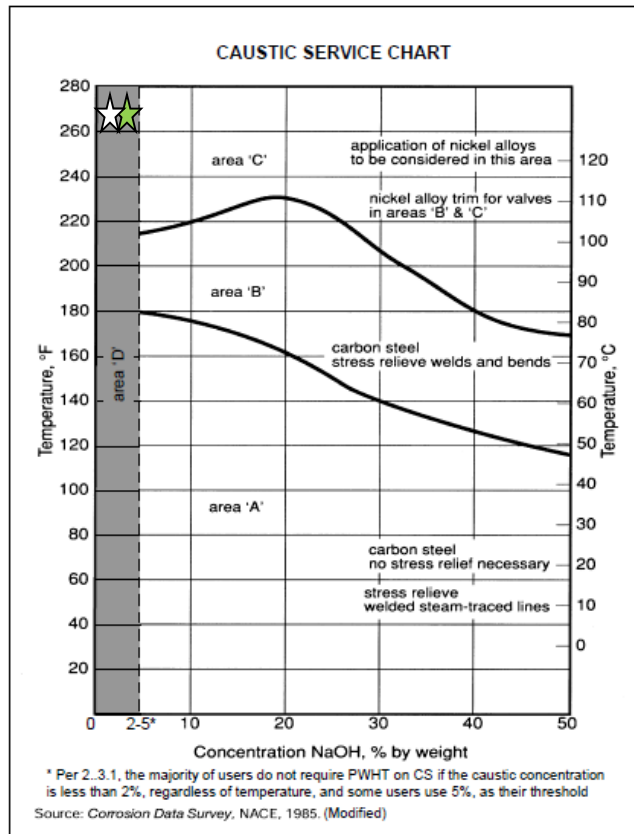


Figure 1: Caustic Service Chart²

(In accordance with paragraph 1.1.1, some contaminated caustics in area "A" can cause caustic SCC and may require stress relief.) See Figure 2 for 300 series stainless steels.

Figura 5: Diagrama de servicio cáustico de la NACE SP0403 (entrada a la torre ★círculo de fondo★)

En cuanto a los tubos del SW-E-1404, que son de SA 213 Tp 316L, en la figura 8 donde se presenta el gráfico para inoxidables de la NACE SP 0403, se ve que el material a la concentración calculada en la dilución, no es susceptible a la corrosión bajo tensión Cáustica

La Figura 8 muestra la susceptibilidad a la corrosión bajo tensión cáustica del acero inoxidable Austenítico en servicio cáustico esta curva proporciona límites de temperatura en función de la concentración de soda.

Para evaluar la susceptibilidad al daño se elige la curva del acero Tp 304 no sensitizado ya que el material de construcción es 316L el cual es más resistente a la sensitización por ser de bajo Carbono, el mazo de tubos tiene 2 años en servicio y la temperatura es baja para que el fenómeno se active.

Con el material y su condición metalúrgica fija y la temperatura de operación; éste resulta por debajo de la curva de fisuración diferida por lo tanto; no es susceptible a fisuración.

Los sistemas que contengan equipos o cañerías de acero inoxidable austeníticos que puedan estar expuestos a cáusticos deben evaluarse cuidadosamente para evitar las concentraciones cáusticas localizadas que pueden causar fisuras por corrosión bajo tensión cáustico. Algunos usuarios aplican un margen de seguridad adicional de 33 ° C (60 ° F) debajo de la curva de falla de fisuración diferida para reducir aún más la probabilidad de fisuración.

Además de tener en cuenta la fisuración por soda para los aceros inoxidable austeníticos es necesario tener en cuenta la fisuración por Cloruros que pueden estar presentes en la Corrientes o en la misma solución.

Según las buenas prácticas se recomienda:

Para los aceros inoxidables serie 300 expuestos a soluciones cáusticas deben cumplir los siguientes límites:

- a- La solución de soda NO debe tener más de 200 ppm de Cloruros.
- b- No se podrán tener más de 50 ppm de Cloruros en soluciones de soda en equipos con tracing o con cambio de fase.

Para cumplir con estos lineamientos se pidió preparar la solución de soda con agua de alimentación a calderas que por especificación contiene < de 1ppm de Cloruros.

