

UP GRADE METALÚRGICO EN EL SISTEMA DE CABEZA DE LA TORRE DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA

Vanesa A. Casariego: Panamerican Energy e-mail: vanesa.casariego@axionenergy.com
Renso Kloster: RKloster@pan-energy.com

Resumen: Con los cambios que sufrió en los últimos tiempos la alimentación de la unidad de destilación atmosférica; con la mezcla de corrientes provenientes de la extracción no convencional y recuperación secundaria y terciaria los mecanismos de falla que afectan a los equipos se intensificaron e incluso aparecen nuevos mecanismos a tener en cuenta a la hora de evaluar la metalurgia existente y su resistencia al nuevo servicio.

Entre estos cambios se observa un aumento en el Amoníaco en el sistema de tope de la torre, con la consecuente fisuración de los tubos de Admiralty de los condensadores, el aumento en la cantidad de cloruros hidrolizables que intensifican la corrosión por ácido Clorhídrico y la corrosión por Cloruro de Amonio haciendo necesario un up grade metalúrgico para resistir este tipo de ataque corrosivo además de un mejor tren de desalado.

En este contexto y ante la posibilidad de que este cuadro se agrave se realizó un estudio de diseño basado en riesgo para evaluar el cambio de metalurgia en los equipos de cabeza de la torre de destilación atmosférica, teniendo como incentivo que la Refinería Campana tiene una sola torre de destilación y una falla que causara la parada o la bajada de carga de la unidad tiene un impacto muy importante en la refinería en su totalidad.

En este trabajo se presenta el estudio de diseño basado en riesgo y el consiguiente up grade metalúrgico para evitar las pérdidas de contención y sus consecuencias a las personas, medioambiente y económicas.

Keywords: corrosión, Cloruro de Amonio, basado en riesgo.

En la refinería Campana se procesa crudo con un blending de 75% de Crudo Escalante + 25% de Medanita en promedio y a veces se recibe hasta un 5% de Cañadón Seco (reemplazando al Escalante), el crudo proveniente de los yacimientos de PAE, son de recuperación secundaria y fracking con lo cual aparecen sustancias base Amina utilizadas para la recuperación secundaria y los finos provenientes del sistema de fractura que llegan hasta la refinería y donde alcanzan el tiempo de residencia depositan y pueden provocar taponamientos.

El sistema más afectado en cuanto a corrosión y ensuciamiento es el tope de la torre de destilación atmosférica. En figura 1 se muestra el diagrama de flujo de este subsistema a estudiar, como se ve se trata de un sistema de doble acumulador.

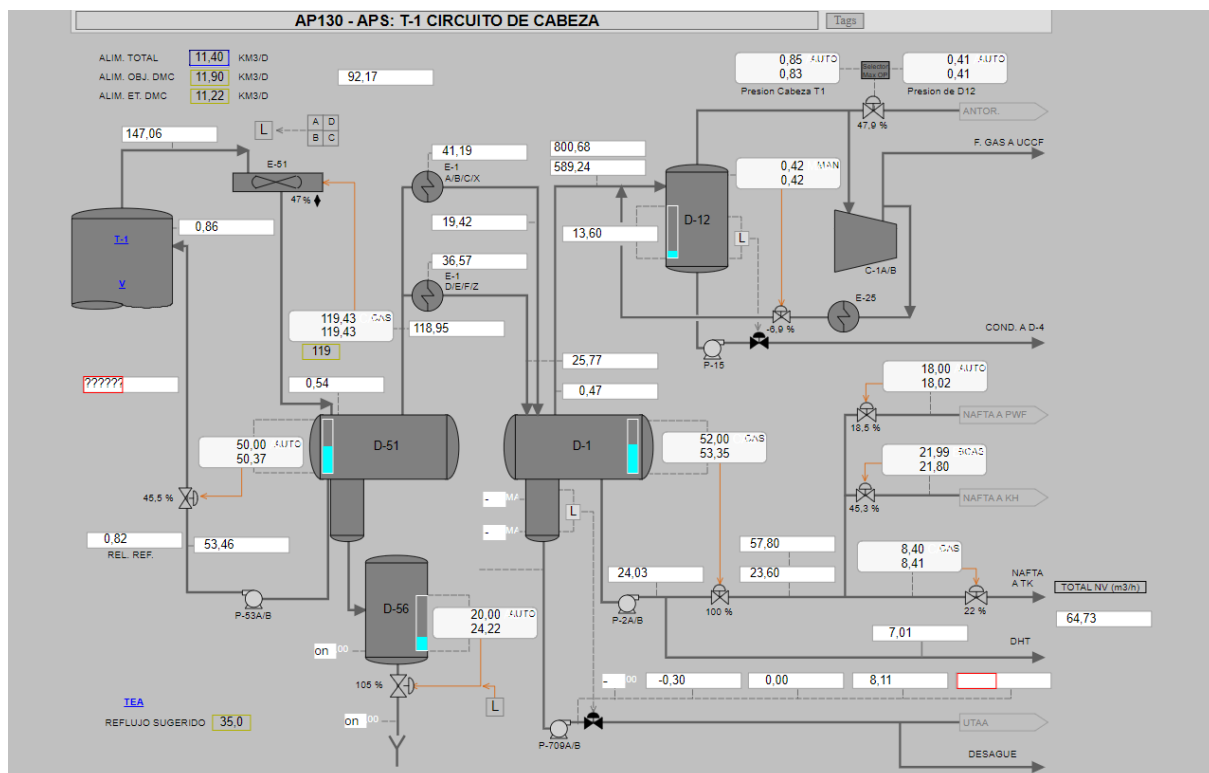


Figura 1: Diagrama de flujo del sistema de cabeza de la torre de destilación atmosférica

Los materiales originales eran aptos para las condiciones de crudo al momento de la puesta en marcha de la planta pero en los últimos años se vio superado por el aumento de contaminantes como los Cloruros y el Amoníaco.

