



Integridad de cañerías en plantas de proceso: gerenciamiento más tecnología

Por **Raúl Isidro Román** y **Martín José Rebollo**
(Complejo Industrial Lujan de Cuyo, YPF)

El siguiente trabajo aborda los pasos necesarios para organizar y gestionar un plan de inspección de cañerías en plantas de proceso como refinerías y plantas químicas.

A modo de introducción, hablaremos de las características, geometría y dificultades que presentan los sistemas de cañerías, que serán un obstáculo para sortear por el personal de inspección encargado de la gestión del inventario.

¿Por qué cañerías? El gráfico 1 muestra en porcentajes el inventario de una refinería de conversión profunda. Puede observarse que más del 50% de su inventario son las cañerías, y que esto lleva a que gran parte de los recursos destinados a la integridad de la planta sean dirigidos a su inspección.

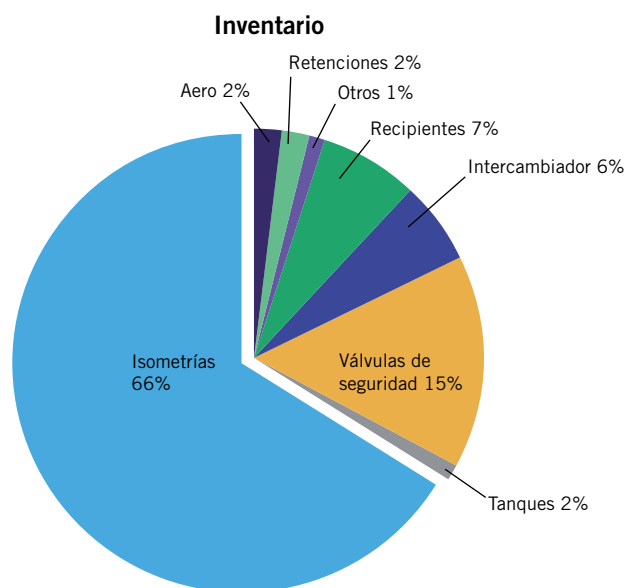


Gráfico 1.



Características de los sistemas de cañerías en plantas de proceso

Una de las principales características de los sistemas de cañerías en plantas de proceso es su geometría. Para poder entenderlo mejor, se pone como ejemplo la figura 1, en la cual se puede apreciar la complejidad que presenta el sistema, donde se señalan los cambios de diámetro, codos, reducciones, purgas, válvulas, etcétera.

A esto debemos sumarle:

- Problemas de acceso, tanto por alturas elevadas como por líneas soterradas.
- Temperaturas elevadas, en la mayoría de los casos, por encima de los 180 °C.
- Aislaciones.

Por último, hay que tener en cuenta que la mayoría de estas cañerías no permiten inspección visual interior, ya que los diámetros son pequeños (en su mayoría, entre 2" y 18"). Esto significa que por más que las cañerías estén fuera de servicio, nunca se podrá observar directamente su estado interior, algo que sí sucede en equipos.

Por los motivos antes descritos, los inspectores de cañerías deben utilizar toda tecnología disponible y todo recurso que esté a su alcance para lograr asegurarse de que las cañerías se encuentran en buen estado (o en todo caso "disminuir el nivel de incertidumbre").

Confección de un sistema de gerenciamiento de cañerías

El diseño de un sistema de gerenciamiento de cañerías (SGC) surge luego de que la organización responsable de asegurar su disponibilidad y confiabilidad se haya realizado las siguientes preguntas:

