

Relocalización de unidades de Procesos



Por **Andrés Buschiazzo, Carolina Torres y Gabriel Corvalán (YPF S.A.)**

Una descripción de la metodología de inspección aplicada al diagnóstico y reacondicionamiento de los equipos estáticos en el Complejo Industrial Luján de Cuyo de Argentina de YPF S.A., tras la decisión de reubicar una unidad de Hidrotratamiento de Diesel y una unidad de Tratamiento de Aguas Ácidas provenientes de Filipinas.

Trabajo seleccionado por el Comité Organizador del 2° Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Petróleo y Gas.

En escenarios de creciente demanda de energía, que requieren soluciones en el corto y mediano plazo, la relocalización de unidades de procesos de refinerías se convierte en una alternativa válida, lo cual permite ahorrar costos de inversión, desarrollos de ingeniería y tiempos de ejecución. Más aún, si se considera que nuevas restricciones ambientales en la Comunidad Europea y Estados Unidos, pueden amenazar la permanencia de las refinerías instaladas allí y provocar la necesidad de su cierre o relocalización, esta alternativa cobra mayor fuerza y comienza a delinear una nueva posibilidad a futuro.

En el marco de la nueva legislación de calidad de combustibles a aplicarse en Argentina a partir de junio de 2012, YPF decide relocalizar una unidad de Hidrotratamiento de



Las unidades HDS y SWS fueron construidas en el año 1972 y 1993, respectivamente. Ambas plantas fueron sacadas de servicio en el año 2003, conjuntamente con el resto de la refinería. Para su evaluación preliminar se realizó en septiembre de 2009 una primera inspección, que incluyó inspección visual interna y externa de los equipos estáticos considerados como críticos, la realización de Ensayos No Destructivos (END), e inspección visual del *piping* (cañerías). Durante la visita, también se relevó la documentación existente de la unidad como ingeniería básica, de detalle, *Data Books* (Registro de datos), informes de *test run* (ensayos realizados), etcétera, que permitirían una evaluación de la aptitud de la unidad para el servicio requerido en el CILC. Se relevaron las necesidades para el desmontaje, traslado y relocalización de los equipos en el CILC. Se evaluó la disponibilidad de rutas de salida, muelles de carga para barcos de gran porte, mano de obra para inspección y eventual reparación de los equipos *in situ*.

Los equipos estáticos fueron contruidos de acuerdo al código ASME y su metalurgia acorde a la época, la mayoría de material ASTM A515 Gr70. Algunos equipos como el horno de carga y la columna *scrubber* habían sufrido reacondicionamientos o cambios durante su período en servicio.

Como resultado de esta primera visita, se concluyó que los equipos, en general, tenían posibilidades de ser reutilizados. Sin embargo, como la inspección realizada en los recipientes fue parcial y focalizada en los puntos donde era más probable encontrar daño, resultó fundamental realizar inspecciones más exhaustivas.

Diesel y una unidad de Tratamiento de Aguas Ácidas provenientes de Filipinas en el Complejo Industrial Luján de Cuyo de Argentina.

El presente trabajo describe la metodología de inspección aplicada para el desarrollo de las etapas de diagnóstico y reacondicionamiento de los equipos estáticos, haciendo uso de las normas API 571, API 579 y API 581, de los códigos de fabricación, diseño e inspección. Son mencionadas algunas lecciones aprendidas durante la ejecución del proyecto y las consideraciones a tener en cuenta para futuras relocalizaciones de plantas de proceso.

generó la necesidad por parte de YPF de adecuar sus procesos de refinación. YPF decidió relocalizar una unidad de Hidrotratamiento de Gasoil (HDS) y una unidad de Hidrotratamiento de Aguas Agrias (SWS), situadas en una refinería de CALTEX de Batangas, Filipinas.

Nueva legislación

La nueva legislación de calidad de combustibles a aplicarse en Argentina



Figura 1. Izquierda: Implantación original. Derecha: Implantación nueva.

