

Proyecto Trabajo Final

Septiembre 2016

“IMPLEMENTACIÓN DE METODOLOGÍA RBI EN DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS”.

Autor:
D'Archivo, Matias German

Tutor:
Rubertis, Esteban

Carrera:
Ingeniería Electromecánica

Plan:
2003

Evaluadores:
Daga, Bernardo
Di Mauro, Ruben
Lopez, Marcos



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

Indice.

1	Objetivos	3
2	General	4
2.1	Tipos de PRD.....	4
2.1.1	Válvula de alivio/seguridad convencional.	4
2.1.2	Válvula de Alivio-Seguridad Balanceada	5
2.1.3	Válvula de Alivio-Seguridad Pilotada	6
2.1.4	Válvula de alivio de Sobrepresión y/o Vacío.....	8
2.1.5	Disco de Ruptura.....	9
2.2	Causas de daño y funcionamiento no deseado	10
2.2.1	Corrosión	10
2.2.2	Superficies del disco y/o asientos dañadas	11
2.2.3	Resorte dañado	11
2.2.4	Taponamiento y pegado de las partes.....	12
2.2.5	Manejo inapropiado	12
3	Definición de los períodos de inspección de los PRD.	13
3.1	Normas internacionales	13
3.2	Legislaciones locales	14
3.2.1	Argentina	14
3.2.2	Bolivia	14
3.3	Buenas prácticas de la industria	15
4	Metodología RBI. [2]	16
4.1	General	16
4.2	Alcance y aplicación de la metodología	16
4.3	Datos necesarios para la aplicación de RBI.....	16
4.4	Modos de falla.....	17
4.4.1	Falla al abrir en servicio (Fail).....	18
4.4.2	Falla por fugas (Leak).....	18
4.4.3	Datos de importancia y consideraciones para la aplicación de la metodología.	18
4.5	Probabilidad de Falla.	19
4.5.1	Cálculo de la probabilidad de falla al abrir	21
4.5.1.1	Tasa de demanda del PRD (DR)	21
4.5.1.2	Probabilidad de falla en demanda del PRD ($P_{fod,j}$).....	23
4.5.1.2.1	Categorías de severidad de servicio	24
4.5.1.2.2	Datos por defecto para Válvulas de alivio de presión balanceadas por fuelle.	25

4.5.1.2.3	Parámetros de Weibull por defecto para válvulas de alivio de presión pilotadas.....	25
4.5.1.2.4	Parámetros de Weibull por defecto para discos de ruptura ..	26
4.5.1.2.5	Ajuste para PRD convencionales con descarga a sistemas cerrados o quemadores.	26
4.5.1.2.6	Ajuste por sobrepresiones mayores que la presión de ajuste. 26	
4.5.1.2.7	Ajuste por factores ambientales.....	26
4.5.1.2.8	Modificación de falla en demanda basada en datos de pruebas específicas	27
4.5.1.3	Probabilidad de falla del equipo protegido (en función de la sobrepresión).....	31
4.5.2	Probabilidad de falla por fugas.	31
4.5.2.1	General	31
4.5.2.2	Parámetros de Weibull por defecto para válvulas de resorte balanceadas por fuelle.....	32
4.5.2.3	Parámetros de Weibull por defecto para válvulas de alivio de presión pilotadas.	32
4.5.2.4	Parámetros por defecto para discos de ruptura.	32
4.5.2.5	Ajuste de las curvas de probabilidad de fuga por defecto para PRD con asientos suaves o blandos.....	33
4.5.2.6	Modificaciones del entorno para los datos por defecto de fallas en demanda y fugas.	33
4.5.2.7	Presencia de disco de ruptura aguas arriba.....	33
4.5.2.8	Modificación de las tasas de fuga en base al historial de inspecciones.....	33
4.6	Consecuencia de falla.....	33
4.6.1	Consecuencia de falla al abrir.....	33
4.6.2	Consecuencias de Fuga.	35
4.6.2.1	Costos de pérdida de inventario.....	35
4.6.2.2	Costos ambientales.....	38
4.6.2.3	Costos de reparación del dispositivo.....	38
4.6.2.4	Costos por pérdida de producción.	38
4.6.2.5	Cálculo de la consecuencia de fuga total.....	38
4.7	Cálculo del riesgo.....	39
4.7.1	Riesgo de falla al abrirse.	39
4.7.2	Riesgo de fugas.....	39
4.7.3	Riesgo total.....	39
4.8	Planificación de inspección basada en Análisis de Riesgo.	39
4.8.1	Intervalos de inspección basados en Riesgo.....	39

4.8.2	Umbral de Riesgo o Riesgo límite.	40
4.8.3	Efecto de las inspecciones, ensayos y mantenimiento de los PRD sobre la curva de Riesgo.....	40
5	Actividades de inspección.	43
5.1	General	43
5.2	Inspección/reacondicionamiento en taller. [3]	43
5.2.1	Identificación del dispositivo y recolección de datos.....	43
5.2.2	Inspección inicial.....	44
5.2.3	Transporte de la válvula al taller	44
5.2.4	Prueba de banco POP en condiciones “Como se recibió”.....	44
5.2.5	Inspección visual	46
5.2.6	Desarmado, limpieza e inspección.	46
5.2.7	Reemplazo de partes y armado.....	47
5.2.8	Ajuste de la presión de actuación	47
5.2.9	Prueba de estanqueidad o hermeticidad	47
5.3	Pruebas In-situ.....	48
5.3.1	Inspección visual en funcionamiento (On-Stream)	48
5.3.2	Trevi Test.....	48
5.4	Pruebas adicionales.....	50
5.4.1	Inspección de válvulas de sobrepresión/vacío	50
5.4.2	Consideraciones para válvulas pilotadas.....	50
5.4.3	Inspección y reemplazo de discos de ruptura.....	50
6	Implementación de la metodología.	52
6.1	General	52
6.2	Descripción de la planta a la cual se aplicó la metodología.	52
6.3	Calibración de dispositivos en la planta.	54
6.4	Procedimiento para el análisis.	54
	Información de los dispositivos:.....	54
	Información del equipo o equipos protegidos:	54
	Información sobre otros parámetros de la planta:	55
6.4.1	Clasificación de información y procedimiento para el cálculo.....	55
6.4.1.1	Identificación del tipo de dispositivo.	55
6.4.1.2	Selección de los modos de falla.....	55
6.4.1.3	Identificación de el/los equipos protegidos.....	55
6.4.1.4	Selección de la severidad del fluido.	55
6.4.1.5	Definición de los escenarios de sobrepresión.....	56
6.4.1.6	Selección de lugar de descarga del dispositivo.....	56

6.4.1.7	Cálculo de la sobrepresión en posibles eventos	56
6.4.1.8	Estimación de la capacidad de los dispositivos.....	56
6.4.1.8.1	Cálculo para servicio de Gas.....	57
6.4.1.8.2	Calculo para el servicio de líquido.	57
6.4.1.9	Ajuste por factores ambientales.....	58
6.4.1.10	Historial de inspecciones:.....	58
6.4.1.11	Costos asociados a posibles eventos.....	58
6.4.1.12	Cálculo del riesgo	59
6.4.1.13	Cálculo de la probabilidad de falla al abrir en servicio.....	59
6.4.1.14	Cálculo de la consecuencia de falla al abrir en servicio.	60
6.4.1.15	Cálculo de la probabilidad de falla por fugas.....	61
6.4.1.16	Cálculo de la consecuencia de falla por fuga.	61
6.4.1.17	Cálculo del Riesgo total.....	61
6.4.2	Umbral de Riesgo, o Riesgo límite.	62
6.5	Resultados del análisis de riesgo y planificación basada en riesgo.	63
6.5.1	Resultados del análisis.....	63
6.5.2	Planificación basada en riesgo.....	63
6.5.3	Evolución del riesgo.....	65
6.5.4	Calendario de intervenciones	66
6.5.5	Beneficios económicos del plan propuesto de intervenciones.....	67
6.5.6	Reducción del impacto sobre el medio.....	71
7	Conclusiones.....	73
8	Bibliografía	75
9	Apéndices	76

