

RBI: IMPLEMENTACIÓN DE RBI EN VÁLVULAS DE SEGURIDAD MEDIANTE SOFTWARE

Fernanda López, Icorr, flopez@icorr.com.ar

Gonzalo Dasso, Icorr, gdasso@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 de refinación 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 que pueden afectar el funcionamiento previsto por diseño, aumentando la probabilidad de que fallen durante un evento de sobrepresión o produzcan fugas, con las consecuencias asociadas a dichos eventos.

Los programas tradicionales de inspección y ensayo de PSVs generalmente se basan en una frecuencia fija, que varía entre 5 a 10 años, basada en normativas internacionales como API, o en frecuencias variables basadas en la experiencia del personal. Las versiones más recientes de API incorporan la metodología RBI para definir fechas de inspección, la cual también comienza a ser aceptada por normativas argentinas, como se refleja en NAG 126 (2022). En el contexto latinoamericano, el uso de metodologías RBI conforme a las normas API RP 580/581 puede aplicarse en forma voluntaria en varios países, siempre que no existan normativas técnicas locales que impongan frecuencias fijas o métodos de inspección restrictivos.

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. Esto fue implementado en diversos proyectos durante 2023-2025.

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.



Figura 1. Programas de intervención tradicionales en PSVs.

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 fallas 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 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, evaluada a la presión de seteo de las PSV.

2. Desarrollo

2.1. Marco normativo

En el contexto latinoamericano, el uso de metodologías RBI conforme a las normas API RP 580/581 puede aplicarse en forma voluntaria en varios países, siempre que no existan normativas técnicas locales que impongan frecuencias fijas o métodos de inspección restrictivos.

A continuación, se presenta un análisis comparativo de la viabilidad regulatoria de aplicar estas normas como base para definir la frecuencia de intervención de PSVs en sectores industriales como petróleo, gas, petroquímica y refinación:

Países con normativa abierta que permite el uso voluntario de API 580/581:

- Argentina: La normativa nacional (por ejemplo, NAG-126 de ENARGAS) acepta expresamente API 580/581 para definir frecuencias mediante RBI.

- Chile: No existen normas que impongan métodos fijos para PSVs. Se aceptan normas internacionales en planes de mantenimiento.
- Colombia: Aunque no se menciona explícitamente en normas públicas, empresas del sector usan API 580/581 internamente.
- Perú: OSINERGMIN y MEM aceptan estándares internacionales cuando se justifiquen técnicamente.

Países con restricciones o uso obligatorio ya establecido:

- Brasil: El marco técnico industrial está fuertemente regulado por normas ABNT y las Normas Reguladoras (NRs). La prioridad es ASME/ABNT; API se acepta sólo en sectores específicos (ej. offshore).
- México: API 580/581 ya están incorporadas obligatoriamente en estándares de PEMEX y DOF (e.g. PEMEX-EST-IC-274), por lo que su uso es parte del cumplimiento formal, no voluntario.

2.2. Metodología API RBI PSVs

La metodología API RBI aplicada a PSVs se fundamenta en la evaluación del riesgo mediante la combinación de una tasa de demanda estándar (expresada en fallas por demanda) con la probabilidad de falla de la válvula ante una demanda específica. Esta probabilidad se ajusta estadísticamente para cada válvula individual, considerando factores como el diseño, tipo de fluido, historial de inspecciones y pruebas, condiciones operativas, entre otros. El análisis de consecuencias contempla tanto la falla de apertura, que puede derivar en sobrepresión y daño a los equipos protegidos, como fugas, en casos donde la válvula queda parcialmente abierta.

La integración de la probabilidad de falla (dependiente del tiempo) con las consecuencias permite cuantificar el riesgo asociado, el cual se incrementa progresivamente con el tiempo. Este enfoque posibilita la determinación de intervalos óptimos de inspección y prueba para cada PSV, maximizando la seguridad operativa y la eficiencia del mantenimiento.

Además, esta metodología debe entenderse como un proceso cíclico y dinámico, que requiere ser actualizado de forma continua en función de los resultados obtenidos en inspecciones, pruebas funcionales y cambios en las condiciones operativas. Esta retroalimentación permite refinar los modelos de riesgo y asegurar que las decisiones de mantenimiento sigan siendo efectivas y alineadas con la realidad operativa (Figura 1).