En las figuras 2, 3 y 4 se observa la evolución de los contaminantes en los últimos 7 años.

Como una medida preventiva se incrementó la inspección sobre el sistema de cabeza.

El resultado de las campañas de monitoreo de inspección confirmó el aumento de la velocidad de degradación tanto en cañerías de proceso como en recipientes a presión.

Como estrategia se realizó el estudio de Inspección basado en Riesgo según API RP 581 y con los resultados se determinó la necesidad de un up grade metalúrgico y la optimización del tren de desalado, ya que el tren existente no era apto para las nuevas cargas porque su tecnología quedó en obsolescencia lo que afecta su factor de servicio. En la figura 5 se muestra la correlación entre el factor de servicio de los desaladores y los cloruros en la bota del 2do acumulador.

Como medida de monitoreo y control de la eficiencia de desalado se tiene una ventana de operación segura (IOW) para la entrada de sales a la torre de 5PTB, en la figura 6 se muestra la concentración de sales de entrada a la torre.



Figura 2: Concentración de Cloruros en la bota del 2do acumulador de cabeza (línea punteada roja el valor de la ventana de operación segura MAX 200 ppm)

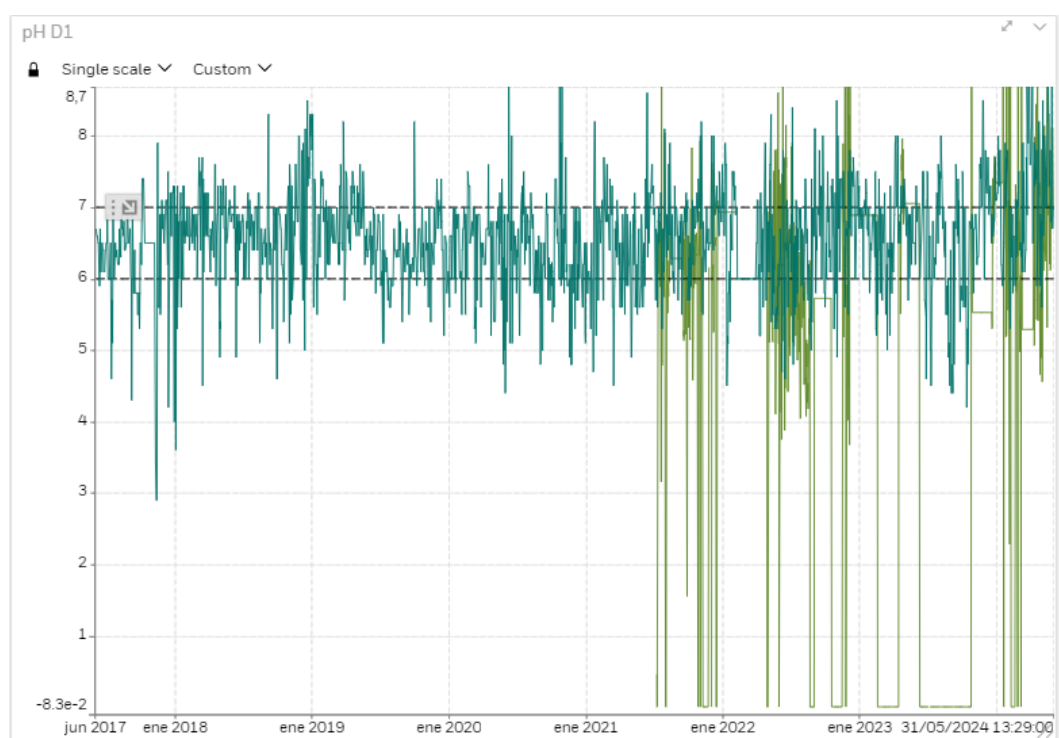


Figura 3: pH en la bota del 2do acumulador de cabeza (en azul la ventana de operación segura MIN pH=5.5 MAX pH=7.5)