Indice de tablas

Tabla 3-1 Requerimientos de normativas de inspección internacionales	13
Tabla 4-1 Datos básicos necesarios	17
Tabla 4-2 Frecuencia de inicio de eventos de sobrepresión.	23
Tabla 4-3 Parámetros de Weibull por defecto para probabilidad de falla en servicio	25
Tabla 4-4 Severidad del fluido (Solo para falla al abrir en servicio).....	25
Tabla 4-5 Ajuste por factores ambientales	27
Tabla 4-6 Efectividades de pruebas y actividades	28
Tabla 4-7 Factores de confiabilidad de las inspecciones.	29
Tabla 4-8 Ecuaciones actualizadas por las inspecciones	30
Tabla 4-9 Severidad del fluido (Solo para fallas por fuga).....	32
Tabla 4-10 Parámetros de Weibull por defecto para probabilidad de falla por fugas	32
Tabla 4-11 Datos de pruebas de banco para estimar la velocidad de fuga.....	36
Tabla 4-12 Duración de las fugas (sólo para leves y moderadas).....	37
Tabla 6-1 Intervalos de Riesgo definidos.	62
Tabla 6-2 Cantidad de dispositivos en cada nivel de riesgo.....	63
Tabla 6-3 Planificación basada en Riesgo	64
Tabla 6-4 Planificaciones particulares.....	65
Tabla 6-5 Comparación de cantidad de dispositivos a intervenir	67
Tabla 6-6 Niveles de riesgo para la totalidad de PRD del yacimiento	68
Tabla 6-7 Número de intervenciones actuales vs planificación basada en riesgo	68
Tabla 6-8 Costos asociados a intervenciones de PRD	68
Tabla 6-9 Costos totales asociados a las inspecciones en taller e In-Situ	70
Tabla 6-10 Ahorro en costos de calibración de PRD.....	70
Tabla 6-11 Ahorro promedio anual.....	71
Tabla 6-12- Ahorro durante el primer año de implementación	71

Indice de Figuras

Figura 2-1 Válvula convencional de resorte y sus partes	5
Figura 2-2 Válvula de resorte balanceada con fuelle	6
Figura 2-3 Válvula cerrada	7
Figura 2-4 Válvula abierta	7
Figura 2-5 Liberación de sobrepresión	9
Figura 2-6 Compensación de vacío	9
Figura 2-7 Disco de Ruptura sano y estado del disco posterior al estallido	10
Figura 4-1 Densidad de probabilidad de falla [14]	20
Figura 4-2 Ejemplo de evolución del riesgo	41
Figura 4-3 Flujograma del proceso completo de análisis	42
Figura 5-1 Depósitos de azufre en el cuerpo de la válvula [3]	44
Figura 5-2 Banco de pruebas típico	45
Figura 5-3 - Defectos encontrados en inspecciones .[4]	47
Figura 5-4 Realización de prueba en servicio Trevitest	49
Figura 5-5 Superficie del disco deformada	51
Figura 6-1 Valores de riesgo obtenidos del análisis.	62
Figura 6-2 – Distribución porcentual de niveles de riesgo	63
Figura 6-3 Niveles de riesgo aplicando la nueva planificación	66
Figura 6-4 Nuevo cronograma VS Cronograma anual	67
Figura 6-5 Evolución de la probabilidad de falla en demanda para los PRD de mayor nivel de riesgo.	72
Figura 6-6 Evolución de la probabilidad de falla por fuga para los PRD de mayor nivel de riesgo.	72

Introducción.

La industria petrolera es considerada una de las más relevantes para el desarrollo de las civilizaciones actuales. Es la principal fuente de energía de las industrias, ciudades y medios de transporte y provee de materias primas a una industria tan importante hoy en día como lo es la petroquímica.

El proceso de producción del petróleo y el gas natural cuenta con varias etapas marcadas como lo es la extracción, el procesamiento y el transporte de los distintos productos. En cada una de estas etapas los equipos y tuberías que se utilizan para contener a los fluidos (ya sea para lograr transformaciones químicas propias de proceso, para almacenar o para transportar) son sometidos distintas presiones de trabajo y que pueden llegar a valores no deseados por circunstancias anormales del proceso. Para proteger los activos de estos escenarios no deseados se instalan dispositivos de alivio de presión para liberar las presiones excesivas y evitar que se produzcan daños en el equipo y pérdida de contención del fluido.

A grandes rasgos, estos dispositivos constan de un mecanismo que se acciona mediante la actuación de una presión a la entrada de la válvula sobre un disco de cierta superficie y que es solidario a un vástago que transmite una fuerza antagónica producida por un resorte calibrado. Cuando la fuerza que produce la presión del fluido sobre el disco vence a la fuerza antagónica del resorte, se produce la apertura de la válvula y la liberación de presiones.

Durante su servicio, las válvulas están sometidas a distintos mecanismos de daño que pueden afectar el correcto funcionamiento del mecanismo, aumentando la probabilidad de que estas fallen o se atasquen. Para garantizar el correcto funcionamiento de los dispositivos se deben realizar inspecciones periódicas con ciertas actividades de mantenimiento preventivo que se adelanten a las fallas que puedan ocurrir.[3]

La inspección de los dispositivos de alivio, al igual que para todos los activos en servicio, se rige por normativas internacionales que proporcionan los lineamientos a seguir para determinar las actividades a realizar, los intervalos de las actividades y todo lo que se relacione con las inspecciones. Para la inspección de los PRD (Pressure relief devices) se siguen los lineamientos proporcionados por API (American Petroleum Institute) en las siguientes normativas:

- API RP576: Inspección de dispositivos de alivio de presión
- API RP510: Inspección de recipientes sometidos a presión
- API RP570: Inspección de tuberías de proceso
- API RP653: Inspección de tanques atmosféricos

Cada una de estas normas se relaciona y se referencian con la primera de las normas nombradas.

Generalmente estas regulaciones establecen periodos de inspección que varían entre los 5 y los 10 años como máximo. Por otro lado, las legislaciones vigentes de cada territorio se imponen por sobre las normativas de inspección y exigen condiciones más conservativas, generalmente los periodos requeridos no superan los 2 años.

Se considera una buena práctica en la industria inspeccionar anualmente cada dispositivo. Esta medida conservativa es tomada debido a que no se realiza un análisis que considere las condiciones particulares de cada PRD, dedicando el mismo esfuerzo e invirtiendo los mismos recursos para todos los dispositivos sin importar el fluido, la presión, historial de fallas, tamaño, etc.

El RBI (Risk Based Inspection) de API (American Petroleum Institute) es una metodología que se basa en el riesgo para planificar las actividades de inspección y las fechas de estas. Se define al riesgo como el producto entre la probabilidad de ocurrencia de una falla(fallas/año) de un PRD, y la consecuencia que conlleva esta falla(US\$/falla) midiéndose en términos de US\$/Año.

En este trabajo se pretende interpretar y aplicar la metodología RBI a una planta de procesamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos perteneciente a un yacimiento ubicado en Bolivia con el fin de dirigir los esfuerzos y recursos a los equipos que más lo requieran, sin sacrificar la seguridad de ningún dispositivo. Esto se logra a través de la extensión de los períodos de inspección de los equipos de menor riesgo y la modificación de las actividades realizadas en cada inspección en función de las condiciones particulares.

