



## I. COMPARACIÓN DE SISTEMAS DE MONITOREO DE CORROSION EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO Y GAS



El sector de la industria del petróleo y del gas ha implementado varias opciones y estrategias para la detección y monitoreo de corrosión en los últimos 50 años. Alguno de estos enfoques están muy bien consolidados, otros, en cambio, están emergiendo.

Este artículo tiene el propósito de clarificar los pros y los contras de distintos enfoques para el monitoreo de corrosión en términos de detección, implementación dentro de la estrategia de integridad y costes.

### a. **Sondas ER**

Las sondas ER han sido aplicadas en la industria del petróleo y del gas desde hace varias décadas y son, por lo tanto, un enfoque bien establecido para el monitoreo de la corrosión.

Las sondas ER son sondas intrusivas capaces de medir las tasas de corrosión como un aumento en la resistencia eléctrica con el tiempo. Un elemento con punta de metal se introduce en el fluido y su valor de resistividad eléctrica se registra externamente, ya sea a través de un registrador de datos o de forma inalámbrica. La corrosión de la punta de metal se usa para inferir la velocidad de corrosión experimentada por la estructura de metal. Este enfoque de monitoreo de corrosión es sencillo de utilizar, no requiere un personal altamente entrenado y además está bien regulado.

Sin embargo, las sondas ER se ven afectadas por una serie de deficiencias que se enumeran a continuación:

- Las sondas ER son intrusivas, por lo tanto aumenta el riesgo de fallo durante el montaje y durante el funcionamiento estándar. Como la punta necesita ser reemplazada por lo menos cada 3 años, la recuperación y el reemplazo es crítico; varios incidentes de seguridad han sido registrados en la industria de petróleo y gas durante operaciones de este tipo;
- La instalación de sondas ER no se puede llevar a cabo durante las operaciones normales;
- La posición en la que la corrosión se mide en la sonda, en la mayoría de los casos no experimenta el mismo nivel de corrosión que la pared de la tubería;
- Afecta al flujo interno ya que la sonda ER introducida dentro del fluido desvía el flujo y podría inducir a “corrosion downstream”;
- Se ve afectada por el fluido ya que algún depósito viscoso que tendería a cubrir la punta puede ocultar la verdadera corrosión de la pared del tubo;
- No funciona bien con corrosión localizada;
- En lugares enterrados es necesaria la excavación antes de la extracción. Esto aumenta enormemente los costos de mantenimiento;
- Sólo se aplica a la corrosión interna.

#### **b. Cupones de corrosión**

Los cupones de corrosión se han utilizado desde hace 50 años en la industria del petróleo y gas y son herramientas bien conocidas para el monitoreo de corrosión. Los cupones están hechos de una aleación de metal pesado introducido en el fluido procesado. A medida que el cupón de metal se corroe, pierde peso. El cupón se recupera más adelante y se sustituye por uno nuevo en

un tiempo razonable (relacionado con la tasa de corrosión esperada). El cupón se manda al laboratorio para medir su peso y calcular la pérdida de metal.

Los cupones de corrosión son una manera sencilla para obtener la tasa de corrosión. Aun así, tienen todas las desventajas ya mencionadas para las sondas ER y otras adicionales que se mencionan a continuación:

- Costos de mantenimiento muy elevados, ya que el cupón debe ser extraído muy frecuentemente (una vez al mes por ejemplo);
- Mayores riesgos debido al frecuente acceso intrusivo;
- La medición es solamente un promedio en el periodo utilizado, así que podría no tener sentido si la tasa de corrosión es probable que cambie con mayor rapidez que el intervalo de recuperación;
- La superficie del cupón metálico está bien pulida y tal vez se ve afectada por la corrosión de manera completamente diferente en comparación con la estructura bajo examen;
- Las empresas suelen colocar estos cupones en lugares en los cuales son fáciles de instalar debido a la frecuente extracción de las mismas, en vez de en lugares donde la ubicación es más significativa. Por ejemplo, a lo largo de la tubería por encima del suelo en lugar de en la parte enterrada, o al horario técnico 12 en vez de al horario técnico 6. Estas malas prácticas son muy comunes y disminuyen enormemente la efectividad de una campaña de monitoreo de corrosión basada en cupones de corrosión.

### c. Lecturas UT manuales

El ultrasonido manual es probablemente el enfoque más utilizado para “monitorear” la corrosión de activos de petróleo y gas. La técnica requiere un transductor ultrasónico para estar cerca o en contacto de la estructura que va a ser examinada. El espesor se mide localmente basándose en el tiempo empleado por la onda de ultrasonidos para pasar por el espesor del metal y ser reflejada por la superficie opuesta del metal.