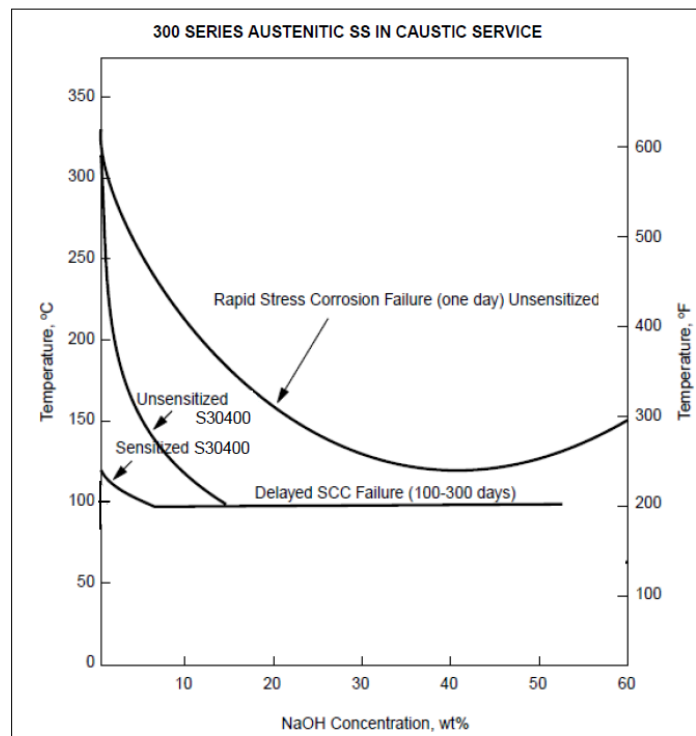


Figure 2: Caustic Service Chart for 300 Series Austenitic SS^{9,10}

Figura 6: Gráfico para servicio cáustico para aceros inoxidables serie 300 NACE SP 0403

En la figura 6 vemos que en la condición de operación (se asume que la concentración será igual a la concentración dentro de la torre) que para un acero inoxidable tipo 304 sin sensitizar estamos por debajo de la línea de la posibilidad de fisuración.

En el caso del reboiler debido a que se produce un cambio de estado, este suceso hace que en ciertos puntos del equipo se puede concentrar la soda y pasar de no tener riesgo de fisuración a una alta susceptibilidad a la fisuración.

En la API RP 571 “ Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry” aparece la misma curva de NACE.

API RP 581

En el análisis de riesgo por corrosión cáustica de la API RP 581 considera que el tratamiento de relevo de tensiones post soldadura es suficiente para inmunizar al equipo/línea de la fisuración cáustica. En la figura 7 se muestra el diagrama de decisiones que figura en dicha RP para el análisis de la susceptibilidad a la fisuración cáustica.