- Características diseño PSV
- Escenario de sobrepresión
- Condiciones de operación
- RBI Equipos/Cañerías protegidos
- Historial de intervenciones/Reemplazos
- Historial operativo (actuación, chattering, etc)

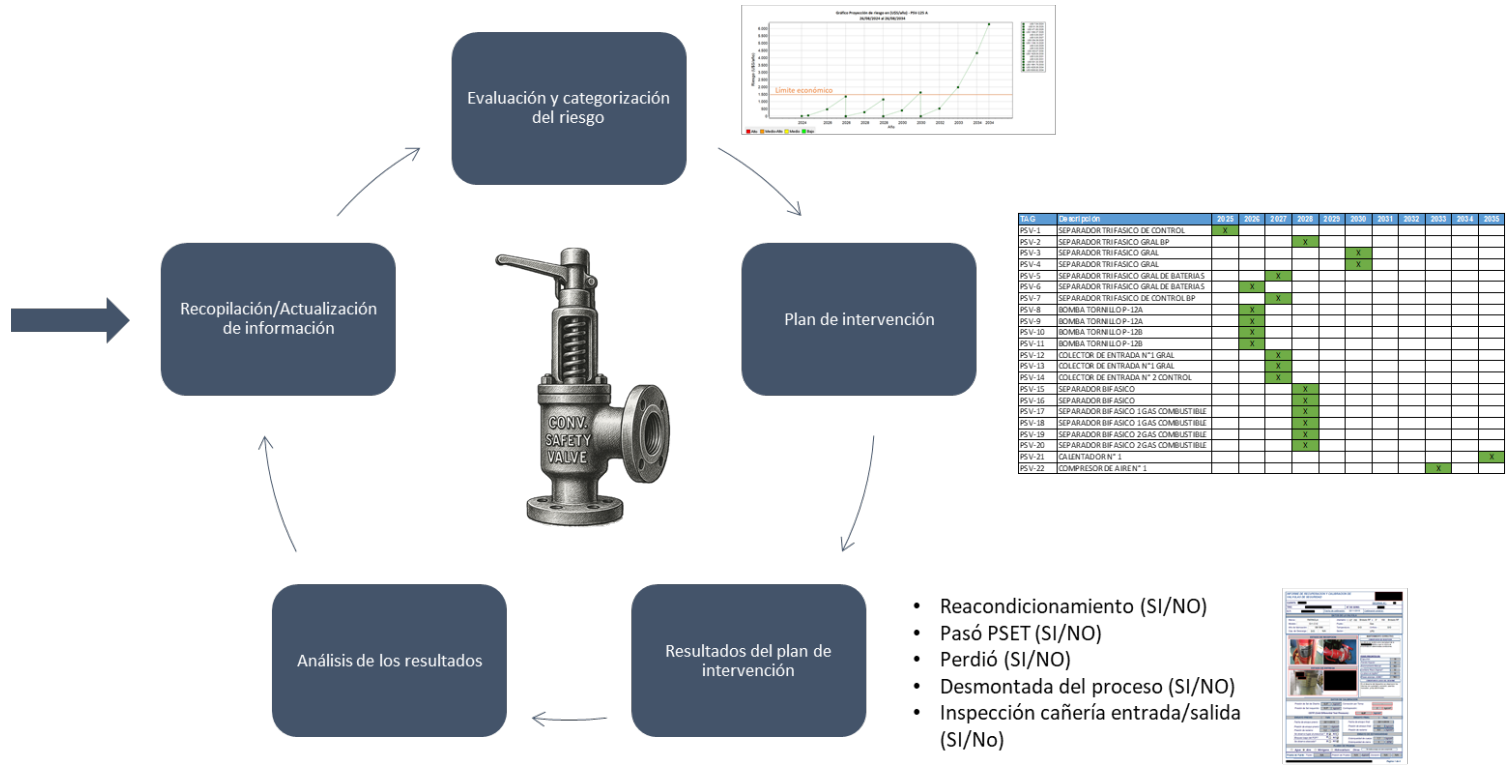


Figura 1. Metodología RBI PSVs.

2.3. Causas de falla de PSVs

Las PSVs pueden presentar fallas en su funcionamiento debido a las siguientes causas:

- Corrosión
- Daño en superficies de cierre
- Resorte dañado
- Colocación y ajuste inapropiado
- Taponamiento, ensuciamiento o adherencia de material
- Error en la selección de materiales
- Error en la ubicación, historial o identificación
- Golpes, fallas de manipulación o traslado
- Presión de seteo inadecuada
- Ensayos de la cañería de descarga inapropiados

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 garantiza el sellado, evitando que la válvula pierda. 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 permitiendo de este modo la posibilidad de apertura temprana. Si ocurriera una rotura del resorte, esto conduciría a la apertura descontrolada de la válvula.

Aunque el resorte puede dañarse por altas temperaturas y 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 las 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 causa de la corrosión o degradación 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 cuenta con un número de serie o de identificación colocado por el fabricante o por el usuario. También es posible estampar los números de los dispositivos en las bridas de las cañerías conectadas. Esta identificación especifica la ubicación del dispositivo y, además hace referencia al registro de especificaciones, su construcción y limitaciones.

