

RBI: IMPLEMENTACIÓN DE RBI EN VÁLVULAS DE SEGURIDAD MEDIANTE SOFTWARE

Fernanda Lopez, Icorr, flopez@icorr.com.ar
Marcos Meyer, Icorr, mmeyer@icorr.com.ar
Leo Orfei, Icorr, orfeileo@icorr.com.ar
Marcos Tissera, Icorr, mtissera@icorr.com.ar

Sinopsis

Las válvulas de seguridad (PSVs) en la industria del gas y petróleo deben ser inspeccionadas y probadas a intervalos suficientemente frecuentes que aseguren que las mismas actúen correctamente. Durante el servicio cada válvula está sometida a condiciones particulares y pueden presentar mecanismos de daño que afecten el funcionamiento previsto por diseño, aumentando la probabilidad de que fallen o se atasquen durante un evento de sobrepresión o produzcan pérdidas, con las consecuencias asociadas a dichos eventos.

La inspección y mantenimiento de PSVs se rigen por normativas internacionales, principalmente normativas API, que establecen frecuencias fijas de inspección que en general varían entre 5 a 10 años como máximo. Por otro lado, las legislaciones locales se imponen por sobre las normativas internacionales y exigen condiciones más conservativas, generalmente los períodos requeridos no superan los dos años. Las últimas versiones de las normativas API permiten la utilización de la metodología de inspección basada en riesgo (RBI) para definir la fecha de próxima inspección de cada PSV. La legislación local comienza a permitir este tipo de metodologías.

Se desarrolló un módulo específico para la evaluación RBI de PSVs. El mismo se incorporó al software general de RBI permitiendo el análisis unificado de equipos, cañerías de planta, tanques de almacenamiento y proceso, ductos de producción y transporte y válvulas de seguridad. El módulo está orientado a sistematizar y optimizar la selección, programación y gestión de actividades de inspección y mantenimiento de PSVs que surgen como resultantes del análisis de riesgo. La misma fue implementada en diversos proyectos durante 2023/24.

1. Introducción

La inspección y ensayo de las válvulas de seguridad (PSVs) tiene por finalidad asegurar la liberación de presión ante un caso de sobrepresión en el equipo. Si la PSV falla, puede producirse una falla por sobrepresión en el equipo provocando una pérdida del contenido que puede terminar en un evento de incendio o explosión.

Los programas tradicionales de inspección y ensayo de PSVs generalmente se basan en una frecuencia fija para la totalidad de las válvulas o en frecuencias variables basadas en la experiencia del personal.

A intervalo fijo	Ejemplo: Cada 2 años	Desventajas Muy conservativo Elevados costos y recursos
	Ejemplo: En paradas (5 años)	Desventajas PSV's de alto riesgo no identificadas PSV's de bajo riesgo con elevados costos
Basados en experiencia	Ejemplo: Intervalo inicial seleccionado Ajuste basado en resultados de inspecciones	Desventajas Basados en condición (probabilidad de falla)

La razón principal para la realización del análisis de RBI en válvulas de seguridad se basa en la determinación de frecuencias de inspección y ensayo óptimas para cada válvula que prevengan una falla de apertura ante una situación de sobrepresión del sistema, originando una pérdida del contenido.

A diferencia de otras metodologías, la inspección basada en riesgo de PSVs bajo la metodología de la normativa API RP-581 determina la frecuencia óptima de inspección contemplando la probabilidad de falla y la consecuencia estimada. La probabilidad de falla se basa en un método estadístico que evalúa el histórico de cada válvula en combinación con una gran diversidad de factores característicos. La consecuencia de falla se determina para cada equipo protegido por cada válvula teniendo en cuenta su estado de daño actual y la consecuencia de falla calculadas en el RBI de equipos, pero a la presión de seteo de las PSV.

2. Desarrollo

2.1 Marco normativo

En Argentina se cuenta con diversas normativas nacionales que históricamente se basaron en frecuencias de intervalos fijos. Tal es el caso de las normativas NAG 155 y NAG 125 aplicables a plantas de Gas Licuado de Petróleo y Gas Natural respectivamente, que indican intervalos de hasta 2 años como máximo. Estos intervalos se aplican a la totalidad de las válvulas de seguridad de una planta, sin considerar el tipo de fluido, las presiones, la función del equipo en el proceso, etc.

