

RBI EN VÁLVULAS DE SEGURIDAD MEDIANTE SOFTWARE – IMPLEMENTACIÓN EN CPF FDP

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

Marcos Meyer, Icorr, mmeyer@icorr.com.ar

Marcos Tissera, Icorr, mtissera@icorr.com.ar

Facundo Repetto, Tecpetrol, facundo.repetto@tecpetrol.com

Iván Barrientos, Tecpetrol, ivan.barrientoscabrera@tecpetrol.com

Sinopsis

Las válvulas de seguridad (PSVs) en la industria del gas y petróleo deben ser inspeccionadas y probadas con una frecuencia suficiente que garantice su correcto funcionamiento. Diversos factores pueden afectar el desempeño esperado de una PSV, tales como el tipo de fluido del proceso, aspectos inherentes a su diseño, instalación y manipulación. Esto incrementa la probabilidad de fallas ante eventos de sobrepresión o la ocurrencia de fugas, lo que puede derivar en un aumento de fluido venteado o en paradas no programadas de equipos.

La metodología API RBI aplicada a PSVs permite optimizar la fecha de intervención de cada válvula en particular, considerando una amplia gama de variables: desde sus características mecánicas y el historial de intervenciones, hasta el tipo de fluido de servicio y la criticidad del sistema al que pertenece.

Este trabajo presenta la aplicación de dicha metodología en la Planta de Tratamiento de gas CPF (*Central Production Facilities*) del yacimiento Fortín de Piedra operado por la compañía Tecpetrol en la formación Vaca Muerta (Neuquén, Argentina). Se incluye un análisis comparativo, tanto desde el punto de vista económico como del riesgo operacional, entre la implementación de un plan optimizado mediante la metodología RBI y el plan convencional de intervención anual utilizado en la actualidad. Asimismo, se presentan mejoras en los registros de intervenciones, orientadas a reforzar la trazabilidad de la integridad de las PSVs y a generar un impacto significativo en la reducción del riesgo, lo que contribuye a extender de manera justificada el intervalo hasta la próxima intervención.

Contenido

1.	OBJETIVO	3
1.1.	<i>Objetivo general</i>	3
1.2.	<i>Objetivos específicos</i>	3
2.	ALCANCE	3
3.	INTRODUCCIÓN	3
4.	DESARROLLO	4
4.1.	<i>CPF FDP - Descripción del proceso</i>	4
4.2.	<i>CPF FDP - Análisis de RBI equipos</i>	6
4.3.	<i>CPF FDP – Válvulas de seguridad</i>	6
4.4.	<i>Metodología API RBI PSV</i>	8
4.5.	<i>Análisis económico</i>	15
5.	OPORTUNIDADES DE MEJORA	18
5.1.	<i>Mejora en las inspecciones de PSVs</i>	19
5.2.	<i>Documentación y trazabilidad</i>	19
5.3.	<i>Integración con otras áreas de la empresa</i>	20
5.4.	<i>Futuras expansiones</i>	20
6.	CONCLUSIÓN	20
7.	BIBLIOGRAFÍA	21
8.	BREVE CV DE LOS AUTORES	22

1. Objetivo

1.1. Objetivo general

- Demostrar viabilidad técnica y económica de la implementación de RBI en PSVs en CPF FDP.

1.2. Objetivos específicos

- Evaluar criticidad de 278 PSVs aplicando API RP581.
- Comparar costo de plan anual vs. plan optimizado.
- Identificar PSVs críticas y oportunidades de mejora de registros.
- Proponer un plan de implementación sostenible.

2. Alcance

Se evalúan los siguientes dispositivos de alivio de presión:

- PSV convencionales (incluye TSV)
- PSV balanceadas
- PSV pilotadas

Fuera de alcance: PVSV de tanques atmosféricos

3. Introducción

Las válvulas de seguridad (PSV) son dispositivos de alivio de presión que actúan durante una condición anormal de operación, evitando así daños a equipos, instalaciones y al personal.

Las consecuencias de no controlar adecuadamente estos sistemas de alivio de presión pueden llevar a

- Riesgo de fallas catastróficas en equipos.
- Paradas no programadas del proceso y pérdida de producción.
- Impacto en la seguridad del personal y el medio ambiente.
- Incumplimiento de normativas y estándares de seguridad industrial

Con el creciente enfoque en reducir costos de mantenimiento y garantizar la confiabilidad de equipos críticos, las operadoras deben asegurar que las estrategias de mantenimiento estén correctamente orientadas. El mantenimiento preventivo de las PSVs representa uno de los costos más significativos en la gestión de integridad. Para optimizar estos recursos, *American Petroleum Institute* (API) desarrolló una metodología de inspección basada en riesgo (RBI), que permite priorizar esfuerzos donde realmente se necesitan, reduciendo costos sin comprometer la seguridad operacional.

Las PSVs son dispositivos pasivos que solo actúan bajo condiciones de sobrepresión, lo que dificulta verificar su funcionamiento sin realizar pruebas específicas. Por esta razón, se programan mantenimientos periódicos que incluyen pruebas de apertura (“pre-pop”) y reacondicionamiento para devolver la válvula a condiciones óptimas, equivalentes a “como nueva”. En algunos casos, por razones económicas, ciertas válvulas pueden ser reemplazadas directamente. La frecuencia de mantenimiento es un factor crítico para asegurar que la válvula opere correctamente cuando sea requerida.

Para realizar estas pruebas de forma efectiva, se debe remover la PSV del proceso durante paradas programadas. La combinación de logística, pruebas de banco y reacondicionamiento puede, por lo tanto, generar costos considerables. Estos costos pueden eventualmente ser reducidos realizando pruebas en línea o in situ, pero no son capaces de evaluar todos sus modos de falla. Por ello, es fundamental optimizar la frecuencia de mantenimiento para que el riesgo residual de falla sea tan bajo como sea razonablemente posible (ALARP), aplicando un enfoque basado en riesgo (RBI).

La legislación argentina comenzó a permitir la implementación de estas metodologías, a partir de la actualización de NAG-126 en 2022 (Seguridad en Plantas Compresoras de Gas Natural), y la derogación de la NAG-125 en 2025 (Seguridad en Plantas de Acondicionamiento, tratamiento y proceso de gas natural), que antiguamente imponían una frecuencia de intervención anual de PSVs.

Bajo este contexto, se comienza a aplicar la metodología de API RBI PSV en la Planta de Tratamiento de gas CPF (*Central Production Facilities*) del yacimiento Fortín de Piedra operado por la compañía Tecpetrol en la formación Vaca Muerta (Neuquén, Argentina). Actualmente se realizan intervalos de inspección anuales para la totalidad de los dispositivos de las instalaciones sin importar el tipo de servicio, dispositivo, historial de

inspecciones anteriores, etc. Esto significa que los esfuerzos y los recursos de mantenimiento son destinados para todas las válvulas por igual, sin realizar ningún tipo de ponderación.

4. Desarrollo

4.1. CPF FDP - Descripción del proceso

Los procesos realizados en la CPF consisten principalmente en la recepción de gas no convencional, deshidratación y compresión para envío a gasoducto, separación del condensado, tratamiento de gasolina con destino oleoducto y tratamiento de agua con destino a fractura.

La planta se encuentra en operación desde agosto de 2018 y ha tenido sucesivas ampliaciones. Actualmente procesa 16 MMm³/día de gas y 900 m³/día de gasolina.

A continuación, se representa en Figura 1 un diagrama de bloques con los procesos involucrados en la planta.

