

Este trabajo presenta los resultados de las inspecciones realizadas en componentes estáticos sometidos a presión, pertenecientes a unidades moto-compresoras, de acuerdo con los API 510 y API 570. Al tratarse de más de 350 equipos, se planteó una estrategia para implementar una metodología capaz de determinar el estado actual y la integridad de los equipos estáticos presentes. Los resultados permiten retroalimentar el análisis de criticidad y optimizar los planes de inspección a futuro.



Sistema de gestión de integridad sobre 350 equipos compresores

Por **Ricardo Álvarez** y **Eugenio Sebastián Oliveri** (Exterran) y **Esteban Rubertis**, **Federico Fernández Scudeller** y **Federico Rodríguez Urroz** (GIE S.A.)

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

Objetivos

El presente trabajo busca mostrar los resultados de la implementación de un sistema de gestión de integridad mecánica sobre los componentes estáticos pertenecientes a unidades moto-compresoras de la compañía operadora Ex-terran, dedicada a la compresión de gas natural, la cual tiene un parque de más de 350 unidades moto-compresoras en la Argentina, así como diversas plantas de tratamientos.

El alcance de este trabajo se extiende a esos más de 350 equipos compresores, muchos de los cuales no tenían antecedentes de inspección. La metodología empleada se basó en las técnicas de Inspección Basada en Riesgo (*RBI*) según *API* (por la sigla en inglés de *American Petroleum Institute*) 580 y las normativas de inspección de tuberías *API* 570 e inspección de recipientes a presión *API* 510.

El gas que se va a comprimir, luego de su extracción del yacimiento, conlleva diversas variables que hacen al servicio más o menos crítico, tales como la existencia de ácido sulfhídrico o de dióxido de carbono, la humedad, las presiones de trabajo elevadas, etcétera. Debido a esto, y a la gran cantidad de equipos que debían ser inspeccionados (más de 5.000 componentes entre tramos de tuberías y equipos a presión), fue fundamental definir la criticidad de cada una de las unidades, de manera de optimizar recursos y tiempo, enfocando mayores esfuerzos en aquellas unidades de mayor criticidad.

Esto se logró mediante la ejecución de un Análisis de Criticidad o Análisis de Riesgo Cualitativo, instrumentando la metodología de *RBI* según *API* 580. Así, se definió una estrategia de ejecución de las inspecciones en tres años, durante los cuales se fueron ejecutando inspecciones y evaluaciones de integridad que incluyeron diversos ensayos y actividades, que posibilitaron determinar de una manera satisfactoria el estado actual y la integridad de los equipos estáticos presentes.

En la figura 1 se muestran a título ilustrativo unidades moto-compresoras de diversas etapas.

Análisis de criticidad

El paso inicial para determinar la efectividad de inspección idónea de todos los moto-compresores, y enfocar recursos a aquellas unidades más críticas, se inició con la

ejecución de un Análisis de Criticidad o Análisis de Riesgo Cualitativo, implementando la metodología *RBI*, según *API* 580. Para ello, es necesario el conocimiento de diversas variables de operación y datos del fluido en cuestión.

De esta manera, se comenzó por el relevamiento de los datos necesarios de cada unidad: Gas de proceso, condiciones operativas, condiciones de pintura, antigüedad de componentes estáticos, historial de fallas, sistemas de detección y mitigación.

Teniendo en cuenta la agresividad del fluido, y otras diversas variables, fue posible categorizar las unidades por su riesgo y determinar su criticidad.

El análisis incluyó:

- Base de datos de unidades y nivel de riesgo asociado a cada una;
- Visualización de posibles mecanismos de daño según *API* 571 y *API* 581;
- Plan de inspección recomendado;
- Programación de acuerdo a la estrategia.

Entre los mecanismos de daño aplicables en este tipo de servicio se encontraron:

- Corrosión por H_2S (Sulfuro de Hidrógeno);
- Corrosión por CO_2 (Dióxido de Carbono);
- Fisuración por H_2S (Sulfuro de Hidrógeno);
- Corrosión por MIC (Corrosión microbiológica inducida);
- Fisuración por fatiga;
- Fisuración por cloruros;
- Corrosión externa.