Estas normativas no se encuentran actualizadas y en general poseen más de veinte años desde su confección coincidentemente con el mayor desarrollo de la tecnología en modelos de riesgo.

Para el caso de plantas compresoras de gas, la normativa NAG 126 recientemente actualizada permite la utilización de la metodología API RBI para la determinación de intervalos de inspección de válvulas de seguridad. Internacionalmente las normas de referencia en la industria son las del Instituto Estadounidense del Petróleo (API) donde la práctica recomendada API RP576 de inspección de válvulas de seguridad establece una frecuencia basada en experiencia acorde a la norma API 510 de inspección de recipientes sometidos a presión (cinco o diez años de acuerdo al servicio) o frecuencias basadas en riesgo acorde a la normativa API RP581.

2.2 Metodología API RBI PSVs

La metodología API RBI para PSVs se basa en la utilización de una tasa de demanda (demandas por año) estándar combinada con una probabilidad de falla de la válvula ante una demanda determinada, que se ajusta estadísticamente para cada válvula en particular en función del diseño de la válvula, fluido, historial de inspecciones y ensayos, condiciones de operación, etc.

La consecuencia de falla contempla, por un lado, el caso de falla de apertura y el consiguiente riesgo de sobrepresión y falla de los equipos protegidos y, por otra parte, el caso de pérdida tanto esporádica como constante ante una válvula trabada con cierta apertura.

La combinación de la probabilidad de falla (dependiente del tiempo) con las consecuencias resulta en un riesgo que se incrementa en el tiempo y permite obtener el intervalo óptimo de inspección y ensayo para cada PSV.

2.3 Causas de falla de las PSVs

2.3.1 Corrosión

La corrosión es la principal causa de muchas fallas ocasionadas en PSVs. Se manifiesta generalmente en: roturas o picados de sus componentes, depósitos de residuos corrosivos que interfieren con el accionar de sus partes móviles, o deterioro general del material.

Puede ser disminuida o detenida seleccionando la PSV adecuada para el tipo de servicio y en base a la selección de sus materiales. Se debe cumplir con un mantenimiento adecuado dado que, una válvula que pierde, puede dar lugar a que el fluido de proceso circule hacia el interior de la PSV, permitiendo así la corrosión de sus partes móviles.

En ciertas aplicaciones, es conveniente instalar un disco de ruptura a la entrada o salida de la PSV para proteger a la misma del fluido de proceso.

Otra manera es utilizando un asiento de tipo O-ring, que puede evitar que la válvula pierda ya que garantiza el sellado. Pero este tipo de asiento, al ser un elastómero, puede tener una vida útil acotada debido al tiempo en servicio y condiciones de operación.

2.3.2. Daño en superficies de cierre

Cualquier imperfección en la superficie del asiento va a contribuir a que la válvula falle en servicio. Algunas de sus causas son:

- Corrosión
- Partículas extrañas que se depositan a la entrada de la PSV e ingresan cuando la misma se abre, como depósitos de corrosión, escoria, ensuciamiento. Estos dificultan que el asiento selle correctamente.
- Cañería de ingreso a la PSV demasiado corta. Esto ocasiona que la PSV tenga una actuación pulsante (chatter), porque puede estar expuesta a fluctuaciones de presión frecuentes, dañando así la superficie del asiento.
- Manipulación inadecuada durante mantenimiento.
- Configuración incorrecta del anillo de purga. Puede ocasionar chattering en las PSV.
- Sobredimensionamiento de la PSV. Puede ocasionar que la válvula se cierre abruptamente luego de su actuación.

2.3.3. Resorte dañado

El debilitamiento del resorte ocasiona la reducción de presión de seteo y así, la posibilidad de apertura temprana. Si además se rompe, permite la apertura descontrolada de la válvula.

Aunque el resorte puede dañarse por altas temperaturas, materiales inadecuados, la causa más frecuente es la corrosión, en especial la corrosión en superficie y bajo tensión.

Algunas acciones preventivas que se pueden aplicar al resorte son:

- Elección adecuada del material
- Aislación mediante un fuelle
- Revestimiento con pintura anti-corrosiva y resistente a las condiciones de operación.

2.3.4. Colocación y ajuste inapropiado

Los manuales de las válvulas provistas por el fabricante ayudan a impedir calibraciones inapropiadas, indicando cómo se debe setear la misma según la temperatura, contrapresión, entre otras.