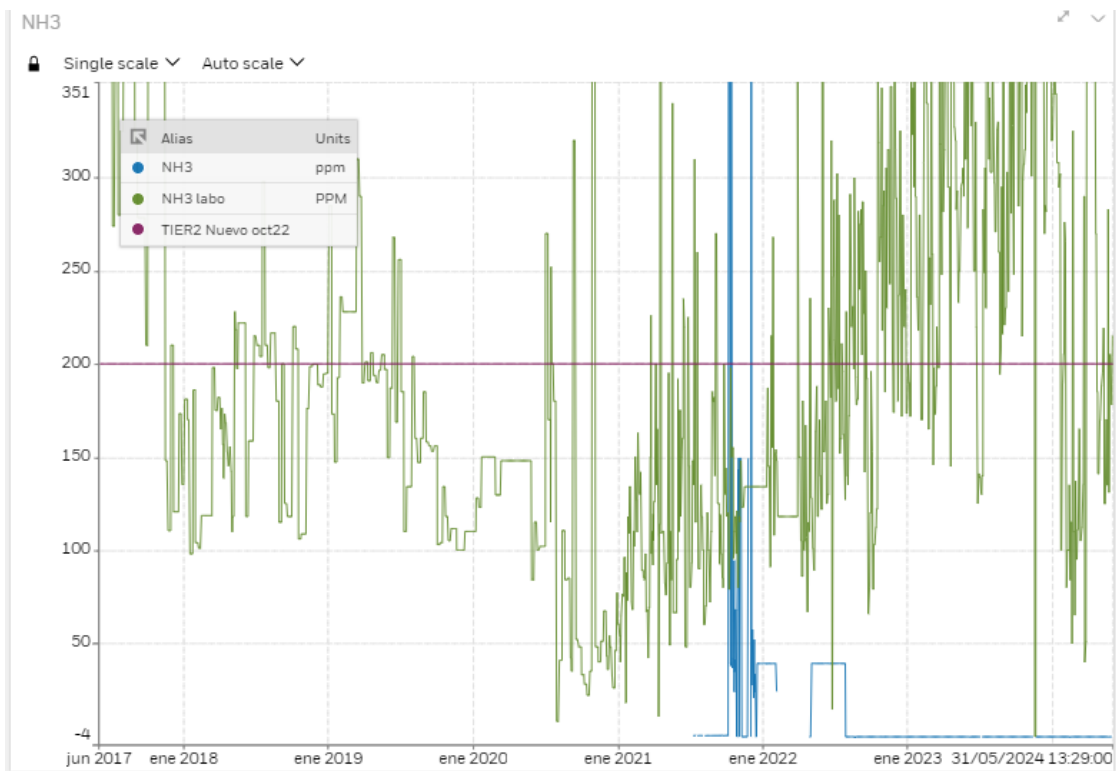


Figura 4: Concentración de NH3 en la bota del 2do acumulador de cabeza (en violeta el valor de la ventana de operación segura, MAX 200 ppm)