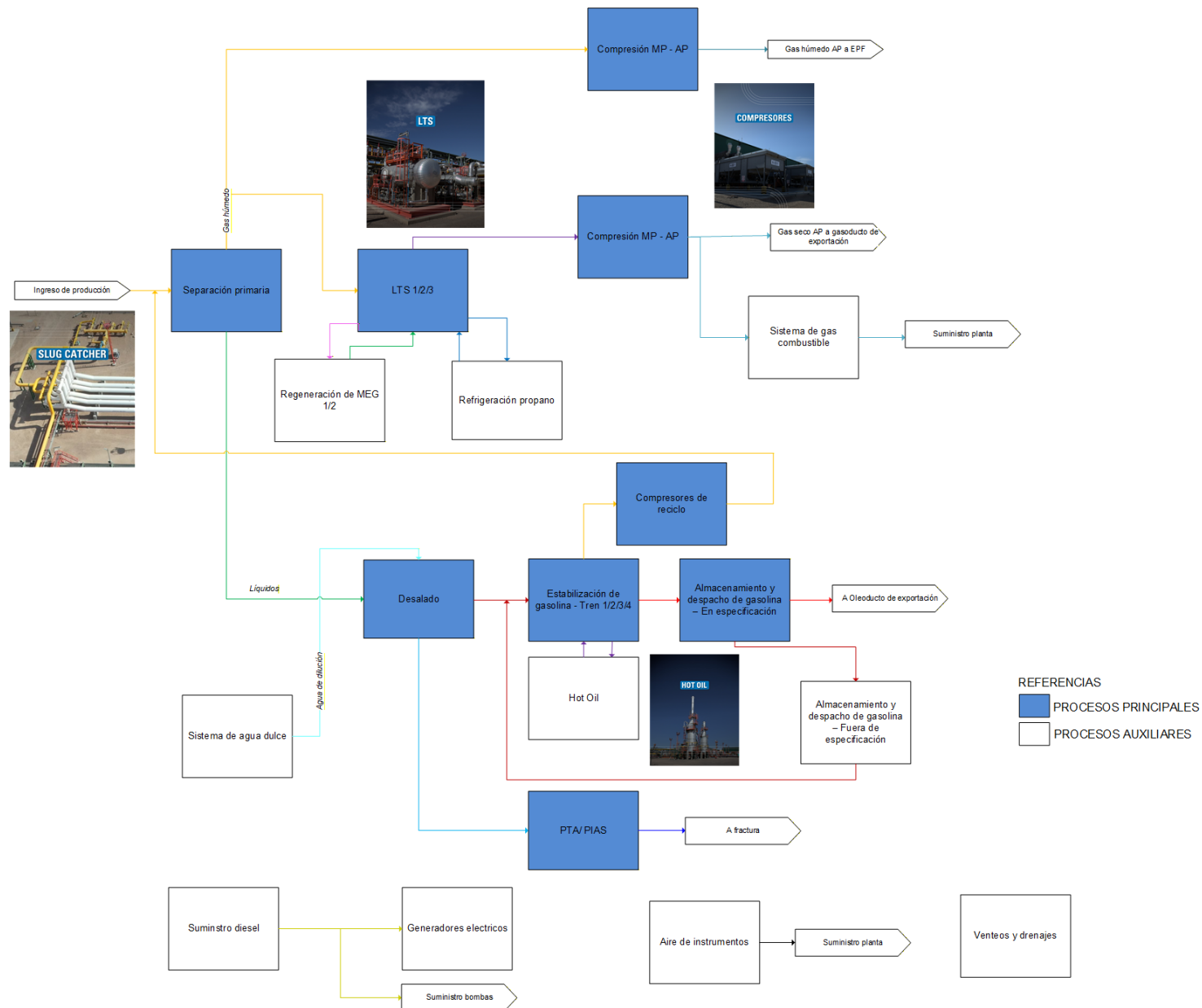


Figura 1. Diagrama de bloques – Procesos involucrados en CPF FDP.

4.2. CPF FDP - Análisis de RBI equipos

La metodología RBI PSV involucra parámetros correspondientes al análisis RBI de sus componentes protegidos.

La CPF cuenta con un análisis RBI inicial realizado en 2018 y hasta la fecha se han realizado actualizaciones continuas de su base de datos, presentes en IRisk® RBI Software, mediante la incorporación de nuevos procesos, resultados de inspecciones, datos de monitoreo, cambios en producción, entre otros.

4.3. CPF FDP – Válvulas de seguridad

4.3.1. Detalle de PSVs bajo análisis

Cantidad de PSVs analizadas: 278

Tipos de PSV:

PSVs CPF FDP - Tipo de PSV

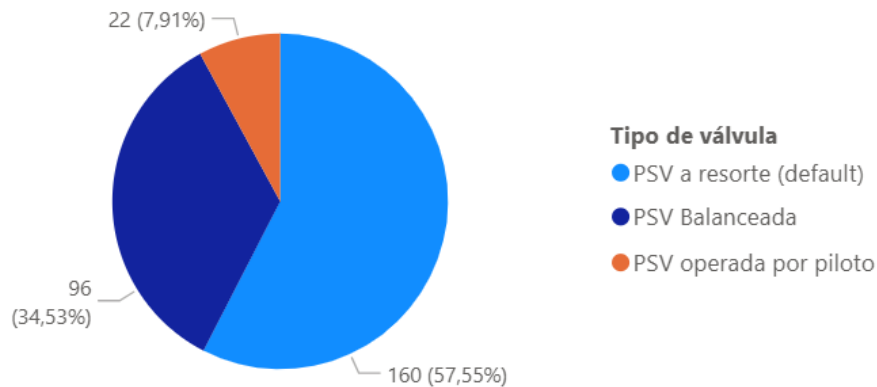


Figura 2. Distribución tipo de PSV en CPF FDP.

Tamaños:

PSVs CPF FDP - Tamaño PSV (Diámetro entrada)

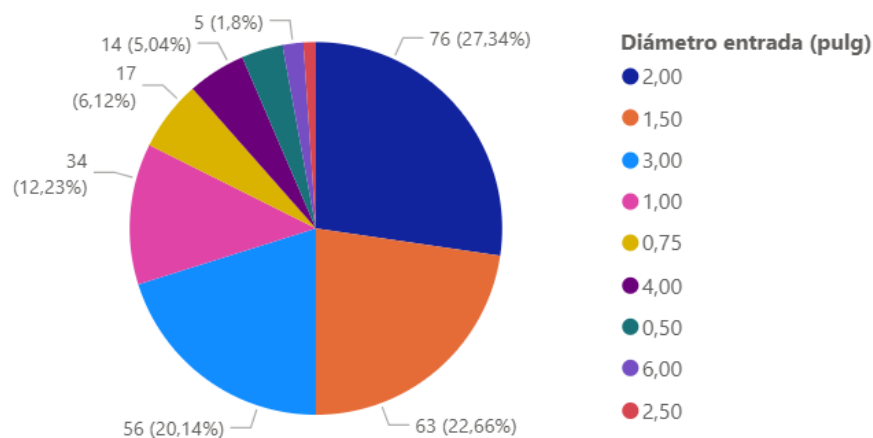


Figura 3. Distribución del tamaño de PSV en CPF FDP.

