

Desarrollo de aplicación web para la planificación de inspecciones de refinería

Por *Esteban Rubertis* y *Andrés Rivas* (GIE), *Agustín Soto* y *Ariel Corbalan* (Refinor)

Este trabajo muestra el desarrollo de una aplicación para la gestión de inspecciones de las plantas de Refinería Campo Durán y Terminales de Despacho, con herramientas para centralizar documentos y mejorar su administración.

En Campo Durán, provincia de Salta, se encuentra la única refinería del norte del país, Refinor S.A., donde se recibe petróleo crudo y gas natural provenientes de la Cuenca del Noroeste y de Bolivia, a través de dos oleoductos, un gasoducto y despachando subproductos por un poliducto, de esta forma se convierte en uno de los principales eslabones en el negocio integral del petróleo y gas del norte argentino.

Para obtener los productos que luego son comercializados, la destilería cuenta con las siguientes plantas de procesamiento:

- Una unidad de destilación atmosférica de crudo (*Topping*).
- Una unidad de destilación al vacío.
- Una unidad de hidrotratamiento de nafta.
- Un reformado catalítico de naftas (*Reforming*).
- Dos unidades de procesamiento de gas por turboexpansión y de fraccionamiento de LPG (gases licuados de petróleo, según su sigla en inglés).

- Además de una planta de producción de servicios auxiliares (agua industrial, vapor, energía eléctrica, aire) utilizados en las distintas plantas de proceso.

Históricamente, la planificación de las inspecciones y tareas de mantenimiento sobre el equipamiento estático en refinerías y otras industrias era programada en función del conocimiento de los tipos de equipamiento, historial de fallas previas, y, sobre todo, basado en la *expertise* del personal de mantenimiento/inspección. En la última década han sido desarrolladas metodologías de inspecciones basadas en riesgo (*Risk-Based Inspection*, RBI) por medio de las cuales se busca optimizar la utilización de los recursos de inspección en función del nivel de riesgo de la instalación o del equipamiento en particular.

Como es sabido, los estándares reconocidos internacionalmente para la inspección de equipamiento estático son API STD 510, para la inspección de recipientes a presión, API STD 570 para inspección de cañerías y API STD 653 para la inspección de tanques atmosféricos, en los cuales en sus últimas ediciones incorporan y recomiendan fuertemente la implementación de metodologías de RBI, mediante API 580 para la definición del tipo de actividades de inspección y para la determinación de las frecuencias de inspección.

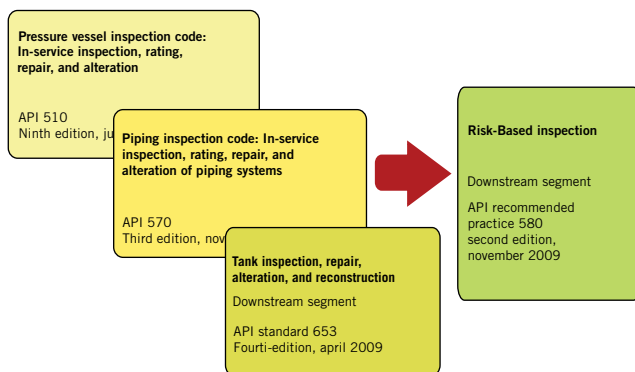


Figura 1. Normativas API.

La inspección basada en riesgo es una metodología que utiliza el concepto de riesgo para el desarrollo de un plan de inspección efectivo. La técnica provee las bases para identificar, analizar y gestionar el riesgo al tomar decisiones sobre la frecuencia de inspección, nivel de detalle y tipos de ensayos no destructivo. De esta forma, es posible reducir la probabilidad de fuga de fluido procesado a través de un correcto aprovechamiento de recursos, por lo cual, se considera un aumento de confiabilidad operacional de equipos estáticos y aumento de seguridad de operación de la instalación.