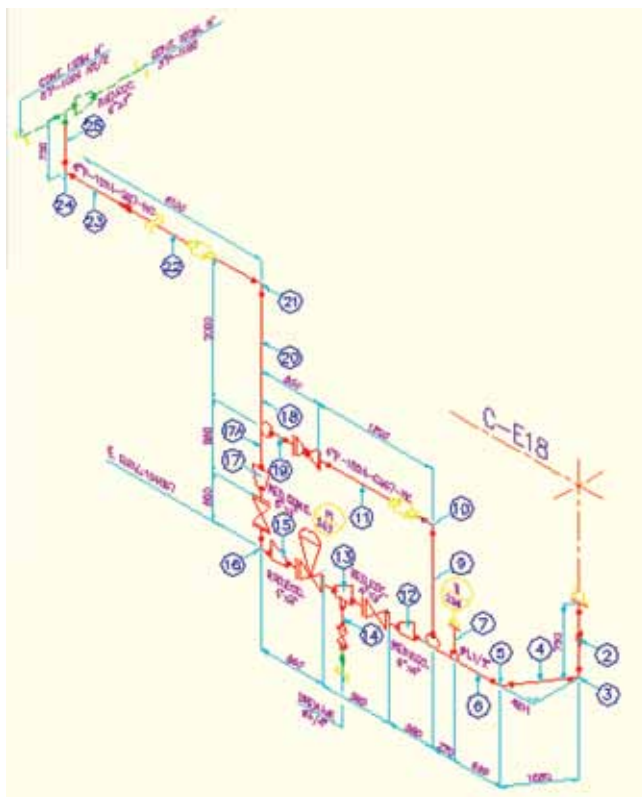


Figura 1.

1. ¿Tenemos el personal calificado para llevar a cabo las inspecciones?

La inspección es una disciplina que requiere de mucha formación y amplia experiencia. Por regla general, el inspector es alguien que debe conocer de normas de fabricación, normas de inspección, tener conocimiento

en materiales y en soldadura, experiencia en reparaciones provisionarias, tratamientos térmicos, amplios conocimientos en ensayos no destructivos (END); y debe entender el proceso en el cual las cañerías están involucradas.

Muchas veces es importante que el personal esté calificado por un organismo externo a la empresa. Existen normas internacionales que entregan certificación reconocida a nivel mundial en inspección de cañerías, una de ellas es la API 570 "Piping Inspection Code" que entrega la certificación de "Pipping Inspector".

El personal óptimo para un departamento de inspección es un *mix* de técnicos *seniors* y *juniors* con el suficiente tiempo para una adecuada transferencia de *know how*, e ingenieros que realizan las labores de inspección y que tienen la formación académica necesaria para hacer frente a tecnologías cada vez más complejas.

2. ¿Tenemos identificado todo el inventario de cañerías que se encuentra en planta?

En ocasiones, sucede que no todas las líneas que están en planta están dibujadas en isometrías para su gestión.

Si este es su caso, lo recomendable es armar un equipo de trabajo con gente que releve las plantas, dibujantes y *data enters*.

- **Relevo en planta:** personal con conocimiento de isometrías y normativa para poder detectar cualquier montaje fuera de norma.
- **Dibujantes:** deben estar familiarizados con ubicación de CML (*condition monitoring locations*) y dibujo de puntos de inyección.
- **Data enter:** para subir los nuevos isométricos al sistema de gestión y para actualizar la toma de sus espesores.

Normalmente, esto no es responsabilidad de un departamento de inspección, pero tampoco conviene manejarse con los tiempos que lleva realizar los conformes a obras o que muchas veces pequeñas obras nunca se actualizan en el sistema. Si usted está al frente de un equipo de inspección, lo mejor es asegurarse de que tiene todos los circuitos relevados para su correcto control.

3. ¿Conocemos los fenómenos de daño que pueden afectar a nuestras cañerías?

Refinerías y petroquímicas se caracterizan por tener varios procesos involucrados donde las temperaturas de operación, presiones, productos circulantes y metalurgias cambian de uno a otro. Esta característica hace que la problemática que podemos encontrar en las plantas sea