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 indebido 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.
- Durante el mantenimiento: El manejo brusco también puede destruir la alineación básica de la válvula de la que depende principalmente el desempeño del dispositivo. Es importante el manejo cuidadoso durante todas las fases del mantenimiento. Tanto antes como después de las reparaciones, se debe evitar la manipulación incorrecta 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 deben cubrirse antes de su instalación. Si no se hubiera realizado este procedimiento, se deberán tomar las medidas necesarias para asegurarse de que en el futuro estén cubiertas antes de salir del taller.

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 los futuros diseños y reparaciones.

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:

- Obstrucción del disco, resorte y área del cuerpo del lado de descarga de la válvula.
- Daño de fuelles por una contrapresión excesiva.
- 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, a partir de esto, determinar su frecuencia de inspección, se contemplan los siguientes escenarios posibles:

- Descarga bloqueada
- Rotura de tubo de intercambiador de calor
- Falla de válvula de control
- Expansión térmica
- Sobrellenado de líquido
- Falla de la bomba de reflujo de la torre
- Corte de suministro eléctrico

- Corte de agua de enfriamiento
- Reacción química fuera de control

La elección del escenario acorde a cada válvula se basa al escenario de sobrepresión propio bajo el cual fue diseñada.

2.4.1. Descarga bloqueada

El cierre inadvertido de una válvula en la salida de un equipo a presión mientras el equipo está en operación puede exponer al equipo a una presión que exceda la Presión Máxima de Trabajo Permitida (MAWP). Cada válvula (es decir, manual, de control u operada a distancia) debe considerarse como susceptible de una operación inadvertida.

2.4.2. 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

2.4.3. Falla de válvula de control

Un escenario de sobrepresión por falla de una válvula de control ocurre cuando una válvula que regula el flujo de un fluido (como gas o líquido) dentro de un sistema de presión falla en su funcionamiento previsto, y como resultado, permite que la presión aguas debajo aumente por encima de los límites seguros.

5.3.4. Expansión térmica

Este escenario ocurre cuando un líquido queda atrapado en un volumen cerrado (como una tubería o recipiente sin salida) y aumenta su temperatura debido a una fuente de calor externa (como radiación solar, serpentinas, o heat tracing). Este tipo de escenario es común en líneas de transferencia o equipos fuera de servicio que quedan llenos de líquido y expuestos al calor.

5.3.6. Sobrellenado de líquido

Muchos procesos o recipientes, incluyendo columnas y torres, mantienen un nivel de líquido durante la 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.

5.3.7. Falla de la bomba de reflujo de la torre

La ausencia de corriente de reflujo en una torre 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.

5.3.8. Corte de suministro eléctrico

Un escenario de sobrepresión por corte de suministro eléctrico ocurre cuando un sistema de control o equipos críticos (como aeroenfriadores de condensadores, equipos de refrigeración, bombas de recirculación, instrumentos de control) pierden alimentación eléctrica, lo que puede provocar un aumento inesperado de presión en el sistema.

5.3.9. Corte de agua de enfriamiento

Cuando un sistema depende del agua de enfriamiento para mantener la temperatura de operación dentro de límites seguros, un corte en el suministro de agua puede provocar un aumento de temperatura en el fluido de proceso o en el equipo. Este aumento térmico puede causar:

- Expansión del fluido, generando un aumento de presión interna.
- Vaporización de líquidos, lo que incrementa drásticamente la presión si el sistema está cerrado.
- Fallo de equipos sensibles al calor, como intercambiadores o compresores, que pueden contribuir a la sobrepresión.

5.3.10. Reacción química fuera de control

En procesos donde ocurren reacciones químicas, si la reacción se acelera inesperadamente o pierde el control (por ejemplo, por un error en la dosificación de reactivos, pérdida de enfriamiento o falla de control), puede generarse:

- Liberación rápida de gases o vapores, aumentando la presión interna.
- Generación excesiva de calor, que eleva la temperatura y, en consecuencia, la presión del sistema.
- Formación de productos no deseados que pueden ser más volátiles o reactivos.