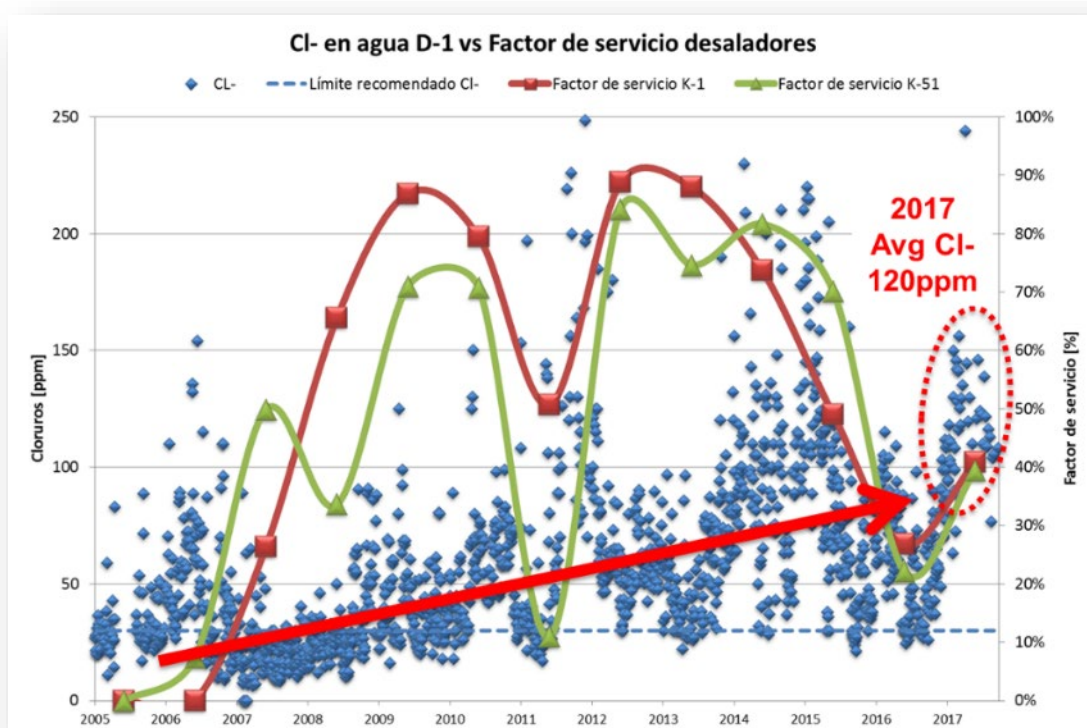


Figura 5: Concentración de Cloruros vs factor de servicio de los desaladores

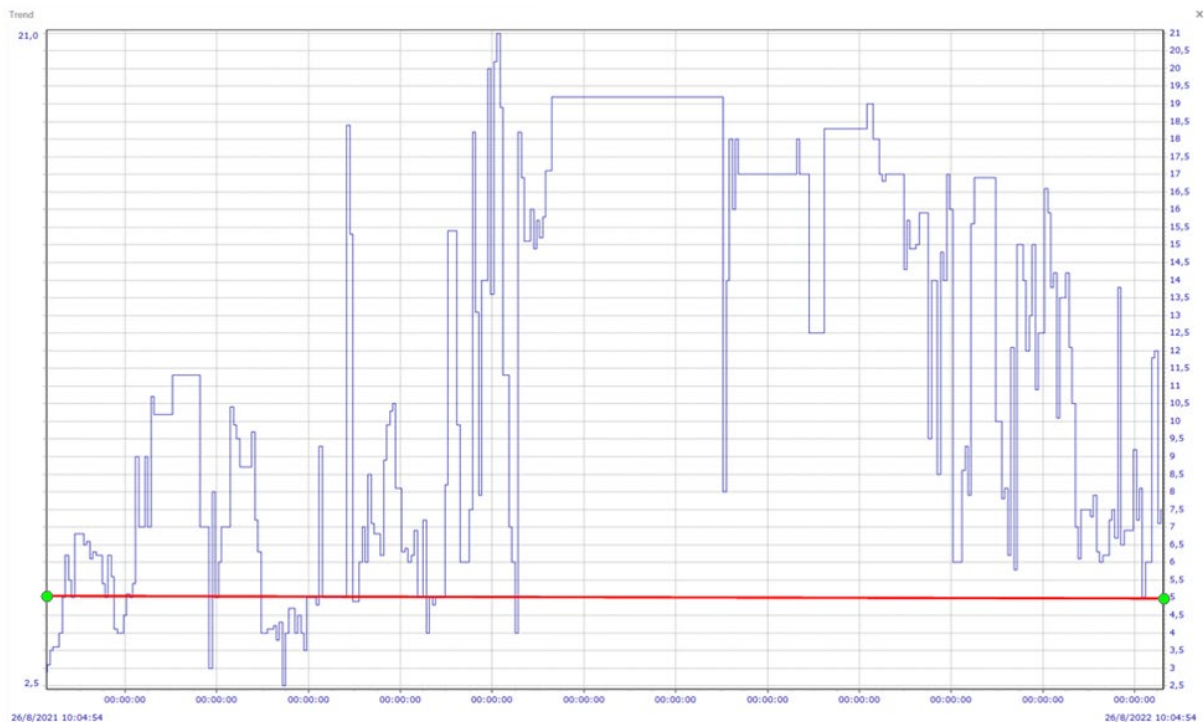


Figura 6: Sales de entrada a la torre de destilación (en rojo el valor establecido como ventana de operación segura MAXIMA 5 ptb)

Diseño basado en riesgo

Para seleccionar los materiales de los nuevos equipos se realizó el análisis de probabilidad de falla según lineamientos de la API RP 581. Para establecer las condiciones que deberán soportar los materiales en servicio Se toman 2 escenarios, el primero con la eficiencia actual de los desaladores y el segundo con el doble tren de desalado (proyecto de 2 desaladores en serie puesta en marcha prevista para la TA 2025) funcionando y cumpliendo la ventana de operación segura de sales de entrada a la torre.

El diseño presentado es sólo de los materiales de construcción no se calcula espesores ni cambios en el diseño mecánico.

Como parte de sistema de integridad de equipos fijos tomando como base los resultados de RBI, se realizó también el diagrama de corrosión y materiales de las figuras 7 y 8 donde se muestran los mecanismos de degradación que afectan a cada uno de los equipos y cañerías.