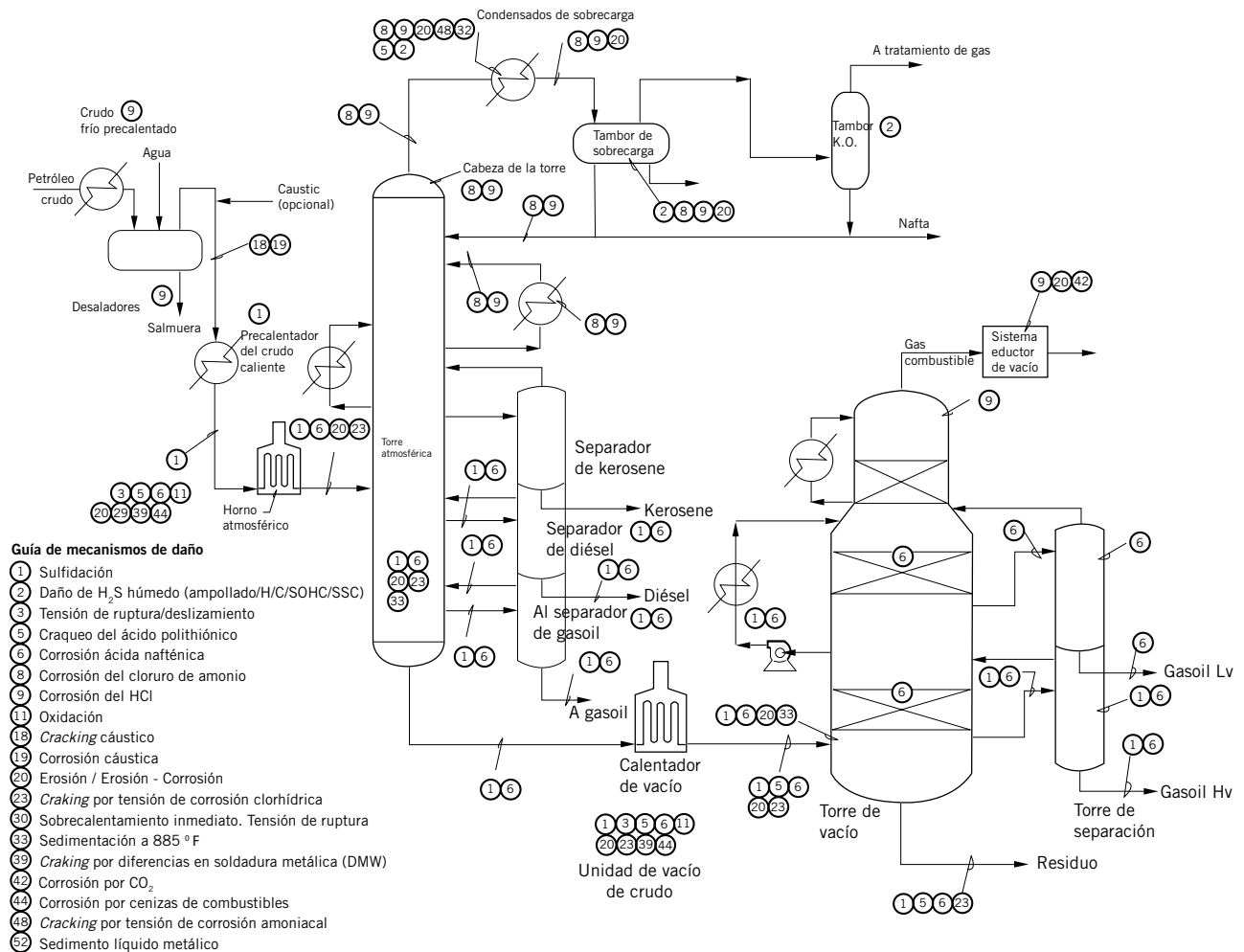


Figura 2. Mapa de falla de API 571 donde se puede observar, por zona, los distintos fenómenos de daño.

de lo más variada, y la identificación de los fenómenos de daño para cada zona de nuestra planta es crítica para armar el plan de inspección.

Existen prácticas recomendadas y reconocidas a nivel mundial que han recopilado todos los fenómenos de daño que se presentan en la industria y son un excelente punto de partida para identificar los específicos de su planta.

Un ejemplo de esto es la API 571, *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*. Allí se pueden encontrar mapas de fallas (figura 2) en los cuales se describe brevemente el proceso, e identificado por zona, el fenómeno involucrado, materiales afectados, morfología, inspección, mitigación y mecanismos de daños asociados.