2.5. Análisis de inspecciones

La inspección, prueba y reacondicionamiento o reemplazo de una PSV reduce su 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	Prueba en banco de la PSV en la condición en que fue desmontada del proceso habiéndose documentado en el formulario de prueba la presión inicial de fuga, la presión de apertura y la presión de cierre. Se ha examinado la cañería de entrada y salida (por ejemplo, con técnicas VT o RT) en busca de signos de obstrucción o ensuciamiento excesivo. ¹
B	Usualmente efectiva	Prueba en banco; sin embargo, la PSV fue limpiada o vaporizada antes de la prueba. Además, se realizó una inspección visual (VT) con documentación detallada del estado de sus componentes internos. Se ha examinado la cañería de entrada y salida (por ejemplo, con técnicas VT o RT) en busca de signos de obstrucción o ensuciamiento excesivo. ¹
		Se realizó una prueba in situ utilizando fluido de proceso real para presurizar el sistema. Se ha examinado la cañería de entrada y salida (por ejemplo, con técnicas VT o RT) en busca de signos de obstrucción o ensuciamiento excesivo. ¹
C	Poco efectiva	Se realizó una inspección visual (VT) sin prueba de apertura, con documentación detallada del estado de los componentes internos del PSV. Se ha examinado la tubería de entrada y salida (por ejemplo, con técnicas VT o RT) en busca de signos de obstrucción o ensuciamiento excesivo. ¹
		Se realizó un <i>trevitest</i> o prueba in situ sin utilizar fluido de proceso real para presurizar el sistema.
D	Inefectiva	Se realizó un reacondicionamiento (<i>overhaul</i>) de la válvula sin documentación del estado de los componentes internos; no se realizó ni documentó una prueba de apertura. Cualquier prueba (en banco, in situ o visual) realizada sin examinar la cañería de entrada y salida en busca de obstrucciones o ensuciamiento. ¹

¹Para fluidos ensuciantes y/o incrustantes

Tabla 1. Efectividades de ensayos de PSVs según API RP 581.

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

2.6. Análisis de 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:

$$Riesgo^{PSV} = Riesgo_l^{PSV} + Riesgo_f^{PSV}$$

En donde:

- $Riesgo^{PSV}$: Riesgo de falla de una PSV
- $Riesgo_l^{PSV}$: Riesgo de pérdida
- $Riesgo_f^{PSV}$: Riesgo de falla de apertura

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 requieren mayor atención.

2.6.1. Riesgo por falla de apertura

Se define como la falla de apertura de la PSV durante una situación de emergencia, lo que causa un evento de sobrepresión en los equipos y cañerías protegidos pudiendo resultar en una pérdida de contención.

$$Riesgo_{f,j}^{PSV} = P_{f,j}^{PSV} \cdot C_{f,j}^{PSV}$$

$$Riesgo_f^{PSV} = \sum_{j=1}^{n^{\circ} \text{ escenarios}} Riesgo_{f,j}^{PSV}$$

En donde:

- $Riesgo_{f,j}^{PSV}$: Riesgo de falla de apertura para un escenario
- $P_{f,j}^{PSV}$: Probabilidad de falla de apertura para un escenario
- $C_{f,j}^{PSV}$: Consecuencia de falla de apertura para un escenario

Probabilidad de falla de apertura por escenario ($P_{f,j}^{PSV}$)

La probabilidad de falla de apertura por escenario se calcula:

$$P_f^{PSV} = P_{fod} \cdot DR \cdot P_f$$

En donde:

- P_f^{PSV} : Probabilidad de falla de apertura por PSV
- DR: Frecuencia de demandas por escenario. Proviene de datos estadísticos de la industria (ej. 1/250 años para Fuego)
- P_f : RBI equipos fijos a la sobrepresión alcanzada. Involucra el daño del equipo

- P_{fod} : Probabilidad de falla de PSV ante una demanda

La probabilidad de falla ante una demanda se determina a partir de datos reales de los ensayos de cada válvula, o de datos por defecto, en caso de no poseer registros. Luego se aplica un modelo estadístico (Weibull, η) para obtener la probabilidad de falla como función del tiempo.

$$P_{fod} = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{\eta} \right)^\beta \right]$$

En el modelo estadístico se involucran una gran cantidad de datos, principalmente:

- Datos técnicos válvula (tipo de válvula, dimensiones).
- Ajuste por temperatura, fluido, actuación.
- Relación presión seteo y presión operación.
- Inspección, prueba y reacondicionamiento de PSVs (API 576).

Consecuencia de falla bajo demanda ($C_{F,j}^{PSV}$)

Se evalúa la pérdida del contenido (pérdida o rotura) de los equipos protegidos para la sobrepresión resultante de cada escenario. Se incluyen costos de reparación, daños a las personas, ambientales y pérdidas de producción (Metodología Consecuencia RBI Equipos).

Además, se considera la posibilidad de un equipo protegido por más de una PSV, y de varios equipos protegidos por una misma PSV.

2.6.2. Riesgo por pérdida

Se consideran las pérdidas de fluidos de proceso de las PSV por pérdida de hermeticidad del dispositivo.

$$Riesgo_L^{PSV} = P_L^{PSV} \cdot C_L^{PSV}$$

En donde:

- P_L^{PSV} : Probabilidad de pérdida
- C_L^{PSV} : Consecuencia de pérdida

Probabilidad de pérdida (P_l^{PSV})

La probabilidad de pérdida por PSV por año se calcula:

$$P_l^{PSV} = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{\eta} \right)^\beta \right]$$

En el modelo estadístico se involucran una gran cantidad de datos, principalmente:

- Datos técnicos válvula (tipo de válvula, dimensiones).
- Tipo de asiento (O-ring, metal).
- Relación presión seteo y presión operación.
- Presencia de disco de ruptura aguas arriba (aislación del fluido de proceso).
- Ajuste por temperatura, fluido, actuación.
- Inspección, prueba y reacondicionamiento de PSVs (API 576).