También se evaluará la factibilidad económica de la aplicación de este tipo de metodología, comparando el ahorro generado por la disminución del número de inspecciones y el cambio de actividades, con el costo que tiene realizar el análisis RBI.

1 Objetivos

El objetivo de este trabajo es aplicar la metodología RBI (API RP 581, Ed. 2008, Parte 7) a los dispositivos de alivio de presión de una planta de tratamiento de Hidrocarburos líquidos y gaseosos con el fin de planificar las inspecciones futuras para los mismos basándose en los resultados de riesgo obtenidos en el análisis, con el fin de enfocar los esfuerzos y los recursos del área de Integridad Mecánica de la empresa operadora a los PRD de mayor riesgo, sin sacrificar la seguridad del resto de los dispositivo.

Para una correcta comprensión de la metodología y el entorno que la envuelve se desea generar un marco teórico de acuerdo a las normativas internacionales, legislaciones locales y documentos relacionados a este tema.

Se pretende desarrollar una planilla de cálculo de acuerdo a los pasos que establece la metodología a partir de una base de datos generada con datos reales brindados por la empresa operadora. La misma deberá arrojar el riesgo correspondiente a cada dispositivo.

Como resultado del análisis de riesgo se busca planificar las actividades y los nuevos periodos para las inspecciones y proyectar la evolución del riesgo en función de la nueva planificación. Por último, se pretende evaluar la factibilidad económica de la implementación de la metodología teniendo en cuenta el costo de la aplicación y los posibles ahorros que se puedan generar.

2 General

Se puede definir a una válvula como un dispositivo con el cual se puede iniciar, detener o regular el flujo de un fluido mediante una pieza móvil que abre, cierra u obstruye en forma parcial el orificio de paso. [1]

Los dispositivos de alivio de presión, de ahora en más PRD (Pressure Relief Devices) son los encargados de proteger a los equipos, tales como recipientes a presión, cañerías, hornos y tanques, de presiones excesivas generadas por condiciones anormales, que de no ser liberadas pueden resultar en daños a equipos, personas y al medio ambiente.

Los PRD son accionados por una presión de entrada generada por condiciones de operación anormales, y aseguran que la presión interna del equipo no sobrepase los límites de diseño del equipo protegido. En ocasiones, estos dispositivos también protegen a equipos, que, por condiciones particulares, pueden verse sometidos a una condición de vacío.

Se puede hacer una primera clasificación a grandes rasgos que distingue entre los dispositivos de alivio de presión con o sin reconexión.

Los primeros, son las más conocidas como válvulas a resorte, que, tras liberar las presiones excesivas en el equipo, vuelven a recuperar su posición original manteniendo la hermeticidad. La apertura de las mismas se produce a una determinada presión calibrada.

Los dispositivos sin reconexión son los discos de ruptura. Estos se colocan solos o en combinación con un dispositivo con reconexión. Este tipo de dispositivo puede actuar una sola vez, ya que se “rompe” para permitir el paso del fluido. [4]

2.1 Tipos de PRD

2.1.1 Válvula de alivio/seguridad convencional.

Estas válvulas cuentan con un mecanismo que se acciona a través de la fuerza que ejerce la presión interna del equipo protegido sobre el disco, a la entrada de la válvula. Este disco es solidario a un vástago, el cual a su vez está vinculado a un resorte que ejerce la fuerza para mantener el disco presionado contra el asiento. Cuando la fuerza de la presión sobre el disco es mayor que la fuerza antagónica que ejerce el resorte sobre el vástago el disco se despega del asiento y permite la liberación del fluido, por ende, la reducción de la presión en el equipo. Una vez terminada la fase de descarga el disco vuelve a apoyarse sobre el asiento manteniendo la hermeticidad.

La apertura de la válvula se producirá en valores por encima de la presión de ajuste. Esta presión puede ajustarse a través de la tuerca de regulación en la parte superior de la válvula dentro del rango de presiones nominales del dispositivo. La apertura completa se dará cuando la presión interna supere aproximadamente en un 20% la presión interna del recipiente.

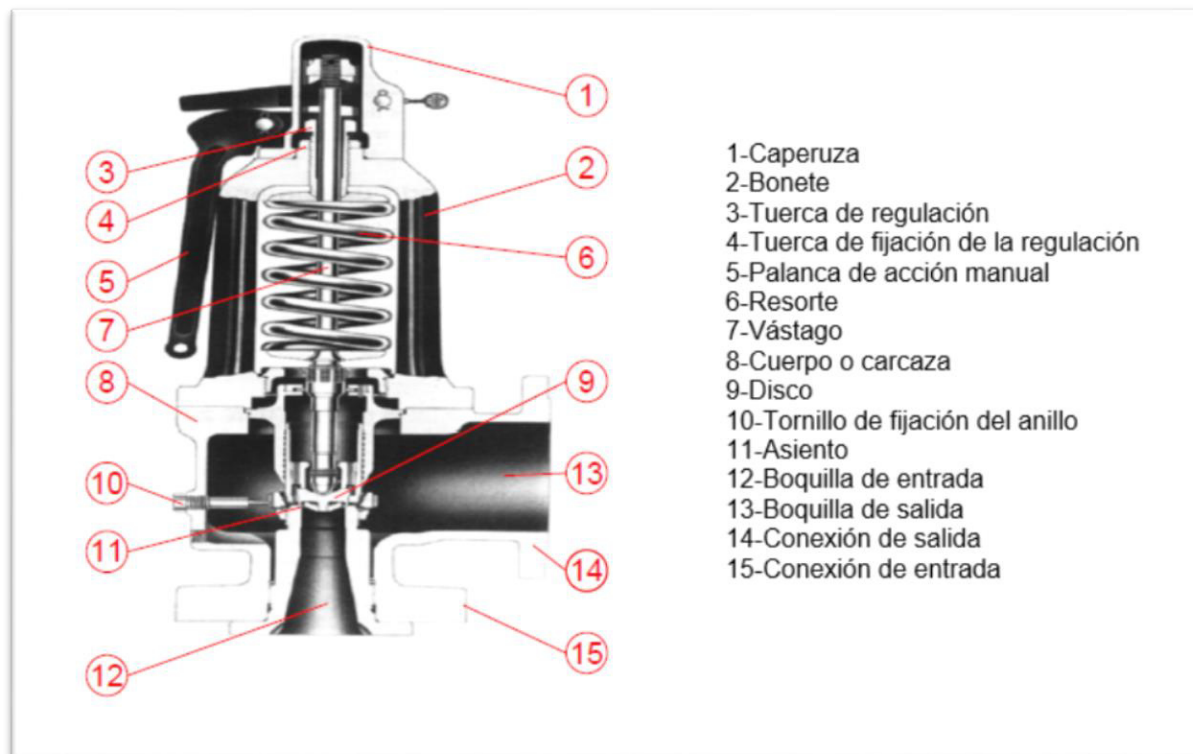


Figura 2-1 Válvula convencional de resorte y sus partes

El mecanismo de la válvula se encuentra protegido por un bonete, que no permite la entrada de partículas, fluidos corrosivos, etc. que puedan afectar el funcionamiento de la misma. Por otra parte, impiden que se liberen al exterior el fluido de trabajo en caso de fugas del mecanismo.