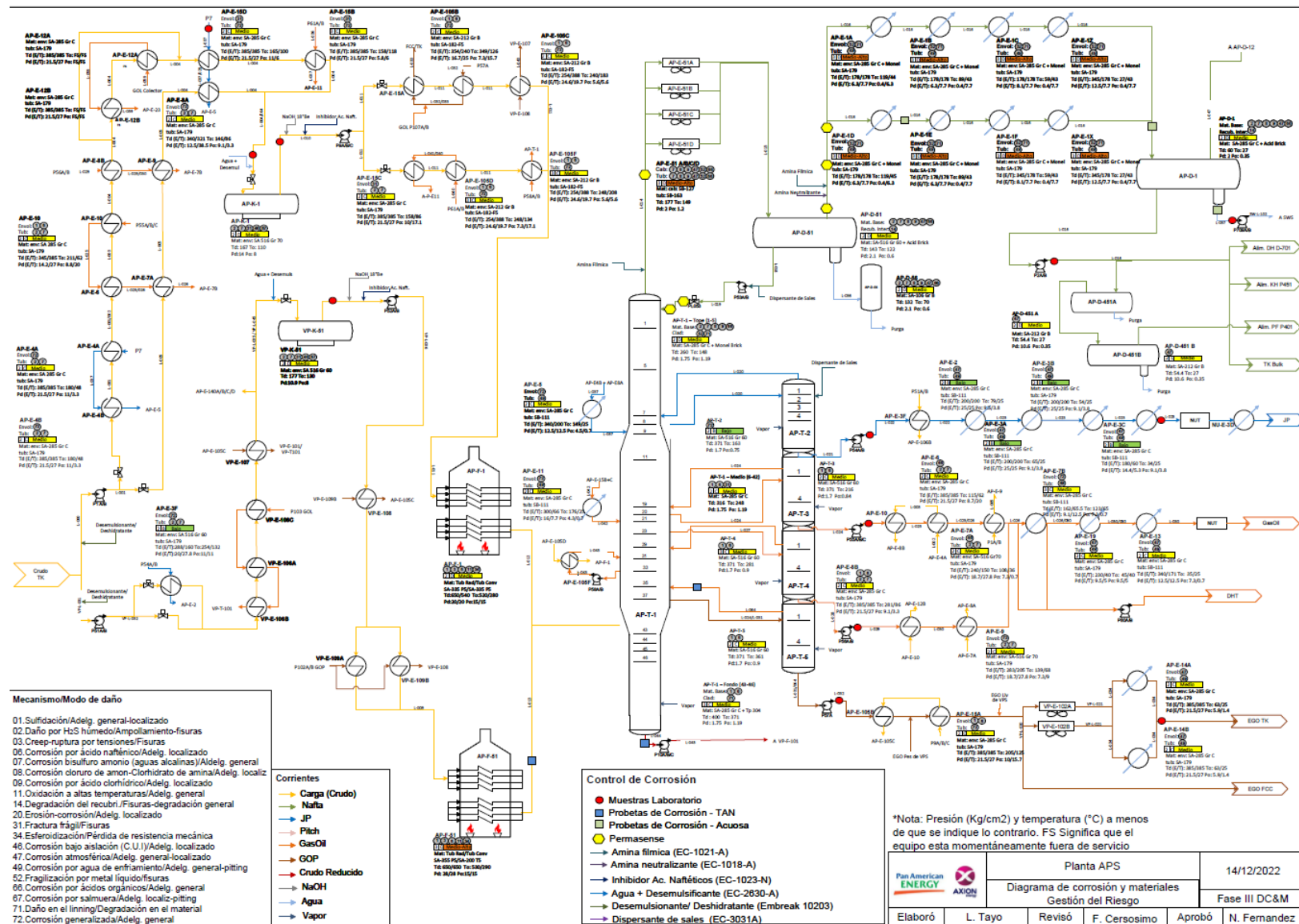


Figura 7: Diagrama de Corrosión y Materiales

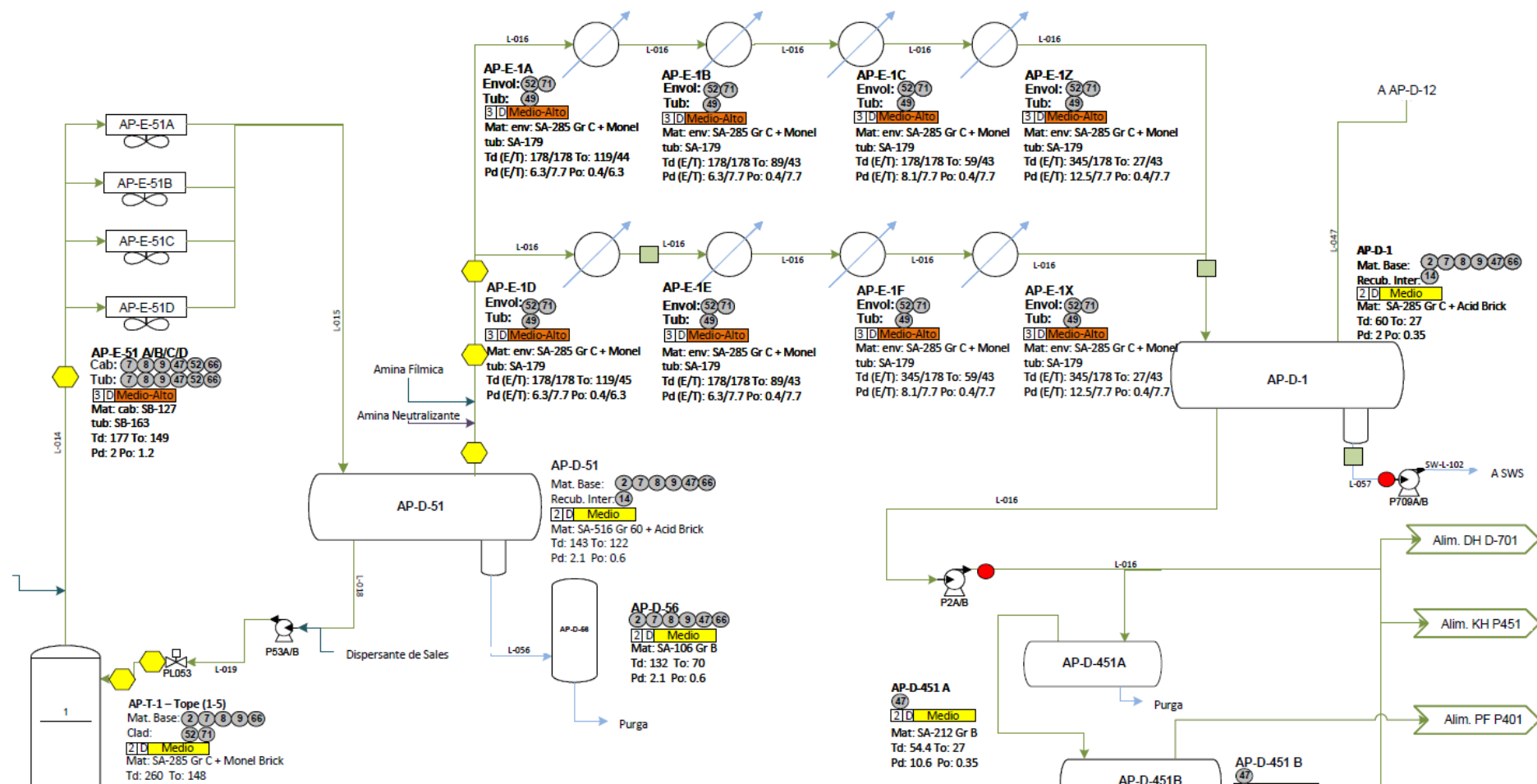


Figura 8: Diagrama ampliado de loop de cabeza de la torre

Para realizar el estudio de probabilidad de falla se tuvo en cuenta que el aumento de Cloruros y Amoníaco debido a las nuevas cargas de alimentación, el crudo trae mayos cantidad de sales que requieren un doble tren de desalado para llegar a los niveles que las buenas prácticas recomiendan (2PTB a la entrada de la torre) y el aumento de Amoníaco debido a los diferentes químicos utilizados en la recuperación secundaria como los tensioactivos que son de base Amina o los inhibidores de corrosión que históricamente de inyectan en este sistema como Amina neutralizante y Amina filmica y el posible aumento de Nitrógeno en el crudo.