Finalizado el análisis, se obtuvo como resultado final la categorización de la totalidad de las unidades en la Matriz de Riesgo Cualitativo. En la figura 2 se muestra la Matriz de Riesgo realizada en un muestreo de 199 unidades moto-compresoras.

Clasificadas las unidades, y en función de un estudio particular de los mecanismos de daño aplicables, se diseñaron tres tipos de planes de inspección: Inspección A (de alta efectividad), Inspección B (de efectividad media) e Inspección C (de baja efectividad). Cada uno de ellos difiere en la cantidad y tipos de ensayos que se realizan para verificar daños de adelgazamiento o de fisura, entre otros. En la figura 3 se pueden apreciar las mediciones de espesores (*tags* rojos) que se realizan en los equipos, según el plan de inspección que se va a ejecutar.



Figura 1. Unidad motocompresora.

5	1	6	13	10	0
4	5	14	6	0	1
3	27	28	17	12	0
2	8	7	4	0	0
1	24	9	4	3	0
	A	B	C	D	E
	Consecuencia				

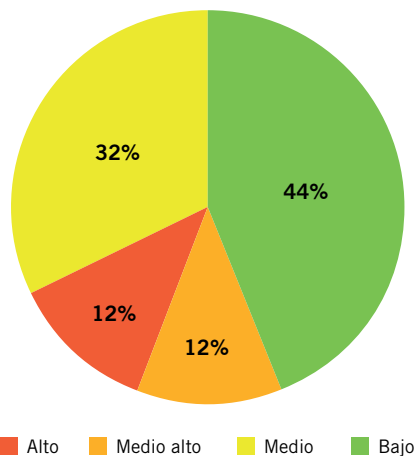


Figura 2. Matriz de Riesgo Cualitativo.

Etapa de inspección

Se definió una estrategia de ejecución de las inspecciones en tres años, durante los cuales se fueron ejecutando inspecciones que incluyeron:

- Inspección visual externa;
- Medición y sondeo de espesores para detección de pérdidas de espesor generalizada y localizada respectivamente;
- Instalación de testigos de corrosión en recipientes para cálculo de Velocidad de Corrosión de Corto Plazo (VCCP) en inspecciones futuras;
- Ensayos no destructivos (partículas magnetizables) en componentes críticos sometidos a altas vibraciones;
- Ensayos de dureza para determinación de resistencia de materiales constitutivos;
- Relevamiento de datos de calibración de Dispositivos de Alivio;
- Pérdida de Flujo Magnético (MFL) en Tubos de Aeroenfriadores;
- Caracterización de defectos hallados para posterior Análisis de Aptitud para el Servicio según API 579.

La inspección constituye una etapa clave para la determinación de la integridad de la unidad, ya que durante esta se detectan anomalías y defectos que necesitarán de acciones de mitigación o reparación. Entre las anomalías más significativas se destacan:

- Pérdidas de espesor localizadas en componentes de tuberías y recipientes, detectadas mediante medición y sondeo de espesores;
- Evidencias de fugas de fluido de proceso (figuras 4 y 5);
- Desgaste de componentes por vibraciones y rozamiento con elementos (figura 6);
- Válvulas de bloqueo aguas arriba de dispositivo de alivio sin candado ni precinto de seguridad (figura 7);
- Desgaste de componentes por vibraciones y roce con soporte (figura 8);
- Fisuras y fracturas en soportes (figura 9);
- Espárragos y bulones de bridas faltantes;
- Soportes (*skirt*) de recipientes sin acceso para inspección;
- Dispositivos de alivio con fechas de calibración mayores a un año;
- Pintura deteriorada y oxidación superficial.