2.3.5. Taponamiento, ensuciamiento o adherencia de material

Los sólidos provenientes del proceso pueden obstruir internos de la válvula y sus cañerías de entrada/salida. Todos los internos de las válvulas, en especial, superficies guía, deben ser inspeccionadas completamente por cualquier tipo de ensuciamiento.

El mal funcionamiento de la válvula puede deberse también al pegado del disco o su soporte en la guía, a cause de la corrosión o irritación del metal.

2.3.6. Error en la selección de materiales

Los materiales requeridos en la fabricación de una válvula para una determinada aplicación dependen de la temperatura, la presión, la resistencia a la corrosión y las condiciones atmosféricas a la que va a estar expuesta.

Es recomendable seleccionar válvulas estándar que cumplan con los requisitos y las condiciones de servicio. Además, se puede incluir un disco de ruptura para ayudar a prevenir la corrosión.

Se debe contar con un sistema adecuado de registros, para proporcionar la información necesaria para la reparación o reacondicionamiento de válvulas en servicios críticos, y desarrollar especificaciones de compra óptimas.

2.3.7. Error en la ubicación, historial o identificación

Si la válvula se instala en una ubicación para la cual no fue diseñada, podría no proporcionar una protección correcta.

La mayoría de las válvulas de alivio de presión cuentan con un número de serie o de identificación colocado por el fabricante o por el usuario. Es común también, que sellen bridas de tubería de acoplamiento con números del dispositivo. Esta identificación especifica la ubicación de la válvula y, por referencia al registro de especificaciones, sus limitaciones y construcción.

2.3.8. Golpes, fallas de manipulación o traslado

Debido a la dificultad de lograr una absoluta estanqueidad en la mayoría de los dispositivos de alivio de presión, las PSV son fabricadas de acuerdo a un standard comercial de estanqueidad (API Std 527). Las válvulas son verificadas por el fabricante antes de ser enviadas al usuario. El usuario comprueba este valor antes de su uso inicial y, por lo general, después de una limpieza, reparación o prueba posterior. Sin embargo, un manejo brusco de la válvula puede cambiar la presión de ajuste, dañar las palancas de elevación, la tubería y sus accesorios, los conjuntos piloto o causar fugas internas o externas cuando la válvula está en servicio.

Puede producirse un manejo brusco durante el envío, el mantenimiento o la instalación:

-Durante el envío: las válvulas son instrumentos delicados con tolerancias muy estrechas y dimensiones sensibles. El manejo brusco por parte de los transportistas puede hacer que una válvula tenga fugas excesivas en servicio o durante la prueba. También puede exponer la entrada de la válvula a suciedad u otras partículas extrañas que podrían dañar la superficie de asiento de la válvula la primera vez que se abre y causar fugas a partir de entonces.

Las válvulas de alivio de presión deben enviarse en la posición correcta, especialmente las válvulas grandes y aquellas con presiones de ajuste bajas. Cuando se permite que las válvulas grandes de baja presión se recuesten de lado, es posible que los resortes no ejerzan la misma fuerza alrededor de las superficies de asiento.

-Durante el mantenimiento: El manejo brusco también puede destruir la alineación básica de la válvula de la que dependen principalmente las características de rendimiento del dispositivo. Es importante el manejo cuidadoso durante todas las fases del mantenimiento. Tanto antes, como después de las reparaciones, se debe evitar el manejo brusco de la válvula completamente ensamblada. Antes de que las válvulas salgan del taller, las entradas y salidas deben ser cubiertas.

-Durante la instalación: Las entradas y salidas de las válvulas deberían haberse cubierto antes de que las válvulas se instalaran. Si no lo estaban, se deben tomar las medidas necesarias para asegurarse de que en el futuro estén cubiertas antes de salir del taller.

Las válvulas de alivio de presión deben transportarse en posición vertical. El manejo brusco de estas válvulas por parte del personal durante la instalación, puede causar un rendimiento deficiente en servicio. Debe evitarse golpear o dejar caer la válvula.

2.3.9. Presión de seteo inadecuada

El diferencial entre la presión de seteo y la de operación proporciona una carga en el asiento para mantener la válvula de alivio de presión bien cerrada. Debido a una variedad de condiciones de servicio y diseños de válvulas, solo se pueden dar pautas generales para diseñar un sistema.