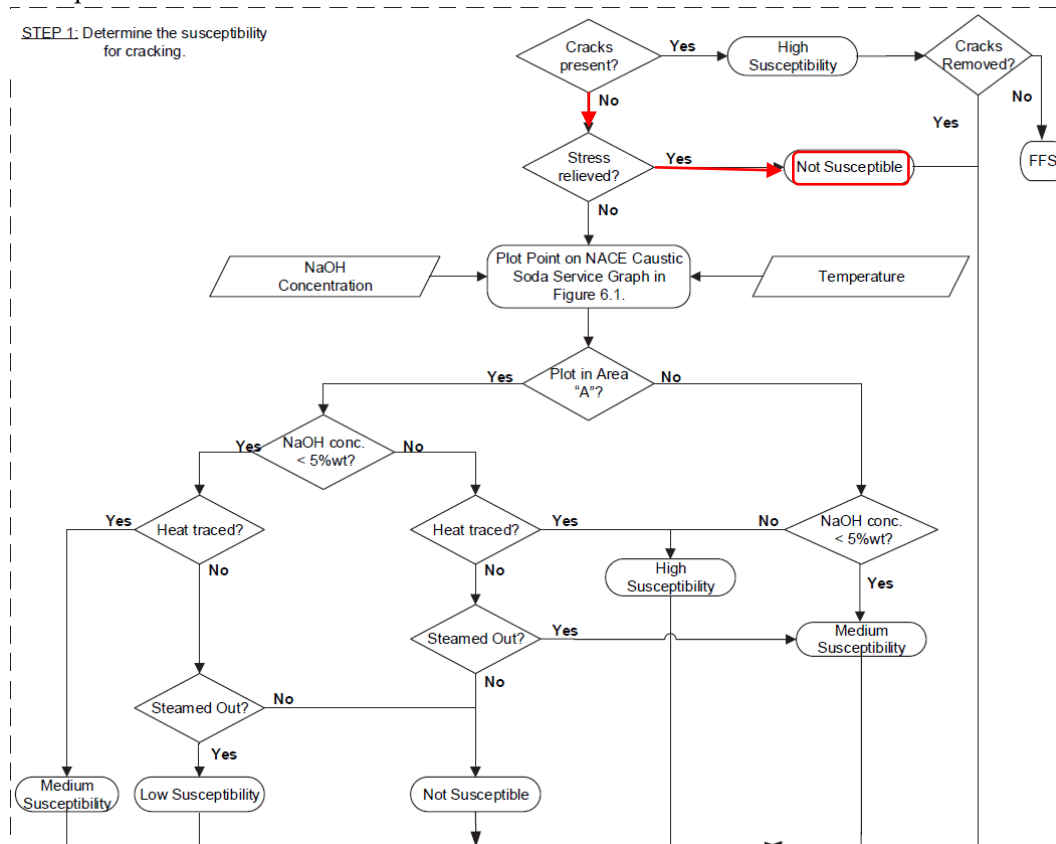


Figura 7: Diagrama de decisión de la susceptibilidad a la fisuración cáustica según API RP 581 Ed. 2016

1.2- Corrosión cáustica

Este mecanismo de daño produce pérdida de espesor generalizada; la velocidad de daño está dada por la base de datos de la NACE

Title: Corrosion Survey Database (COR•SUR)						
Table: Steels, Carbon/ Low Alloy						
no.	material or substance name	exposure medium	exposure medium formula	conc. (%)	temp. (°F)	corrosion rate (mpy)
983	Steels, Carbon/ Low Alloy	sodium fluorophosphate		5 – 35	25 – 225	<20
984	Steels, Carbon/ Low Alloy	sodium fluorosilicate		5	25 – 75	>50
985	Steels, Carbon/ Low Alloy	sodium formate	CHNaO2	5 – 50	25 – 225	<20
986	Steels, Carbon/ Low Alloy	sodium glutamate		5 – 35	25 – 225	<20
987	Steels, Carbon/ Low Alloy	sodium hydrosulfide		5 – 35	25 – 225	<20
988	Steels, Carbon/ Low Alloy	sodium hydrosulfide		35 – 55	125 – 175	20 – 50
989	Steels, Carbon/ Low Alloy	sodium hydrosulfide		100	25 – 75	<2
990	Steels, Carbon/ Low Alloy	sodium hydroxide	HNaO	5 – 15	225 – 325	20 – 50
991	Steels, Carbon/ Low Alloy	sodium hydroxide	HNaO	5 – 45	175 – 225	<20

Tabla 1: Tabla de velocidades de corrosión fuente Knovel

Tomando la peor condición de operación a una temperatura máxima de 129°C, la velocidad de corrosión estará entre 20 mils/año (0.5 mm/ año) y 50 mils/año (1,27 mm/año).

Debido a que la pérdida de espesor es proporcional al tiempo de exposición y que la inyección se realizará durante 7 días; la pérdida de espesor que se podría esperar sería de 0.025 mm como máximo.

4- PREMISAS PARA ESTABLECER UN PLAN DE INSPECCIÓN

Si tenemos en cuenta que la inyección de soda en la torre se produce a través de una entrada tipo “flauta” se puede considerar que la dilución se hará y que el material en ninguna zona del fondo de la torre estará expuesta a la concentración de soda de la alimentación y por lo tanto, se encontrará en la zona D de la curva de la figura 6.

Por lo tanto para realizar el estudio de probabilidad de falla se tomará “not susceptibility” para la torre SW-T-1402 en la zona de entrada de soda y la cañería de fondo 14”-SW-2074-SW-A1.A-H.

En el reboiler SW-E-1404 y cañerías de retorno a la torre 12”-SW-2072-SW-A1.A.4H-H y 24”-SG-2075-SW-A1A.4H-H no se tomará como susceptible pero se realizarán inspecciones para comprobar que debido a la presencia de fluido en ebullición no se produce, en la parte superior del equipo y cañería, el efecto de concentración de la soda.

Del estudio realizado con la metodología de inspección basada en riesgo se muestra el riesgo de los equipos mencionados en el presente informe.

Como, según lo expresado anteriormente no son susceptibles a la corrosión bajo tensión por soda su riesgo no cambia debido al test.