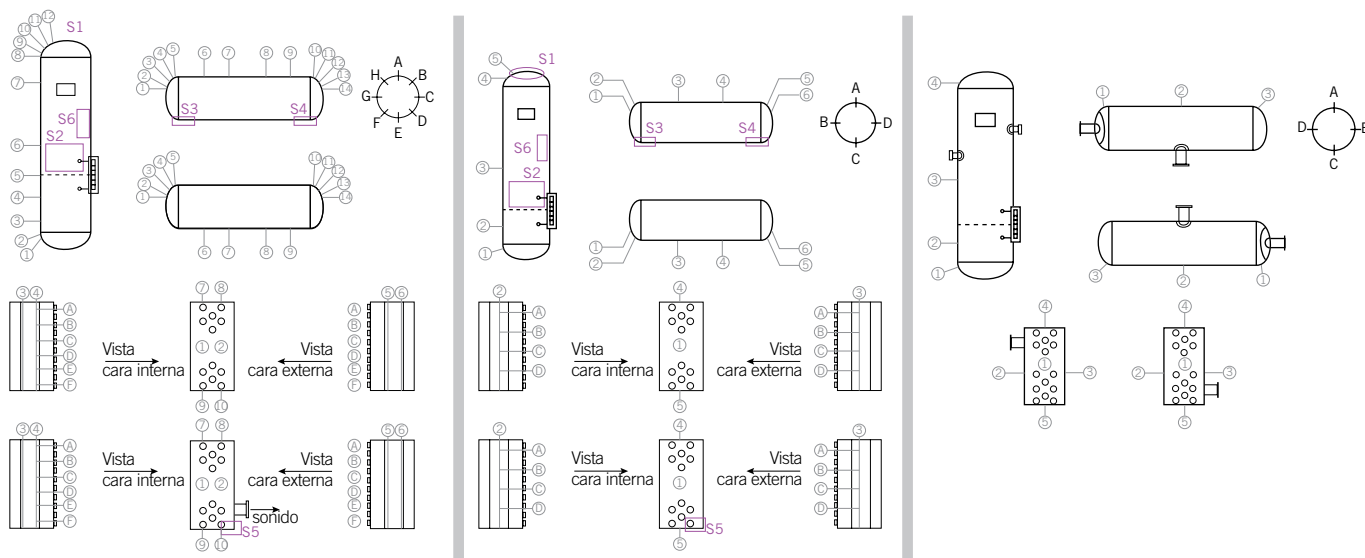


Figura 3. Medición de espesores según plan de inspección a ejecutar (de izquierda a derecha: tipo A, B y C).



Figura 4. Fuga de proceso.



Figura 5. Fuga de proceso.



Figura 6. Desgaste por contacto y rozamiento.



Figura 7. Válvula de bloqueo sin candado.

Evaluaciones de integridad

Una vez finalizada la inspección de una unidad, se prosigue con el procesamiento de resultados e información recolectados en campo, etapa conocida como Evaluación de Integridad. Esta consiste en evaluar el estado de la unidad a partir de los resultados de la inspección visual y de la medición de espesores; y en determinar si la unidad se

encuentra apta para el servicio para seguir operando en las condiciones dadas.

De la Evaluación de Integridad se desprenden las acciones correctivas o reparaciones que se deberán realizar para las anomalías detectadas en la inspección visual y defectos hallados a partir de los ensayos no destructivos realizados, tanto de ensayos de partículas magnetizables como de la medición de espesores.



Figura 8. Desgaste por vibraciones.



Figura 9. Fisura en soldadura.

Análisis de espesores medidos

La medición de espesores de componentes de tuberías y recipientes constituye un aspecto fundamental para asegurar la integridad de la unidad. Un componente sometido a presión debe cumplir un espesor mínimo determinado por la norma de diseño correspondiente, el cual depende de ciertos parámetros. Estos parámetros son la presión de diseño o máxima presión operativa, el material de construcción, el diámetro, la eficiencia de junta y el año de construcción. Obtenidos los espesores, estos se comparan con los requeridos por las normas correspondientes:

- Recipientes a presión, por ASME VIII;
- Componentes de tuberías, por ASME B31.3;
- Cabezales de aerofriadores, por API 661.