Si bien las mayores diferencias entre las presiones de operación y de ajuste promueven un funcionamiento sin problemas, también pueden aumentar el costo del equipo. Las inspecciones deben registrar la experiencia operativa y proporcionar retroalimentación para ser considerada en el futuro diseño y reparación.

2.3.10. Ensayos de la cañería de descarga inapropiados

Cuando se realizan pruebas hidrostáticas de la tubería de descarga, se debe aislar la PSV. De lo contrario, se podrían generar:

A. Obstrucción del disco, resorte y área del cuerpo del lado de descarga de la válvula.

B. Daño de fuelles por una contrapresión excesiva.

C. Ensuciamiento y daño por reflujo del fluido en el área del domo y/o el conjunto piloto de una válvula de alivio de presión.

2.4. Escenarios de sobrepresión

Con el objetivo de evaluar la probabilidad de falla de apertura de la PSV ante un evento de sobrepresión y, en consecuencia, determinar su frecuencia de inspección, se contemplaron los siguientes escenarios posibles en PTG SS. La elección del escenario acorde a cada válvula fue basada en la evaluación y estudio HAZOP de la planta, realizado en 2019.

2.4.1. Fuego

Si un recipiente contiene líquido, cuando su superficie mojada es expuesta al fuego, se evapora y puede causar una sobrepresión en el mismo.

Este escenario fue considerado en todos los recipientes.

2.4.2. Descarga bloqueada

El cierre de una válvula de descarga a la salida de un equipo, mientras la planta se encuentre en operación, puede exponer al recipiente a una presión que exceda a la MAWP del mismo.

Si la válvula es de control también debe ser considerada, ya que puede estar sujeta a un accionar inadvertido.

2.4.3. Falla de válvula de control

La apertura inadvertida de una válvula de control de una fuente de mayor presión debe ser considerada.

2.4.4. Expansión térmica

Es el resultado de un aumento en el volumen de líquido generado por un aumento de la temperatura. Esto puede ocurrir en:

a. Cañerías o recipientes con su válvula de descarga cerrada mientras son llenados con líquido frío y son calentados por heat tracing, serpentinas, radiación solar o fuego.

b. Un intercambiador de calor bloqueado en su lado frío con fluido caliente circulando por el otro.

2.4.5. Rotura de tubo de intercambiador de calor

En intercambiadores de calor de casco y tubos, los tubos están sujetos a fallas debido a numerosas causas, incluidas shock térmico, corrosión y vibración. Ante una rotura, existe la posibilidad de que la corriente que se encuentra a más alta presión (en general, los tubos) sobrepresurice la envolvente, que se encuentra a baja presión, como en el caso de los chillers.

2.4.6. Sobrellenado de líquido

Muchos procesos o recipientes, incluyendo columnas y torres, tienen un nivel de líquido presente durante operación normal, puesta en marcha y shut-down. La experiencia demuestra que el equipo puede ser sobrellenado durante ciertas condiciones. Si la fuente de presión de una corriente de alimentación puede exceder la presión de alivio o la presión de diseño del equipo, entonces este escenario de sobrepresión debe ser considerado en el análisis.

2.4.7. Falla de la bomba de reflujo de la torre

La pérdida de reflujo como resultado de una falla en la bomba o instrumento puede generar sobrepresión en la columna, debido a la inundación del condensador o pérdida de enfriamiento en el proceso de fraccionamiento, generando una mayor presión de vapor en cabeza.

2.4.8. Corte de suministro eléctrico

Un corte de este suministro podría afectar aeroenfriadores de condensadores, equipos de refrigeración, bombas de recirculación, instrumentos de control, entre otros.

2.4.9. Corte de agua de enfriamiento

La falla de esta utilidad debe ser tenida en cuenta en equipos que tengan camisas de enfriamiento, como por ejemplo compresores y bombas.

2.4.10. Reacción química fuera de control

En algunas reacciones y procesos, la pérdida de control puede resultar en un cambio significativo en temperatura y/o presión, excediendo los límites de los materiales seleccionados.

En esta planta, este escenario puede ser significativo en el sistema de endulzamiento de propano, según el análisis HAZOP.

2.5. Análisis de inspecciones

La inspección, prueba y reacondicionamiento o reemplazo de las PSV reducen la probabilidad de falla. Al realizar un ensayo en banco de la válvula en la condición en que se encuentra luego de desmontarla del proceso, se determina la performance real de la válvula mientras se encontró en servicio.