Cabe destacar que estas normas son solo guías, y que cada refinería debe realizar su propio mapa de fallas.

4. ¿Disponemos de la tecnología necesaria para llevar a cabo la inspección?

En el mundo de hoy, existe una gran variedad de técnicas disponibles para la inspección de cañerías, tanto en servicio como fuera de este; aéreas o enterradas, descubiertas o aisladas, frías o calientes, etc. En realidad, la elección de la tecnología que se va a utilizar depende del fenómeno de daño que se pretende encontrar ya que una misma técnica puede ser excelente para detectar un tipo de daño y totalmente inservible para otro.

Por ello es importante contar con profesionales que se capaciten constantemente en nuevas tecnologías y técnicas de inspección.

Lo común es utilizar una *mix* de técnicas al momento de inspeccionar una cañería en búsqueda de algún fenómeno de deterioro.

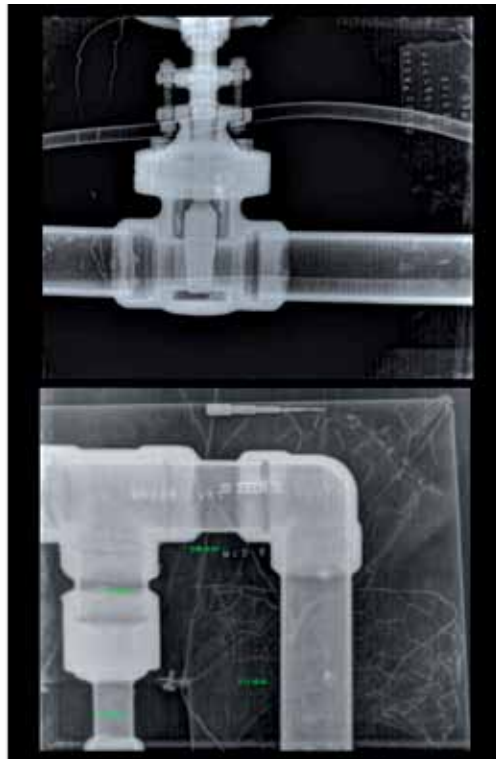
A continuación, se hace una breve reseña de las técnicas más utilizadas en inspección de cañerías:

- **Ultrasonido industrial (UT):** es la técnica más utilizada y reconocida a nivel mundial para toma de espesores tanto en frío como en alta temperatura. En plantas de proceso donde las temperaturas son elevadas, se utilizan palpadores especiales que permiten tomar espesores de hasta 500 °C.



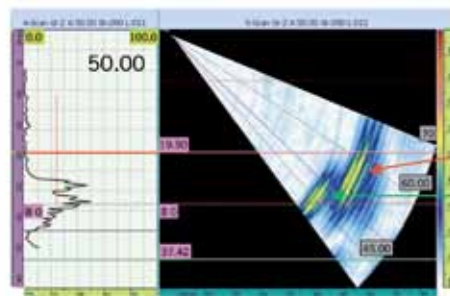
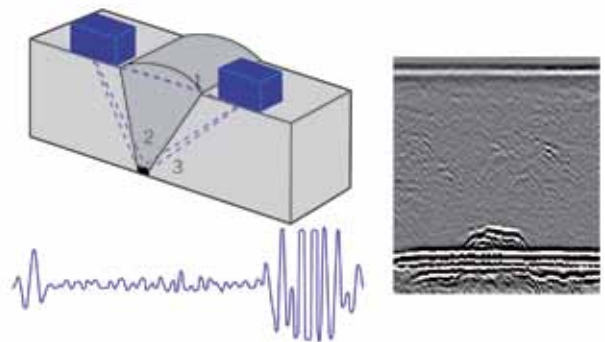
- **Radiografía industrial (RT):** es un proceso muy utilizado para detectar problemas en soldaduras y problemas de corrosión en líneas y equipos. Actualmente, esta técnica ha pegado un gran salto con la aparición de equipos digitales para el procesamiento de las imágenes

nes que permiten la toma de espesores y los tiempos de procesamiento se han disminuido a escasos segundos.