En caso de no cumplimiento de un componente de tubería, se recomendaron acciones para que la unidad pueda seguir operando; entre las siguientes alternativas:

- Análisis de Aptitud para el Servicio según API 579 Sección 4, 5 o 6;
- Calcular el espesor requerido a menor presión, de manera que supere el espesor requerido por la norma, junto con calibración de dispositivo de alivio asociado a la nueva presión de cálculo;
- Reemplazo del componente, especificando material y *schedule* necesario.

En caso de no cumplimiento de un recipiente sometido a presión, de la misma manera, se establecieron las siguientes alternativas:

- Ensayo de ultrasonido en soldaduras para aumentar eficiencia de junta, en equipos que posean eficiencia menor a 1 (uno);
- Análisis de Aptitud para el Servicio según API 510/API 579 Sección 4, 5 o 6;
- Calcular el espesor requerido a menor presión, de manera que supere el establecido por la norma. Sobre la base de esto, se determina la nueva presión a la que se deberá calibrar el dispositivo de alivio asociado, actualización de ficha técnica de equipo, implementación de comunicaciones mediante un sistema de “manejo del cambio” entre las áreas involucradas en la operación del mismo y actualización de placa de identificación y/o realización de un *Derating/Reclasificación* del mismo;
- Reemplazo del recipiente.

De esta manera, se aplicaron herramientas que permitieron que equipos y componentes que *a priori* no cumplieran con los requerimientos de los códigos de diseño, poniendo a la unidad como “no apta para el servicio”, cambien esa condición a partir de la ejecución de las recomendaciones realizadas y se encuentren “aptos para el servicio”, en muchos casos sin la necesidad de sacar de servicio la unidad para el reemplazo de componentes, evitando costos elevados y disminución de la producción.

Determinación de vida remanente y períodos de reinspección

Finalmente, en caso de no contar las unidades con antecedentes de inspección, se adoptaron velocidades de corrosión teóricas para la determinación de la vida remanente de las mismas, junto con la fecha de próximas ins-

pecciones, recomendadas según los lineamientos especificados en API 510 y API 570. La VCCP y la vida remanente se calculan de la siguiente manera:

$$VCCP \left(\frac{\text{mm}}{\text{año}} \right) = \frac{\text{Espesor inspección previa (mm)} - \text{Espesor inspección actual (mm)}}{\text{Tiempo entre inspecciones (año)}}$$

$$VR \text{ (años)} = \frac{\text{Espesor inspección actual (mm)} - \text{Espesor requerido (mm)}}{VCCP \text{ (mm/año)}}$$

Finalmente, se confeccionaron informes por unidad moto-compresora, donde se volcaron los resultados de inspección y la evaluación de integridad.

Implementación de recomendaciones y reparaciones

La inspección de las unidades, junto con el informe de integridad correspondiente, permiten conocer la evolución de los recipientes tras sus respectivos años de operación. A partir de esto, se puede obtener un histórico de velocidades medias de corrosión y monitorear continuamente su evolución. Asimismo, los informes contienen gran cantidad de recomendaciones, muchas de ellas relacionadas con la integridad de las unidades y otras con la seguridad, lo que ofreció a la empresa un punto de vista externo y con oportunidades de mejora en el mantenimiento de las unidades (figura 10).

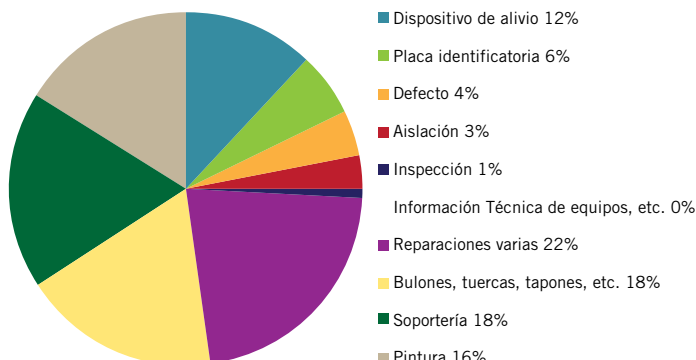


Figura 10. Principales recomendaciones de mantenimiento.