La efectividad del ensayo realizado se determina de acuerdo al siguiente criterio:

Categoría	Efectividad	Inspección
A	Altamente efectiva	Ensayo en banco en la condición en que se desmontó del proceso. Se registran los valores de pérdida inicial, presión de apertura y recierre. Se inspeccionan las cañerías de ingreso y salida de la PSV y se registra el estado de ensuciamiento o taponamiento
B	Usualmente efectiva	<u>Opción 1:</u> Se realiza un ensayo de banco, pero previamente se realiza una limpieza, neutralización o vaporización <u>Opción 2:</u> Se realiza un ensayo in-situ utilizando el fluido de proceso real para presurizar el sistema
C	Poco efectiva	<u>Opción 1:</u> Se realiza una inspección visual sin ensayo de accionamiento <u>Opción 2:</u> Se realiza un ensayo in-situ (trevitest) donde se utiliza otro fluido para presurización
D	Inefectiva	No se realiza ensayo

Mediante el software se analiza y carga la totalidad del historial de inspecciones y ensayos de cada PSV y el mismo evalúa las afectividades correspondientes en forma automática para el ajuste en la probabilidad de falla.

2.6. Determinación del Riesgo de una PSV

El riesgo de falla de cada PSV se puede calcular financieramente, o por área afectada, combinando la falla de apertura y la pérdida. El riesgo aumenta con el tiempo debido al aumento de la probabilidad: deterioro del estado de la PSV y del equipo protegido. La consecuencia se mantiene constante.

La metodología RBI evalúa la criticidad de cada PSV, reconociendo el hecho de que:

- Pueden poseer diferentes escenarios de sobrepresión; algunas PSV son más críticas que otras.
- Relaciona la criticidad del servicio de la PSV al Riesgo; un servicio de mayor criticidad resulta en mayor riesgo.
- Vinculación con el o los equipos protegidos; las PSVs que protegen equipos con daño obtienen mayor atención

El riesgo total de una PSV se calcula con la siguiente ecuación:

$$Risk^{PSV} = Risk_{Falla}^{PSV} + Risk_{Pérdida}^{PSV}$$

Donde:

$$Risk_{P\acute{e}rdida}^{PSV} = P_{P\acute{e}rdida}^{PSV} \times C_{P\acute{e}rdida}^{PSV}$$

$$Risk_{Falla}^{PSV} = \sum_{j=1}^n P_{f,j}^{PSV} \times C_{f,j}^{PSV}$$

Donde j representa cada escenario de sobrepresión. Dado que una PSV puede proteger diversos equipos o cañerías, el cálculo del riesgo de falla se realiza para cada equipo y el riesgo final de falla corresponde al máximo obtenido.

5.5.1. Utilización de software de cálculo

Para obtener el riesgo de una PSV en particular, es necesario calcular de forma cuantitativa el riesgo por API RBI de los equipos protegidos a una presión superior, adicionalmente se debe calcular la probabilidad para cada escenario de sobrepresión y el riesgo de pérdida de la PSV. Esto requiere una capacidad muy grande de cálculo que es facilitada mediante la utilización de un software de cálculo. Adicionalmente la información de cada válvula y su historial de inspecciones y servicio son registrados en una base de datos.

La utilización del software cuenta con una serie de ventajas como: disminución de los tiempos de análisis de riesgo; eliminación de una considerable cantidad de operaciones manuales que pueden inducir errores de cálculo; optimización en la integración de información y resultados; elevada calidad en el formato de entrega de resultados; optimización de planes de integridad a través de proyecciones; optimización para actualizaciones o reanálisis de riesgo periódicos.

El software cumple con la totalidad de los lineamientos de la norma API RP 580 y cumple paso a paso con la metodología de cálculo de riesgo de la norma API RP 581.

3. Caso práctico

En los programas de integridad basados en riesgo, la planificación de actividades, particularmente de las inspecciones, debe basarse en el nivel de riesgo actual y proyectado de cada equipo o componente evaluado.

A modo de ejemplo del análisis llevado a cabo para diseñar los planes de integridad basados en riesgo, se presenta un ejemplo correspondiente a una PSV actualmente en servicio en una planta de gas. En la siguiente figura se muestra la evolución del riesgo de la válvula PSV-45 desde su puesta en servicio (2002). Para determinar el año de su próxima inspección, se fija como límite de riesgo 1500 U\$S /año.