El análisis RBI permite una mejor gestión de los recursos de inspección y optimizar los planes de mantenimiento para proveer un alto nivel de alcance y conocimiento sobre los ítems de alto riesgo y un esfuerzo adecuado sobre el equipamiento de bajo riesgo.

El método define el riesgo de cada ítem como la combinación de dos términos separados: la consecuencia de falla y la probabilidad de la falla, las cuales son combinadas para producir una estimación del riesgo. El incremento del nivel de inspección disminuye la expectativa de riesgo a través de una reducción en la probabilidad de falla por la

acción de medidas correctivas y preventivas. Estas medidas se realizaban luego de que los resultados de las actividades de inspección hubieran determinado equipos o tuberías con presencia de anomalías que pudieran poner en riesgo su disponibilidad. Por otro lado, la inspección no modifica las consecuencias de una falla, sino que estas son afectadas por los sistemas de detección, aislación, mitigación y emergencia presentes en las instalaciones. Las mejoras en cuanto al cambio en el diseño, incorporación de nueva tecnología o sistemas adicionales, u otro tipo de acciones correctivas, permitirán reducir la magnitud de las consecuencias de falla estimadas en el análisis RBI.

Es importante destacar que cualquier cambio en las condiciones de operación o variables de proceso clave (aumento o disminución de pH, variación de composición de fluido procesado, modificaciones en diseño de instalación, etc.), puede impactar en el análisis y requerir una reevaluación. Se deben identificar los cambios o datos adicionales que dispararán la necesidad de reanálisis, como ser: programas de gestión del cambio, modificación de las condiciones de operación, condiciones de operación extraordinarias, información actualizada, hallazgos de la inspección, etcétera.

La tecnología de RBI fue desarrollada principalmente en los Estados Unidos, primero fue publicada en la edición de la API RP 580 en 2002, y hoy es utilizada en toda América, África, Asia, parte de Europa, etc. Actualmente, el RBI se encuentra diagramado en la API RP 580 de 2009 y en el documento base API BRD 581 de 2008, además, existe un esquema de nivelaciones de personal por el cual se puede contar con personal certificado por API en esta técnica, www.api.org/icp.

La publicación API 580 define tres tipos de metodologías de análisis de riesgo, los cuales incrementan su complejidad a medida que se emplean niveles de análisis superiores:

- Nivel 1: cualitativo.
- Nivel 2: semicuantitativo.
- Nivel 3: cuantitativo.

En la figura 2 se muestra el proceso de implementación de la técnica de análisis de riesgo. El ciclo comienza con la recolección de datos y, luego de la implementación de acciones de mitigación y reevaluación, el análisis debe repetirse.

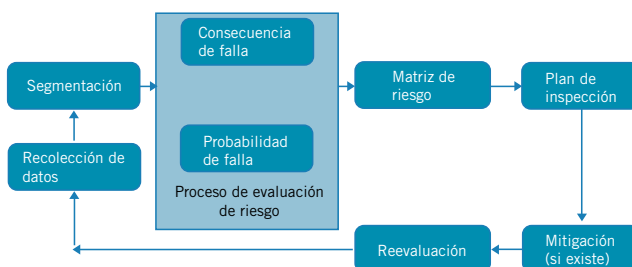


Figura 2. Diagrama de implementación de RBI (API 580).

El nivel 1, cualitativo, permite realizar de manera rápida, una jerarquización de aquellos objetos sometidos al análisis. Aquellos segmentos que resultan de mayor riesgo requieren un análisis más profundo, por lo que pasan al siguiente nivel, semicuantitativo. Este último requiere de

mayores recursos y nivel de información, ya que es un análisis de mayor intensidad y detalle que permite obtener planes particulares para los componentes más críticos de la instalación.