Esta gran cantidad de información es procesada a través del departamento de Ingeniería de Mantenimiento y revisada frecuentemente con los responsables de la operación de las unidades. A continuación, se presentan las principales categorías de las recomendaciones detectadas en las unidades inspeccionadas.

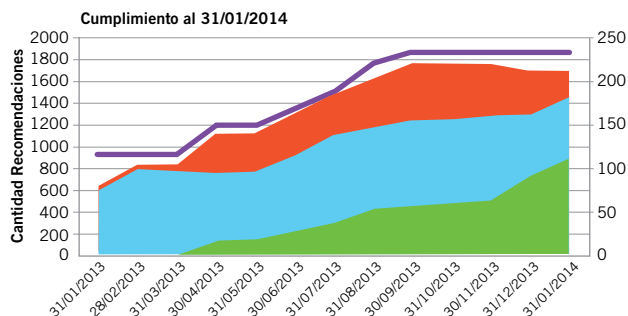
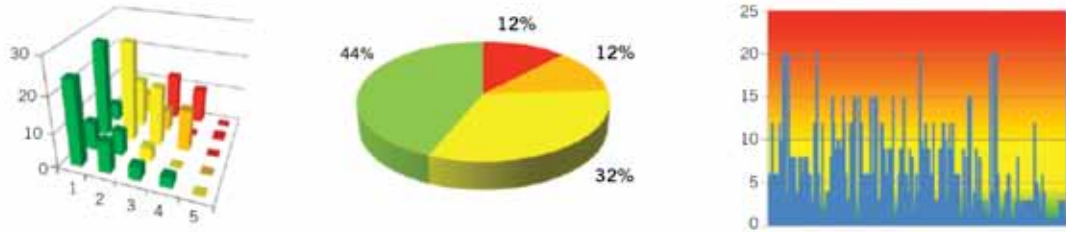
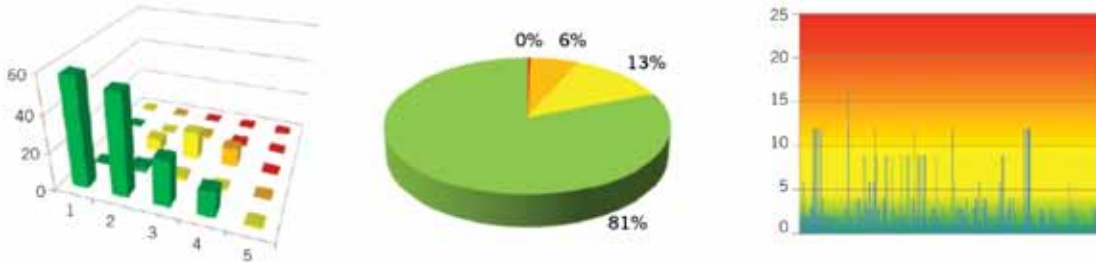


Figura 11. Avance de cumplimiento.

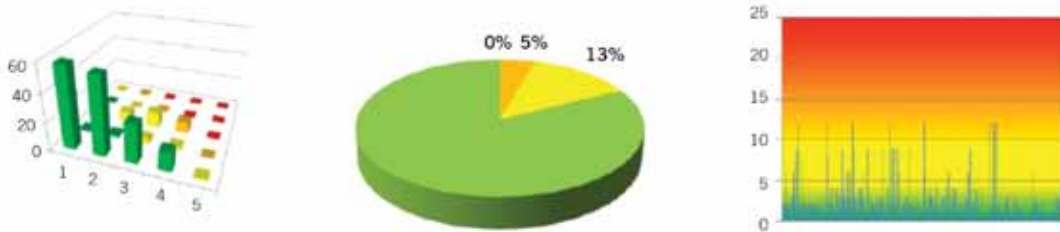
Caso 1: Condición original



Caso 2: Implementación de inspecciones



Caso 3: Implementación de inspecciones e inhibiciones de corrosión.