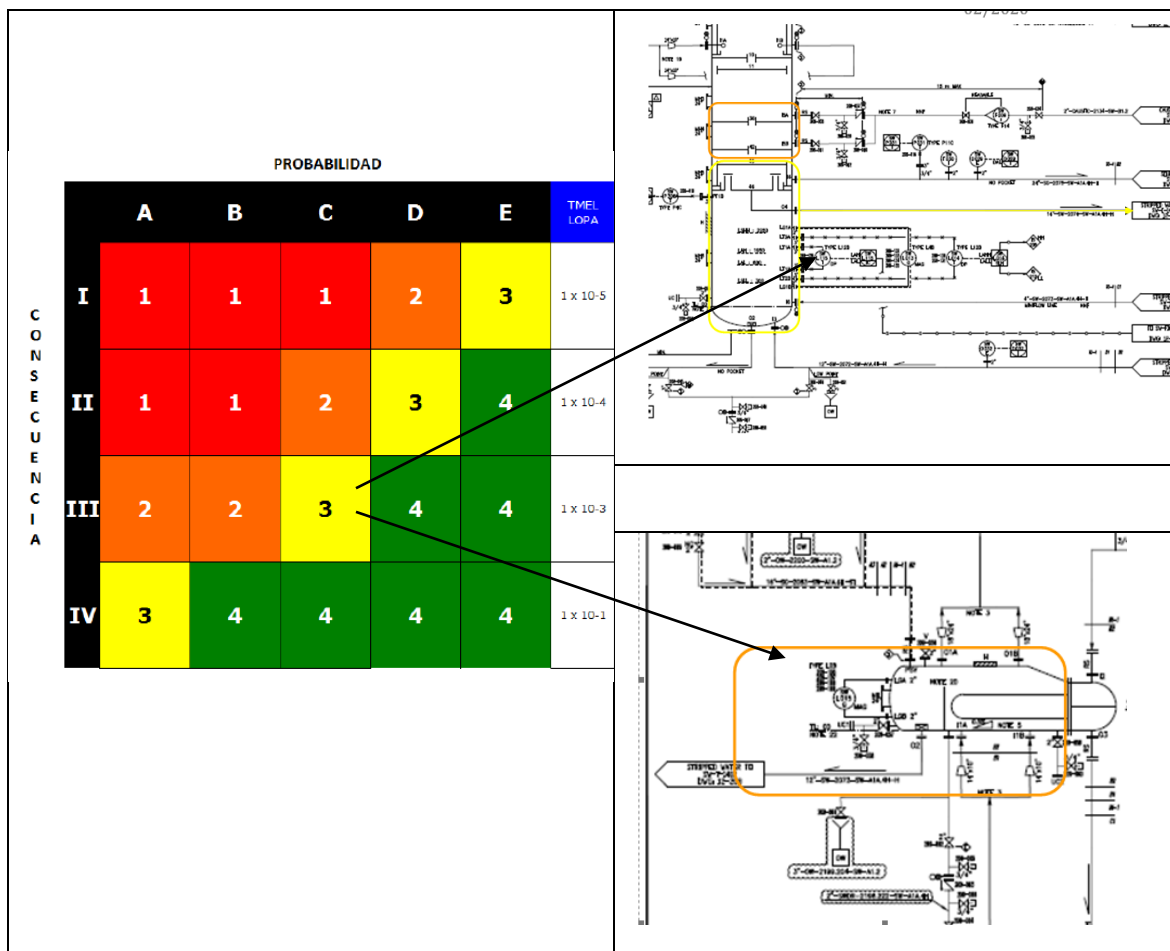


Figura 7: Riesgo de los diferentes componentes expuestos a la inyección de NaOH

5- PLAN DE INSPECCIÓN

Si bien con la dilución calculada el sistema no es susceptible a fisuración debido a la posible concentración localizada de la soda se plantea un planifica una inspección interna en la parada de planta

Efectividad	Actividad	Alcance	Localización
Altamente Efectiva	Partículas magnéticas húmedas fluorescentes (WFMT) o Medición de campos de corriente alterna (ACFM)	100% de las uniones soldadas	Zona afectada por el calor (ZAC)
	Para todas las indicaciones relevantes encontradas realizar UT para dimensionarlas		
Generalmente Efectiva	Partículas magnéticas húmedas fluorescentes (WFMT) o Medición de campos de corriente alterna (ACFM)	>75% de las uniones soldadas seleccionadas por el inspector de la sección	Zona afectada por el calor
	Para todas las indicaciones relevantes encontradas realizar UT para dimensionarlas		
Efectiva	Partículas magnéticas húmedas fluorescentes (WFMT) o Medición de campos de corriente alterna (ACFM)	>35% de las uniones soldadas seleccionadas por el inspector de la sección	Zona afectada por el calor
	Para todas las indicaciones relevantes encontradas realizar UT para dimensionarlas.		