La técnica es muy conocida y ampliamente aplicada. Como requiere acceso directo a la estructura en estudio y la medición es limitada hasta el punto que se está midiendo, el acceso debe ocurrir en casi la totalidad de los activos para poder llevar a cabo este tipo de mediciones. Por lo tanto, este enfoque no es adecuado para tuberías enterradas donde se utilizan herramientas más complejas como PIG e ILI.

Las refinerías o plantas grandes pueden requerir la inspección de más de 200.000 puntos de inspección. Esta es una tarea inmensa, especialmente considerando el tema del acceso (andamios, la eliminación del aislamiento y el restablecimiento).

Por lo tanto, está generalmente aceptado que la mayoría de los puntos se midan únicamente cada 5 años. Esto puede no ser suficiente para asegurar una operación segura de la planta, incluso en el mejor de los casos, en que los puntos elegidos son realmente representativos de la corrosión general.

Las lecturas UT manuales sólo se enfocan en algunos de los problemas potenciales de corrosión en refinerías y plantas, y tienen varias desventajas:

- La corrosión externa, como por ejemplo la corrosión bajo aislamiento o la corrosión bajo apoyo, no son

identificables mediante herramientas UT estándar;

- La repetitividad de los datos es muy limitada. Así, por ejemplo, el libro ASM International sobre “La corrosión en la industria petroquímica” informa correctamente de que “la incertidumbre en las lecturas es de aproximadamente 0,5mm (0.02in), pero esto puede ser aún mayor si la condición de acceso y preparación de la superficie es menos que óptima”. Debido al hecho de que el punto bajo examinación puede no ser exactamente igual (incluso una diferencia de pocas milésimas de pulgadas puede causar diferentes lecturas), se utilizan procedimientos distintos, se utilizan equipos distintos y diferentes operadores llevan a cabo la inspección, los resultados tienen una gran dispersión y en algunos casos son totalmente inconcluyentes ya que muestran, por ejemplo, un incremento en el espesor. Aunque los operadores de planta estarían encantados de ver el espesor de sus activos en crecimiento, por desgracia es imposible...
- El acceso a la ubicación objeto de medición puede ser costoso debido a los andamios y al aislamiento. Por ejemplo, es bien sabido que el coste de acceso excede del 90% del coste total de la inspección cuando consideramos tuberías aisladas en lugares elevados.

### d. UT de Largo Alcance

UT de Largo Alcance (LA) u Ondas Guiadas LA es una técnica emergente que permite la detección de corrosión externa e interna desde una localización remota. Las ondas mecánicas de baja frecuencia son estimuladas sobre la estructura y los cambios

en la sección transversal causan ecos. Estos ecos se registran y se vinculan con las características geométricas de la tubería que se está examinando, para así poder detectar la corrosión. La técnica se aplica principalmente en tuberías. Las ventajas de este enfoque son que no se necesita acceso directo a la estructura bajo examinación, el área inspeccionada es muy grande en comparación con el método UT, y puede detectar tanto corrosión externa como interna. Aun así, existen varias desventajas:

- El rango se ve afectado por la geometría de la tubería, el fluido dentro de la tubería (incluyendo los depósitos), el material externo (ej. Tierra) y el recubrimiento;
- Solo puede detectar manchas grandes de corrosión. No es útil para picaduras localizadas;
- No da una medición directa de la pérdida de espesor del metal, solo una indicación de la presencia de una anomalía;
- No se puede utilizar para detectar de forma fiable la corrosión en la proximidad inmediata de otras características de las tuberías (tales como soldaduras, soportes de tuberías, ramas y similares);

- Depende enormemente de las habilidades del operador.

#### e. PIG y ILI

PIG e ILI son herramientas que permiten inspeccionar tuberías desde el interior. Estas herramientas están equipadas con varios tipos de tecnologías de detección y medición (como por ejemplo UT y MFL) las cuales proporcionan valores de espesor en varias localizaciones alrededor de la circunferencia y a lo largo de la longitud de la tubería. La ventaja de utilizar este tipo de herramientas es la gran porción de tubo inspeccionado en comparación a cualquier otra técnica. Aun así, hay varias deficiencias:

- La mayoría de los activos dentro de las refinerías y plantas no son adecuados para ser inspeccionados usando PIG o ILI;
- Un gran porcentaje de las tuberías de transmisión no son piggable;
- La inspección sólo puede ser periódica ya que hay involucrados unos costes muy elevados, normalmente se realiza cada 5 años. Esto afecta a la capacidad de detectar problemas de corrosión debido a cambios en el fluido o en condiciones externas.