Caso 4: Implementación de inspecciones, inhibidores de corrosión y acciones de mitigación de consecuencias (mejoras en sistema de detección y alarma).

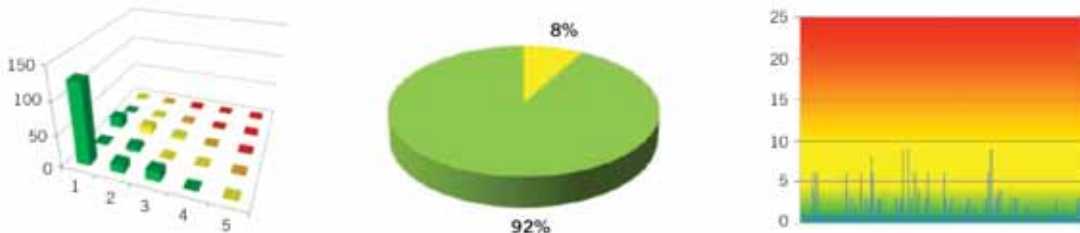


Figura 12. Reducción del riesgo mediante la implementación de inspecciones, inhibidores de corrosión y acciones de mitigación de consecuencias.

También se presenta un gráfico con los avances en el cumplimiento, ilustrando la ejecución de tareas de mantenimiento en función de las fechas planteadas en los informes. El gráfico de área muestra la cantidad de recomendaciones ejecutadas (en verde), en plazo (en celeste) y vencidas (en rojo), mientras que el gráfico de línea representa la cantidad de unidades inspeccionadas (figura 11).

ver, al implementar inspecciones, inhibidores de corrosión y mejoras en el sistema de detección y alarma (acciones de mitigación de consecuencias), que se logró bajar el riesgo Alto y Medio-Alto de las unidades, pasando a riesgo Medio y Bajo.

Reanálisis de riesgos

Los gráficos de esta página (figura 12) representan la distribución del riesgo sobre un muestreo de 199 unidades moto-compresoras. Se puede apreciar cómo disminuye el riesgo al implementar la inspección de las unidades (Caso 2) y, al ir sumando a esta implementación la introducción de inhibidores de corrosión (Caso 3). En el Caso 4 se puede

Costos y beneficios

Uno de los beneficios de aplicación de las técnicas de *RBI* combinado con los análisis realizados por el equipo de trabajo se demuestra en la reducción de costos de inspección, lograda a partir de la implementación de las actividades antes mencionadas; para dar un ejemplo, en el esquema preexistente se destinaban U\$S 5.712,96 para la inspección de un equipo de compresión, lo que haría un total de dos millones de dólares para lograr la inspección del parque completo de equipos. Este esquema, además del

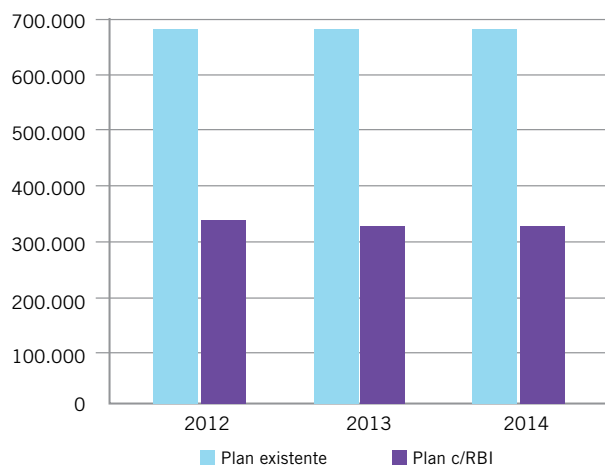


Figura 13a. Presupuesto de Inspecciones, valores en U\$S.

valor en sí de la inversión, tiene las desventajas de que los planes de inspección no estaban orientados específicamente al tipo de mecanismos de daño activos en los equipos de compresión y que generaría un importante *backlog* en la ejecución de las tareas de inspección y en la implementación de sus recomendaciones.