Consecuencia de pérdida (C_L^{PSV})

Se evalúan dos tipos de pérdidas:

- Pérdida leve o moderada (90% de los casos):
 - o Se considera la pérdida del 1% de la capacidad de descarga de la PSV.
 - o El tiempo de detección de la pérdida depende del tamaño de la PSV y hacia donde descarga (Atmósfera, antorcha o circuito cerrado).
- Pérdida atascada abierta (10% de los casos):
 - o Se considera la pérdida del 25% de la capacidad de descarga de la PSV.
 - o El tiempo de detección de la pérdida se considera de 30 minutos.

En ambos tipos de pérdida se considera el costo del fluido venteado, costos de reparación y pérdidas de producción, en caso de que sea necesario intervenir el equipo para la reparación.

2.6.3. Utilización de software de cálculo

El cálculo y análisis de riesgo RBI cuantitativo ha sido llevado a cabo mediante la utilización del software específico denominado *IRisk® RBI Software*, desarrollado en conformidad con las metodologías y lineamientos de la normativa internacional aplicable.

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.

2.6.4. 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 continuación, se demuestra el análisis llevado a cabo para diseñar los planes de integridad basados en riesgo de PSVs en un sistema de gas combustible de una planta de tratamiento primario de gas (Figura 2).

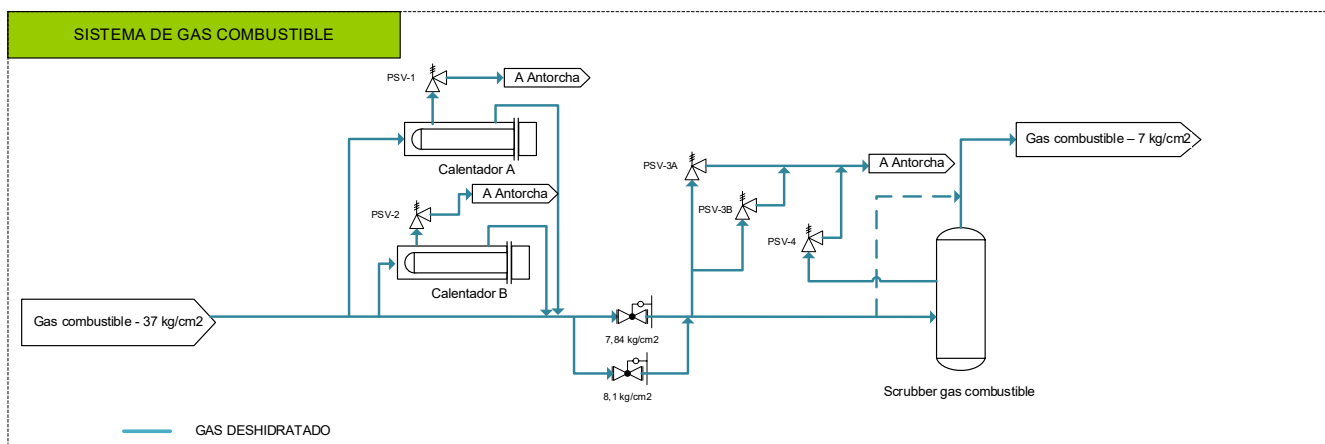


Figura 2. Sistema de gas combustible de planta de tratamiento de gas.

En la Figura 3 se demuestra la proyección de riesgo a diez años para la PSV-3A, correspondiente al alivio de presión del scrubber para el escenario sobrepresión “Falla de válvula de control”. La PSV cuenta con intervenciones in situ en 2022, 2023 y 2024. Utilizando la metodología, la PSV se debería intervenir efectivamente en 2026. Se utiliza como límite de riesgo 1.500 U\$S /año.