## II. PERSPECTIVA GENERAL DE LA TECNOLOGIA SPOTON DE A3 MONITORING PARA EL MONITOREO DE CORROSIÓN

A3 Monitoring diseña y fabrica una serie de sensores utilizados para la corrosión, fugas, daños de terceros y monitoreo de robos. Aquí solamente describiremos las herramientas utilizadas para el monitoreo de corrosión. Los sensores de A3 Monitoring requieren una mínima o nula

infraestructura, son muy fáciles de aplicar y proporcionan información fiable, precisa y frecuente. Los sensores utilizados para detectar corrosión son los siguientes:

1. SpotOn<sup>®</sup> U - basado en tecnología de monitoreo de espesor ultrasónica.

2. SpotOn<sup>®</sup> LR – basado en tecnología de monitoreo ultrasónica de Largo Alcance.
3. SpotOn<sup>®</sup> AE – basado en tecnología de monitoreo de Emisión Acústica.

Los sensores arriba mencionados se integran entre sí para obtener el mejor rendimiento y han mejorado en gran medida la capacidad de detección. Esta es una característica totalmente única de los sensores de A3 Monitoring. Mientras que todos los demás proveedores de sensores de monitoreo de corrosión tendrían que adaptar las estrategias de monitoreo de corrosión para adaptarse a la capacidad de sus sensores, A3 Monitoring elegiría la mejor combinación de soluciones disponibles, generando así una gran reducción de costes, así como la mejora de la POD (Probabilidad de Detección).

#### a. SpotOn<sup>®</sup> U

SpotOn<sup>®</sup> U es una solución de monitoreo de corrosión en tiempo real, diseñada para proporcionar datos frecuentes y de manera remota sobre el espesor a los propietarios de los activos. El sistema es sensible a pequeños cambios en el espesor de la pared, resiste condiciones ambientales muy duras y se puede aplicar en tuberías por encima del suelo, aisladas, enterradas y también en tuberías submarinas.

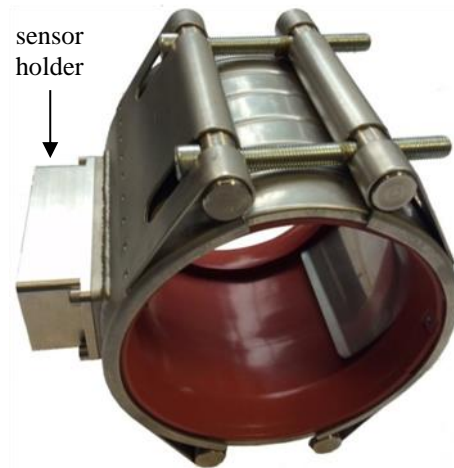
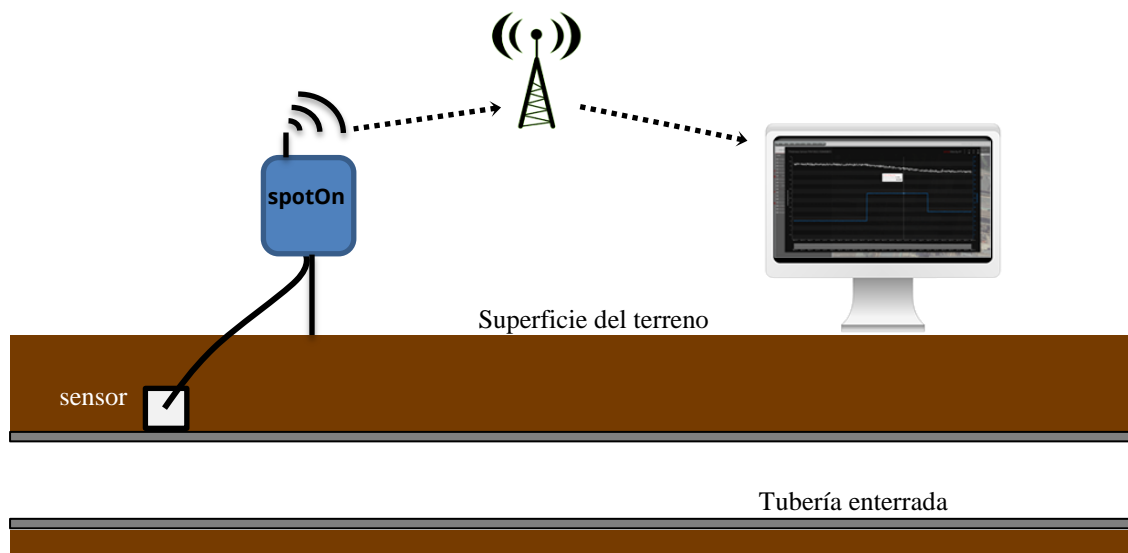