Tanto la entrada como la salida de la válvula tienen conexiones, roscadas o con bridas dependiendo los requerimientos de diámetro y de presión, que permiten la fijación de las tuberías que conectan al PRD con el equipo y con el sistema de descarga. [3]

Su uso es muy amplio y abarca la protección de recipientes, tuberías, hornos, intercambiadores de calor y demás equipos sometidos a presión interna. En la Figura 2-1 se muestra el corte de una válvula de seguridad con sus partes principales identificadas.

2.1.2 Válvula de Alivio-Seguridad Balanceada

Al igual que las válvulas convencionales, son dispositivos actuados por resorte que suman un mecanismo para contrarrestar las contrapresiones que se puedan generar a en la descarga, generalmente debidas a la presión proveniente de un sistema cerrado de descarga.

El mecanismo consta de un fuelle montado sobre el vástago, que se encarga de reducir las perturbaciones que puedan ocasionar las presiones presentes en la descarga. Por otra parte, el bonete cuenta con un venteo a la atmosfera a modo de referencia de presión para un correcto funcionamiento. En la Figura 2-2 se muestra el esquema de una válvula balanceada.

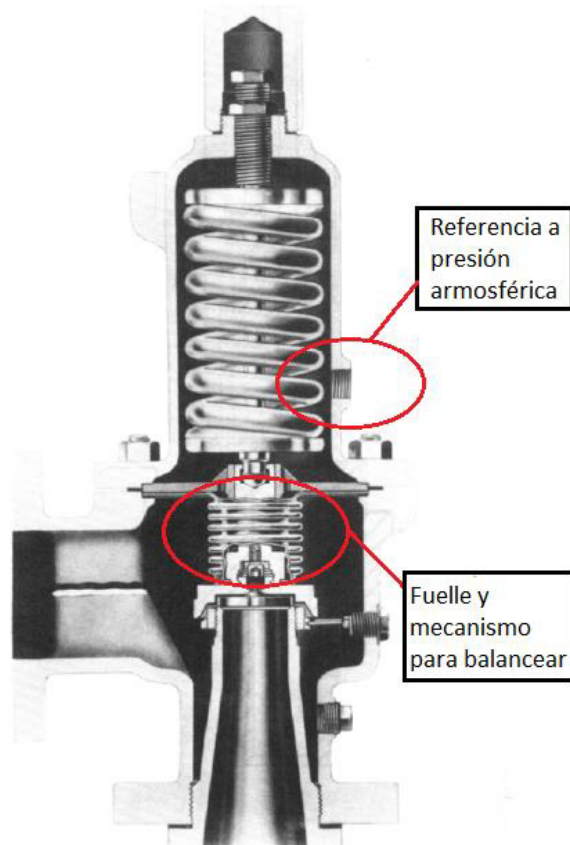


Figura 2-2 Válvula de resorte balanceada con fuelle

El principal inconveniente de estos dispositivos es que, si se daña el fuelle, el fluido puede pasar a la cámara debajo del bonete. Como el bonete se encuentra ventado a la atmósfera existe la posibilidad de fuga del fluido contenido.

2.1.3 Válvula de Alivio-Seguridad Pilotada

Una Válvula Pilotada o accionada por piloto consta de una válvula principal, y una válvula auxiliar que es la encargada de accionar y dar la orden para que se produzca el alivio por la válvula principal.

En su estado normal, la válvula principal está sometida a una presión de entrada aplicada sobre el disco de entrada, por otra parte, la fuerza antagónica es ejercida por la misma presión aplicada sobre un disco de mayor área, lo que resulta en una fuerza mayor. [3]

Cuando la válvula auxiliar de resorte (piloto) alcanza su presión de ajuste, descarga la presión que está siendo ejercida sobre el disco en la parte superior de la válvula principal, anulando la fuerza antagónica y permitiendo la liberación de la presión a través de la válvula principal.

Main valve closed

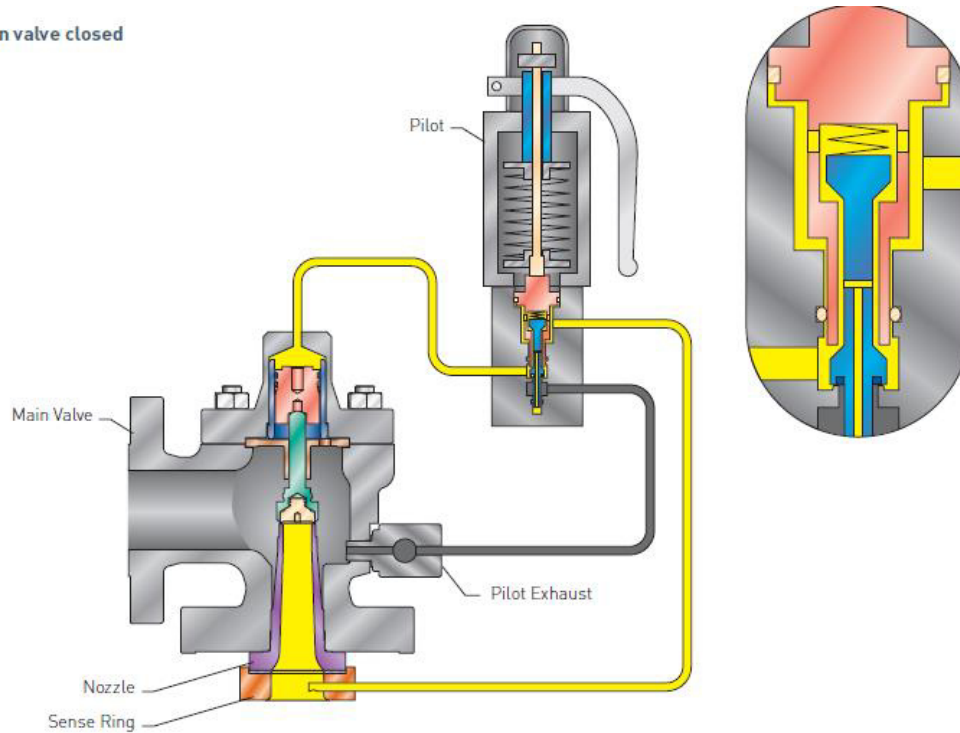


Figura 2-3 Válvula cerrada

Main valve open

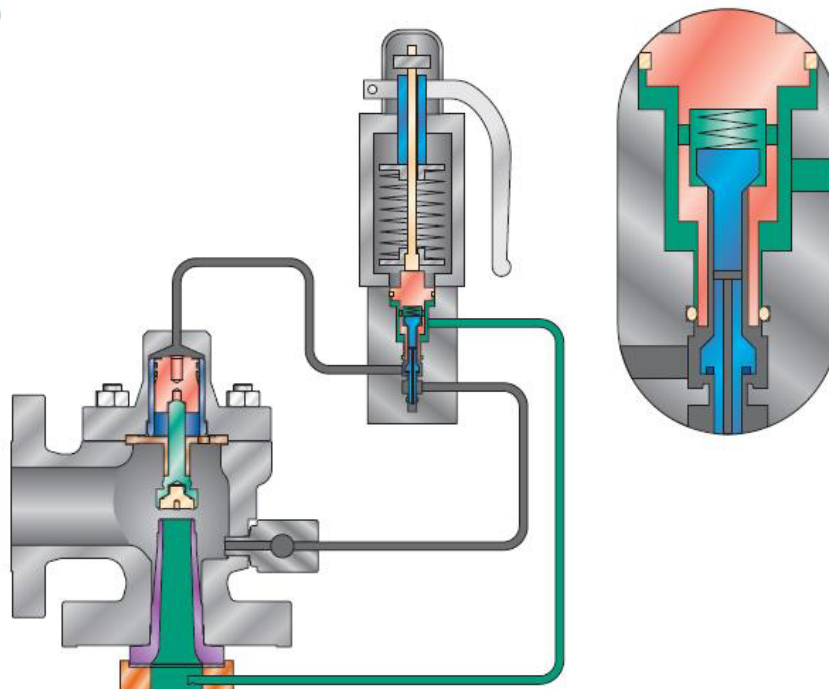


Figura 2-4 Válvula abierta

En las Figura 2-3 y Figura 2-4 se observan las dos posiciones posibles del dispositivo.
[5]

Este tipo de válvulas se utiliza cuando los equipos protegidos trabajan a presiones muy elevadas y con mucha capacidad, o bien, cuando las presiones de operación son muy elevadas pero el diferencial entre ésta y la presión de ajuste es muy pequeño.