Definición de objetivos y equipo de trabajo

1. Definición de objetivos

La empresa Refinor trabaja con la consultora GIE desde hace más de siete años, período en el cual se ha logrado un crecimiento en conjunto en las tecnologías de evaluación de integridad de activos. El personal de Ingeniería de Mantenimiento comenzó desde hace años el desarrollo de una filosofía del Gerenciamiento de la integridad de los activos de plantas de refinería, estaciones de bombeo y despacho, para lo cual se enumeró un largo listado de variables para controlar como ser: planes de inspección, hoja de datos de equipos, isométricos, planos, procedimientos de reparaciones, dispositivos de alivios, mecanismos para seguimiento de los controles predictivos (medición espesores, termografías, etc.), por lo cual surgió la necesidad de desarrollar un *software* de acuerdo con los requerimientos específicos de Refinor.

Particularmente es destacable mencionar que en los últimos años se están incorporando análisis de RBI para la planificación de las actividades de inspección y mantenimiento durante las paradas de plantas programadas. De acuerdo con las mejores prácticas de la industria y con las recomendaciones de la publicación API 580, los pasos a realizar para la correcta implementación de una evaluación de inspección basada en riesgo (RBI) se detallan en el siguiente gráfico:

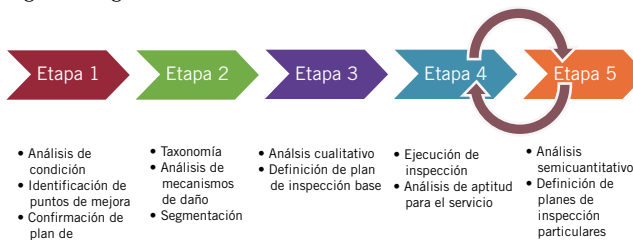


Figura 3. Etapas de implementación de RBI.

Tal como se puede apreciar en la figura 3, las etapas 4 y 5 requieren de un ciclo continuo que implica la ejecución de actividades de inspección y la retroalimentación en los análisis de riesgo para la optimización de los planes de inspección, en función de los resultados de inspección. Este es el motivo principal por el cual surge la necesidad de desarrollar un *software* para la evaluación del equipamiento estático de las plantas de la Refinería Campo Durán y demás instalaciones de Refinor.

2. Equipo de trabajo

Se diagramaron las actividades necesarias para el desarrollo del *software* y tecnologías de implementación, en primer lugar se definió un equipo multidisciplinario compuesto por profesionales de Ingeniería de Mantenimiento de Refinor y del área de Integridad de Plantas de GIE, y se completó el equipo con un grupo de profesio-

nales de informática para el desarrollo de la herramienta. El desafío fundamental que enfrentó el equipo de trabajo es a la interpretación de las normativas, y al consenso de criterios estandarizados para que sean de aplicación en el *software* por desarrollar.

Actividades desarrolladas

1. El nombre: Tzolkin

El calendario sagrado de los mayas es conocido bajo el nombre Tzolkin, término que significa –la cuenta de los días–. El sistema contiene 20 energías (Kines o días) y 13 potencias (números). La combinación de ellos conforma el calendario de 260 días que tuvo como fin brindar asistencia para comprender los procesos de la naturaleza, programar actividades y sacar conclusiones utilizadas en la planificación de las cosechas, los viajes y las batallas. La función principal del *software* por desarrollar será justamente la de planificar y programar las actividades de inspección, por este motivo se decide denominar a esta herramienta como: “Tzolkin-Planificación de Inspecciones”.

2. Tipo de aplicación y bases de datos

Las características geográficas de la empresa fueron uno de los desafíos por vencer, es decir, como existen sedes en Campo Durán, Salta, Tucumán, Córdoba, etc., se optó por un desarrollo de una aplicación web, en lugar de un *software* tradicional cliente-servidor. Esto permite el ingreso de un usuario registrado desde cualquier PC o Laptop, desde cualquier sitio con conexión a Internet sin requerir ninguna instalación previa.

Para el caso de la base de datos, se seleccionó una plataforma SQL Server 2008 la cual puede ser instalada en un servidor externo o en servidores propios.