Figura 1

La unidad spotOn<sup>®</sup> U está fijada a la tubería mediante una abrazadera de reparación con silicona de protección en el interior y un soporte del sensor que protege el sensor y su electrónica, al mismo tiempo que permite que el sensor toque el exterior de la tubería (véase la figura 1). La silicona hace contacto con el tubo y crea la junta entre la abrazadera y el tubo (no hay un contacto metal-metal con el tubo). Hasta 8 sensores se pueden conectar a una sola abrazadera, permitiendo así controlar varias posiciones del reloj. Un sensor de temperatura se instala en cada ubicación de los sensores UT, de manera que se consigue una tendencia precisa del espesor usando algoritmos de compensación de temperatura. El sistema puede ser instalado tanto como una instalación permanente o temporal, ofreciendo una gran flexibilidad para cambiar la posición del sensor. La figura 2 muestra una configuración típica spotOn<sup>®</sup> U, en la cual el sensor UT se coloca en el tubo en una ubicación enterrada. Las señales UT se transfieren a una unidad de control alimentada por una batería a través de un cable resistente y los datos encriptados se envían a un servidor dedicado a través de satélite, GSM o



**Figura 2**

SCADA. El Data Logger también está disponible.

Por lo tanto, los datos son descritos y se muestran en el software shieldCube. El uso del enlace por satélite hace que la necesidad de infraestructuras del cliente se reduzca a cero. En este caso no hay necesidad de servidores locales o redes locales o instalaciones locales. El sistema está diseñado para ser una solución rápida y fácil de instalar. Las baterías duran un mínimo de 5 años y la unidad se puede actualizar con un paquete de batería extra para incrementar a 10 años su duración. La última versión de spotOn<sup>®</sup> U está también disponible con baterías solares recargables, por lo tanto permitiendo virtualmente reducir a cero la necesidad de volver al sitio. Esto es especialmente útil en ambientes difíciles.

SpotOn<sup>®</sup> U permite a los operadores:

- Establecer rápidamente tendencias de espesor para así optimizar la estrategia de los inhibidores;
- Aumentar la rentabilidad procesando fluidos variables;
- Reducir a cero los costes de acceso incluso en áreas de difícil acceso,

como por ejemplo en tubos enterrados;

- Tener una gran repetibilidad y sensibilidad mejorada en comparación con otras herramientas de monitoreo de corrosión similares.

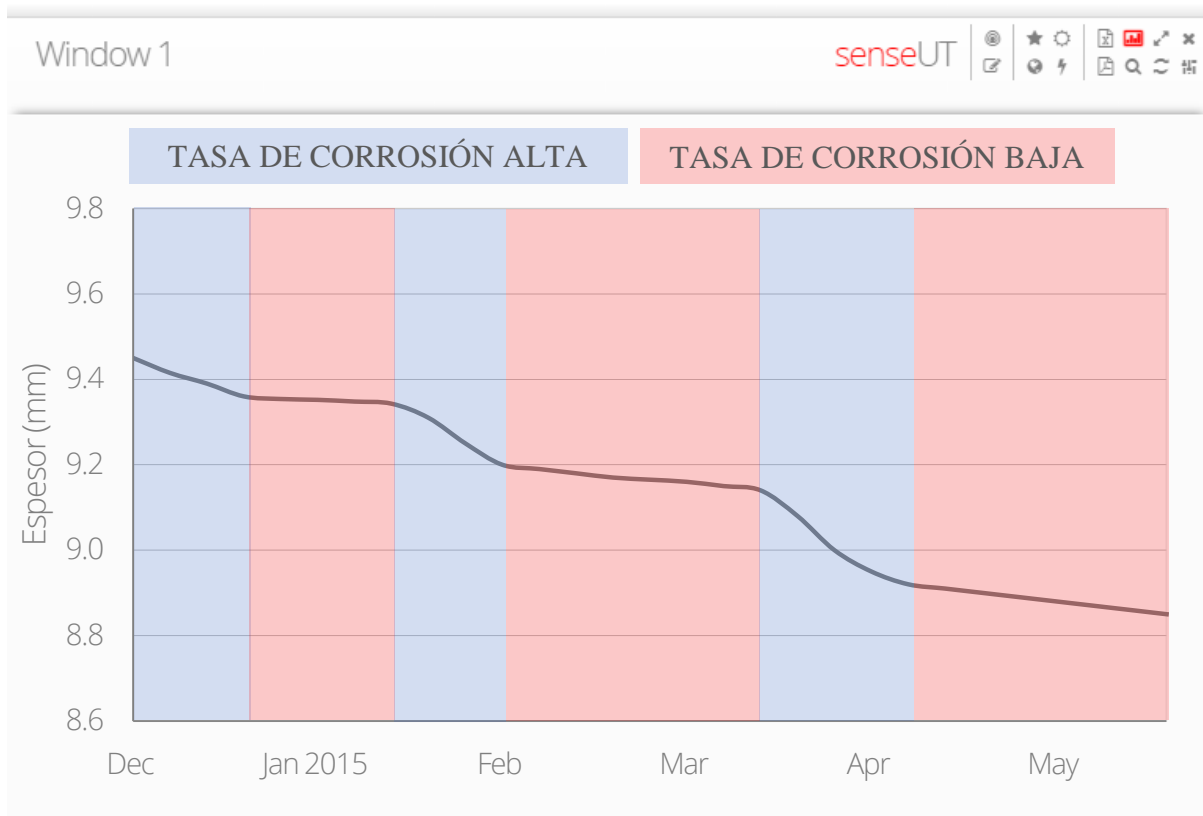
La figura 3 muestra algún ejemplo de monitoreo de corrosión spotOn<sup>®</sup> U en una instalación downstream. Como se ve claramente de este resultado, la tendencia de la corrosión cambiaba muy rápidamente dependiendo del fluido que pasa por el tubo que está siendo monitoreado. Mediciones diarias precisas y fiables se enviaron al cliente permitiendo identificar el comportamiento del inhibidor dependiendo del fluido y, posteriormente rectificar el problema de la gran tasa de corrosión optimizando aún más su estrategia de inyección de inhibidor.