Algunos tipos de válvulas a piloto, como por ejemplo las válvulas a diafragma, se utilizan para la protección de tanques grandes de almacenamiento a baja presión.

2.1.4 Válvula de alivio de Sobrepresión y/o Vacío

Las válvulas de alivio de sobrepresión y vacío (VPV), tal como lo dice su nombre, son dispositivos que alivian tanto presiones positivas como negativas debidas a condiciones distintas a las normales de operación, ya sea por maniobras de llenado o vaciado o por cambios de presión en el interior debido a variaciones de las condiciones atmosféricas. Generalmente sus presiones de ajuste son muy cercanas a la atmosférica y esto se debe a que protegen equipo diseñados para soportar solamente los efectos hidrostáticos del fluido almacenado, como es el caso de los tanques de atmosféricos de almacenamiento. [3]

Existen varios tipos de VPV, variando sus características constructivas:

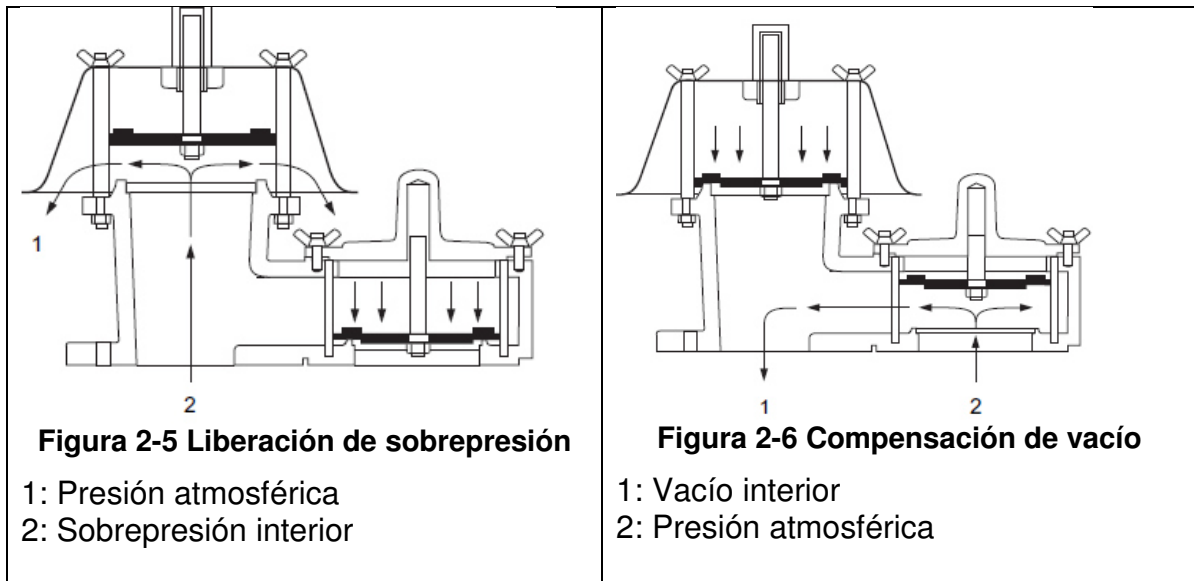
- De diafragma operada por piloto
- Sobrepresión operada por resorte y vacío operado por contrapeso
- Sobrepresión y vacío operados por contrapeso

El principio de funcionamiento se basa en dos tuberías de entrada, una conectada a la presión del equipo protegido y la otra referenciada a presión atmosférica.

El mecanismo de sobrepresión actúa al igual que los dispositivos de alivio convencionales, cuando la fuerza ejercida por la presión en la entrada sobre el disco supera la fuerza del resorte o la ejercida por el contrapeso el disco se despega del asiento permitiendo la liberación del excedente de presión.

El mecanismo de vacío funciona comparando la presión atmosférica con la presión interna del tanque, cuando la presión en el interior es menor a la de la atmósfera se despega el disco del asiento del dispositivo de vacío permitiendo la entrada de aire y equiparando las presiones.

En las Figura 2-1Figura 2-5 se muestra como libera la sobrepresión interior una VPV operada por contrapesos y en la Figura 2-6 se ve al mismo dispositivo compensando la presión generada en el interior del tanque.



2.1.5 Disco de Ruptura

Es un dispositivo de alivio de presión sin reconexión que es accionado por un diferencial de presión estático entre la parte con contacto al fluido y la salida del dispositivo, el mismo actúa estallando, esto permite que se establezca el flujo y se libere la presión. El disco es un elemento calibrado, sensible a la temperatura y a la presión.

El dispositivo completo está compuesto por el disco de ruptura y por un soporte que lo mantiene de una forma segura en su lugar, algunos discos están preparados para ser montados directamente sobre las bridas, sin necesidad de un soporte extra.

Puede usarse como único dispositivo de protección de un equipo, o para mantener aislado al dispositivo de protección principal de fluidos corrosivos o que en contacto con estos puedan alterar su correcto funcionamiento. En estos casos en los cuales el dispositivo principal es otro, el disco tiene que tener la propiedad de no fragmentarse al estallar, para no intervenir en el funcionamiento de la válvula principal.

Otras aplicaciones son:

- Reemplazando las válvulas de alivio en los casos en los que se requiera una respuesta más rápida.
- Como dispositivos de seguridad secundarios cuando la diferencia entre la presión de operación y la presión de ruptura del disco es muy grande.
- Para minimizar las fugas de producto y minimizar emisiones no deseadas.



Figura 2-7 Disco de Ruptura sano y estado del disco posterior al estallido

En la imagen inferior de la Figura 2-7 se muestra el estado de un disco de ruptura posterior al estallido. La rotura se produce en lugares preferenciales diseñados con el propósito de que no obstruyan la salida del fluido o no se atasquen en las válvulas que se encuentran aguas abajo.

2.2 Causas de daño y funcionamiento no deseado

2.2.1 Corrosión

La corrosión es la pérdida de material por interacción electroquímica con el medio, y puede encontrarse en válvulas tanto externa como internamente, de manera generalizada o localizada, en cualquier componente cuyo material constitutivo sea susceptible al fluido que contiene (corrosión interna). La erosión-corrosión es el mecanismo acelerado de remoción de material debido al impacto de fluido (o de sólidos en suspensión) en la superficie interna del componente, en acción combinada con un proceso corrosivo.

Esta es una de las principales causas de deterioro de válvulas de alivio/seguridad, y se presenta en forma de pitting interno, partes internas de válvula desprendidas, resortes corroídos, depósitos de residuos de corrosión que interfieren con el movimiento de las partes móviles, o simplemente como pérdida generalizada/localizada del cuerpo de la válvula.

La corrosión puede mitigarse mediante la selección de dispositivos y materiales más apropiados para el tipo de servicio. Un mantenimiento correcto evitará pérdidas en válvulas, las cuales generan circulaciones en partes internas de la misma, quedando susceptibles a corroerse. Asimismo, con el objeto de reducir pérdidas, ciertas válvulas cuentan con anillos elastómeros (o-ring) en asientos de válvula.