Servicio:

PSVs CPF FDP - Fluído

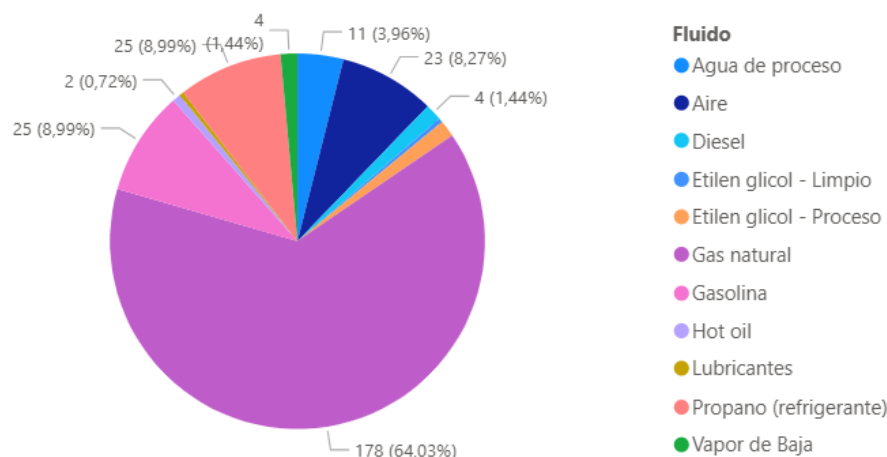


Figura 4. Distribución servicio de PSV en CPF FDP

4.3.2. Esquema de mantenimiento/intervención

En CPF FDP se lleva a cabo un esquema de intervención de PSV anual a la totalidad de las mismas, bajo la *Práctica Operativa Tecpetrol: Calibración, contraste y/o reemplazo de válvulas de seguridad – PSV*.

A continuación, se destacan algunos aspectos de dicha práctica:

A. Contraste (banco, o in situ cuando la válvula es de gran tamaño o no puede desmontarse)

- Usar gas no inflamable para PSVs de gas y agua para PSVs de líquido.
- Inyectar fluido de prueba aguas arriba.
- Verificar presión de apertura con manómetro certificado.
- Aceptación:
 - $\pm 0,15 \text{ kg/cm}^2$ para set $< 5 \text{ kg/cm}^2$
 - $\pm 3 \%$ para set $\geq 5 \text{ kg/cm}^2$
- Registrar resultados.
- Si no cumple $\rightarrow$ pasar a calibración.

B. Calibración

- Ajustar resorte para alcanzar el set point.
- Ensayar en banco:
 - Aumentar presión gradualmente hasta apertura (pre-pop).
 - Registrar apertura y cierre.
 - Verificar hermeticidad y repetibilidad.
- Registrar valores finales.

C. Mantenimiento de internos

Realizar **solo si**:

- Hay fugas,
- No se logra calibrar dentro de tolerancias,
- No hay repetibilidad.

Incluye desarme, revisión/cambio de componentes y posterior recalibración. Emitir informe de reparación.

D. Resultado de pruebas

Los resultados de las pruebas son cargados al sistema a través de planillas Microsoft Forms, donde se completa una serie de campos, entre ellos:

- TAG Válvula
- Fecha
- Marca
- Modelo
- Serie
- Observaciones
- Parte reparada
- Presión recierre dejada [kg/cm2]
- Presión recierre encontrada [kg/cm2]
- Presión timbre dejada [kg/cm2]
- Presión timbre encontrada. [kg/cm2]
- Presión timbre *setpoint* [kg/cm2]
- ¿Se desmontó válvula?
- ¿Se pintó el bonete de la válvula?
- ¿Se reemplazaron juntas?
- ¿Se reemplazaron los espárragos?
- ¿Se reparó la válvula?
- Serie de Entrada
- Serie de Salida
- Diámetro de Entrada
- Diámetro de Salida

Con el objetivo de procesar las intervenciones para su posterior carga en el software de riesgo, se recibieron los resultados a través de una planilla de Excel.

Se recopilaron, cargaron y analizaron un total de 991 intervenciones de PSVs del período comprendido entre 2021-2025, consistiendo en:

- Programadas
 - Pruebas de presión IN SITU: corresponde al 30%
 - Pruebas de presión en banco en la condición en la que se desmontó del proceso: corresponde al 70%
- No programadas:
 - Se realizan reparaciones y/o reemplazos en caso de que la PSV se encuentre perdiendo en servicio.

4.4. Metodología API RBI PSV

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.

4.4.1. Implementación de la metodología en PSVs CPF FDP

El riesgo de falla de cada PSV se puede calcular financieramente, o por área afectada, combinando la falla de apertura y la pérdida:

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.

Riesgo por falla de apertura (FTO)

Se define como la falla de apertura (*Fail To Open*) 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.

En donde:

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

Probabilidad de falla de apertura por escenario

La probabilidad de falla de apertura por escenario se calcula:

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)
- Pf: 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.

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

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.

Riesgo por pérdida (LEAK)

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

En donde:

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

Probabilidad de pérdida

La probabilidad de pérdida por PSV por año se calcula:

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

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.

4.4.2. Resultados riesgo

Se detallan los resultados de riesgo total y probabilidad por falla de apertura bajo demanda POFOD de la totalidad de las PSVs analizadas. En base a la proyección de ambos parámetros se determina el calendario de intervención.

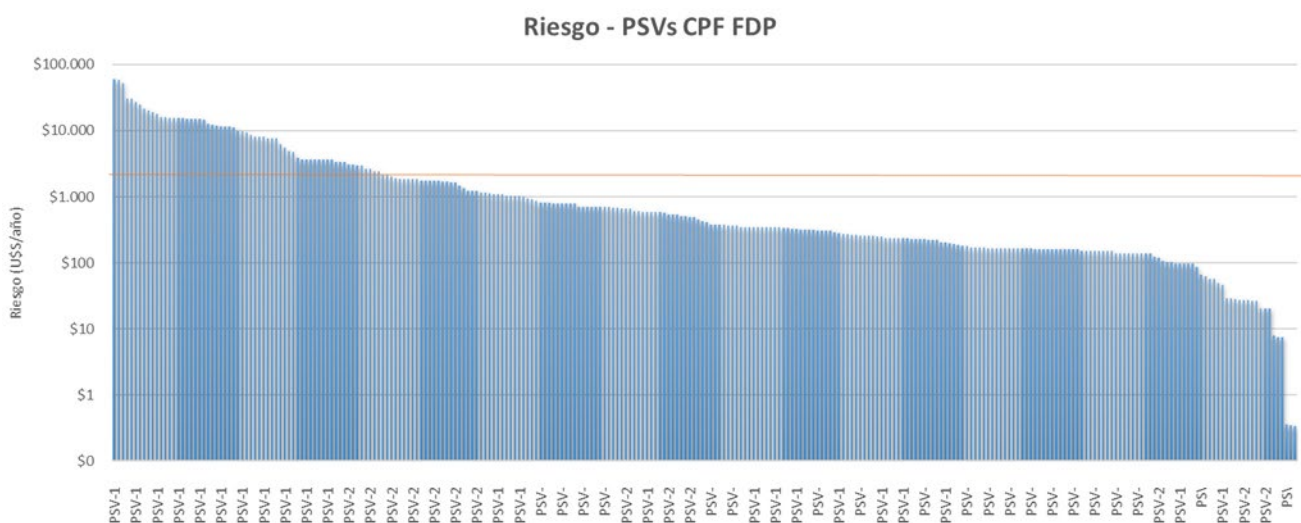


Figura 5. Riesgo de PSV CPF FDP

no mitigable, es decir, que a pesar de realizar actividades de intervención que reduzcan riesgo (*overhaul*/reemplazo), el riesgo vuelve a superar el límite preimpuesto a la brevedad. Esto implicaría realizar otros tipos de modificaciones, como podría ser la reevaluación del diseño de la PSV desde ingeniería, evaluar el impacto de la integridad del equipo protegido, entre otras.