Desarrollo del proceso de relocalización

El proceso de relocalización involucra determinadas etapas, siendo las siguientes las más relevantes:

Preparación off-Site: evaluación de adaptabilidad de la planta a las necesidades del nuevo proyecto, considerando:

- Nuevas condiciones de operación: temperaturas, presiones, disponibilidad de *utilities*.
- Nuevas condiciones ambientales: cargas externas por viento/nieve/sismo, *Minimum Design Metal Temperature (MDMT)*.
- Legislación vigente en el nuevo emplazamiento.
- Costos de ingeniería de reacondicionamiento: estimación del alcance de las reparaciones, normas y códigos a aplicar en la etapa del reacondicionamiento.
- Se debe definir el alcance de la relocalización: recipientes a presión, *piping*, instrumentación, equipos rotantes, instrumentos, etcétera.

Preparación on-Site: durante esta fase, se debe asegurar que toda la información necesaria para realizar una relocalización exitosa, existe y está efectivamente disponible.

Desmontaje: las principales tareas consistieron en desmantelar la unidad en componentes y acopiarlos con precisión para su futuro montaje.

Ingeniería de detalle: se evaluó la necesidad de equipos nuevos, de equipos que se eliminarían del proceso, mejoras necesarias, etcétera. Durante esta etapa queda cerrado el alcance de la instalación a relocalizar.

Gestión de compras: este proceso depende de manera directa de todas las decisiones previamente tomadas, y de existir cambios en las mismas, deben ser menores y comunicados oportunamente.

Preparación y transporte: Estas etapas pueden estar constituidas por tramos a desarrollarse en distintos medios, por ejemplo un tramo en transporte marítimo y otro en transporte terrestre. Las autorizaciones

necesarias para los desplazamientos generan impactos importantes sobre los cronogramas.

Inspección, diagnóstico y reacondicionamiento: esta etapa puede llevarse a cabo en el emplazamiento original o en la nueva ubicación, y es necesario fijar de antemano los criterios a aplicar, a fin de evitar tropiezos en la etapa de comisionado. Sintéticamente, se compone de las siguientes etapas: 1) Definir criterio de aceptación; 2) Desarme y limpieza de equipos; 3) Controles y Ensayos No Destructivos (END); 4) Reparación; 5) Pruebas y ensayos de verificación.

Montaje: sin dudas, el mayor desafío es poner en pie la unidad nuevamente, y de manera coordinada disponer de todos artículos necesarios no incluidos en el alcance de la relocalización. También, es oportuno considerar posibles reparaciones originadas por daños durante el transporte.

Comisionado y Puesta En Marcha (PEM): se deben identificar y resolver causas de mal funcionamiento; también es oportuno detectar posibilidades de mejora a futuro. El equipo de comisionado y PEM debe estar familiarizado con el proyecto y sus particularidades.

Relocalización en el complejo industrial Luján de Cuyo

El alcance de la relocalización de las unidades de HDS y SWS, involucró recipientes a presión (hornos, columnas, acumuladores y equipos de intercambio), válvulas manuales, válvulas de control, una parte de las cañerías y el compresor de hidrógeno de la unidad.

Para aumentar la capacidad de la unidad, se decidió reemplazar el reactor y el *piping* del sistema de alta del hidrotatamiento, además de todas las líneas y conexiones menores de 2", instrumentación, equipos rotantes y equipos eléctricos de ambas unidades. Estos últimos operaban en su emplazamiento original con voltajes diferentes.

Características del nuevo emplazamiento

Las unidades de procesos estarán en el nuevo emplazamiento sometidas a cargas externas ejercidas por la acción de viento, nieve y sismo; la acción de sismo es la más influyente de las tres.

El territorio de la República Argentina se divide en cinco zonas, las cuales van de 0 a 4, y en sentido creciente de peligrosidad sísmica. El Complejo Industrial Luján de Cuyo tiene su ubicación en la zona 4, un área de peligrosidad sísmica muy elevada. Esta nueva condición se vuelve relevante al momento de reacondicionar los equipos y convertirlos en aptos para el nuevo emplazamiento, aun cuando las nuevas condiciones de procesos sean similares a la anterior.