Imágenes de radiografías utilizando equipos digitales.

- **TOFD y Face Array:** técnicas ultrasónicas de última generación para la detección de defectos en soldaduras. Pueden utilizarse en frío o en caliente, en diámetros grandes, es más rápida que la radiografía.



- **Onda guiada (OG):** técnica ultrasónica para la inspección de cañerías de difícil acceso. Esta técnica utiliza ondas ultrasónicas que viajan a lo largo del caño, lo cual la hace sumamente útil en cañerías aisladas, líneas de difícil acceso y, sobre todo, en cañerías enterradas en las que con un solo pozo, se pueden inspeccionar varios metros de cañería. Como limitación, sólo opera hasta 110 °C.



Ensayo de ondas guiadas en una cañería enterrada y otra aérea.

- **Emisión acústica (EA):** técnica utilizada para detectar fisuras, corrosión y, sobre todo, pérdidas en cañerías. Es una tecnología sumamente útil para detectar pérdidas en cañerías enterradas. Esta consiste en la ubicación de sensores cada 80 m y presionando sobre la línea, la técnica es capaz de detectar e identificar la posición de una pérdida en una línea soterrada.



Control de cañería enterrada de salida de pie de tanque.

- **Detectores de permeación de hidrógeno:** estos equipos detectan la difusión de hidrógeno a través del espesor de una cañería debido a la corrosión que se está generando en su interior. Estos equipos son portátiles o de instalación fija y son útiles para saber si hay corrosión activa en distintas zonas de un sistema de cañerías.
- **Monitoreo de corrosión online:** estos equipos se resumen a sensores fijos colocados en las cañerías que



Sensor fijo de monitoreo de corrosión instalado en una cañería.

se encuentran permanentemente censando el espesor del caño. La señal es transmitida a una computadora central donde se analizan los datos y se puede observar espesores, tasas de corrosión y gráficos en tiempo real de toda una planta o sistema de cañerías.

5. ¿Disponemos de proveedores de tecnologías con experiencia en nuestra zona?

Debido a la gran variedad y complejidad de técnicas para la inspección de cañerías, es crucial realizar una buena elección del proveedor.

A continuación, se enumeran algunas opciones al respecto:

- Existe la posibilidad de comprar equipamiento y operarlo con personal propio, la ventaja de esto es la velocidad de respuesta y el conocimiento del nivel de formación del operador. Pero si la técnica es muy compleja y de poco uso, la casuística del operador se ve gravemente perjudicada. Además, hay que tener en cuenta la reposición del equipamiento y la pérdida del inspector para el resto de las tareas.
- Otra opción es contratar el servicio, lo cual si se elige bien al proveedor, asegura la última tecnología con operadores supercapacitados. Como contrapartida, tenemos el costo del servicio y, por otro lado, la oferta local puede ser mala o inexistente, esto nos lleva a contratar servicios internacionales los cuales llevan más tiempo y son más caros.
- Por último, está la opción de hacer un *mix*, donde un proveedor local realice los ensayos más rutinarios (UT, RT, etc.) con contratos a largo plazo que ayudan a bajar los costos y, en todo caso, con equipamiento propio de refinería, pero operado por la contratista. Por otro lado, dejar los proveedores internacionales para los casos más delicados donde la tecnología y la casuística del operador así lo ameriten.

En todo caso la definición siempre pasa por una relación costo-beneficio.

6. ¿Con qué periodicidad debemos controlar las cañerías?

Ya conocemos los fenómenos de daño que afectan a cada zona de nuestras plantas y, además, sabemos con

qué técnicas detectar esos fenómenos. Lo siguiente es poner una frecuencia de inspección que sea representativa y segura.

Por un lado, si somos muy conservadores con la frecuencia de inspección, estamos malgastando recursos ya que solo para tomar espesores por ultrasonido, la mayoría de las veces hace falta andamio, remoción de aislación, permisos de trabajo, etc. Otro inconveniente con frecuencias de control cortas es que podemos superar los niveles de precisión del equipo que estamos utilizando. Por ejemplo: si utilizamos medición de espesores por ultrasonido en alta temperatura, el error de medición de esta técnica puede ser de 0,2 mm. En tanto, si utilizamos una frecuencia de inspección de 6 meses, el error de medición nos puede enmascarar una tasa de corrosión alta

donde, en realidad, no hay ningún problema.