3. Proceso de implementación (plan base de inspección)

Se definió en conjunto en el grupo multidisciplinario, el formato de flujo de información e implementación del análisis de RBI en los equipos, considerando la baja disponibilidad de información inicial en algunas plantas. Por esto, se diagramó la aplicación de forma que exista la posibilidad de una carga inicial de datos simples y que permita obtener rápidamente las hojas de datos de los equipos y un plan base de inspección a partir de un pri-

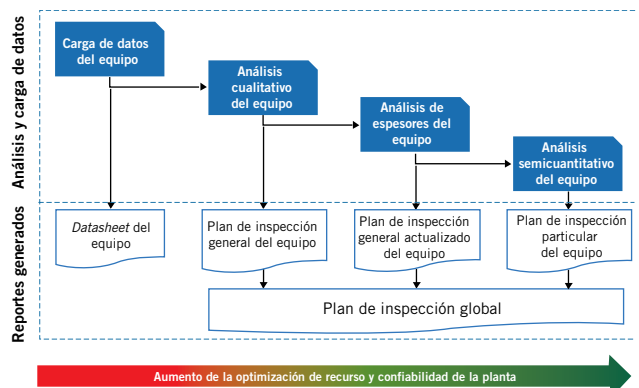


Figura 4. Conformación de los planes de inspección.

7. Análisis semicuantitativo

Como indican los lineamientos de API 580, una vez identificados los equipos críticos en la matriz de riesgo, el próximo paso es la evaluación semicuantitativa del riesgo de estos equipos, para lo cual se implementaron en la herramienta diversos algoritmos que permiten la obtención de los factores de daño para cada mecanismo de daño, de acuerdo con la metodología descrita en API 581 de 2008. Se diseñaron, en un principio, con capacidad para analizar los siguientes mecanismos de daño:

- Adelgazamiento interno.
- Corrosión atmosférica.
- Corrosión bajo aislación.
- Fisuración por sulfhídrico (SSC).
- CREEP (Termofluencia).

En función del análisis semicuantitativo, será posible determinar la eficiencia de inspección y la fecha en la cual sea necesario ejecutarla de forma muy precisa, lo cual se obtiene de acuerdo con la figura 8.

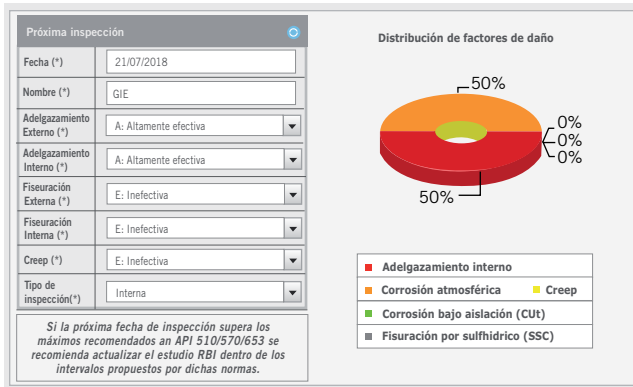
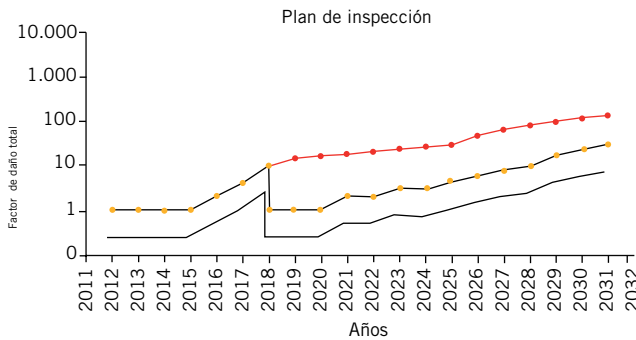


Figura 8. Análisis semicuantitativo.