Criterios de aceptación de equipos estáticos

Previamente a las inspecciones de diagnóstico, fue desarrollado un criterio de aceptación basado en normas internacionales aplicadas en el área de inspección de equipos en la industria de la refinación. Estas son:

- ASME B31.3 "*Process Piping*"
- API 570 "*Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping System*"
- API 571 "*Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*"
- API 579 "*Fitness for Service*"
- API 581 "*Risk-Based Inspection Technology*".
- ASME VIII División I, "*Rules for construction of pressure vessels*", ediciones más cercanas al año de fabricación.
- NBIC "*National Board Inspection Code*", edición 2010.

El criterio de aceptación establece qué acciones deben tomarse para garantizar la integridad de un equipo frente al resultado de cierta prueba o ensayo. Previamente, deben ser definidos los ensayos más apropiados para detectar los mecanismos de daño a los cuales el equipo es propenso. Esto es definido en base a la API 571, y es volcado en los planes de inspección y ensayo del reacondicionamiento de cada equipo. La categoría de efectividad de

inspección fue considerada de acuerdo a la norma API 581; en todos los casos fue la más alta, aumentando de esta manera la probabilidad de detectar algún daño.

Aquellos defectos encontrados no admisibles por el código constructivo de los equipos y que no podían ser reparados sin implicar tiempo y costos importantes, fueron analizados con API 579 para verificar su aptitud para el servicio. Defectos que pueden ser reparados consisten en zonas localizadas de disminución de espesor o *pitting*, defectos en soldaduras de poco espesor, pinchaduras en serpentines de hornos o tubos de intercambiadores. Defectos no admisibles por el código constructivo son sujetos a un análisis por API 579; estos son defectos en soldaduras de gran espesor, disminución de espesor generalizada, aptitud del material a trabajar a otras temperaturas mínimas o máximas. Otros defectos menores encontrados (escoria atrapada, mordedura en soldaduras), no fueron removidos por considerarse poco relevantes, teniendo en cuenta las pruebas hidráulicas a las que fue sometido durante su servicio y las décadas en servicio durante las cuales no presentó inconvenientes. Finalmente, todos los equipos fueron sometidos a pruebas hidráulicas según lo establecido por el código constructivo para garantizar su estanqueidad e integridad mecánica.

En el caso de las cañerías (*piping*) se consideró el criterio establecido en la norma API 570 y el código ASME B31.3 para verificar la aptitud de las mismas. Se estableció como vida remanente mínima 5 años para definir su relocalización. Además, al *piping* a reutilizar no se le modificó el servicio, asegurando un desempeño futuro similar al anterior.

Como parte de la etapa de inspección y diagnóstico, se emitieron las memorias de cálculo con los espesores medidos en los talleres, y utilizando las tensiones conforme a los valores del código ASME de la edición más cercana al año de fabricación de los equipos.

Las reparaciones fueron realizadas y aceptadas conforme a los lineamientos del NBIC.

Ensayos No Destructivos realizados

Todos los equipos y cañerías fueron evaluados mediante ultrasonido, tanto en sus partes principales (virolas, casquetes, serpentines), como en sus conexiones; utilizando grillas fijas de medición. Esto permitió conocer espesores mínimos y contrastarlos frente a lo exigido por el código constructivo, además de posibilitar la estimación de la tasa de corrosión y su vida remanente.

La totalidad de las soldaduras sometidas a presión fueron inspeccionadas mediante gammagrafía; de esta manera, se definieron reparaciones a realizar y en algunos casos originó la necesidad de mayor análisis sobre defectos detectados de compleja remoción. Las soldaduras que por su condición tenían posibilidades de sufrir algún daño relacionado con mecanismos de fisuración, fueron evaluadas mediante líquidos penetrantes o partículas magnéticas.

Los materiales de todos los equipos fueron analizados mediante espectrometría para corroborar la composición química de sus componentes.