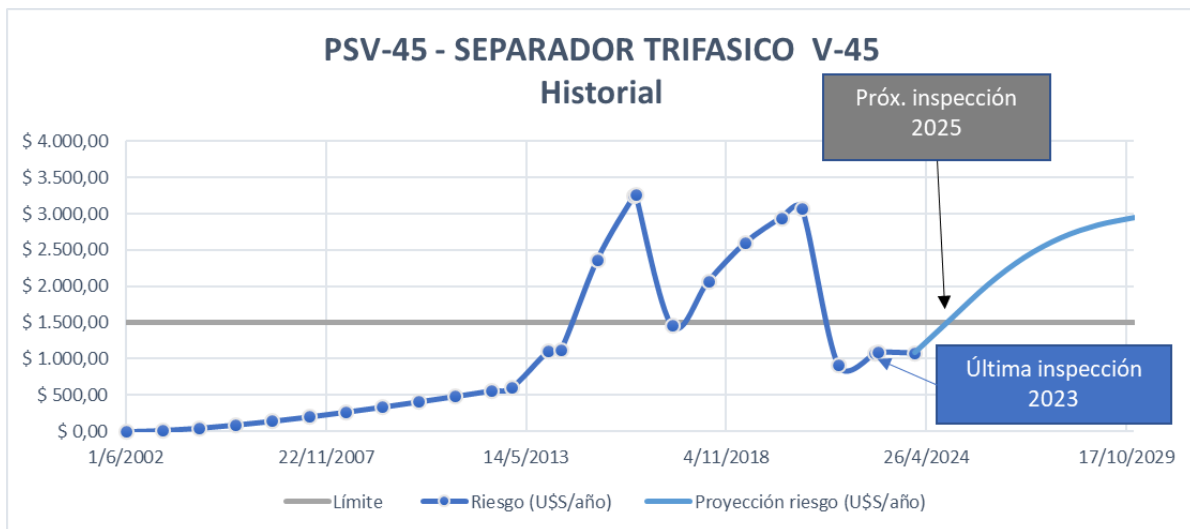


Figura 1. Evolución histórica y proyección de riesgo en PSV-45.

Se puede observar que, durante ciertos períodos, el nivel límite de riesgo definido se superó. Esto indica que el nuevo plan de inspección debe lograr una reducción del riesgo en servicio de la PSV.

A continuación, se presentan distintos escenarios en los que se demuestra la aplicación del modelo RBI de válvulas de alivio, según API RP-581.

Escenario 1: Reacondicionamiento (Overhaul) de PSVs

Cuando se realiza un reacondicionamiento (Overhaul) en taller de una PSV, se asume que la PSV se coloca de nuevo en servicio en condiciones similares a las de una nueva. La fecha de instalación original de la PSV se mantiene igual, pero la fecha de la última inspección se cambia para reflejar la fecha en que se realizó el reacondicionamiento. De esta manera, el intervalo de inspección calculado y la nueva fecha de inspección para la PSV se basan en la última fecha de inspección en la que se realizó el reacondicionamiento.

Como se puede observar en Figura 2, en caso de que PSV-45 se reacondicione en 2024, las fechas de próxima inspección altamente efectivas serían en 2026, 2029 y 2033, disminuyendo así su frecuencia de inspección de 2 años a 4 años. Cabe destacar que la prolongación de la próxima inspección a través de overhaul e inspecciones altamente efectivas es posible en ciertos casos en los que el riesgo lo permita y que los resultados de las inspecciones y ensayos sean positivos.