Como se puede observar en la figura 8, se diagramó una pantalla para seleccionar la efectividad de inspección para cada uno de los mecanismos de daño activo, lo que permite monitorear el factor futuro de daño resultante.

8. Planes de inspección, reportes y resúmenes

Durante el diseño de la aplicación, se prestó especial atención a diagramar los planes de inspección, resúmenes y reportes de forma tal que puedan estar disponibles apenas se ingresen unos pocos datos de cada equipo, y a medida que se vaya completando la información y realizando análisis de mayor profundidad, se irán optimizando dichos planes de inspección y demás reportes.



Figura 9. Pantalla resumen de equipo en aplicación Tzolkin.

Uno de los principales objetivos definido por el equipo de trabajo era que los planes se obtuvieran automáticamente a partir de los resultados de los análisis de riesgo, para esto fue necesaria la creación de una base de datos tipo matriz que contempla:

- Tipo de equipo.
- Mecanismo de daño activo y factor de daño.
- Eficiencia de inspección seleccionada.
- Inspección interna o externa.
- Recomendaciones de inspección en base a API 581 / API 510 / API 570 / API 653.

En función de los resultados de análisis de riesgo y datos propios del equipo se recorre dicha matriz y se seleccionan las recomendaciones de inspección para ser ubicadas en el plan de inspección correspondiente, de esta forma se logra la obtención automática de los planes de inspección en un solo clic.



Figura 10. Planes de inspección.

Ejemplo de aplicación

Con el objetivo de mostrar los beneficios de la metodología de RBI y de la implementación de la aplicación Tzolkin, se detallará a continuación un ejemplo de aplicación en un cambio de modalidad implementado en la

planificación de inspección de la planta *Topping* de Refinor en Campo Durán.

La planta *Topping* de Refinor, cuenta con una capacidad de proceso de 26.100 bb/d = 4.150 m³/d, y está conformada por unos 30 recipientes acumuladores/reactores, 24 intercambiadores, 5 torres, 8 hornos, *piping* de conexión, y tanques de almacenamiento. Considerando la carga actual (4.000 m³/día) del *Topping*, es de crucial importancia cumplir con el cronograma de parada de planta programada, debido a que sería muy difícil subir la carga de forma tal de recuperar los días improductivos.

Históricamente, la planta *Topping* cuenta con un cronograma de paro de planta cada 5 años por una condición de ensuciamiento y pérdida de eficiencia (además, cada dos años, se hace un ajustado paro de 3 días para el mantenimiento y calibración de los dispositivos de alivio y seguridad). Por este motivo, la estrategia de inspección siempre estuvo alineada con el esquema de paro cada 5 años, en el que se realiza la inspección completa de la planta y se ejecutan inspecciones internas en la casi totalidad de los equipos que se abren para limpieza y se adicionan algunos pocos equipos por cuestiones de mantenimiento o inspección.

A partir del 2012, se comenzó a implementar una estrategia de inspección basada en riesgo con la aplicación de la herramienta Tzolkin. En primer lugar, se desarrolló un análisis de riesgo cualitativo con el objetivo de diagramar una inspección base durante la parada de planta de 2012 y completar gran parte de la información faltante del estado de integridad de los equipos y líneas. En la figura 11 se observa el resultado del análisis de riesgo en una matriz de riesgo para los equipos y tuberías.



Figura 11. Matriz cualitativa de equipos/tuberías.

En función del nivel de riesgo obtenido, e información de inspecciones anteriores, etc., se diagramó un plan de inspección general para ejecutar durante la parada de planta.

De acuerdo con el plan de inspección diagramado, se ejecutaron las siguientes inspecciones en los diferentes tipos de equipos de la planta *Topping*.

Figura 12. Resumen de inspecciones para parada de planta *Topping* 2012.