Como cualquier otra herramienta de monitoreo UT, spotOn<sup>®</sup> U también tiene una área de cobertura limitada y se centra sólo en la corrosión interna.

Otros proveedores de sensores de monitoreo UT normalmente propondrían incrementar el área cubierta mediante un incremento en el número de sensores.

A3 monitoring también puede proporcionar una solución alternativa, que es el spot On<sup>®</sup> U+ LR. Spot On<sup>®</sup> U proporciona valores precisos de espesor en ciertas ubicaciones. SpotOn<sup>®</sup> LR proporciona una mayor cobertura para

establecerse si hay corrosión a alguna distancia de la posición donde los sensores UT están localizados. A continuación ofrecemos más información sobre las características de despliegue del spotOn<sup>®</sup> LR y de su desempeño esperado.



**Figura 3:** La tabla muestra un gráfico típico de espesor utilizando spotOn U. Los periodos de corrosión alta y baja son intermitentes debido a cambios en el fluido que fluye por el tubo. Basándonos en los resultados del gráfico, la inyección de inhibidores fue optimizada para así reducir la tasa de corrosión.

### b. SpotOn<sup>®</sup> LR

SpotOn<sup>®</sup> LR es una solución de monitoreo de corrosión, la cual aprovecha una tecnología innovadora y patentada para facilitar la identificación de amenazas a distancia. SpotOn<sup>®</sup> LR identifica amenazas

de corrosión externa e interna en tuberías que son de difícil acceso.

El Sistema se implementa utilizando la misma abrazadera de reparación utilizada para el spotOn<sup>®</sup> U, haciendo que los dos sistemas sean totalmente compatibles para ser utilizados juntos.



SpotOn<sup>®</sup> LR ofrece una gran flexibilidad ya que el sistema se puede cambiar de posición después de la instalación inicial y se puede instalar posteriormente en una ubicación específica en una tubería por encima del suelo, enterrada o asilada.

Utilizada en combinación con el software AUTO LR basado en la extracción de base y el análisis estadístico secuencial adicional (característica única de AUTO LR), spotOn<sup>®</sup> LR ofrece una gran mejora comparado con cualquier otra solución de monitoreo o rastreo de Largo Alcance disponible en el mercado:

- Sensibilidad 10 veces aumentada;
- Identificación de anomalías en soldaduras, soportes u otras características;
- Independiente de las habilidades del operador.