Todo esto contribuye a la deposición de Sales de Amonio en locaciones aguas arriba de lo que se esperaba en el diseño original

En la figura 9 se muestra un trabajo hecho “ESTUDIO DE DEPOSICIÓN DE SALES EN AEROCONDENSADORES DE TOPE” por Baralle, Ana Clara, Dri, Joaquín Nicolás, Pan American Energy para la marca Axion Energy, la temperatura de deposición de sales de Amonio y la temperatura de dew point en los aero condensadores de cabeza.

En la figura 10 se ve una fotografía de los tubos de los E-51s

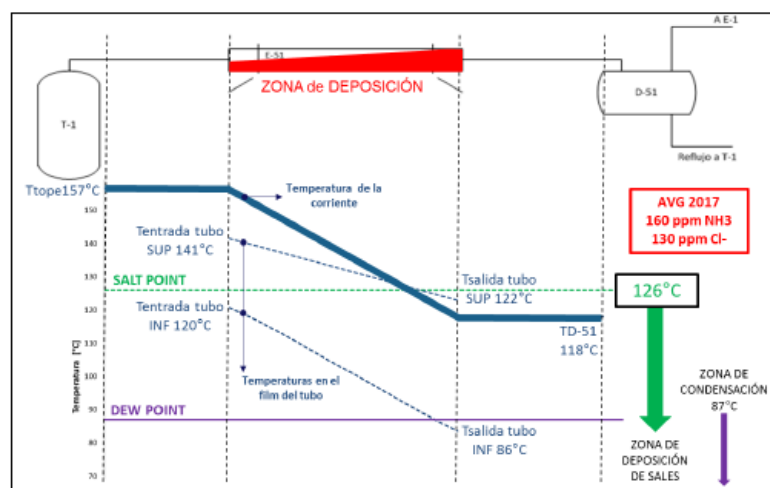


Figura 9: Gráfico del salt point y el dew point

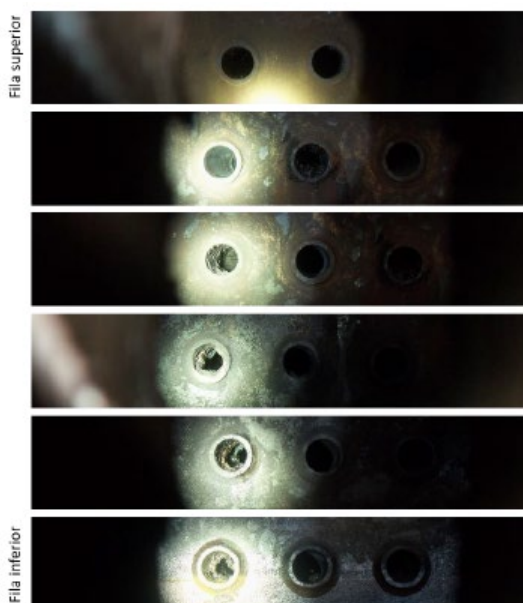


Figura 10: Fotografía de los tubos del aero diferenciando la fila superior (mayor temperatura) y la fila inferior (menor temperatura)

Todos estos datos y antecedentes son la entrada del análisis de probabilidad de falla y selección de materiales basado en riesgo

RBI según API RP 581

Mecanismos de daño

Los principales mecanismos de daño identificados son

- Corrosión por HCl
- Corrosión por Cloruro de Amonio
- Corrosión por Clorohidrato de Amina
- Corrosión por ácidos Orgánicos
- Corrosión por Bisulfuro de Amonio (aguas ácidas alcalinas)
- Corrosión bajo tensión por H₂S húmedo (blistering-HIC-SOHIC)

Ejemplo de las screening questions realizadas previo al cálculo de probabilidades

Pérdida de espesor

1. Corrosión por Acido Clorhídrico (HCl)		Susceptible
☒ si	¿Contiene el proceso Acido Clorhídrico (HCl)?	
☒ si	¿Hay agua presente en la corriente de proceso (Incluyendo condiciones de condensación inicial)?	
☒ si	¿Es el pH < 7,0?	
2. Corrosión por Acido Nafténico / Sulfídico a altas temperaturas		No Susceptible
☒ no	¿Contiene el proceso crudo con compuestos de sulfuro?	
☒ no	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?	
3. Corrosión H₂S/H₂ a altas temperaturas		No Susceptible
☒ no	¿Contiene el proceso Acido Sulfídico (H ₂ S) e Hidrogeno?	
☒ no	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?	
4. Corrosión por Acido sulfúrico (H₂SO₄)		No Susceptible
☒ no	¿Contiene el proceso Acido Sulfúrico (H ₂ SO ₄)?	
5. Corrosión por Acido fluorhídrico (HF)		No Susceptible
☒ no	¿Contiene la corriente de proceso Acido fluorhídrico (HF)?	
6. Corrosión por agua ácida		Susceptible
☒ si	¿Se encuentra agua con H ₂ S presente?	
7. Corrosión por aminas		No Susceptible
☒ no	¿Se encuentra el equipo expuesto a aminas para el tratamiento de gas ácido?	
8. Oxidación a altas temperaturas		No Susceptible
☒ no	¿Es la temperatura > 900°F (480°C)?	
☒ no	¿Hay oxígeno presente?	