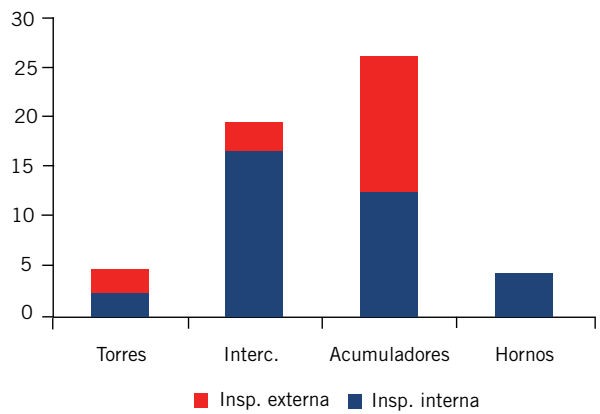


Figura 13. Resumen de cantidades de inspecciones internas/externas en 2012.

Una vez analizados los resultados de inspección, se realizaron análisis de integridad respecto de cumplimiento de normativas de inspección, como ser API 510/570/653 y se llevaron a cabo las recomendaciones pertinentes respecto de reparaciones o adecuaciones que permitan mitigar y monitorear los problemas detectados. Asimismo, se identificaron los equipos de mayor riesgo a los cuales se les ejecutó un análisis de riesgo semicuantitativo analizando en profundidad cada uno de sus mecanismos de daño.

La metodología empleada logró identificar siete equipos con vida remanente limitada, por lo cual, se recomendó una próxima inspección externa antes de la próxima parada de planta, es decir en el 2014. Se destaca que de esta forma se logra acotar el riesgo que hubiera resultado de aguardar hasta la próxima parada en 2017 para la inspección de dichos equipos.

Para el resto de los equipos, se diagramó un esquema de inspección cuyo principal objetivo es considerar las actividades de inspección estrictamente necesarias para mantener acotado el nivel de riesgo, reemplazando, en muchos casos, actividades de inspección internas por inspecciones del tipo externa u *on stream*. El esquema planeado se detalla en la figura 14.

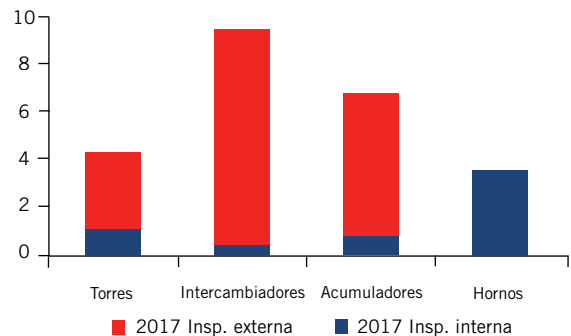


Figura 14. Resumen cantidades de inspecciones internas/externas en 2017.

Como se puede observar en la figura 14, como consecuencia de la nueva planificación, se eliminaron muchas aperturas de equipos innecesarias, con la consecuente reducción de costos de apertura, limpieza, e inspecciones internas. Con motivo de este ejemplo, se resumen en la figura 15 una comparativa entre las inspecciones realizadas en 2012 y las planificadas a futuro.

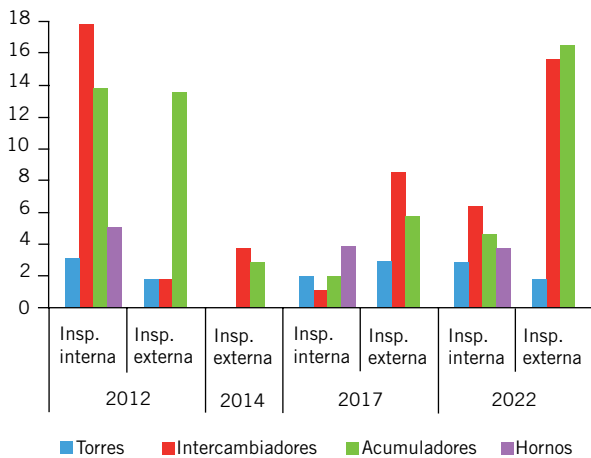


Figura 15. Comparativa de planificación de inspecciones.