Considerando el esquema actual de inspección, luego de implementado el *RBI*, se destinan en promedio U\$S 2.696,73 por cada unidad, lo cual implica una reducción del 53% de los costos de inspección. Como se puede observar en las figuras 13a y 13b, la implementación de estos estudios redundará en un ahorro de U\$S 1.000.000, considerando la inversión inicial de los análisis realizados. Se destaca además, como beneficio, que cada plan de inspección está específicamente diseñado para los riesgos y daños que posee cada equipo, con una disminución considerable en los tiempos de ejecución de las inspecciones e implementación de recomendaciones.

Por otro lado, es importante destacar los resultados y beneficios operativos que brindaron estas inspecciones; si bien es difícil cuantificar problemas que nunca llegaron a presentarse, el trabajo realizado permitió a Exterran implementar un plan de mantenimiento para los equipos estáticos incorporando todos los avances desarrollados por las normativas de aplicación.

De esta forma, se cuenta con un procedimiento para el cumplimiento de las actividades de inspección y mantenimiento que además beneficia a la operación, al minimizar los trabajos "correctivos" asociados a estos equipos. No está de más decir que la instrumentación de estas actividades permitió a la compañía alinearse a las exigencias del cliente y en muchos casos dar una solución al estar un paso adelante sobre temas de integridad y mantenimiento.

También es oportuno compartir dentro de este documento los problemas que se han tenido para la implementación: desde el punto de vista técnico, la mayoría de las inspecciones son externas y sin necesidad de sacar el equipo de servicio, lo cual es una gran ventaja.

Pero para inspeccionar los aeroenfriadores, fue necesario realizar una inspección intrusiva que solo en algunos casos se pudo implementar. Este tema ha sido planteado en varias oportunidades, y se está trabajando para obtener una solución satisfactoria.

Por otro lado, y más allá de los aspectos técnicos, hubo un tiempo de lanzamiento del programa de inspección en el que costó mucho comprometer al personal en la ejecución de las recomendaciones. Para poder mejorar los porcentajes de cumplimiento, se incorporó al tablero de control un seguimiento de estas tareas y así, con revisión frecuente por parte de la gerencia, se logró mejorar los indicadores y cumplir con las recomendaciones planteadas. También, el hecho de compartir experiencias y casos de éxito, facilitó la participación de más grupos de trabajo en este proyecto.

Conclusiones

Mediante el presente trabajo fue posible diagramar una estrategia de inspección para un parque de más de 350 equipos compresores. Se estableció una estrategia para la implementación de una metodología que permitiera determinar, de una manera satisfactoria, el estado actual y la integridad de los equipos estáticos presentes, enfocando mayores recursos y tiempos en las unidades más críticas.

A partir de un Análisis de Criticidad, e implementando la metodología *RBI* según *API 580*, se clasificaron las unidades según su riesgo y, en función de un estudio particular de los mecanismos de daño aplicables, se diseñaron tres tipos de planes de inspección.

Hasta la fecha se han ejecutado más de 200 inspecciones de componentes estáticos pertenecientes a las unidades moto-compresoras, de acuerdo con *API 510* y *API 570*, y se detectaron anomalías y defectos que, en algunos casos, comprometían la integridad de la unidad; y que requerían una acción de mitigación o de reparación.

Se muestra en la figura 14 las inspecciones realizadas hasta el momento y las que restan por realizar. Se ejecutaron 25 inspecciones de alta efectividad (tipo A), 34 inspecciones de media efectividad (tipo B) y 157 inspecciones de baja efectividad (tipo C).