Corrosión bajo tensión

2. SCREENING QUESTIONS PARA DAÑO POR SCC

Determinación de los mecanismos de daño posibles

Nota: Responder con SI en caso afirmativo o con NO en caso negativo

<u>1. Fisuración caústica</u>		No Susceptible
☐ si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
☐ no	¿Contiene el medio productos causticos en alguna concentración?	
<u>2. Fisuración por Aminas</u>		No Susceptible
☐ si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
☐ no	¿Se encuentra el equipo expuesto a aminas para el tratamiento de gas ácido?	
<u>3.1. SSC-H2S 3.2. SOHC-H2S</u>		Susceptible
☐ si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
☐ si	¿El medio contiene agua y H2S?	
<u>4. Fisuración por Carbonatos</u>		No Susceptible
☐ si	¿El material de construcción es de acero al carbono?	
☐ no	¿Contiene el medio agua con un pH > 7,5?	
<u>5. Fisuración por Ácidos poliónicos (PTA)</u>		No Susceptible
☐ no	¿El material de construcción es un acero inoxidable austenítico o de aleación base Níquel?	
☐ no	¿El equipo es expuesto a compuestos con azufre?	
<u>6. Fisuración por Corrosión bajo tensión por Cloruros (CISCC)</u>		No Susceptible
☐ no	¿El material de construcción es un acero inoxidable austenítico?	
☐ no	¿El equipo es expuesto o potencialmente expuesto a cloruros y agua? (Ver Nota)	
☐ si	¿La temperatura de operación se encuentra entre 100°F (37,8°C) y 300°F (148,9°C)?	
<u>7. Fisuración bajo tensión por H2 7.1. HSC-HF 7.2. HIC/SOHC-HF</u>		No Susceptible
☐ si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
☐ no	¿El equipo es expuesto a ácido fluorhídrico (HF)?	

Ejemplo: Escenario con desaladores

En el caso de cumplir con la IOW de 5pth o menor concentración de sales a la entrada de la AP-T-1

<u>1. Corrosión por Acido Clorhídrico (HCl)</u>		Susceptible
☐ si	¿Contiene el proceso Acido Clorhídrico (HCl)?	
☐ si	¿Hay agua presente en la corriente de proceso (Incluyendo condiciones de condensación inicial)?	
☐ si	¿Es el pH < 7,0?	
<u>2. Corrosión por Acido Nafténico / Sulfídico a altas temperaturas</u>		No Susceptible
☐ no	¿Contiene el proceso crudo con compuestos de sulfuro?	
☐ no	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?	
<u>3. Corrosión H2S/H2 a altas temperaturas</u>		No Susceptible
☐ no	¿Contiene el proceso Acido Sulfídico (H2S) e Hidrogeno?	
☐ no	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?	
<u>4. Corrosión por Acido sulfúrico (H2SO4)</u>		No Susceptible
☐ no	¿Contiene el proceso Acido Sulfúrico (H2SO4)?	
<u>5. Corrosión por Acido fluorhídrico (HF)</u>		No Susceptible
☐ no	¿Contiene la corriente de proceso Acido fluorhídrico (HF)?	
<u>6. Corrosión por agua ácida</u>		Susceptible
☐ si	¿Se encuentra agua con H2S presente?	
<u>7. Corrosión por aminas</u>		No Susceptible
☐ no	¿Se encuentra el equipo expuesto a aminas para el tratamiento de gas ácido?	
<u>8. Oxidación a altas temperaturas</u>		No Susceptible
☐ no	¿Es la temperatura > 900°F (480°C)?	
☐ no	¿Hay oxígeno presente?	

Para acero al carbono

Material de construcción	Acero al carbono
pH	5,1 - 5,5
Temperatura	> 200°F (> 93°C)
¿Existe la presencia de aire u oxidantes?	☐ SI ☒ NO
Velocidad de corrosión (estimada)	40 mpy 1,02 mm/año
Tipo de adelgazamiento	Localized

Para acero inoxidable

Material de construcción	Acero inoxidable Serie 300
pH	5,1 - 5,5
Temperatura	> 200°F (> 93°C)
¿Existe la presencia de aire u oxidantes?	☐ SI ☒ NO
Velocidad de corrosión (estimada)	7 mpy 0,18 mm/año
Tipo de adelgazamiento	Localized

Resultados:

- El inoxidable austenítico, si bien es más resistente al HCl, no tiene buena resistencia la corrosión por Cloruro de Amonio y como problema adicional tiene la Corrosión bajo tensión por Cloruros, por estos motivos no es apto para el servicio.
- Con desaladores funcionando y entregando crudo con contenido de sales menores a 5ptb y bajo contenido de cloruros, según API RP 571, las siguientes aleaciones tienen buena performance para HCl diluido y corrosión por Cloruro de Amonio: en orden decreciente: Alloy 825 (Incolloy) y Alloy 400 (Monel).

Ejemplo: Escenario con baja eficiencia de desalado

Acero al carbono (valores de pH registrados como desvíos en AP-D-1)

Material de construcción	Acero al carbono
pH	4,1 - 4,5
Temperatura	> 200°F (> 93°C)
¿Existe la presencia de aire u oxidantes?	☐ SI ☒ NO
Velocidad de corrosión (estimada)	100 mpy 2,54 mm/año
Tipo de adelgazamiento	Localized

Inoxidable Austenítico

Material de construcción	Acero inoxidable Serie 300
pH	4,1 - 4,5
Temperatura	> 200°F (> 93°C)
¿Existe la presencia de aire u oxidantes?	☐ SI ☒ NO
Velocidad de corrosión (estimada)	25 mpy 0,64 mm/año
Tipo de adelgazamiento	Localized

Alloy 400 (Monel)