Por otro lado, si utilizamos frecuencias de inspección muy largas, corremos el riesgo de no detectar un problema a tiempo. Hay controles que solo se pueden realizar en paros de planta; por ejemplo, el control de soldaduras propensas a fisuras, ya que las técnicas ultrasónicas que se pueden utilizar en estos casos (Face Array, TOFD, ultrasonido angular) tienen grandes limitaciones de temperatura.

Otra manera de generar frecuencias de inspección es por RBI (*Risk Based Inspection*) que utiliza la probabilidad de ocurrencia de un evento contra la consecuencia que este generaría. Con estos datos se ingresa a una matriz de riesgo y, dependiendo de la posición en que se encuentre, se le otorga una frecuencia de inspección.

Caso de aplicación

A continuación, mostraremos un ejemplo donde se puso a prueba un sistema de gestión de cañerías como el descrito en este artículo.

En la refinería de YPF en Luján de Cuyo, Mendoza, se toma la decisión de empezar a recibir crudo ácido de un yacimiento cercano, lo que incrementa los valores de TAN (*Total Acid Number*) del crudo carga a una unidad de *Topping* y vacío.

Los valores altos de acidez en los crudos son generados por ácidos nafténicos, los cuales son conocidos por generar grandes problemas de corrosión puntual y generalizada en unidades de destilación atmosférica y vacío (mayor información sobre corrosión por ácidos nafténicos se puede encontrar en API 571).

Como primera medida se decide realizar una extensiva campaña de toma de espesores por UT en todos los circuitos propensos al fenómeno de daño y previo al ingreso del nuevo crudo carga. Esto sirve para tener un punto cero del estado de las cañerías para poder comparar espesores y velocidades de corrosión a futuro.

Por otro lado, se redujeron las frecuencias de inspección. Seis meses para zonas críticas como cuadros reguladores, líneas de transferencia y envío de bombas. Un año para el resto de circuitos críticos y dos años para circuitos semicríticos.

Para poder realizar los controles, se optó por radiografía industrial para todo CML menor o igual a 6 pulgadas y ultrasonido de alta temperatura para diámetros mayores y accesorios de mucho espesor. El departamento de inspección cuenta con personal contratado para la realización de los ensayos no destructivos de rutina dentro del complejo, pero para poder sobrellevar el gran flujo de trabajo que estas plantas requerían se tomaron algunas medidas extras. Se adquirió un equipo de radiografía digital de última generación para aumentar la productividad de la técnica y se capacitó a la contratista para su uso, además, se puso a punto la técnica de ultrasonido de alta temperatura para poder medir los circuitos en servicio con temperaturas entre 180 °C y 400 °C.

El resultante de tercerizar los trabajos de control de espesores, pero con equipamiento de punta propio ha tenido excelentes consecuencias y es una salida rápida para poder incrementar controles con el mismo personal.

Además, se instaló un sistema de monitoreo de corrosión en línea que consta de 19 sensores de medición de espesores instalados en puntos críticos que censan el espesor del caño una vez por día. Este dato viaja hasta una computadora central ubicada en la sala de control donde se procesan los datos y un *software* entrega espesores, velocidades de corrosión, temperatura y gráficas de la evolución del espesor del caño. Este sistema de última generación permite optimizar los recursos, ya que se puede estar monitoreando la planta en forma remota y si los sensores de algún circuito empiezan a acusar corrosión, se derivan más recursos de control a esa zona.

Por último, tras instalar el sistema de monitoreo y la experiencia de años de controles con frecuencias cortas, el departamento de inspección estuvo en condiciones de modificar las frecuencias de inspección. Se descartaron las frecuencias de seis meses y, hoy en día, se utilizan frecuencias de un año para zonas críticas y de dos o cinco años para el resto de los circuitos susceptibles al fenómeno de daño.