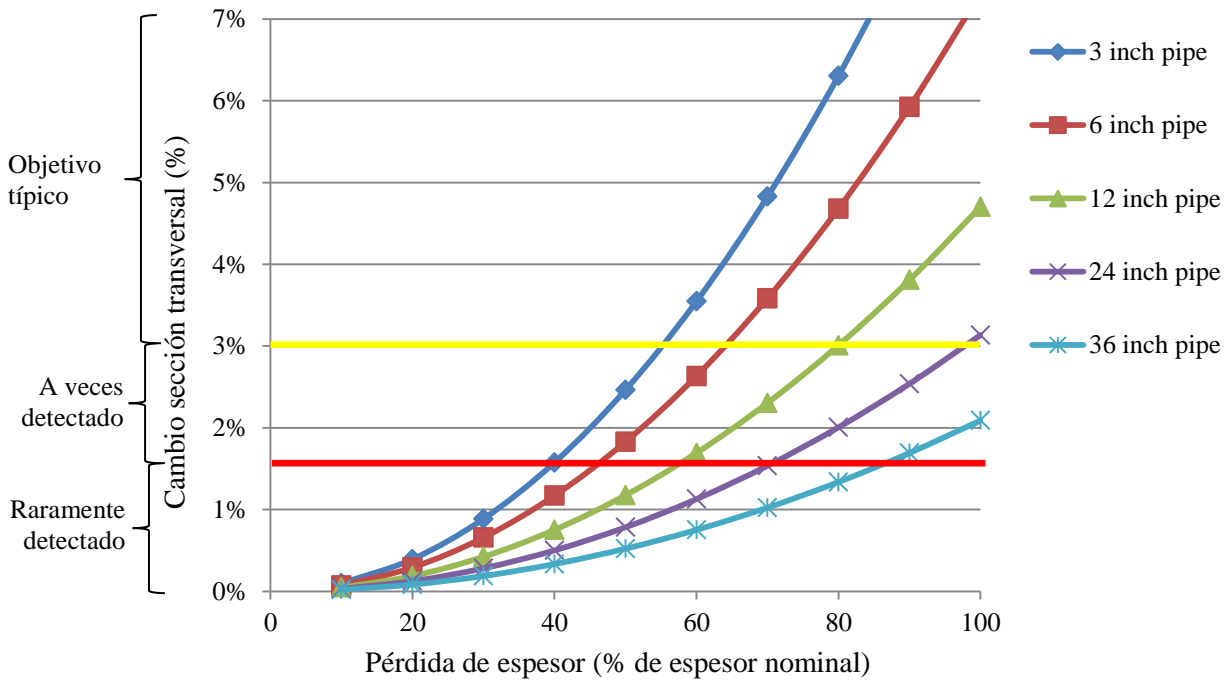
Las figuras 4 muestran una comparación entre el rendimiento de la sensibilidad esperada utilizando el método de rastreo o

un dispositivo de monitoreo de Largo Alcance de otros proveedores (Figura 4<sup>a</sup>) y la sensibilidad esperada utilizando spotOn<sup>®</sup> LR (Figura 4b).

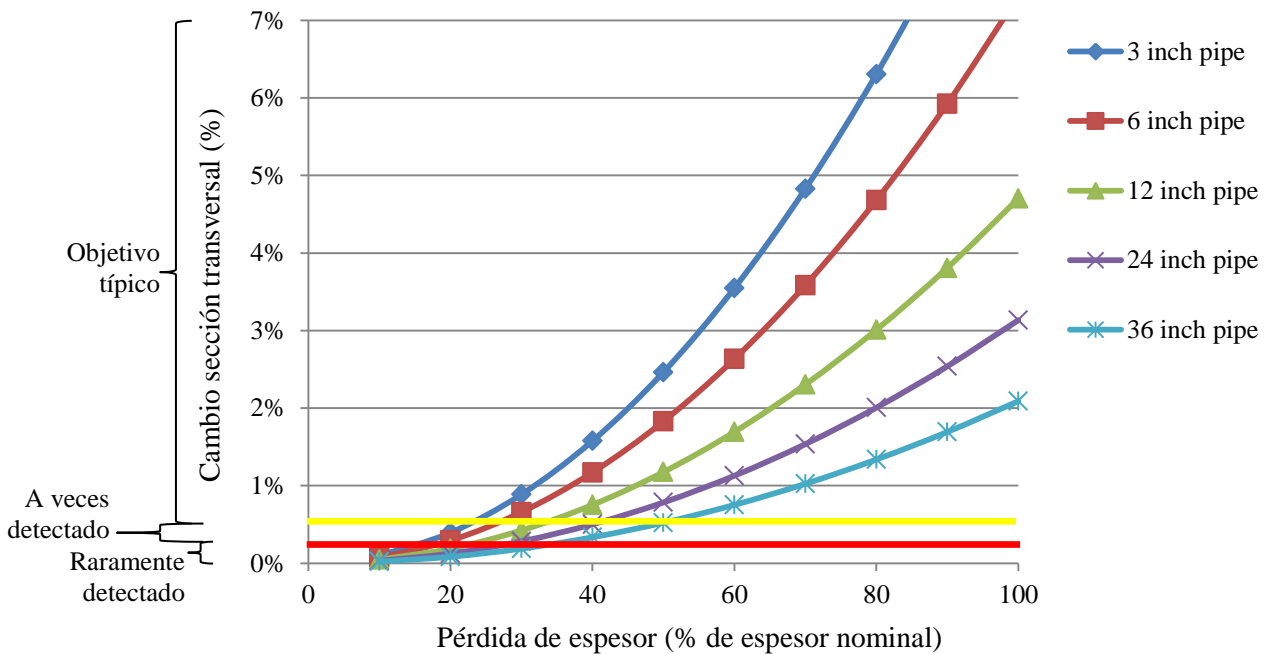
Los gráficos en la Figura 4 informan sobre umbrales basados en valores medios experimentados en lugares de aplicación. El eje X es la anomalía de la profundidad en porcentaje del espesor total de la pared, mientras que el eje Y es el cambio en la sección transversal de la tubería. Las curvas están trazadas para tuberías de distintos tamaños. El gráfico se presenta para un ratio específico de corrosión (ratio 5:1 entre la longitud de la corrosión y la profundidad de la corrosión). Mientras el ratio del aspecto de la anomalía disminuye (por ejemplo 1:1) tanto la sección transversal como normalmente la detectabilidad de la anomalía disminuyen.