Se puede observar en la figura 15 como, a partir de la implementación del RBI y la aplicación Tzolkin, no se repite el esquema de inspección del 2012 en las siguientes paradas de planta, sino que se distribuyen las actividades en el tiempo en función del riesgo de cada equipo.

Para el caso de las tuberías, se inspeccionaron en 2012 un total de 50 líneas y a futuro se estableció un plan de monitoreo de los puntos críticos en los diferentes planes de inspección, no se detalla al respecto con el fin de focalizar este ejemplo sobre el análisis en los equipos de la planta.

En función del nuevo esquema de planificación de inspecciones, se analizó su consecuencia en los costos de futuras paradas de planta. Existe una variable respecto del nivel de ensuciamiento de equipos y necesidad de apertura para limpieza que obviamente no se puede mejorar con esta técnica, pero, sin embargo, se observó una disminución considerable en la cantidad de equipos para intervenir en las paradas de planta futura, con la consecuente disminución de costos de limpieza, acondicionamiento y la propia inspección en sí.

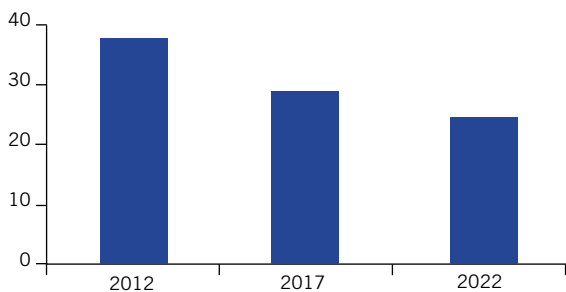


Figura 16. Comparativa de apertura de equipos.

Considerando el nuevo esquema de inspección y la disminución de apertura de equipos la estimación de costos en las siguientes paradas de plantas es la tabla 1.

| | 2012 | 2014 | 2017 | 2022 |
|------------------|------------|----------|------------|------------|
| Total inspección | \$ 65.000 | \$ 9.000 | \$ 48.000 | \$ 52.000 |
| Total limpieza | \$ 450.000 | \$ 0 | \$ 330.000 | \$ 423.000 |

Tabla 1. Costos comparativos según planificación de inspecciones.

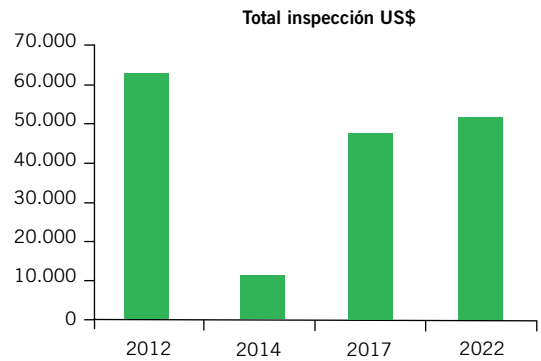
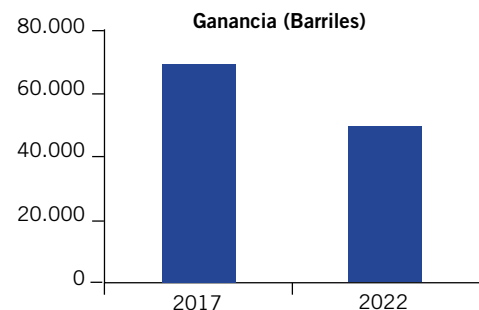


Figura 17. Costos de inspección/limpieza.

A diferencia de haber continuado con el esquema actual, se observa una disminución en los costos de limpieza de equipos e inspección en las futuras paradas de planta, del orden de 150.000 dólares en 2017, lo que representa un 30% del costo total de inspección y limpieza y 45.000 dólares en 2022, lo que hace a un 8%, destacándose que este ahorro se logra manteniendo acotado el nivel de riesgo de los equipos.