La selección de una válvula con un resorte apto para diferentes tipos de servicios agresivos, como por ejemplo sulfuros, con tratamiento térmico y dureza adecuado es fundamental para la resistencia a la corrosión y corrosión bajo tensión. La protección del resorte y su cavidad superior (capuchón) puede prevenirse frente a corrosión a partir de fuelles sellados, que impidan el contacto del fluido con estas partes. Ciertas válvulas operadas por piloto funcionan mediante pistones o diafragmas que aíslan al resorte del proceso. La utilización de revestimiento resistente a corrosión y temperatura resulta en una alternativa útil en múltiples servicios.

En diversas aplicaciones, un disco de ruptura instalado a la entrada o salida de una PRD protege adicionalmente las partes internas frente a corrosión.

2.2.2 Superficies del disco y/o asientos dañadas

Para prevenir pérdidas de fluido, las superficies de los asientos metálicos de válvula deben mantenerse con determinada rugosidad máxima (en el orden de 0.00088 mm de rugosidad medida). El accionar de las válvulas en servicio contribuye a la pérdida de esta característica, lo que lleva a errores de operación de la misma, siendo más susceptible a las fallas por fuga.

El daño de asientos de válvula se debe principalmente a la corrosión; pasaje de partículas extrañas como óxidos, escoria; martilleo reiterado del disco sobre el asiento; mantenimiento pobre o descuidado; fugas a través de las superficies del asiento de válvula luego de su instalación; ajuste del cierre de válvula inapropiado; y sobredimensionamiento severo de la válvula para la carga de alivio generando cierres abruptos.

2.2.3 Resorte dañado

Las fallas de los resortes de las válvulas de alivio/seguridad pueden ocurrir en dos formas. La primera es una pérdida en la fuerza del mismo, que causa una reducción en la presión de ajuste promoviendo aperturas prematuras de válvula. La segunda es la fractura total del resorte generando aperturas incontroladas de válvula.

El deterioro del resorte se da principalmente por corrosión superficial, corrosión bajo tensión por sulfuros, y por la selección inapropiada de material ante servicios de alta temperatura.

La corrosión ataca superficialmente al resorte provocando que el área transversal del mismo no sea suficiente para proveer la fuerza de cierre necesaria. Suele presentarse en forma de pits que actúan como concentradores de tensión e iniciadores de fisura que conducen a la fractura.

Esto puede evitarse de las siguientes formas:

- Selección de los materiales en función de las características del fluido.
- Aislación del resorte mediante un fuelle. Esto evitaría el contacto directo con el fluido.

-Aplicación de un recubrimiento resistente frente a la severidad del fluido.

2.2.4 Taponamiento y pegado de las partes

En diversos procesos, algunos productos sólidos presentes en el fluido pueden taponar las partes de una válvula de alivio/seguridad, este taponamiento puede darse en forma parcial o total. Esto provocaría la anulación del dispositivo de alivio, con los riesgos que esto significa sobre los equipos estáticos.

Otro tipo de daño posible sucede cuando se adhieren las partes móviles del mecanismo, normalmente a causa de corrosión, presencia de partículas extrañas o fluido corrosivo, terminación incorrecta de las superficies, entre otras.

2.2.5 Manejo inapropiado

Se consideran dentro de esta categoría todas las acciones humanas que puedan perjudicar el correcto funcionamiento. Algunos ejemplos son:

-Ajuste o calibración inapropiada: Puede ser debido al ajuste de presión inapropiado o debido al ajuste en rangos de presión en los cuales el funcionamiento del dispositivo puede no ser óptimo.

-Mal trato durante la instalación o traslado: el manejo o transporte inapropiado puede afectar el ajuste y la hermeticidad de las válvulas.

-Diseño inapropiado: Se pueden cometer errores en el diseño y dimensionamiento, ya sea con respecto a la selección de materiales, capacidad o rango de presión.

3 Definición de los períodos de inspección de los PRD.

Como se explicó en 2.2, existen diversas causas de funcionamiento no deseado de los PRD. Con el fin de poder detectar y corregir estos daños y así disminuir la probabilidad de falla de los dispositivos, se deben realizar inspecciones y actividades periódicas sobre los mismos.

Las mismas deben ser programadas teniendo cuenta las distintas exigencias.

3.1 Normas internacionales

Existen normativas internacionales para la inspección de los dispositivos de alivio de presión en la industria de gas/petróleo, dependiendo del tipo de equipo al cual protegen. Organismos como API (American Petroleum Institute) y ASME (American Society of Mechanical Engineers).

En la siguiente tabla se muestran los periodos máximos exigidos por estas normas:

Tabla 3-1 Requerimientos de normativas de inspección internacionales

TIPO DE EQUIPO PROTEGIDO	NORMATIVA APLICABLE	PERIODO MAXIMO DE INSPECCION	OBSERVACIONES	¿SE PUEDE EXTENDER PERIODO APLICANDO RBI?
RECIPIENTES SOMETIDOS A PRESION	API 510 (6.6.3)	-10 Años	Servicios limpios, fluidos no corrosivos	SI
		-5 años	Servicios típicos, fluidos corrosivos	SI
TANQUES ATMOSFERICOS	API 653	-De acuerdo al periodo de inspección del tanque	-	SI
TUBERIAS DE PROCESO	API 570 (6.7.3)	-10 Años	Servicios limpios, fluidos no corrosivos	SI
		-5 años	Servicios típicos, fluidos corrosivos	SI
TUBERIAS DE TRANSPORTE DE GAS	ASME B 31.8	-Anualmente	-	NO ESPECIFICADO
TUBERIAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS	ASME B31.4	-Anualmente	-	NO ESPECIFICADO
INSPECCION DE VALVULAS DE ALIVIO DE PRESION	API RP576	-5 años para inspecciones en funcionamiento , 10 años para pruebas de taller	Recomienda seguir los requerimientos de las normativas particulares	Si

Como se muestra en la tabla anterior, los requerimientos de las normativas internacionales indican que los períodos máximos de inspección de los PRD que protegen a los equipos no deben superar los 5 o 10 años, sin embargo, la aplicación de estos requerimientos está sujeta a legislaciones locales, que se encuentran por sobre las mismas.

3.2 Legislaciones locales

Cada país cuenta con sus propios organismos encargados de la regulación de la industria del petróleo y el gas.

3.2.1 Argentina

-Gas Natural: la actividad se divide en tres segmentos bien diferenciados: la producción, el transporte y la distribución.

La producción del gas natural es una actividad desregulada, los productores exploran, extraen y comercializan libremente el gas, la autoridad de aplicación de la actividad es la Secretaría de Energía de la Nación. Por su parte, el transporte y la distribución del gas por redes constituyen servicios públicos regulados y las empresas licenciatarias que los prestan están sujetas a la jurisdicción de contralor del ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas).

NORMATIVA	DESCRIPCION	PERIODO MAXIMO PERMITIDO
NAG 100	Transporte y distribución de Gas Natural	-Anualmente [9]
NAG 125	Acondicionamiento, tratamiento y proceso del Gas	-Anualmente [10]
NAG 126	Compresión de Gas Natural	-Anualmente [11]
GE-N1-102	Mantenimiento de plantas de GLP (Gas licuado de petróleo)	-2 Años [12]

-Hidrocarburos líquidos: esta actividad de rige de acuerdo con Leyes y decretos reglamentarios nacionales (Secretaría de Energía) y provinciales, en las provincias en las cuales se desarrolla esta actividad, como lo son Neuquén, Río Negro, Chubut y Tierra del Fuego.