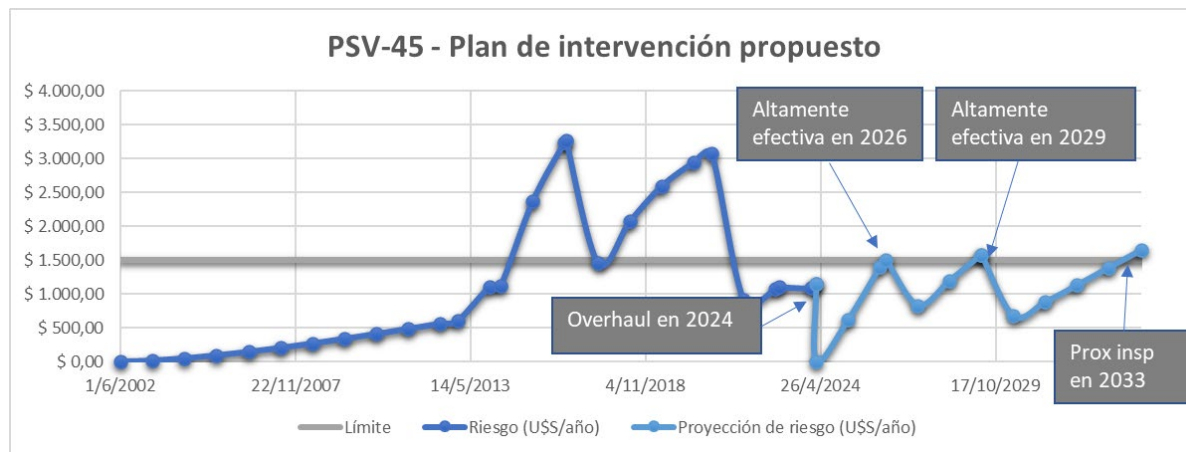


Figura 2. Evolución histórica y proyección de riesgo en PSV-45. Impacto de Reacondicionamiento

Escenario 2: Influencia de la presión de operación de V-45

La presión de operación impacta de manera significativa en la probabilidad de riesgo por pérdida. El separador V-45 opera en un rango de presión de 8 a 15kg/cm². Se puede observar que al operar el equipo en su rango superior repercute en la probabilidad de pérdida, y así en su fecha de próxima intervención, que debe realizarse al año de realizada la última.

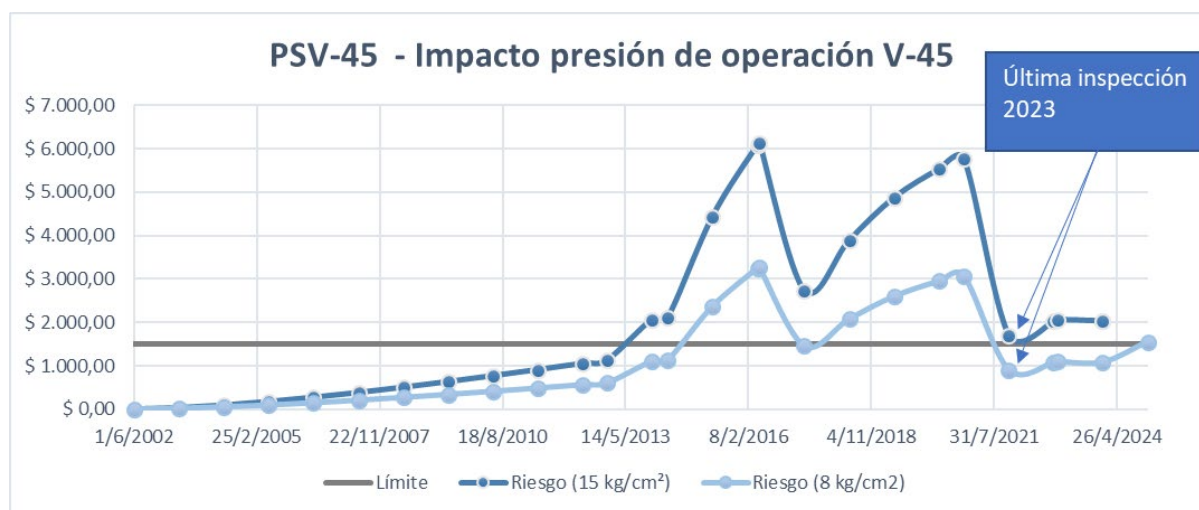


Figura 3. Evolución histórica y proyección de riesgo en PSV-45. Impacto de Presión de operación.

De esta forma, mediante las proyecciones y planteo de diferentes escenarios se define el plan de inspección de la totalidad de las PSV de la planta de gas.

4. Conclusiones

Dentro del proceso de gestión RBI de una unidad de proceso, se desarrolla un plan de inspección basado en riesgo enfocado fundamentalmente en la reducción de la incertidumbre del nivel de riesgo a través de actividades de inspección principalmente.

Las estrategias de inspección basadas en riesgo se orientan principalmente a la realización de inspecciones de alta efectividad en el momento óptimo determinado por la proyección del riesgo.