Los tubos de ambos hornos fueron inspeccionados con réplicas metalográficas; además, se aplicaron las técnicas de ultrasonido y gammagrafía mencionadas anteriormente.

Las columnas y acumuladores fueron evaluados mediante emisión acústica. La experiencia de realizar esta práctica en taller sin los inconvenientes propios de realizarla en el campo, demostró la efectividad de la técnica bajo estas condiciones.

El 10% de las soldaduras de las cañerías de acero al carbono y el 100% de las soldaduras de las cañerías de acero aleado fueron gammagrafiadas en busca de defectos. También se midió dureza en aquellas soldaduras cuya especificación requería valores inferiores a los 200 HB.

Mecanismos de corrosión buscados

Resulta de suma importancia identificar los posibles mecanismos de daño del equipo, tanto por las condiciones operativas a las que fue sometido durante su etapa en servicio, como por el tiempo y las condiciones en las que fue dejado fuera de servicio. Con-

forme a la norma API 571, los mecanismos de daño buscados resultaron los que se indican en la figura 2.

Mecanismos de corrosión detectados

De los mecanismos de daño indicados por API 571, solo fueron detectados "Sulfidación" y "Ampollamiento por hidrógeno"; el resto de los daños se relacionó con el período de abandono.

Sulfidación: corrosión del acero al carbono y otras aleaciones resultante de la reacción con los componentes de azufre en medios a alta temperatura. La presencia de hidrógeno acelera la cinética de la reacción corrosiva.

Ampollamiento por hidrógeno: las ampollas resultan del hidrógeno atómico que se forma durante el proceso de corrosión por sulfuros en la superficie del metal, y difunde al seno del mismo, alojándose preferencialmente en discontinuidades tales como inclusiones. Los átomos de hidrógeno se recombinan formando moléculas, las cuales por su tamaño no logran difundir a través del material y la presión aumenta hasta alcanzar los valores necesarios para provocar la deformación plástica del material y las ampollas (ver figura 3).

Corrosión bajo depósito: corrosión localizada asociada a la presencia de un depósito de productos de la corrosión u otra sustancia, y que se localiza debajo de este depósito o en su proximidad inmediata.

Corrosión atmosférica marina: es la corrosión que ocurre en medios húmedos asociados a ciertas condiciones atmosféricas. Los medios marinos y los medios industriales húmedos son los que causan los daños más severos.

Corrosión bajo aislación: corrosión de cañerías, recipientes y componentes estructurales resultante del agua atrapada bajo la aislación o protección contra incendio.

Corrosión durante el período de abandono: dependiendo de las sustancias que puedan haber quedado en el interior del equipo (producto, H_2S , (NH_3) SH, etcétera), y de las sustancias que puedan haber ingresado al

mismo (Cl-, O₂, etcétera), durante su periodo de inactividad, pueden desarrollarse medios que favorezcan procesos corrosivos.

Alcance del reacondicionamiento

Todos los equipos debieron ser reforzados en su base para soportar, fundamentalmente, las cargas externas por sismo.

El refractario de los dos hornos fue reemplazado en su totalidad, y las reparaciones metalúrgicas surgidas fueron menores.

Todos los aroenfriadores fueron reentubados, por encontrarse una cantidad significativa de tubos pinchados en las pruebas hidráulicas de diagnóstico, o sus aletas muy deterioradas.

Los internos de las columnas fueron reutilizados casi en su totalidad y

las mallas coalescedoras se colocaron nuevas.

Fue necesario re-entubar todos los intercambiadores de carcasa y tubo de acero al carbono, debido a corrosión por sulfidación y a la corrosión bajo depósito.

Las válvulas de control fueron recuperadas en su totalidad.

Las válvulas manuales presentaban sus anillos internos deteriorados y en algunos casos *pitting* en el vástago y cuña esclusa, pero pudieron ser reutilizadas.