NORMATIVA	DESCRIPCION	PERIODO MAXIMO PERMITIDO
LEY 17319, Res. 1460/2006	Reglamento técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquido por Ductos	-Anualmente [13]

3.2.2 Bolivia

La actividad es regulada mediante el Decreto Supremo 25502 (1999), "Reglamento para la Construcción y Operación de Refinerías, Plantas, Petroquímicas y Unidades de Proceso" mediante la Agencia Nacional de Hidrocarburos. El mismo no establece

restricciones para la actividad de inspección de PRD, pero indica el uso de normativas internacionales.

El yacimiento analizado en este trabajo se localiza en este país, por lo tanto, son aplicables todas las normativas nombradas en 3.1 y está contemplada la aplicación de la metodología RBI.

3.3 Buenas prácticas de la industria

Como se mostró en los puntos anteriores, se deben cumplir distintos requerimientos a la hora de planificar las inspecciones en las válvulas de alivio de una instalación.

Por otra parte, existen costumbres y “buenas prácticas” en esta industria que llevan a establecer 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.

Es por ese motivo que la implementación de esta metodología en casos reales es muy difícil, ya que no se confía o no se ve bien alargar los intervalos de inspección de los dispositivos.

4 Metodología RBI. [2]

4.1 General

La metodología RBI permite la evaluación y el desarrollo de planes de inspección y mantenimiento efectivos en base a los resultados obtenidos en un estudio exhaustivo de los riesgos asociados a cada uno de los equipos. De esta forma es posible reducir la probabilidad de falla a través de un correcto aprovechamiento de los recursos, por lo cual se considera un aumento de la confiabilidad operacional de los equipos y un aumento de seguridad de la instalación. Se encuentra definida por la normativa API RP581 y abalada por el mismo organismo.

Este método define al riesgo de cada ítem como la combinación de dos términos por separado: la probabilidad y la consecuencia de falla.

Si se habla puntualmente de la metodología aplicada a dispositivos de alivio de presión, el riesgo viene dado por la suma de dos riesgos correspondientes a dos tipos de falla distintos: riesgo de falla en servicio y riesgo de fuga de fluido. El primero está directamente relacionado con la probabilidad y consecuencia del equipo protegido y por lo general es el que más influencia tiene en el riesgo total ya que una falla del dispositivo de alivio significaría una posible falla en el equipo protegido.

El incremento del nivel de inspección disminuye los niveles de riesgo esperados a través de una reducción en la probabilidad de ocurrencia de fallas y fugas por la acción de medidas correctivas y preventivas sobre los dispositivos. Por otro lado, la inspección no disminuye el nivel de consecuencias de las fallas, estas podrían verse reducidas por el uso adecuado de sistemas de aislación, detección, mitigación y un sistema de respuesta ante la ocurrencia de los distintos eventos.

En la Figura 4-3 se muestra el proceso completo de la implementación de las inspecciones basada en riesgo.

4.2 Alcance y aplicación de la metodología

Están dentro del alcance de este análisis las válvulas convencionales a resorte, válvulas balanceadas, válvulas operadas a piloto, discos de ruptura y válvulas de sobrepresión y vacío actuadas por contrapesos y/o resortes.

Como se explicó en el capítulo 3, la inspección basada en riesgo sólo puede ser aplicada si las normativas de inspección y legislaciones locales lo permiten.

Se debe considerar que todos los dispositivos fueron diseñados de acuerdo a las capacidades requeridas en las normativas API 521 (Válvulas de alivio y seguridad) y API2000 (Válvulas de sobrepresión y vacío de tanques).

4.3 Datos necesarios para la aplicación de RBI

A continuación, se muestra una serie de datos básicos necesarios para poder aplicar la metodología. Se debe poner especial atención a la etapa de recolección de datos, ya que de esto depende en gran parte la calidad de los resultados que se obtendrán. La falta de datos puede no ser una traba para la realización de los cálculos, ya que pueden reemplazarse los datos faltantes mediante suposiciones conservativas, pero se debe considerar que esto impactará sobre la calidad de los resultados de riesgo, ya que se tendrá un nivel mayor de incertidumbre.

Tabla 4-1 Datos básicos necesarios

Dato	Descripción	Fuente de información
Tipo de PRD	Válvula de resorte convencional	Usuario
	Válvula de resorte balanceada	
	Válvula operada por piloto	
	Disco de ruptura	
	Válvula de sobrepresión y vacío	
Fluido de servicio	Composición del fluido con el que opera cada equipo protegido	Usuario
Escenarios de sobrepresión	Se provee la tabla de los escenarios de sobrepresión aplicables a cada caso. Para cada escenario de sobrepresión se cuenta con las frecuencias de eventos iniciales y las tasas de demanda.	Usuario
Ubicación de la descarga	Atmósfera	Usuario
	Quemador (por defecto)	
	Sistema cerrado	
Historia de inspección	Fecha de última prueba	Usuario
	Fecha de instalación	
	Tipo de prueba	
	Resultados de la prueba/Inspección	
	Reacondicionada (si/no)	
Datos del equipo protegido	Datos de operación, diseño, dimensiones, mecanismos de daño aplicables, frecuencia de falla genérica y factores de daño.	Usuario/RBI anterior
Inventario de fluido	Inventario disponible asociado al equipo protegido	Usuario/RBI anterior
Costo por daños y lesiones	Costo en Dólares de lesiones y daños a personas	Usuario/RBI anterior
Costos por daños ambientales	Costos en Dólares asociados a la fuga o a la pérdida de contención del equipo asociado	Usuario/RBI anterior
Costos por pérdidas de producción	Costos en Dólares por pérdidas de producción	Usuario/RBI anterior
Costos de reemplazo	Costo en Dólares de reemplazar la unidad	Usuario/RBI anterior

4.4 Modos de falla

La metodología separa a las posibles fallas en un PRD en dos grupos: la fallas al abrir en servicio, y la fallas por fuga.

4.4.1 Falla al abrir en servicio (Fail)

Este tipo de falla suele resultar la más importante ya que podría resultar en una sobrepresión del equipo protegido y la posterior pérdida de un fluido contaminante. Estas fallas pueden considerarse en el análisis a través de las pruebas de banco realizadas a los dispositivos, en las cuales se detectan las fallas. Esto se explica con mayor detalle en el capítulo 5.

A su vez, pueden suceder distintos tipos de fallas al abrir en servicio:

- a) Válvula parcialmente abierta: Tiene cierto grado de gravedad, ya que, a pesar de liberar parte de la sobrepresión, se pueden causar esfuerzos mayores a los admitidos por los materiales del equipo protegido.
- b) Apertura por sobre la presión de ajuste: Se considera una falla cuando la válvula se abre por encima de 1.3 veces la presión de ajuste durante una prueba.
- c) Falla por atascamiento u obstrucción: Considera los casos en los cuales la válvula no se abre durante la prueba, este tipo de falla es el más perjudicial para el equipo protegido.

4.4.2 Falla por fugas (Leak)

La categoría secundaria es la que agrupa los modos de falla referidos a la pérdida de contención de fluido en condiciones normales de operación. Esta falla puede detectarse ya sea con una inspección en funcionamiento, o durante las pruebas. Esta falla engloba tres modos distintos de fugas:

- a) Fuga a través de la válvula: este tipo de fugas viene dada por la pérdida de contención de fluido por alguna parte de la válvula hacia el exterior.
- b) Apertura falsa o prematura: Se produce una salida de fluido por la descarga a presiones menores que la de ajuste.
- c) Apertura por taponamiento u obstrucción: se produce un atascamiento en el mecanismo que no permite el cierre en el mismo a causa de suciedad, residuos, oxido, etc.