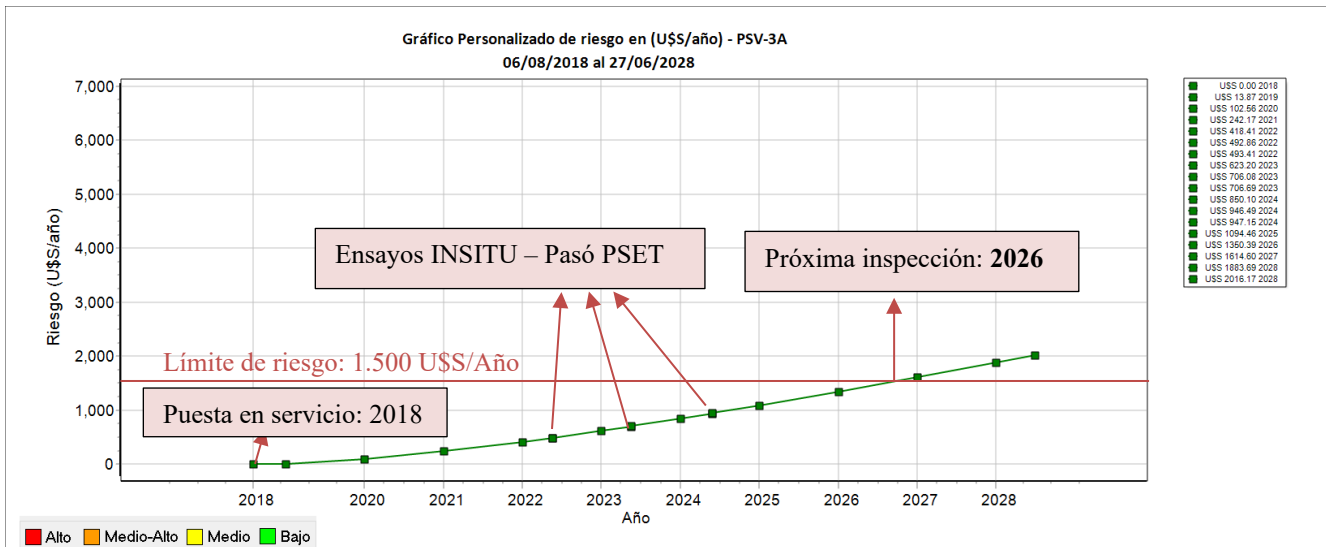


Figura 3. Evolución histórica y proyección de riesgo en PSV-3A.

En la Figura 4 se representa tanto el riesgo por falla de apertura bajo el escenario “Falla de válvula de control” como su riesgo de pérdida en servicio. Se puede observar que el riesgo por falla de apertura domina el riesgo de la PSV en el período 2018-2028.

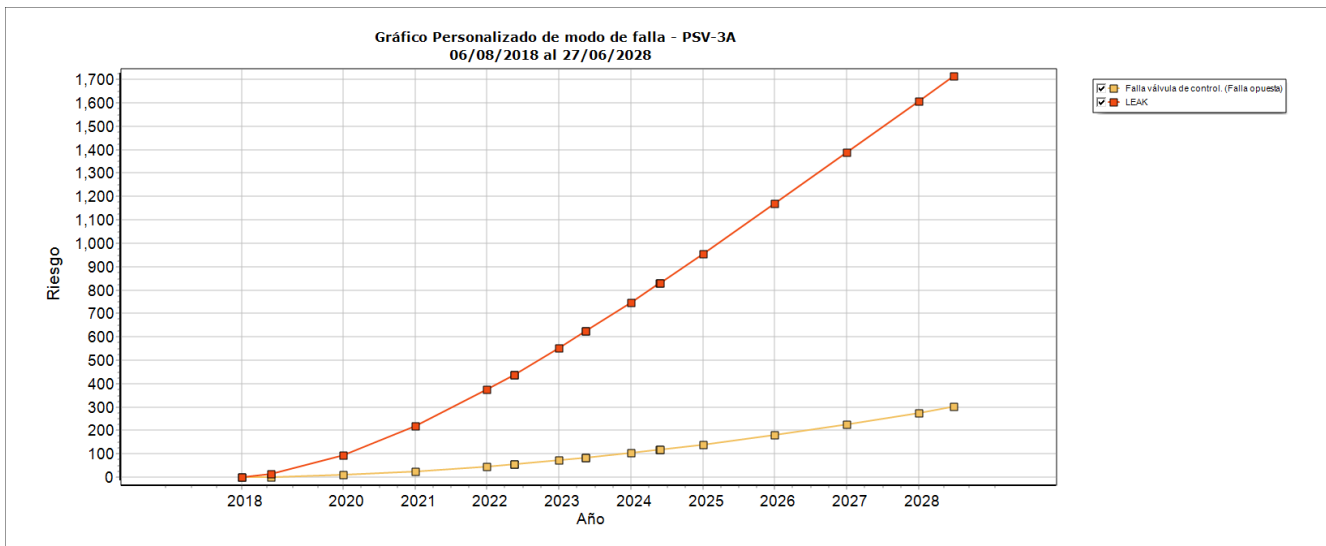


Figura 4. Evolución histórica y proyección de riesgo en PSV-3A. Representación del riesgo por falla de apertura y riesgo por pérdida.

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 4, en caso de que PSV-3A se reacondicione en 2027, la fecha de próxima inspección altamente efectiva sería en 2034. 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.