U	AE	LR	U+LR	U+AE	AE+LR	U+AE+LR
CORROSIÓN INTERNA	FUGAS	CORROSIÓN INTERNA	CORROSIÓN LARGO ALCANCE + VALOR DE ESPESOR PRECISO	CORROSIÓN INTERNA + FUGAS + GRIETAS	CORROSIÓN DE LARGO ALCANCE EXTERNA O INTERNA + FUGAS + GRIETAS	CORROSIÓN DE LARGO ALCANCE EXTERNA O INTERNA + FUGAS + GRIETAS + VALOR DE ESPESOR PRECISO
EROSIÓN	GRIETAS	CORROSIÓN EXTERNA				
SUBSTITUTO DE CUPONES DE CORROSIÓN	GRIETAS CORROSIÓN BAJO TENSIÓN					





**Figura 4a:** Sensibilidad típica de rastreo LRUT cuando el ratio del aspecto de la corrosión es 5:1. El eje horizontal es el porcentaje de pérdida de espesor si se compara con el espesor en un área sana. Los valores se han calculado para la cédula de 40 tuberías por debajo de 12 inches y 20 tuberías por encima de 12 inches. El objetivo típico es un 3% de pérdida de sección transversal. En algunos casos un 1.5%-3% de pérdida de sección transversal puede ser identificada. Defectos de corrosión debajo del 1.5% del área de sección transversal son raramente detectados.



**Figura 4b:** Sensibilidad típica de Monitoreo LRUT cuando el ratio del aspecto de la corrosión es 5:1. El eje horizontal es el porcentaje de pérdida de espesor si se compara con el espesor en un área sana. Los valores han sido calculados para la cédula de 40 tuberías por debajo de 12 inches y 20 tuberías por encima de 12 inches. El objetivo principal es un 0.5% de pérdida de sección transversal. En algunos casos un 0.25%-0.5% de pérdida de sección transversal puede ser identificada. Los defectos de corrosión por debajo de 0.25% de sección transversal son raramente detectados.

SpotOn<sup>®</sup> LR tiene algunas deficiencias:

- No mide el espesor directo de la pared;
- No es adecuado para detectar corrosión a lo largo de la longitud de la tubería;
- Tiene una zona muerta bastante grande así que el área debajo de las abrazaderas no es inspeccionada;
- No puede detectar picaduras muy pequeñas (aunque la sensibilidad es mucho mayor en comparación con el rastreo)

El uso de spotOn<sup>®</sup> U junto con spotOn<sup>®</sup> LR permite mitigar las 3 primeras deficiencias mencionadas arriba, mientras que el spotOn<sup>®</sup> AE (descrito a continuación) mitigaría el problema de la detección de picaduras pequeñas. El SpotOn<sup>®</sup> AE se puede utilizar para detectar pequeñas picaduras que acaban desarrollando una fuga, mientras que tanto el UT como el LR no pudieron identificar el creciente foso de corrosión.

### c. SpotOn<sup>®</sup> AE

El SpotOn<sup>®</sup> AE es un Sistema de monitoreo de Emisión Acústica rápido, preciso y fiable, que puede identificar

fugas en una tubería así como grietas y la interferencia por terceros. El SpotOn<sup>®</sup> AE se implementa en las tuberías utilizando la misma configuración descrita para el spotOn<sup>®</sup> U. La capacidad del spotOn<sup>®</sup> AE para detectar fugas es importante cuando las picaduras localizadas son un posible mecanismo de daño. Las picaduras de espesor relativamente pequeñas no se detectan con spotOn<sup>®</sup> U o spotOn<sup>®</sup> LR generando por lo tanto pérdida de contención, mientras que utilizando el spotOn<sup>®</sup> AE hubieran sido detectadas y las alarmas se enviarían rápidamente a los propietarios de los activos con el fin de evitar mayores incidentes.