Material de construcción	Aleación 400
Concentración de Cl (wt%)	</= 0,5
Temperatura	> 200°F (> 93°C)
¿Existe la presencia de aire u oxidantes?	☐ SI ☒ NO
Velocidad de corrosión (estimada)	300 mpy 7,62 mm/año
Tipo de adelgazamiento	Localized

Alloy 825 (Incolloy)

Material de construcción	Aleación 825 ó 20
Concentración de Cl (wt%)	</= 0,5
Temperatura	> 200°F (> 93°C)
¿Existe la presencia de aire u oxidantes?	☐ SI ☒ NO
Velocidad de corrosión (estimada)	200 mpy 5,08 mm/año
Tipo de adelgazamiento	Localized

Alloy C-276 (Hastelloy)

Material de construcción	Aleación C-276
Concentración de Cl (wt%)	</= 0,5
Temperatura	> 200°F (> 93°C)
¿Existe la presencia de aire u oxidantes?	☐ SI ☒ NO
Velocidad de corrosión (estimada)	30 mpy 0,76 mm/año
Tipo de adelgazamiento	Localized

Resultados:

Para inoxidable austenítico aplica mismo comentario que el caso con desaladores. No tiene buena resistencia, queda descartado.

La única aleación que presenta buena performance para los mecanismos de daño propuestos al no disponer de sistema de desalado sumado a una baja confiabilidad del sistema de inhibidores, es Alloy C-276 (HASTELLOY).

En la tabla 1 se resumen los materiales existentes y el up grade metalúrgico seleccionado teniendo en cuenta los resultados del RBI.

Equipo	Material actual	Up grade
Tope torre atmosférica	SB 127 Monel 400	SB 575 C-276 (Hastelloy)
L-014 Línea de salida de la torre a aeroenfriadores condensadores	Acero al Carbono (KCS)	Acero al Carbono (KCS)
E-51 Aeroenfriadores condensadores de cabeza	SB 163 Monel 400	Hastelloy (C-276)
L-015 Línea de salida de los aeros al 1er acumulador de cabeza	CS	Hastelloy (C-276)
D-51 Primer acumulador de cabeza	CS/Refractario interno	CS clad SB 575 C-276 (Hastelloy)

L-018/19 reflujo	Acero al Carbono (KCS)	Hastelloy (C-276)
L-016 Salida del 1er acumulador al tren de condensadores de casco y tubo	Acero al Carbono (KCS)	Hastelloy (C-276)
E-1s Condensadores de cabeza de casco y tubo	CS/clad de Monel	CS/ clad de SB 575 C-276 (Hastelloy)
D-1 Segundo Acumulador	CS/Refractario interno	CS clad de SB 575 C-276 (Hastelloy)

Tabla 1: Resumen de los materiales más aptos para el servicio

Conclusiones

El diseño basado en riesgo consiste en el estudio de mecanismos de corrosión según API RP 581 y mecanismos de daño activos según historial de inspección; con este estudio se puede seleccionar los materiales tomando decisiones costo efectivas, ya que al estudiar la probabilidad de falla y su consecuencia se puede elegir un material que tenga menor vida útil pero que la ecuación económica del cambio en un período de tiempo menor sea favorable.

La consecuencia económica en este caso tiene gran relevancia ya que la refinería cuenta con una única unidad de destilación atmosférica y su salida de servicio impacta en todas la unidades de la refinería.

Se analizaron varios casos teniendo en cuenta condiciones de operación actual y condiciones de operación futuras previendo el nuevo tren de desalado y remesas de crudo.

Teniendo en cuenta la operación actual y los desafíos a futuro debido a los cambios en los crudos de alimentación a la refinería se crea un plan desde la parada 2025 al 2030 para el cambio de metalurgia del sistema de cabeza de la torre. En la parada de Febrero de este año se cambiaron los aeroenfriadores AP-E-51 por equipos de alloy 825, los condensadores de cabeza más calientes AP-E-1 A y AP-E-1 D y parte de las líneas de acero al Carbono pasaron a ser de C-276 Hastelloy. Para la próxima parada en 2030 se planificó el cambio del AP-D-51 que tendrá un Clad de hastelloy, el resto de las líneas también serán de hastelloy y se cambiará la torre AP-T-1 y la parte superior tendrá un clad de Hastelloy

Este up grade permitirá tener una metalurgia más resistente a la corrosión ácida y las sales para enfrentar los nuevos desafíos que traen los crudos de extracción no convencional como la presencia de ácido acético que aporta a la disminución del pH de las aguas agrias en los sistemas de tope.

Vanessa Casariego (Coautor)

Título y lugar de estudio: Ing. Química UBA – Magister Ciencia y Tecnología de los Materiales Universidad de San Martín/ CNEA.

Trayectoria: 17 años de experiencia en la industria del O&G en los campos de Inspección Basada en riesgo (RBI) API RP 581, Documentos de control de corrosión (CCDs) API RP 970, Diagrama de Corrosión y Materiales (DC&M), Inspección de Equipos, Ventanas seguras de integridad API RP 584 (IOW), Aptitud para el servicio API 579 (FFS), Corrosión y Metalurgia.

Certificaciones: Inspector API 580, Inspección Basada en Riesgo Instructor global ASME.

Cargo actual en la empresa: Especialista en Materiales y corrosión de Refinería Campana.

Renso Kloster

Título y lugar de estudio: Ing. Mecánico Universidad Nacional de La Plata (UNLP)

Trayectoria: 6 años de experiencia en la industria del O&G en Upstream y Downstream

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Integridad de Inspección de Equipos, Gerencia Técnica, Refinería Campana.

Inspector certificado API 510.