Las bridas de todas las conexiones de equipos, del *piping* y de válvulas fueron mecanizadas nuevamente conservando sus dimensiones dentro de la tolerancia establecida por norma ASME B 16.5. En aquellos casos donde no fue posible respetar dicha tolerancia se verificó, mediante el código constructivo ASME VIII División 1, que las tensiones

actuantes durante el servicio, sean menores a las tensiones admisibles.

Por modificaciones en proceso, dos de las columnas debieron ser sometidas a tratamiento térmico de alivio de tensiones, a fin de adecuarlas a la nueva condición de servicio letal.

Equipos con diagnósticos relevantes

Como resultado de la gammagrafía llevada a cabo en el separador de alta presión, se encontraron defectos no permitidos por el código constructivo. El recipiente tiene 76 mm de espesor y el material es ASTM A515 Gr 70. Los defectos encontrados consisten en escoria atrapada dispuesta de forma lineal y faltas de fusión entre los pases de una soldadura circunferencial de la envolvente. Se aplicó ultrasonido para determinar con

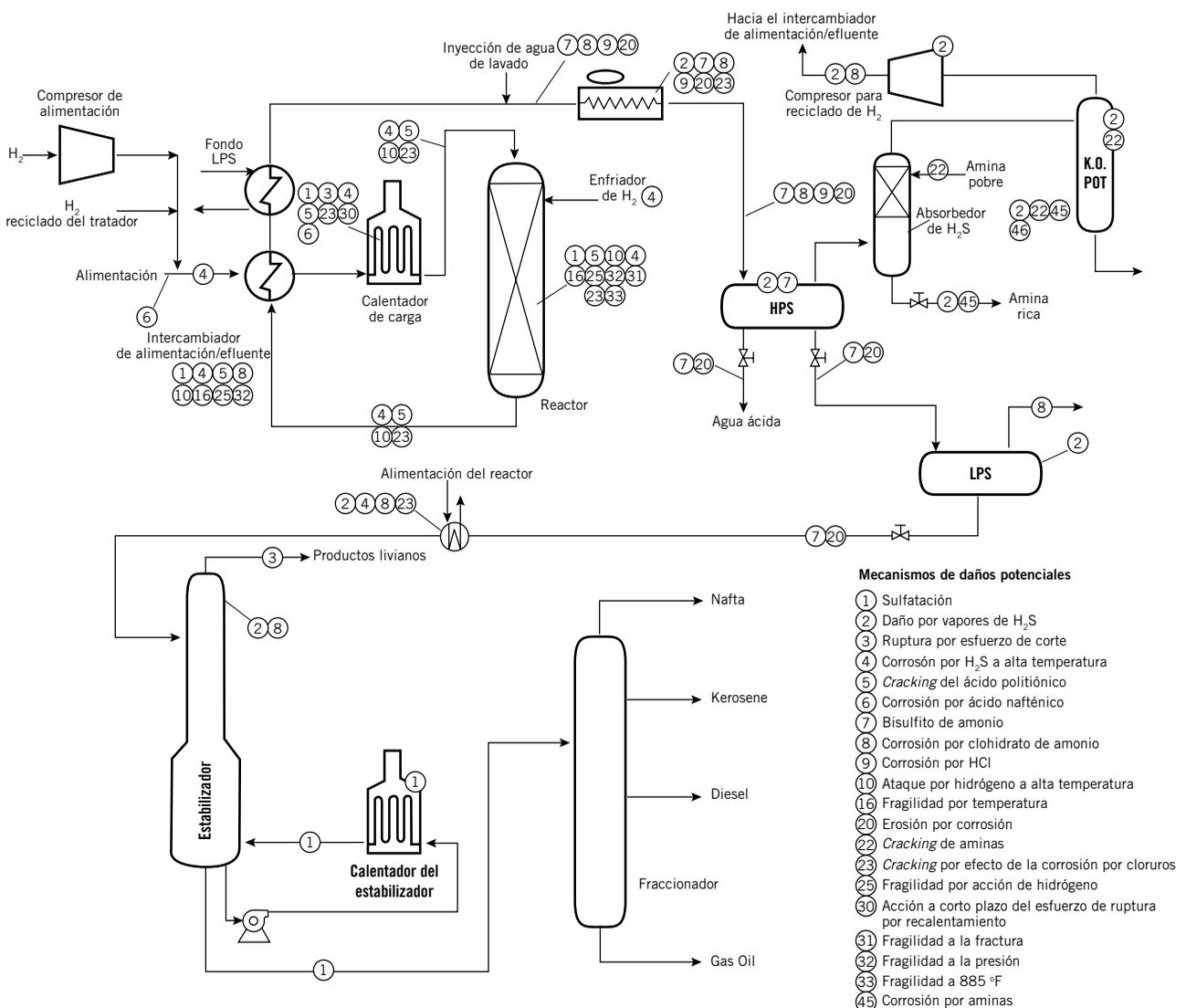


Figura 2. Diagrama tipo de una unidad de hidrotratamiento como el HDS III.

mayor precisión la posición y extensión de los defectos; posteriormente la existencia de dichos defectos sería confirmada por el ensayo de emisión acústica. Dado que los defectos se encontraban en la mitad del espesor, su remoción implicaba repelar la soldadura en una extensión importante, reparar por soldadura un material de una generación anterior a los actualmente utilizados, y luego tratar térmicamente.

Previamente a esto, se analizó la integridad del equipo mediante API 579. Fue suficiente la aplicación del nivel 2 de dicho estándar para demostrar que los defectos recategorizados eran aceptables. Debido a la falta de información fueron asumidas ciertas suposiciones, todas ellas conservadoras, relativas a la tenacidad. La figura 4 presenta el diagrama FAD resultante de la aplicación de dicho estándar. El eje de las ordenadas indica una proporción de la posible falla por fractura ($K_r = 1$) y el eje de las abscisas indica una proporción de la falla por colapso plástico ($L_r = 1$). El tamaño del defecto real y el simulado fue de $2a = 5\text{mm}$ de profundidad. También, fue supuesto un defecto de tamaño muy superior, $2a = 35\text{mm}$. Ambos defectos se encuentran lejos de provocar la falla por fractura o por colapso plástico en las condiciones de diseño.