Debido a la parada de planta se decidió aprovechar la salida de servicio de la torre para hacer una inspección altamente efectiva en las zonas donde puede ocurrir la concentración localizada:

- Entrada del flujo de soda a la torre: donde se encuentra la mayor concentración a la mayor temperatura
- Conexión de salida de la Torre hacia el Reboiler: baja concentración y alta temperatura
- Conexión de entrada a la Torre desde el Reboiler: baja concentración y alta temperatura
- Conexión de salida desde el Reboiler a la Torre: cambio de estado posible concentración localizada
- Se radiografía conexiones menores donde pueda haber acumulación de soda
- Se verifica que no haya tramos muertos donde pueda acumularse la soda

6- CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES

Según el estudio de riesgo, para la concentración luego de la dilución de la soda dentro de la torre los equipos NO son susceptibles a sufrir corrosión bajo tensión cáustica durante el test.

En cuanto a la pérdida de espesor como la inyección debido a que el daño es proporcional al tiempo y la inyección se hará por un período corto; se podría esperar una pérdida de espesor generalizada de 0.025 mm máximo.

Se recomienda hacer un ensayo de búsqueda de fisuras on stream (fase array o UT angular) en las uniones soldadas de la cañería de salida del Reboiler que es una zona donde pueden localizarse depósitos de soda en caso de que esta inspección no se realice hace una inspección altamente efectiva durante la parada de planta.

Se deberá analizar la presencia de algún tramo muerto o conexión menor cuya configuración haga que pueda concentrarse la soda y generar un ambiente más propicio para la iniciación del daño.

Se recomienda cambiar la estrategia para que en las primeras inspecciones se haga una inspección muy efectiva en búsqueda de fisuras incipientes.

7 - REFERENCIAS

- **API RP 571 “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry” Ed.2011**
- **API RP 580/ 581 “Risk-Based Inspection Methodology”, Ed.2016**
- **NACE SP 0403 “Avoiding Caustic Stress Corrosion Cracking of Refinery Equipment and Piping” Ed.2015**

Bibliografía

- Ammonium salt corrosion in hydrotreating unit stripper column overhead systems. publication. Author(s): M.D. Price, C.A. Shargay, G.E. Jacobs. From: 1999 NACE Conference Papers (NACE International). Published: December 31, 1999.
- API RP 571 “Damage Mechanism affecting Fixed Equipment in the refining Industry” 2nd Edition 2011

CV autores

Vanesa A Casariego es Ingeniera Química egresada de la Universidad de Buenos Aires (U.B.A.) Magister en Ciencia y Tecnología de Materiales egresada del Instituto de Tecnología “Prof. Jorge Sabato” CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica) y USAM (Universidad Nacional de Gral. San Martín)

En el período del 2006 al 2014- Se desempeñó como Ingeniera Analista de Riesgo, Corrosionista y Especialista en Materiales en CTI Solari y Asoc. S.R.L. Desde el año 2007 a la actualidad se desempeña como “ASME Authorized Global Instructor” de API RP 580/581 “Risk Based Inspection”. Desde el 2007 a la actualidad se desempeña como Jefa de Trabajos prácticos de la Cátedra de “Ciencia y Tecnología en Materiales” de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Austral. Desde 2014 a la actualidad se desempeña como docente del módulo Monitoreo de Condición II del curso de posgrado “Gestión del mantenimiento” de la Universidad Austral. Desde el 2014 al 2017 se desempeñó como Ingeniera en Confiabilidad y Especialista en Materiales de Refinería Campana, Axion Energy. Desde el 2017 a la actualidad se desempeña como Ingeniera en Confiabilidad y Especialista en Materiales Estrategia y Reparación de Equipos de Turnover, Startup & Reliability Strategy del proyecto de Expansión de la Refinería Campana, AxionEnergy.

Godoy Yesica Romina. Ingeniera química de la Unidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta, Buenos Aires, Argentina. Se desempeña como ingeniera de procesos de unidades de tratamiento de gases FGT en PAE desde Marzo de 2020. Anteriormente, ocupó el cargo de ingeniera de comisionado y puesta en marcha de las unidades nuevas de Refinería Campana. Durante los primeros 5 años de profesión como ingeniera de procesos en departamento técnico para la empresa CH2M HILL -Jacobs-Worley Parsons.