Como resultado de esta gestión de cañerías, se logró mantener la planta en funcionamiento sin incidentes, seguir de cerca zonas con altas velocidades de corrosión y evitar los incidentes realizando reparaciones provisorias o cambios de líneas donde se vio que las cañerías no llegaban a la próxima parada. También se ha disparado un *upgrade* metalúrgico para la próxima parada programada de la unidad.

Conclusión

Gracias a haber tenido armado un sistema consolidado de gestión de inspección, al apoyo y decisión de la gerencia de invertir en tecnología y formación se pudo dar una respuesta rápida a un problema que al día de hoy preocupa a toda la industria de refinación de hidrocarburos.

Se debe tener en cuenta que todo nuestro sistema de gestión de cañerías puede fracasar por una frecuencia de inspección errónea.

7. ¿Disponemos de un sistema de gestión para manejar nuestro plan de inspección?

De nada nos sirve llevar a cabo todo lo antes expuesto si no tenemos un sistema que pueda manejar la inmensidad de datos que un sistema de gestión de cañerías infiere. El arma más poderosa que tiene un inspector de campo es su sistema de gestión en donde se pueda programar y armar todos los planes de inspección que se requieran.

Por sistema de gestión se entiende un *software* que sea capaz de manejar todos los datos que tiene un plan de inspección de cañerías de una planta de proceso.

Estos datos son:

- Isométricos con sus respectivos planos para control.
- Fechas de última y próxima inspección.
- Historiales.
- Peticiones a mantenimiento.
- Datos técnicos de la línea.
- CML con:
 - Diámetro y espesor inicial.
 - Mínimo espesor requerido.
 - Historial de espesores tomados.
 - Velocidades de corrosión larga y corta.
 - Velocidad de corrosión.
 - Vida estimada en horas.

Como mínimo, un *software* de gestión de cañerías debe poder manejar:

- Los distintos circuitos o isométricos con la capacidad de informar las fechas de las inspecciones venideras para que el inspector pueda programar con antelación el flujo de trabajo.
- Historiales por circuito o isométrico para una rápida identificación de la problemática que viene teniendo la línea a través de los años.
- CML o *condition monitoring location* son zonas específicas a lo largo del circuito de cañerías donde se llevan a cabo las inspecciones. La naturaleza de un CML varía de acuerdo con su ubicación en el sistema de cañerías.

La selección de un CML debe considerar la corrosión potencial de una zona y la corrosión específica del servicio como lo puede describir la API 571.

- La velocidad de corrosión es un cálculo que se realiza con la pérdida de espesor que ha sufrido la cañería por los años que lleva en servicio. Este dato sirve para saber cuán agresiva es la corrosión en un punto.
- Vida estimada en horas es un dato importantísimo que sale directamente de la velocidad de corrosión y entrega las horas restantes que puede estar en servicio una cañería antes de llegar al espesor de cambio; con esto el inspector sabe si debe pedir el cambio de una cañería en el próximo paro de planta o puede llegar al siguiente.

Debemos tener en cuenta que, mientras más poderoso sea nuestro sistema de gestión, mejor será el control que un inspector pueda ejercer sobre sus líneas.

Conclusión

Es probable que quienes accedan a este trabajo tengan un enfoque similar al expuesto en la gestión de sus cañerías, como también es probable que haya organizaciones que coincidan con parte del enfoque del trabajo.

La idea es transmitir una experiencia real de gestión que, en mayor o menor medida, pueda servir a quienes trabajan día tras día en las distintas industrias con la finalidad de que las instalaciones (en este caso cañerías) estén la mayor parte del tiempo disponibles y confiables de modo de obtener los mejores rendimientos del proceso sin accidentes personales o industriales que puedan comprometer la continuidad en el mercado.

Podríamos decir que las cañerías son a una planta industrial como las arterias al cuerpo humano, vitales en la vida de ambos, su buen cuidado hace a una vida saludable y longeva.

El producto final es consecuencia de la justa proporción de cada uno de los ingredientes mencionados. El exceso o déficit de alguno de ellos lo modificará de manera negativa. ■