En la columna absorbidora de ácido sulfhídrico también fue necesario aplicar un análisis de aptitud para el servicio. La misma presentaba corrosión severa por sulfidación, que generó una pérdida de espesor de pared por debajo del mínimo admisible por el código constructivo en el casquete inferior y en la zona afectada por el calor de la soldadura casquete inferior -1ª virola. En esta última región, se evidenciaba una región de espesor disminuido a lo largo de la soldadura circunferencial, producto de la falta de alivio de tensiones y del mecanismo corrosivo.

Fue aplicado un nivel 3 de análisis según API 579 y simulación por elementos finitos para demostrar que, en la zona de menor espesor, la peor combinación de cargas y presión, generaba tensiones del 70% de la tensión admisible (ver figura 5). El equipo era apto para el servicio sin reparar.

Sin embargo, el análisis de las cargas actuantes por condiciones de sismo severas, reveló que la pollera de la columna debía ser cambiada por una de mayor espesor y así fue realizado. Otra modificación relevante que sufrió este equipo fue la realización del tratamiento térmico de toda la columna para adaptarlo a la condición de servicio letal por el contenido de ácido sulfhídrico que el equipo procesaría en el nuevo emplazamiento.

La columna fraccionadora también sufrió modificaciones importantes. Su casquete y pollera fueron reemplazados para resistir las cargas por sismo, y debió ser tratada térmicamente por las condiciones de servicio letal según lo establecido por el código constructivo. Adicionalmente, en el *scrubber* se cambió un cono interno por haberse detectado ampollamiento por hidrógeno.

Lecciones aprendidas

A continuación, se mencionan algunas de las lecciones aprendidas durante el reacondicionamiento de los equipos.

- La falta de conocimiento sobre proyectos similares puede generar cierto rechazo hacia la idea.
- Las normas y códigos a aplicar para la relocalización determinan el criterio de aceptación, y deben ser establecidos desde el principio. Es aconsejable la confección de los planes de inspección y ensayo para el reacondicionamiento de los equipos considerando el historial de mantenimiento y los estándares

API 571 y API 581.