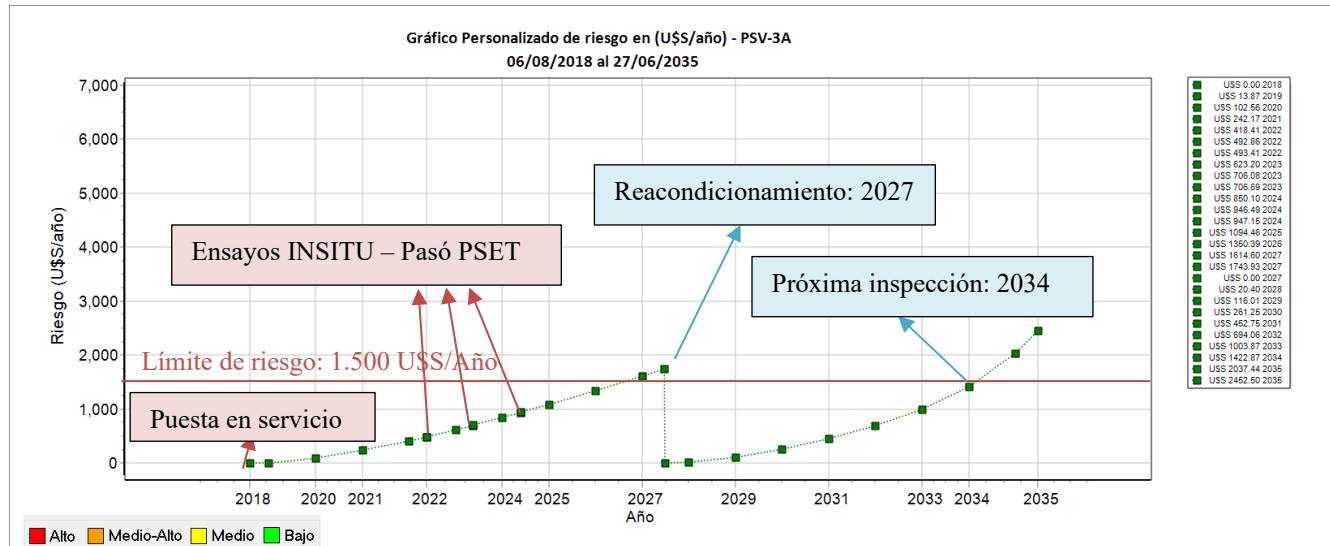


Figura 5. Evolución histórica y proyección de riesgo en PSV-3A. Impacto de Reacondicionamiento

Escenario 2: Influencia de la presencia de múltiples PSVs.

Cuando un equipo está protegido por más de una PSV, si una válvula no abre ante un escenario de sobrepresión, existe la posibilidad de que la otra válvula actúe, por lo tanto, la consecuencia de falla disminuye. Además, la presencia de más de una PSV evita sacar el equipo en servicio para su intervención, por lo que su afectación a la producción resulta nula.

En la Figura 5 se representa a la PSV-3A sin la presencia de PSV-3B, que es igual en diseño. Por otra parte, la PSV-4 presente en el scrubber de gas combustible está diseñada para el escenario “Fuego”, por lo que tiene una capacidad de descarga inferior a PSV-3A y no podría cumplir su misma función.

Se puede observar que la PSV-3A supera el límite de riesgo impuesto a los 2 años de su puesta en servicio.