- **Alivio Presión Separador Flash MEG I y MEG II** → Estadística de ocurrencia en la industria del escenario de sobrepresión: falla abierta de válvula de control. Disparador del riesgo FTO.
- **Alivio de Presión Descarga Bombas de Agua de Dilución** → Sucesivas fallas por fugas, con afectación a la producción (bombas sin *spare*). Disparador del riesgo LEAK.
- **Alivio Presión Falla Abierta válvula de control (regulación a reuso agua de fractura)** → Estadística de ocurrencia en la industria del escenario de sobrepresión: falla abierta de válvula de control. Disparador del riesgo FTO.
- **Sobrepresión Descarga compresores de exportación** → Servicio pulsante y alta temperatura por descarga de compresores. Disparador del riesgo LEAK.
- **Alivio Presión Torre Estabilizadora de gasolina** → Alta temperatura, consecuencia de falla del equipo y servicio severo. Disparador del riesgo FTO.
- **Alivio de Presión bombas de inyección MEG** → Sucesivas fallas por fugas, con afectación a la producción (bombas sin *spare*), Relación baja entre Presión de operación/Presión de seteo. Disparador del riesgo LEAK.
- **Alivios intercambiadores de calor trenes estabilización de gasolina** → Servicio severo, alta T y gasolina. Disparador del riesgo FTO.
- **Alivio de Presión Colector de entrada** → PSVs con alta capacidad de descarga operando cerca de la presión de seteo. Disparador del riesgo LEAK.
- **Alivio Presión Filtros Entrada** → Equipo protegido con única PSV, tiene afectación a la producción en caso de fuga. Disparador del riesgo LEAK.
- **Alivio Presión Separador de Gas de Entrada** → Pruebas con recierre bajo. Disparador del riesgo LEAK.
- **Sobrepresión Scrubber de Succión** → Domina riesgo LEAK.
- **Alivio de presión Almacenamiento de Propano** → Domina riesgo LEAK.
- **Alivio Separador Gas Combustible** → Estadística de ocurrencia en la industria del escenario de sobrepresión: falla abierta de válvula de control. Disparador del riesgo FTO
- **Alivio Hidrocarburo Separadores Desalado** → Domina riesgo LEAK

En el otro extremo, se menciona a las PSV que al momento del análisis no se encuentran limitadas por riesgo dentro de los próximos 5 años desde la fecha del análisis:

- Sobrepresión Aire de Arranque - Compresores de exportación
- Sobrepresión Gas Combustible - Compresores de exportación
- Sobrepresión Gas Combustible - Compresores de reciclaje
- Sobrepresión Gas Combustible – Generadores eléctricos
- Alivio de Presión Chillers LTS
- Sobrepresión Compresores de aire

4.4.4. Proyección de riesgo

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 en cada PSV analizada, la Figura 9 muestra la evolución del riesgo de la válvula PSV-6 correspondiente al separador S-2 desde su puesta en servicio (2020).

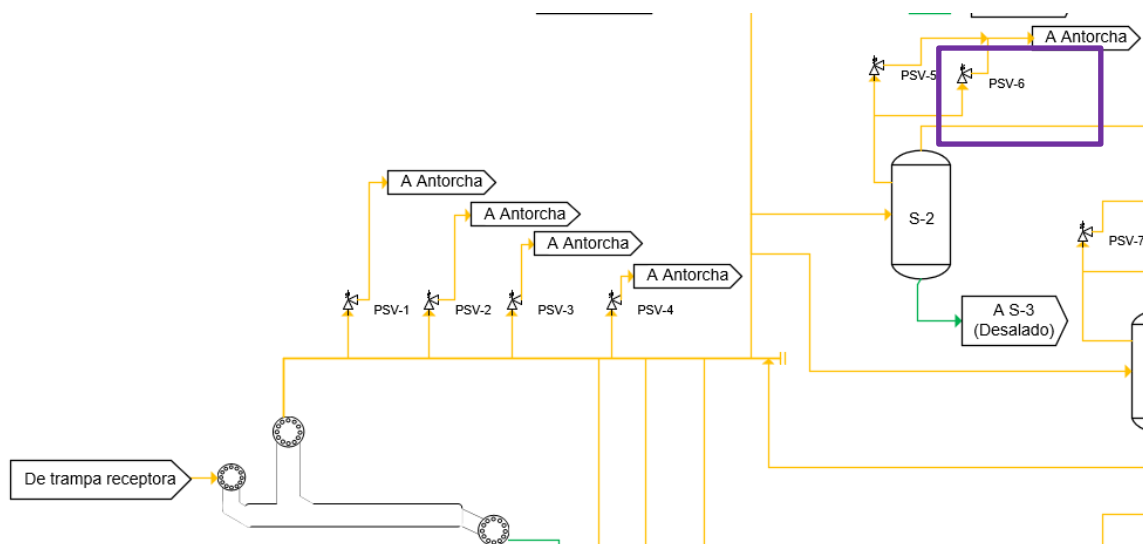


Figura 8. Ubicación en el proceso – PSV-6.

Se determina que la primera inspección debe realizarse en 2026, año en el que el riesgo supera los 1.500 U\$S/año.

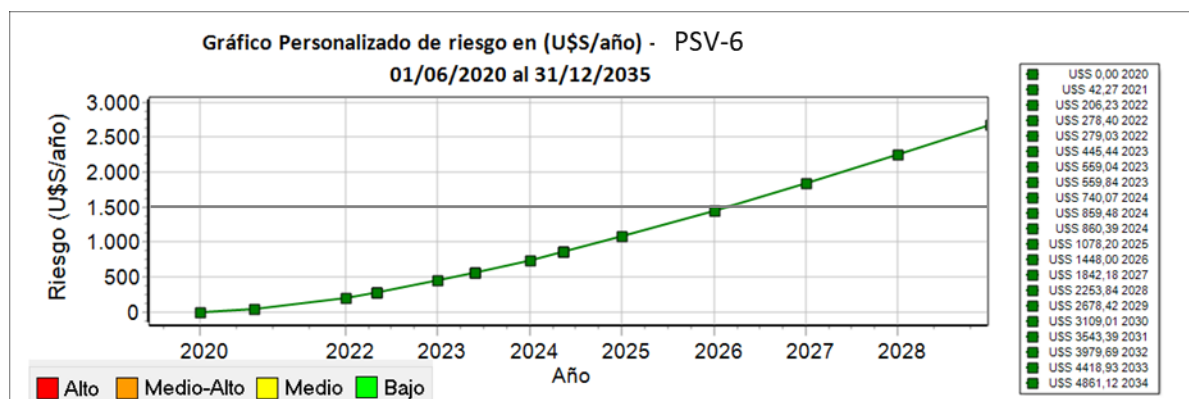


Figura 9. Proyección de riesgo total – PSV-6.

En la Figura 10 se muestra la evolución de riesgo diferenciada para falla de apertura por fuego y por pérdida. Se puede observar que el riesgo por pérdida es el dominante en el riesgo total.

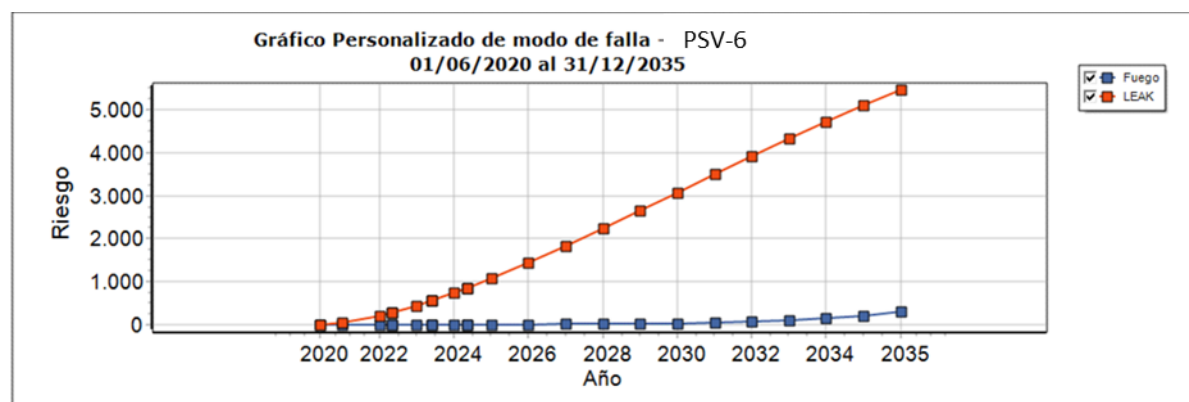


Figura 10. Proyección de riesgo por pérdida y por fuego – PSV-6.