- En equipos donde se hayan detectado espesores o defectos fuera de los códigos de diseño, es factible utilizar el estándar API 579 para verificar su aptitud para el servicio.
- Es aconsejable considerar en las primeras etapas del proyecto, cierta información del proceso y de los equipos para dimensionar el alcance de los trabajos a realizar. Parte de la información más importante se refiere a características del nuevo emplazamiento, aptitud de los materiales originales para operar a temperaturas ambientales y de operación diferentes, disponibilidad de servicios auxiliares, historial de inspección y mantenimiento, información relativa a la parada de la planta, condiciones de conservación, etcétera.
- El estado de los equipos y el alcance de las reparaciones no solo es el resultado de las condiciones operativas a las que fue sometido. Es de suma importancia considerar las condiciones en las cuales fue dejada fuera de servicio la unidad (seca, húmeda, con nitrógeno), y las condiciones climáticas del lugar de emplazamiento.
- Es aconsejable realizar pruebas de diagnóstico al inicio del reacondicionamiento a fin de adelantar compras de repuestos, sobre todo cuando se requieren materiales aleados.
- Los talleres contratados tenían experiencia en fabricación de recipientes nuevos, y no contaban con experiencia en reacondicionamiento de equipos usados. En consecuencia, fue necesario estar presentes en cada taller para asegurar la calidad del trabajo final y resolver los inconvenientes técnicos que surgían.
- No existe suficiente información disponible por parte de compañías petroleras que hayan realizado relocalizaciones anteriores. El *know-how* al



Figura 3. Ampollamiento por hidrógeno en el conducto de transición interno de la columna Scruber.

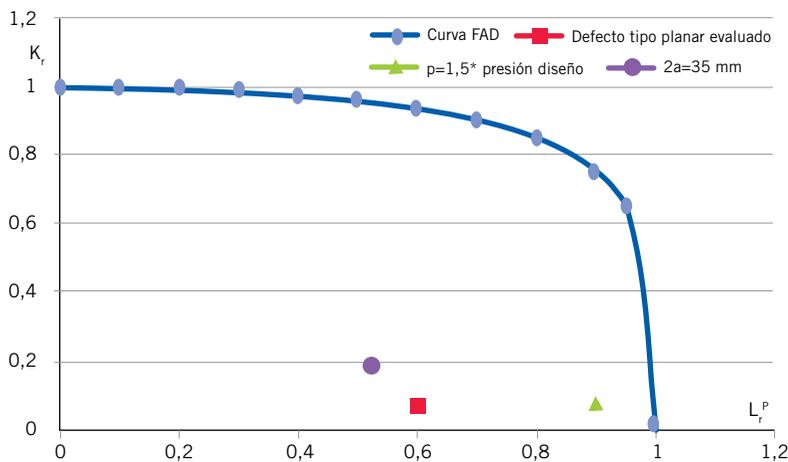


Figura 4. Diagrama de Análisis de Falla (FAD).

cual se puede acceder, y de manera muy limitada, es el de las compañías dedicadas a este tipo de actividad. En consecuencia, se presentaron situaciones imprevistas y técnicamente complejas, que debieron ser resueltas sobre la marcha.

- Respecto del transporte de los equipos, el mayor impacto de esta actividad sobre el proyecto es el tiempo. Existen restricciones en cuanto a los volúmenes y pesos máximos. Surge así la necesidad de considerar las limitaciones existentes en el lugar de destino a la hora de seccionar los equipos en origen.
- Volver a montar las instalaciones tiene una complejidad íntimamente ligada al alcance de la relocalización. En lo concerniente a *piping* a

reutilizar, se necesitó un volumen importante de ensayos y reparaciones parciales para asegurar su integridad mecánica. Se deben evaluar minuciosamente las ventajas y desventajas de su relocalización.