Figura 18. Reducción en la pérdida de producción.



Cabe destacar, además, que la parada del 2012 fue de 13 días, mientras que luego de los análisis realizados, se estima un total de 10 días para el 2017 y de 11 días para el 2022. Considerando una producción promedio de la planta *Topping* de 25.000 bb/d (4000 m³/día), se puede estimar la pérdida de producción debido a la parada de planta y los beneficios por la reducción en días lograda por la optimización de la planificación de inspecciones, tal como se observa en la figura 18.

Como se puede ver a partir de las figuras anteriores, se obtiene una reducción de pérdida de producción (ganancia) del orden de 75.000 barriles para el 2017 y de 50.000 barriles para el 2022, lo que hace a una ganancia de aproximadamente 12.500 barriles/año en el período de 10 años analizado.

En resumen, se puede observar que la implementación de la herramienta de *software* desarrollada y la tecnología de RBI logra no solo una disminución del riesgo y un aumento en la confiabilidad, sino también una mejora significativa en la renta del negocio mediante una reducción en la pérdida de producción comparada con las metodologías tradicionales de planificación de inspecciones.

Conclusiones

El personal de Ingeniería de Mantenimiento de Refinor, en conjunto con el de GIE, comenzó el desarrollo de una filosofía del gerenciamiento de la integridad para aplicar en sus activos de plantas de refinería, estaciones de bombeo y despacho. Con el fin de mantener sincronizados y actualizados la planificación de inspección, hoja de datos de equipos, procedimientos de reparaciones, dispositivos de alivios, seguimiento de los controles predictivos, etc., surgió la necesidad de desarrollar un *software* de acuerdo con los requerimientos específicos de Refinor.

El desarrollo de la herramienta está completamente basado en las normativas de inspección de recipientes, cañerías y tanques, API 510, 570 y 653, respectivamente. Las cuales brindan el marco regulatorio para seguir y la implementación de las metodologías de inspección basada en riesgo. Esto permite determinar el alcance y frecuencia de inspecciones y diversas tareas de manteni-

miento que son requeridas en función del riesgo de cada equipamiento.

La aplicación web Tzolkin se diagramó para permitir obtener planes de inspección en forma automática a partir del ingreso de unos pocos datos, planes de línea base, e ir optimizando dichos planes en función de una mayor profundidad de análisis, como ser evaluación de espesores y análisis de riesgo semicuantitativos. Se logró diseñar resúmenes o *dashboard* en donde se pueden observar rápidamente el estado de integridad de los activos y las planificaciones programadas.

La implementación de la herramienta desarrollada en conjunto con el gerenciamiento de la integridad permite elevar la confiabilidad operativa y la seguridad, esto se logra a través de minimizar paradas de plantas, maximizar producción, lograr la integridad mecánica y asegurar la conformidad con la normativa.

Todo este proceso es controlado mediante indicadores de nivel de riesgo, factores de daño, eficiencia de las técnicas de inspección, etc., que permiten lograr una estrategia de inspección eficiente y flexible, la centralización y resguardo de la información, la reducción de costos de inspección y mantenimiento y el aumento de la confiabilidad y seguridad. ■

Bibliografía

- API 510-*Pressure Vessel Inspection Code: In Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration*. American Petroleum Institute.
- API 570-*Piping Inspection Code. Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems*. American Petroleum Institute.
- API STD 653-*Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction*. American Petroleum Institute.
- API 580-*Risk Based Inspection. Recommended Practice*. American Petroleum Institute.
- API 581-*Risk Based Inspection. Base Resource Document*. American Petroleum Institute.
- Guidelines for Mechanical Integrity Systems*. Ed. Wiley.
- Otegui, J. L. y E. Rubertis. *Diseño de Cañerías y Recipientes de Presión*. Eudem, 2008.