En la Figura 11 muestra la evolución de la probabilidad de falla por demanda (POFOD) de la PSV-6. Se observa que durante el año 2031 la probabilidad aumenta por encima de 0,1.

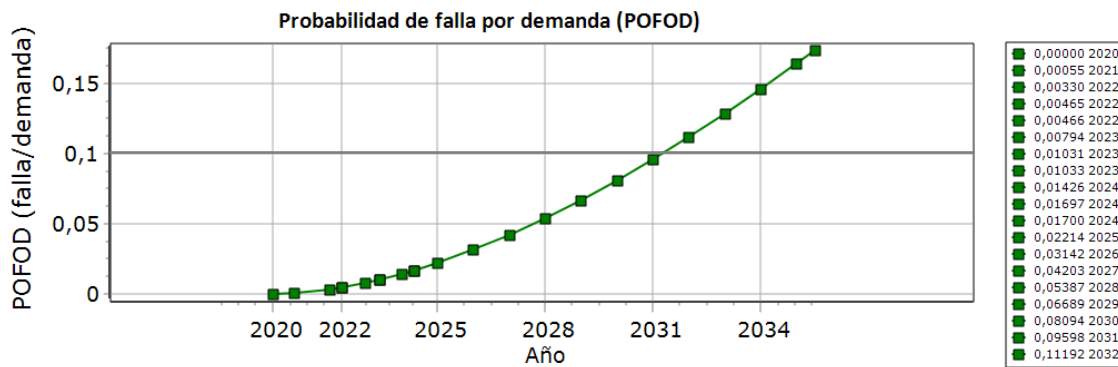


Figura 11. Probabilidad de falla por demanda (POFOD), PSV-6.

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 considera que la PSV se coloca en servicio en condición de nueva, desestimando los resultados de inspecciones previas a la fecha, pero registrando el estado en el que se encontraba previa al overhaul (limpia/sucia, pasó/no pasó pset, perdió/no perdió) para ajustar el modelo a las condiciones reales de operación.

Como se puede observar en Figura 12 en el caso de que la PSV-6 supere las pruebas mencionadas de forma satisfactoria y se reacondicione en 2026, la fecha de próxima inspección altamente efectiva sería en 2031. En el caso de que no pase las pruebas, la fecha de próxima intervención se adelantaría a 2028 (Figura 13).

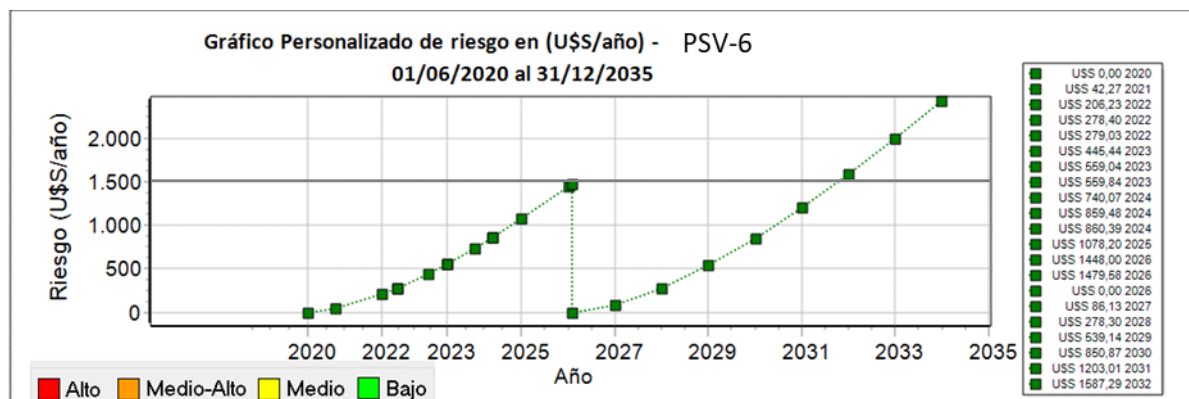


Figura 12. Proyección de riesgo en PSV-6. Impacto de reacondicionamiento. Resultado: Pasó a PSET y sin perder.

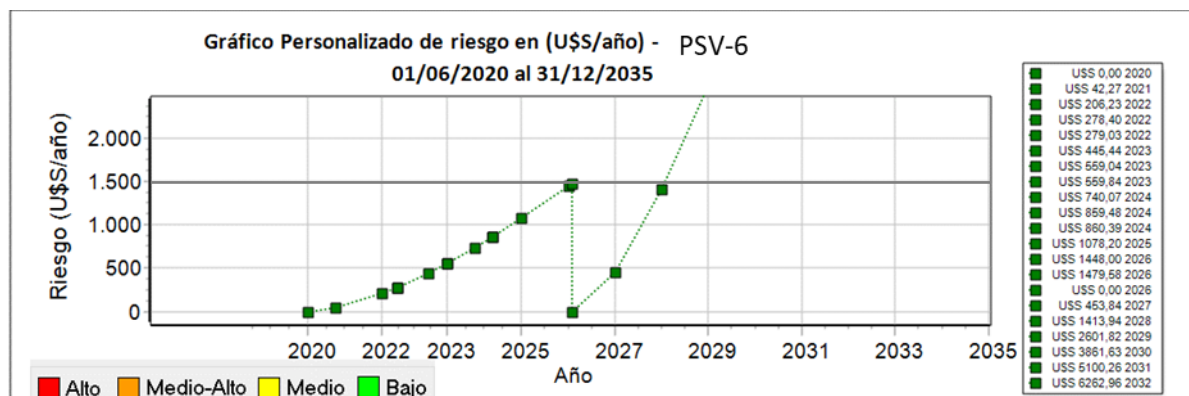


Figura 13. Proyección de riesgo en PSV-6 Impacto de Reacondicionamiento. Resultado: Con fuga.

Al implementar el primer ciclo de inspecciones de tipo overhaul a las PSVs indicadas en 2026, se demuestra en Figura 14 cómo se reduciría el riesgo global en las PSVs por debajo del target implementado.