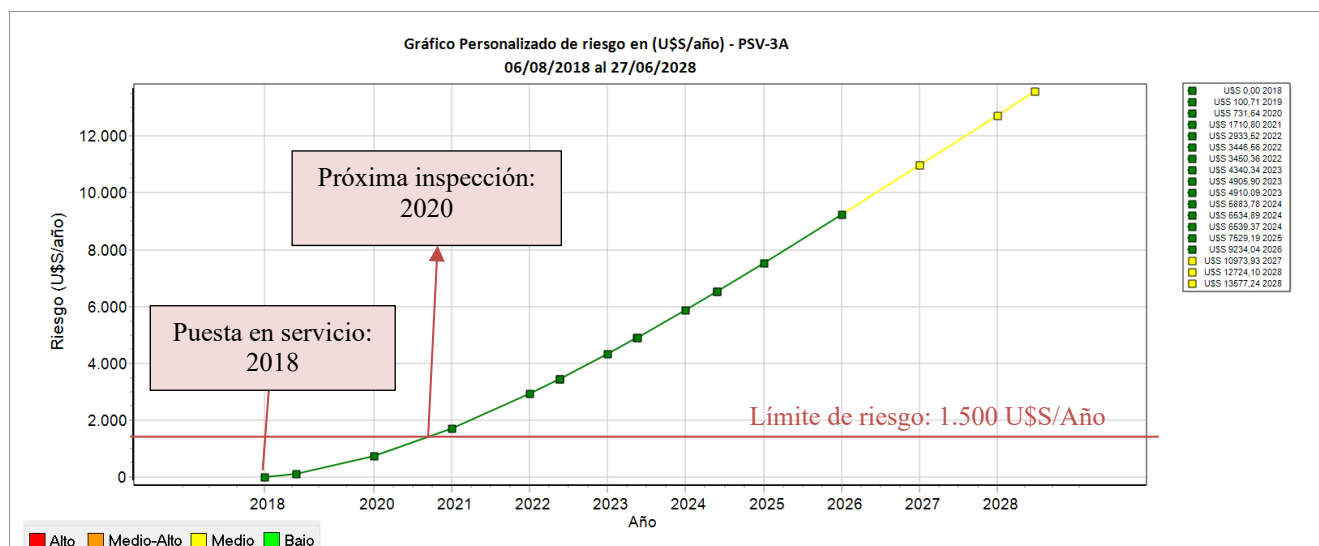


Figura 6. Evolución histórica y proyección de riesgo en PSV-3A. Impacto de Múltiples PSVs.

2.7. Conclusiones

La metodología API RBI aplicada a PSVs permite una gestión del riesgo basada en datos, combinando la probabilidad de falla dependiente del tiempo con las consecuencias asociadas a distintos modos de falla. Esta aproximación posibilita la optimización de los intervalos de inspección y prueba, mejorando la seguridad operativa y la eficiencia del mantenimiento.

El enfoque es dinámico y cíclico, ya que requiere ser actualizado continuamente en función de los resultados de inspecciones, pruebas funcionales y cambios en las condiciones operativas. Esta retroalimentación es clave para mantener la precisión del modelo de riesgo y asegurar decisiones de mantenimiento alineadas con la realidad operativa.

La determinación de la próxima fecha de intervención mediante la metodología API RP 580/581 puede aplicarse siempre que no exista una normativa más estricta en la jurisdicción donde se encuentra emplazada la unidad bajo análisis.

El caso práctico presentado demuestra la aplicabilidad de la metodología en entornos reales, evidenciando cómo el uso de herramientas de software especializadas permite integrar múltiples variables técnicas y operativas para proyectar el riesgo a lo largo del tiempo y tomar decisiones informadas.

Finalmente, se concluye que la implementación de RBI en válvulas de seguridad no solo es técnicamente viable, sino también altamente recomendable en contextos donde se busca maximizar la confiabilidad operativa, reducir costos de mantenimiento y cumplir con estándares internacionales de seguridad e integridad.

3. Bibliografía

- API RP 521 – 7ma edición. Guía para alivio de presión y despresurización de sistemas.
- API RP 580 – 4ta Edición 2023, Inspección Basada en Riesgo
- API RP 581 – 4ta Edición 2025, Tecnología de Inspección Basada en Riesgo.
- API RP 571 – 3era Edición 2020, Mecanismos de Daño que afectan equipos fijos en la industria de la refinación.
- API RP 576 – 5ta Edición 2024, Inspección de Dispositivos de Alivio de Presión.
- ASME PCC-3 – Edición 2022, Planificación de la Inspección mediante Metodologías Basadas en Riesgo.

4. Breve CV de los autores

Fernanda López

Ingeniera Química graduada de la Universidad Nacional de Mar del Plata (2020). Actualmente se desempeña como Ingeniera de Integridad en Icorr Ingeniería S.A., con más de cinco años de experiencia en el seguimiento técnico de proyectos de análisis de riesgo (RBI) en los sectores de upstream O&G, petroquímica y centrales termoeléctricas. Certificada en API 580, capacita equipos de trabajo sobre la implementación de metodologías RBI y uso de software especializado. Participó activamente en el desarrollo e integración del módulo RBI para válvulas de seguridad (PSVs) en el software IRISK, propio de ICORR, colaborando en pruebas funcionales y actuando como referente técnica del proyecto.

Gonzalo Dasso

Ingeniero en Materiales graduado en la Universidad Nacional de Mar del Plata (2017). Actualmente se desempeña como Ingeniero de Integridad en Icorr Ingeniería S.A., con más de diez años de experiencia en proyectos de análisis de riesgo (RBI), análisis de falla, estudios de corrosión, erosión e ICDA/ECDA en los sectores de upstream O&G, petroquímica y centrales termoeléctricas. Certificado API 580 con experiencia en capacitaciones relacionadas con dicha normativa. Participa activamente en el desarrollo, testeo y actualización del modelo de cálculo RBI en el software IRISK.

Marcos Tissera

Ingeniero en Materiales, Universidad Nacional de Mar del Plata; especialización en Ciencia y Tecnología de Materiales del Inst. Sábató (CNEA/UNSAM). Cuenta con más de 20 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.