Luego, se ejecutaron las Evaluaciones de Integridad por cada unidad, en la cual se evaluó el estado de la misma, a partir de los resultados de la inspección visual y medición de espesores. Se brindaron herramientas para mantener la integridad de los componentes y análisis de aptitud para el servicio de acuerdo con *API 579*, para lograr la aptitud para el servicio de componentes con degradaciones previas, en la mayoría de los casos sin la necesidad de sacar de servicio

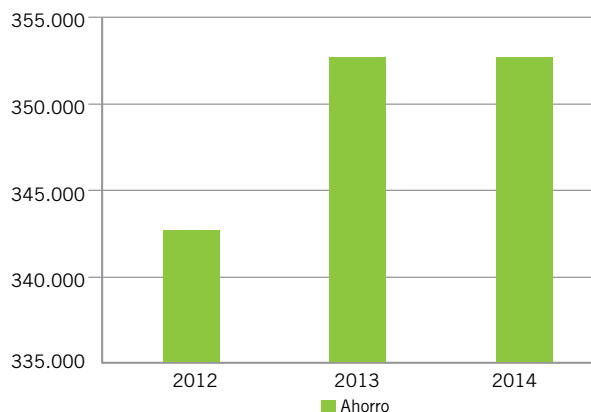


Figura 13b. Presupuesto de Inspecciones, valores en U\$S.

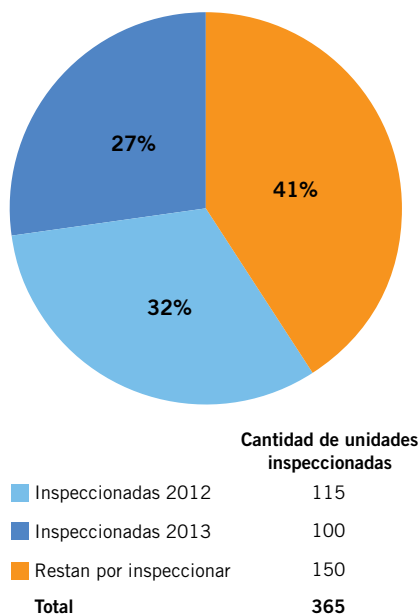


Figura 14. Inspecciones realizadas en 2012 y 2013.

la unidad, evitando costos elevados, sin disminución de la producción y evitando multas por paros no programados.

Los resultados de la evaluación de integridad permitieron prevenir situaciones de riesgo y diagramar las reparaciones y/o acciones de mantenimiento necesarias para garantizar la seguridad y confiabilidad de los equipos compresores. Los resultados permiten, además, retroalimentar el análisis de criticidad y optimizar los planes de inspección que pueden aplicarse en el futuro.

La experiencia de estos años de implementación del plan nos muestra que estas inspecciones han ayudado a Exterran a detectar problemas con los que se habían “acostumbrado a convivir”, es decir, pequeños desvíos que pa-

recerían no ser prioritarios y que, con el paso de los años, van creciendo en importancia. Un ejemplo puntual de esto son las soportarías sueltas, que con el paso del tiempo van desgastando cañerías y transformando esta desviación en un serio problema para la instalación.

Es muy importante destacar este tipo de acciones, ya que en su mayoría son reparaciones menores, que se plantean en forma proactiva y que permiten actuar antes de que el problema se plantee como un daño o fallo mayor, con todos los beneficios que esto implica, tanto desde el punto de vista operativo y de seguridad, como desde el aspecto económico. ■

Bibliografía

- API 510 – *Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration*. American Petroleum Institute. Junio 2006.
- API 570 – *Piping Inspection Code. Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems*. American Petroleum Institute. Noviembre 2009.
- API 580 – *Risk Based Inspection. Recommended Practice*. American Petroleum Institute. Noviembre 2009.
- API RP 571 – *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*. American Petroleum Institute. Abril 2011.
- API 581 – *Risk Based Inspection. Base Resource Document*. American Petroleum Institute. Septiembre 2008.
- API RP 579 / ASME FFS1 (API 579 Segunda Edición) – *Fitness for Service*. American Petroleum Institute. Junio 2007.
- ASME VIII Div. 1 *Boiler & Pressure Vessel Code Section – The American Society of Mechanical Engineers*. Julio 2013.
- ASME B31.3 – *Process Piping*. The American Society of Mechanical Engineers. 2012.
- Otegui, J.L. y Ruberttis, E. (EUDEM 2008). *Diseño de cañerías y recipientes de presión*.
- API STD 661 – *Air-cooled Heat Exchangers*. Febrero 2006.
- Metals Handbook Non destructive Inspection*.