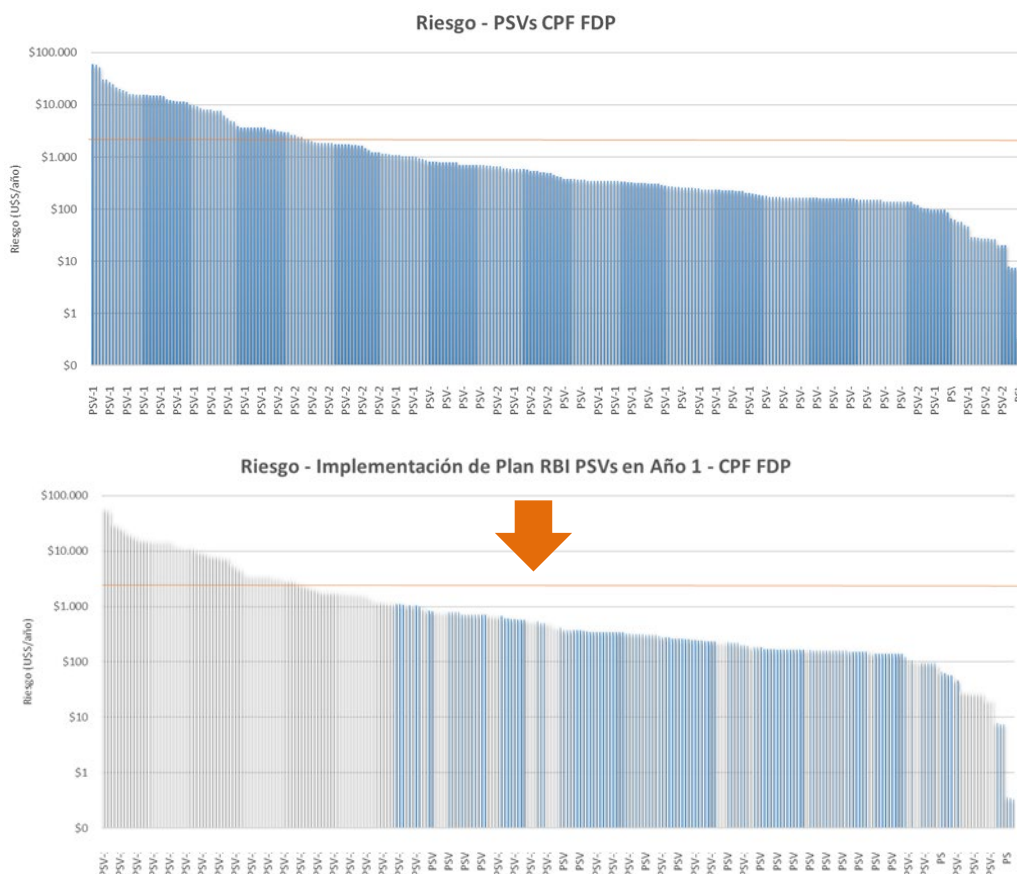


Figura 14. Comparación Riesgo de PSV – Implementación Plan RBI - CPF FDP

En función de lo demostrado, se recomendó **optar por actividades de reacondicionamiento/reemplazo** en vez de pruebas de banco/insitu, en donde se deberá:

- Reportar el estado de la cañería de ingreso/salida mediante inspección visual o radiografiado (para fluidos ensuciantes/incrustantes).
- Reportar presiones de ensayos encontradas (estanqueidad, presión de apertura, presión de recierre).
- Reportar el estado de sus componentes internos (asiento, ingreso/salida, resorte, guía, etc.)
- Detallar acciones correctivas implementadas.

4.5. Análisis económico

Se realiza un análisis económico de la implementación de un calendario de intervención de PSV resultante del análisis de riesgo dentro de los próximos 5 años.

4.5.1. Costos de intervención

Los costos asociados a la intervención de válvulas de seguridad (PSVs) en CPF FDP se calculan por jornada de trabajo y varían según el tipo de prueba realizada y la cantidad de válvulas intervenidas por día. Dado que la empresa contratista dispone de un tráiler permanente dentro de la instalación, no se consideran costos adicionales por traslados o movilización de equipos.

Pruebas in situ

Se utiliza como referencia para la estimación el costo de una jornada de pruebas in situ de 1.358 USD

Considerando un rendimiento promedio de 6 PSVs por día, el costo unitario resulta en aproximadamente 226 USD por PSV.

Para contemplar casos que requieren andamios, hidrogrúas u otras facilidades (particularmente válvulas de difícil acceso), se adopta un costo representativo de 250 USD por PSV.

Pruebas en banco

Dependiendo del alcance de la intervención, los costos asociados a pruebas en banco se estiman de la siguiente manera:

Prueba en banco (PSV desmontada)

- Rendimiento típico: 3 PSVs/día
- Costo estimado: **500 USD por PSV**

Prueba en banco + inspección visual interna (VT interna)

- Incluye desmontaje y verificación de componentes internos
- Costo estimado: **1.000 USD por PSV**

Prueba en banco + VT interna + reemplazo de internos (Considerada tipo *Overhaul*)

- Incluye cambio de asientos, guías, resortes u otros componentes según condición encontrada
- Costo estimado: **1.500 USD por PSV**

Cabe destacar que los costos anteriormente estimados fueron validados por personal de instrumentos, en función de los dispositivos de alivio de presión dominantes en CPF FDP (ver 4.3.1).

4.5.2. Implementación plan quinquenal

Se evalúan dos escenarios en función del calendario de intervención obtenido a partir de RBI:

- Escenario 1: Sin considerar PSVs críticas
- Escenario 2: Considerando PSVs críticas

Se consideran PSVs críticas a las mencionadas en 4.4.3, las cuales su riesgo no es mitigable mediante actividades de inspección y que por lo tanto implicarían una intervención a un nivel de diseño para mantener el riesgo por debajo del umbral establecido.

Con el objetivo de comparar los costos del plan de intervención llevado actualmente y el sugerido por RBI PSVs, se considera:

- Plan actual: costo de prueba de banco simple (500 USD)
- Plan RBI PSV: costo de overhaul (1.500 USD)

Escenario 1: Sin considerar PSVs críticas

- ➔ Se realiza el análisis económico considerando el calendario obtenido en Figura 7.
- ➔ Se proyecta obtener un ahorro del 54% en 5 años con respecto al plan implementado actualmente.

Plan/Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total 5 años
N° PSVs a intervenir - Plan actual	278	278	278	278	278	1390
Costo promedio de intervención banco [US\$]	500	500	500	500	500	
Costo de inspección anual [US\$]	\$ 139.000	\$ 139.000	\$ 139.000	\$ 139.000	\$ 139.000	\$ 695.000
N° PSVs a intervenir - Según RBI	131	14	18	2	46	211
Costo promedio de intervención (completa, overhaul) [US\$]	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	
Costo calendario de inspección del calendario propuesto[US\$]	\$ 196.500	\$ 21.000	\$ 27.000	\$ 3.000	\$ 69.000	\$ 316.500

Tabla 1. Análisis económico de la implementación de RBI PSVs en CPF FDP – Sin PSVs críticas.

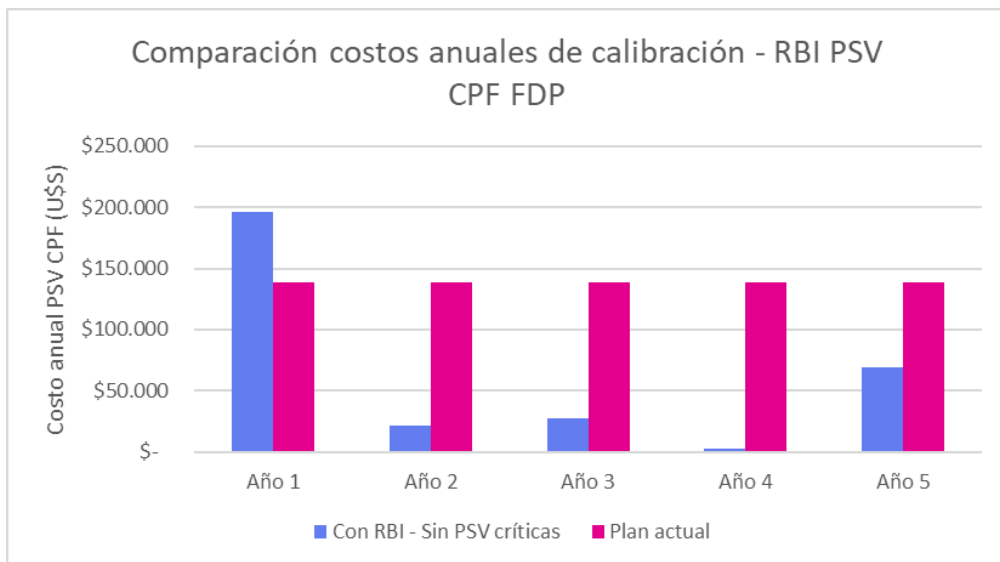


Figura 15. Comparación costos plan de intervención anual PSV actual y RBI. Sin PSV Críticas

Escenario 2: Considerando PSVs críticas

- ➔ Se realiza el análisis económico considerando a las PSVs consideradas en el calendario de Figura 7.
- ➔ Se simula una intervención de tipo overhaul a las PSVs indicadas en 2026 con resultados satisfactorios. Aquellas que resulten críticas volverán a ser consideradas a intervenir dentro de los 5 años del plan.
- ➔ Se proyecta obtener un ahorro del 23% en 5 años con respecto al plan implementado actualmente.