SpotOn<sup>®</sup> AE también se utiliza para monitorear Grietas por Corrosión bajo Tensión (SCC). A medida que se desarrollan las grietas, éstas emiten algo de ruido que puede ser detectado utilizando spotOn<sup>®</sup> AE. Como SCC (Grietas por Corrosión bajo Tensión) es una gran amenaza en varias aleaciones de metal utilizadas en instalaciones en tierra y mar, así como en alguna localización de tuberías enterradas, spotOn<sup>®</sup> AE ofrece una solución para monitorear estas localizaciones las 24 horas 7 días a la semana. La Figura de abajo muestra un ejemplo de monitoreo de fugas utilizando

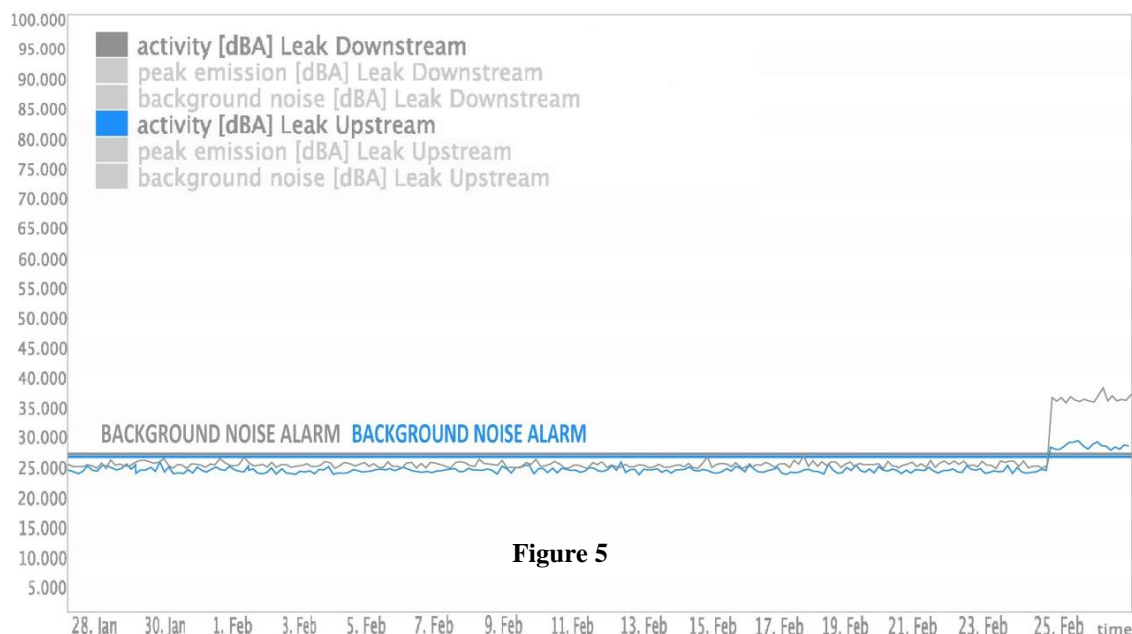


Figure 5

### III. CONCLUSIONES

- La reducción de costos es actualmente el tema más importante en la agenda de todos los equipos de gestión de las empresas de petróleo y gas. La práctica habitual de las continuas campañas de inspección en instalaciones de petróleo y gas mediante enfoques que son menos que precisos y caros pueden no alcanzar el objetivo final de reducir riesgos y podría, en virtud de tener al personal involucrado en el sitio a diario, incrementar los errores y riesgos. El monitoreo ofrece la oportunidad de reducir costes mientras que también reduce riesgos, siendo por lo tanto la mejor opción tanto para los ingenieros de gestión como para los de integridad;
- El monitoreo utilizando sondas de corrosión (ER o cupones) es muy limitado en su eficacia ya que se debe asumir que el efecto de la corrosión del fluido en la sonda es el mismo que el de la estructura que está siendo monitoreada. 50 años de experiencia en la industria revelan que este puede no ser el caso. Además, estas sondas son intrusivas y gestionarlas incrementa los costos y el riesgo de fallos;
- El hecho de que A3 Monitoring ofrezca monitoreo integrado, y que se utilicen varias tecnologías de monitoreo en conjunto es a la vez único y también el enfoque técnico más adecuado. Utilizando la integración tecnológica, el rango de detección se optimiza, los problemas principales son identificados con seguridad y a tiempo y el coste se ve altamente reducido.
- La tecnología “plug-and-go” spotOn de A3 Monitoring reduce inmensamente el esfuerzo de implementación en comparación con cualquier otra solución de monitoreo disponible en el mercado. Es posible implementar el spotOn<sup>®</sup> literalmente entre las siguientes 24 horas después de decidir implementar el monitoreo de corrosión en una localización específica.
- Instalado en varias instalaciones de petróleo y gas en más de 10 países en todo el mundo, la tecnología spotOn<sup>®</sup> ofrece la solución más avanzada, fiable y costo-efectiva en el mercado del monitoreo.

Para más información sobre las capacidades del **Sistema spotOn<sup>®</sup>** por favor contacte con **A3 Monitoring** en:

 [info@a3monitoring.com](mailto:info@a3monitoring.com)

O puede **llamarnos a:**



+44 (0)20 3078 6777



+ 52 558 526 3579



+ 55 214 042 0528



+ 1 (713) 597-6113



+ 57 134 41774