Considerando los aspectos y conceptos indicados anteriormente, se desarrolló un nuevo módulo en el software RBI, que permite incorporar a la estrategia de integridad basada en riesgo a las válvulas de seguridad. De esta forma se completa el alcance de la metodología a equipos de proceso, torres, filtros, intercambiadores, cañerías de planta, ductos de producción y transporte, tanques de proceso y almacenamiento y válvulas de seguridad.

El módulo de cálculo de RBI para PSVs facilita el diseño y la actualización continua de los planes de inspección con la finalidad principal de lograr una reducción y control del riesgo en niveles aceptables, obteniendo las opciones de inspección (combinación de efectividad, alcance, intervalos) más convenientes para optimizar la gestión del riesgo para cada válvula.

El desarrollo de esta nueva herramienta dentro del software RBI ha contribuido en la mejora de los siguientes aspectos fundamentales de la gestión del riesgo:

- Planificación de actividades de inspección
- Optimización económica y programación de los planes
- Revisión de criterios de inspección

Se presentó un caso de aplicación sobre equipos de una planta de tratamiento de gas (PTG), en la que se obtuvieron, a partir de los resultados de proyección del riesgo, los escenarios posibles de implementar y el plan basado en riesgo óptimo para una válvula.

5. Bibliografía

API RP 580 – 4ta Edición 2023, Inspección Basada en Riesgo

API RP 581 – 3ra Edición 2016, Tecnología de Inspección Basada en Riesgo.

API RP 576 - 4ta Edición 2017, Inspección de Sistemas de Alivio de Presión.

API STD 520 – 10ma Edición 2020, Dimensionamiento, Selección e Instalación de Sistemas de Alivio de Presión.

NAG 125 -1990, Seguridad de Plantas de Acondicionamiento, Tratamiento y Proceso de Gas Natural.

NAG 126- 2023, Seguridad en Plantas Compresoras de Gas Natural.

NAG 155- 2000, Norma Mínima para el Diseño, Construcción Operación y Mantenimiento para Plantas de Gas Licuado de Petróleo de Bajo Volumen de Almacenamiento para Sistemas de Distribución por Redes Instaladas en Vía Pública.

6. Breve CV de los autores

Fernanda López

Ingeniera Química, Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMdP). Ingeniera de Integridad en Icorr Ingeniería S.A. Cuenta con 5 años de experiencia en el área de consultoría de gestión de integridad en instalaciones de petróleo, gas, petroquímica y centrales térmicas. Particularmente, se involucra en el análisis de riesgo y en el diseño de planes de inspección de sus activos, según RBI API 580/581. Participación en la implementación del módulo RBI PSVs del software de riesgo IRISK, propio de Icorr Ingeniería.

Marcos Meyer

Ingeniero Mecánico, UNMdP; especialización en Ciencia y Tecnología de Materiales del Inst. Sábato (CNEA/UNSAM). Más de 25 años de experiencia en la industria como ingeniero en las áreas de integridad, corrosión e inspección, trabajando tanto en compañías operadoras del sector de petróleo, gas y petroquímica (YPF, Repsol, Pan American Energy) como empresas en el área de consultoría. Instructor en cursos especializados de Sistemas de Gestión de Integridad de Ductos (ASME B31.8S y API 1160) y RBI (Risk Based Inspection API 580/581) brindados a la industria de gas y petróleo. Actualmente se desempeña como Director de Icorr Ingeniería S.A.

Marcos Tissera

Ingeniero en Materiales, Universidad Nacional de Mar del Plata; especialización en Ciencia y Tecnología de Materiales del Inst. Sábato (CNEA/UNSAM). Cuenta con más de 25 años de experiencia en la industria como ingeniero en las áreas de corrosión, inspección e integridad, trabajando en empresas del sector de petróleo y gas, y en el área de consultoría. Profesor adjunto de la UNMdP, Facultad de Ingeniería, Dto. de Materiales, en la cátedra de Corrosión. Instructor en cursos especializados RBI (API RP 580/581) brindados a la industria de gas y petróleo. Actualmente se desempeña como Director de Icorr Ingeniería S.A.

Leo Orfei

Licenciado en Sistemas; cuenta con 20 años de experiencia como administrador de bases de datos y programación en diferentes lenguajes; certificado por Microsoft en SQL Server; líder de proyectos en países de latino américa (Colombia, México, Venezuela, Chile, Bolivia) en el desarrollo y start-up de sistemas para compañías internacionales. Desarrollador líder de software IRISK (soporte informático para análisis RBI), en Icorr Ingeniería S.A.