Plan/Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total 5 años
N° PSVs a intervenir - Plan actual	278	278	278	278	278	1390
Costo promedio de intervención banco [U\$S]	500	500	500	500	500	
Costo de inspección anual [U\$S]	\$ 139.000	\$ 139.000	\$ 139.000	\$ 139.000	\$ 139.000	\$ 695.000
N° PSVs a intervenir - Según RBI	131	43	27	86	71	358
Costo promedio de intervención (completa, overhaul) [U\$S]	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	
Costo calendario de inspección del calendario propuesto[U\$S]	\$ 196.500	\$ 64.500	\$ 40.500	\$ 129.000	\$ 106.500	\$ 537.000

Tabla 2. Análisis económico de la implementación de RBI PSVs en CPF FDP – Con PSVs críticas. CPF FDP.

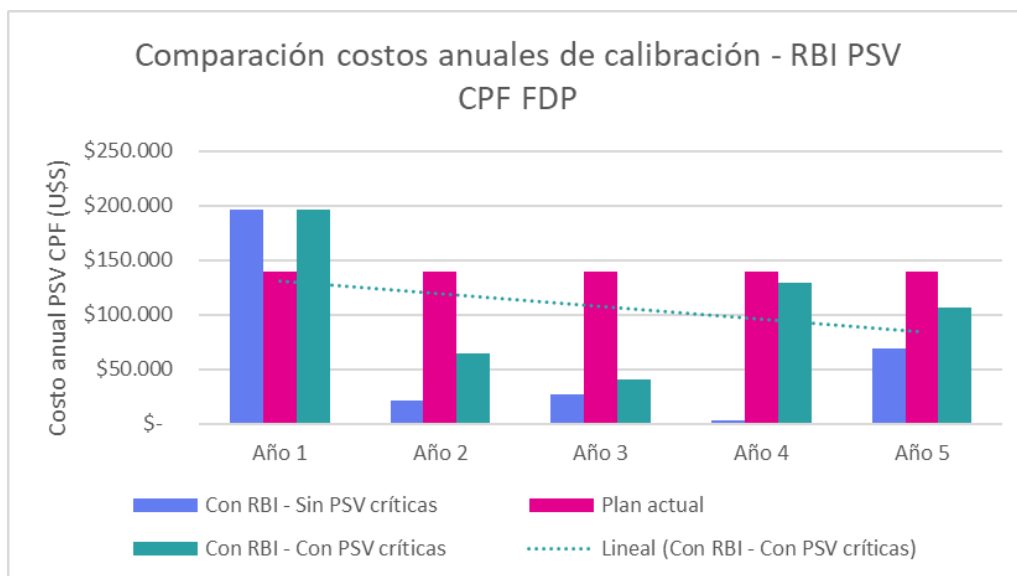


Figura 16. Comparación costos plan de intervención anual PSV actual y RBI. Con PSV Críticas. CPF FDP

En función de lo analizado, se destacan las siguientes cuestiones:

- Mediante la implementación de un calendario de intervención por RBI PSV, se puede obtener una reducción de costos globales en el rango de 23 al 54% en 5 años de implementación.
- Durante el primer año de implementación de RBI PSV, a pesar de que no se observarían beneficios económicos porque implicaría un plan más completo de intervención en comparación al plan llevado actualmente, se puede observar una reducción de riesgo sustancial del orden del 95% (Figura 15).
- En el transcurso de los años, se observaría una optimización de los recursos por que se cuenta con más información del estado real de las PSV analizadas prolongando así su próxima fecha de intervención

Consideraciones en este análisis:

- Análisis de tipo “estático”, se debería ir realimentando continuamente (cambios en producción, inspecciones tanto de equipos como PSV, condiciones de operación, entre otras)
- No se consideró el costo de inversión RBI
- No se considera costos de ingeniería revisando desvíos o problemas recurrentes
 - o Horas de ingeniería de integridad
 - o Horas de instrumentación
 - o Revisión de procedimiento, análisis causa raíz

Son horas hombre que sí tienen costo, aunque no siempre se cargan.
- Costos de reemplazos prematuros
 - o Internos que se cambian sin necesidad
 - o Válvulas que se “matan” por exceso de manipulación
 - o Mayor desgaste por intervenciones repetidas
- Costos de gas venteado por fugas (Riesgo predominante en la mayoría de las PSV. Ver demostración en 4.5.3)
- Daño en equipos/ cañerías protegidas por no abrir durante escenario de sobrepresión

Beneficios:

- Reducción directa de intervenciones (OPEX)
- Aumento de disponibilidad de planta
Menos intervenciones → menos manipulación → menos ventanas de mantenimiento → más producción.
- Extensión del ciclo de vida útil de las PSVs. Intervenir menos = menos desgaste mecánico inducido.
- Mejora en la confiabilidad operativa
Un plan RBI elimina intervenciones innecesarias y focaliza en las PSVs realmente críticas:
 - o Menos repeticiones
 - o Menos errores humanos
 - o Mejor performance real
- Mejora en la calidad del dato
Con el nuevo programa de registros:
 - o Mejor estimación de riesgo
 - o Mejor capacidad predictiva
 - o Menos incertidumbre → decisiones más robustas
- Beneficios para seguridad de procesos
RBI alineado con LOPA permite:
 - o Justificar intervalos
 - o Asignar roles como IPL
 - o Evitar acciones que comprometan la capa de protección
- Menor exposición del personal
Menos intervenciones → menos:
 - o Trabajos en altura
 - o Manipulación de bridas
 - o Apertura de equipos
 - o Permisos de trabajo

5. Oportunidades de mejora

Si bien ha sido posible evaluar el riesgo y definir las frecuencias de inspección recomendadas para las PSVs enumeradas, cabe aclarar que la precisión del análisis puede mejorarse con análisis sucesivos, siendo principalmente afectada por la calidad de la información utilizada y la disponibilidad de registros de ensayos. Por lo anteriormente enunciado, previamente a implementar los planes de ensayo determinados, es necesario establecer un programa en particular para las PSV que permita un adecuado registro de la información de intervenciones, actualización del análisis y la implementación de procedimientos particulares que permitan la realización de ensayos de banco en la condición inicial contemplando las medidas de seguridad requeridas

5.1. Mejora en las inspecciones de PSVs

Optimización de los registros de intervención

Se recomienda revisar y ampliar la planilla o formulario de inspección para incorporar:

- Información detallada del estado real de la PSV al momento de la intervención (estanqueidad, pre-prop, recierre, condición de internos).
- Trazabilidad completa del dispositivo (marca, modelo, número de serie, historial de seteo, partes reemplazadas).
- Registro consistente de actividades que evalúan modos de falla, como:
 - Verificación del estado de cañería de entrada/salida.
 - Condición de internos (asiento, resorte, guía).
 - Prueba de estanqueidad

Estas mejoras fortalecen el modelo estadístico del RBI, reducen incertidumbre y permiten justificar extensiones de intervalo.

Respeto del diseño original y control de cambios

Toda intervención debe mantener el diseño original de la válvula conforme a ingeniería.