Conclusiones

Esta primera experiencia constituye la base para poder abordar mejoras que impacten positivamente y desde el inicio, un posible futuro proyecto de estas características.

La situación global actual y el escenario futuro, muestran la relocalización parcial o total de plantas de proceso como una alternativa que puede llegar a tener su origen, prin-

cipalmente, en modificaciones de leyes ambientales o en necesidades de producción en el corto y mediano plazo, transformándose en una oportunidad para solucionar problemas de demanda de energía en países en crecimiento.

Para la relocalización de plantas de refinación, se ha aplicado un criterio de diagnóstico y aceptación de la aptitud para el servicio de los equipos basado en los códigos constructivos originales (ASME), de reparación o alteración (NBIC), y de estándares internacionales modernos (API 571, API 579, API 581). Estos últimos aportan el criterio, la experiencia y el conocimiento específico aplicado a los mecanismos de corrosión en refinerías explorados en las últimas décadas. Esto resulta en opciones menos conservativas, a las aplicadas en las etapas de diseño, al momento de evaluar su aptitud para el servicio. En efecto, la totalidad de equipos a relocalizar pudo ser reacondicionada, y son aptos para las nuevas condiciones de servicio en el nuevo emplazamiento.

A la fecha no existen prácticas recomendadas internacionales que ayuden a llevar adelante un proyecto de relocalización. El criterio aplicado se fundamentó en obtener resultados de inspecciones realizadas conforme a las normas antes mencionadas. Dichos resultados fueron analizados de acuerdo a los requisitos de los códigos constructivos, el servicio y emplazamiento futuros y una vida remanente apropiada para el proyecto. Si los resultados obtenidos eran satisfactorios, el equipo era apto para ser relocalizado; de no ser así, un análisis mediante API 579 definió finalmente su aptitud para el servicio. ■

Bibliografía

- API 570 "Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping System", Edición 2009.
- API 571 "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry", Edición 2011.
- API 579 "Fitness for Service", Edición 2007.
- API 581 "Risk-Based Inspection Technology", Edición 2008.
- ASME B31.3 "Process Piping", Edición 2010.

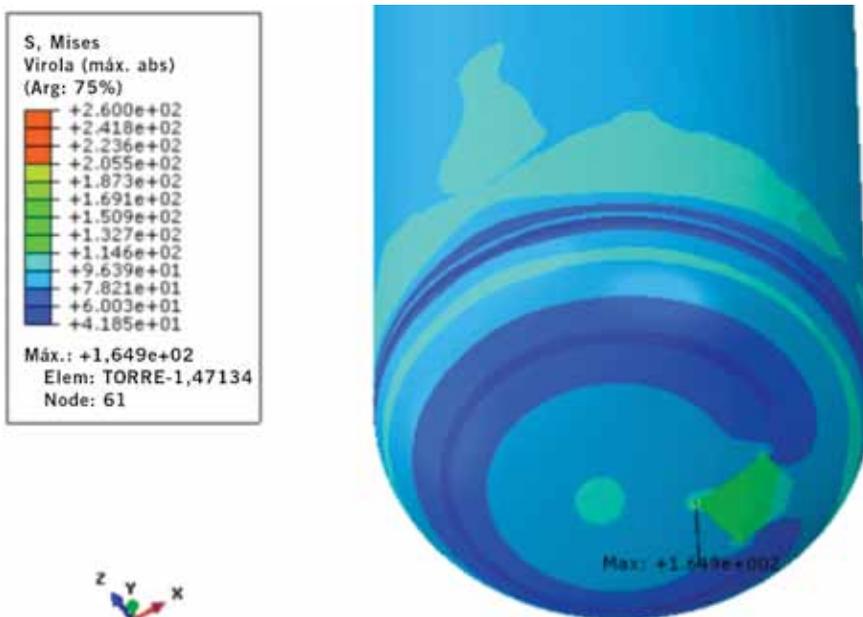


Figura 5. Casquete inferior y primera virola de la absorbidora indicando las tensiones de Von Mises en el área con espesor reducido (casquete y soldadura casquete-virola).