En caso de realizar alguna modificación inherente al diseño (*set point*, internos, configuración piloto), la misma debe gestionarse antes mediante un proceso formal de MOC (*Management of Change*) para garantizar que no se comprometa la seguridad del sistema de alivio

5.2. Documentación y trazabilidad

Es necesario consolidar un historial integral por cada PSV, que incluya como mínimo:

- Hoja de datos actualizada
 - Fecha de instalación
 - Marca, modelo, número de serie
 - Capacidad de descarga
 - Área de orificio efectiva
 - Tipo de asiento (metal / O-ring)
 - Presión de seteo
 - Escenario de sobrepresión asociado
- Registros operativos y de mantenimiento
 - Inspecciones, reparaciones y reemplazos
 - Variaciones significativas de presión de operación
 - Historial de actuaciones, chattering, pérdidas en servicio y vibraciones
 - Estado de cañerías de entrada y salida
- Documentación de ingeniería actualizada
 - P&ID
 - PFD
 - Layout
 - Filosofía de operación

Una documentación robusta permite cerrar el ciclo de retroalimentación del RBI y mejorar las futuras predicciones de riesgo.

5.3. Integración con otras áreas de la empresa

La gestión del riesgo asociado a PSVs requiere interacción entre:

Instrumentación

- ✓ Alineación de prácticas de calibración y criterios de aceptación.
- ✓ Identificación de desvíos en seteo y su impacto en el riesgo.

Seguridad de Procesos

Integrar RBI PSVs con estudios LOPA para:

- ✓ Ajustar la frecuencia de eventos de sobrepresión por escenario.
- ✓ Evaluación de PFD de PSVs como IPL
- ✓ Verificar cumplimiento de criterios ALARP.

Integridad Mecánica

- ✓ Actualizar el riesgo de la PSV cuando se modifique el riesgo del equipo protegido.
- ✓ Coordinar hallazgos entre inspecciones mecánicas y desempeño de dispositivos de alivio.

Operaciones

Fortalecer el registro de condiciones reales del proceso:

- ✓ Cambios en presión de operación
- ✓ *Chattering* o ciclos rápidos
- ✓ Actuaciones reales
- ✓ Vibraciones o golpes de ariete
- ✓ Pérdidas observadas en funcionamiento

Esta información aumenta significativamente la confiabilidad de los modelos de probabilidad de falla.

5.4. Futuras expansiones

Se planea extender el enfoque RBI hacia otros dispositivos críticos vinculados a contención y seguridad del proceso:

- PVSV (Pressure/Vacuum Safety Valves)
- BDV (Blowdown Valves)

Será necesario adaptar los parámetros del modelo API RBI PSV considerando:

- Modos de falla específicos
- Características de operación
- Estadística histórica de desempeño disponible en la industria

6. Conclusión

Hallazgos clave.

- ✓ La implementación de RBI PSVs en CPF FDP permite reducir costos frente al plan anual tradicional en un rango de 23 % a 54 % en 5 años, según se consideren o no PSVs críticas con riesgo no mitigable por intervención convencional.
- ✓ El primer año concentra la mayor inversión (puesta a punto/overhaul de efectividad), y los ahorros se materializan progresivamente a medida que el calendario se focaliza y se extienden intervalos de PSVs con bajo aporte al riesgo.

- ✓ El riesgo por pérdida (LEAK) es dominante en múltiples servicios; por ello, la incorporación sistemática de pruebas de estanqueidad y el mejor registro de condición son palancas directas para disminuir venteo y mejorar disponibilidad.

Impacto en seguridad y gestión.

- ✓ Reducción del riesgo operacional, con foco en PSVs y servicios de mayor severidad.
- ✓ Mejora de la trazabilidad y capacidad de respuesta ante auditorías/regulación.
- ✓ Alineación con principios ALARP y con LOPA para capas de protección.

Hoja de ruta propuesta.

- ✓ Corto plazo: fortalecer formularios de intervención y documentación; ejecutar el primer ciclo RBI con foco en PSVs de mayor contribución al riesgo; incorporar pruebas de estanqueidad y revisión/reemplazo de internos.
- ✓ Mediano plazo: retroalimentar anualmente el modelo con resultados de inspección y condición operativa; cerrar brechas de datos y ajustar frecuencias con base en evidencia.
- ✓ Futuro: integrar plenamente con Seguridad de Procesos (LOPA); expandir el modelo a PVSV y BDV; evaluar sistemáticamente beneficios económicos indirectos (gas venteado, paradas evitadas, horas de ingeniería) para capturar el valor total del programa.

7. 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.
- IEC-61511- Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector
- INF-TCP FDP 16-25 ICORR - RBI PSVs CPF 1era etapa
- INF-TCP FDP 18-25 ICORR - RBI PSVs CPF 2da etapa
- TEC AR MTO MIN IN 002. 2da Edición 2023. Práctica Operativa Tecpetrol. Calibración, contraste y/o reemplazo de válvulas de seguridad - PSV

8. Breve CV de los autores

Fernanda López, Icorr

Ingeniera Química graduada de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Actualmente se desempeña como Ingeniera de Integridad en Icorr Ingeniería S.A., con más de seis 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.

Marcos Meyer, Icorr

Ingeniero Mecánico (UNMdP). Especialización en Ciencia y Tecnología de Materiales del Inst. Sábató (CNEA/UNSAM). Socio-Gerente en ICORR, compañía especialista en integridad y corrosión, que brinda soporte a la industria Oil & Gas. Más de 25 años de experiencia profesional en el área de integridad, tanto en compañías operadoras (YPF, Pan American Energy) como en consultoría. Proyectos como consultor para YPF, PAE, Total Austral, Tecpetrol, Pluspetrol, Pampa Energía y otras.

Marcos Tissera, Icorr

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.

Facundo Repetto, Tecpetrol

Ingeniero Químico egresado de la Universidad Nacional del Comahue. Trabaja en Tecpetrol desde 2022, donde ingresó a través de una pasantía en el área de Seguridad, Ambiente y Salud y luego continuó su desarrollo profesional en la empresa mediante el programa de Jóvenes Profesionales en 2024. En el área de Integridad participó en la aplicación de metodologías RBI (API 580/581) para cañerías y equipos estáticos, realizando una contribución destacada al coordinar con el área de Instrumentos la implementación del enfoque RBI para válvulas de seguridad (PSVs). Actualmente se desempeña como Ingeniero de Tratamientos Químicos, enfocado en el seguimiento y optimización de programas de tratamiento en pozos y plantas.

Ivan Barrientos, Tecpetrol

Ingeniero Químico, egresado de la Universidad Nacional del Comahue, especializado en el área de materiales funcionales, Facultad de Materiales de la Universidad de Saarlandes (Saarbrücken - Alemania). Trabajó como investigador Unidad-TEMADI en el Centro Atómico Bariloche: en trabajos de investigación en el Grupo de Desarrollo de Tecnologías. Como asistente de Investigación en Tecnologías Avanzadas y Materiales para Ingenieros Químicos. También en la Universidad Nacional del Comahue como integrante del Grupo de Fisicoquímica en docencia e Investigación, en la Facultad de Ingeniería. Se desarrolló como ingeniero de planta, ingeniero de proceso, Gerente de Planta y Operaciones de planta. Cuenta con más de 20 años de experiencia en procesos de endulzado, compresión, tratamiento y acondicionamiento de gas y Turbo expansión, y tratamiento de petróleo, transporte y despacho, en Medanito S.A. y con más de 12 años de experiencia como Ingeniero de Integridad Experto, como responsable de Integridad de Ductos y equipos estáticos, implementando Inspección Basada en Riesgo API580, API581, diseñando Planes de integridad de ductos y de equipos, estableciendo la filosofía de integridad. En la actualidad dentro de la Gerencia de Ingeniería de Confiabilidad e Integridad en Tecpetrol S.A, para la toda la Región de la Cuenca Neuquina y Vaca Muerta.