Estas fallas no provocan sobrepresiones en los equipos protegidos, pero si traerán aparejadas fugas inaceptables de fluidos de proceso y pérdida de contención.

4.4.3 Datos de importancia y consideraciones para la aplicación de la metodología.

-La inspección, prueba, reacondicionamiento o sustitución de los PRD sirve para reducir la probabilidad de falla en demanda y fuga. Uno de los supuestos fundamentales de la metodología RBI es que un ensayo realizado en un banco de pruebas de PRD bajo la condición en que se recibió desde una unidad de proceso, dará lugar a una verdadera determinación de las prestaciones del dispositivo trabajando en el equipo.

Para que el programa de inspección sea realmente exitoso se debe realizar un seguimiento de la historia y las pruebas a cada PRD. El propósito de la metodología es ajustar el cálculo de probabilidad a los casos particulares, esto se logra mediante una buena realimentación de los datos luego de las inspecciones y la actualización de los resultados. La metodología también permite diferenciar los niveles de efectividad de las pruebas, por ejemplo, en una válvula inspeccionada con una prueba "PRE POP"

y reacondicionada logrará una disminución de la probabilidad mayor que la que se podrá observar si no se realiza alguna de estas actividades.

Un buen programa de inspección para PRD hará un seguimiento de la historia de la inspección y pruebas de cada PRD. Sobre la base de estos datos históricos, el método RBI ajustará la probabilidad de falla para cada PRD. Este método también permite diversos grados de efectividad de inspección. Cuando se realiza una prueba “pre-pop” en un banco de prueba, los datos Pasa/No pasa resultantes darán el más alto grado de confianza. Por otro lado, si una válvula es inspeccionada y reacondicionada sin un pre-test, el nivel de confianza asociado con la inspección será inferior.

-Fecha de inicio de reparación o reemplazo

Cuando un PRD es reparado, se asume que se pone en servicio en la misma condición de nuevo. La fecha de instalación original se mantiene igual, pero la fecha de la última inspección se cambia para reflejarlo en la probabilidad. De esta forma el intervalo de inspección calculado y la nueva fecha de inspección se basa sólo en la última fecha en la cual el PRD fue reacondicionado.

Cuando una válvula es reemplazada en lugar de ser reparada, la fecha de instalación y la fecha de última inspección serán idénticas. El intervalo de inspección calculado y la nueva fecha posterior se basan en la nueva fecha de instalación.

A menudo se realizan pruebas pop tanto en el lugar de la instalación como en talleres sin reacondicionar el PRD. En estos casos, cuando vuelven a ponerse en servicio no están en condiciones igual a nuevos. Sin un reacondicionamiento, se asume que el dispositivo mantiene las condiciones en las cuales estaba antes de la prueba. En estos casos, la probabilidad de falla en demanda puede ser ajustada basándose en los resultados en de las pruebas, sin embargo, la última fecha de inspección se mantiene sin cambios, y el PRD no obtiene el beneficio completo de una inspección.

4.5 Probabilidad de Falla.

El enfoque fundamental de esta metodología se basa en utilizar una tasa de demanda para el dispositivo, combinada con la probabilidad de que se produzca una falla durante la demanda. Pueden usarse datos estadísticos acerca de fallas propios de cada planta, si se cuenta con estos o a partir de datos estadísticos por defecto [2]

El desarrollo de la metodología requiere expresar la probabilidad de falla de los dispositivos en función del tiempo transcurrido desde la última inspección. La probabilidad de falla puede ser expresada también como una función de “falta de confiabilidad”, es decir:

$$P(t) = 1 - R(t) \qquad \text{(ecuación 4-1)}$$

Dónde:

P(t): Probabilidad de falla

R(t): Confiabilidad

El máximo valor de confiabilidad será 1, y esto sucederá en el momento en el que se ponga en servicio a un equipo.

Distribución de Weibull.

Las curvas de Weibull proporcionan la densidad de probabilidad en función del tiempo para distintos factores de forma (Figura 4-1), que integrada en el tiempo resulta en una función acumulativa de densidad. Esta función acumulativa modela y representa la probabilidad de falla por defecto para los dispositivos de alivio de presión, y se puede calcular analíticamente a través de la siguiente ecuación:

$$P(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{\left[-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta\right]} \quad \text{(ecuación 4-2)}$$

Donde:

β : Factor de forma adimensional

η : Vida característica, o tiempo medio entre fallas[Años]

t: Tiempo transcurrido desde la última inspección [Años]

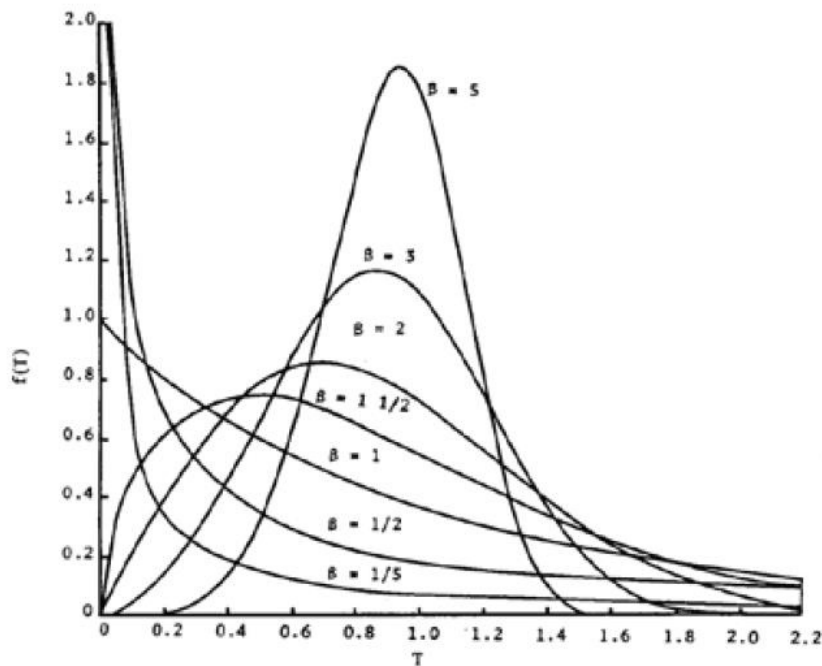


Figura 4-1 Densidad de probabilidad de falla [14]

La metodología provee los valores de los parámetros por defecto para los dos tipos de falla (falla en servicio y fuga) en función del tipo de dispositivo y la severidad del fluido de servicio en forma de tablas.

Estos parámetros por defecto pueden adaptarse a los casos particulares a través de factores de corrección que tienen en cuenta factores ambientales e historial de inspecciones, y actúan principalmente sobre el parámetro de vida característica, representando una modificación en el tiempo medio de entre fallas.

La probabilidad de falla real de un dispositivo específico está relacionada con las condiciones particulares de cada proceso y con las condiciones de cada instalación.

Tales condiciones pueden incluir altas temperaturas de operación, la corrosividad del proceso y la tendencia del proceso a ensuciar, polimerizar u otra manera de obstruir la entrada del PRD o imposibilitar su funcionamiento. También pueden asociarse a las fallas con el manejo brusco durante la instalación o la vibración excesiva durante la operación.

4.5.1 Cálculo de la probabilidad de falla al abrir

El cálculo de la probabilidad de falla al abrirse basa en la combinación de tres términos multiplicados:

1) *Tasa de demanda del PRD*

2) *Probabilidad de falla en demanda del PRD*

3) *Probabilidad de falla del equipo protegido ante una sobrepresión*

Un PRD protege a los equipos de múltiples escenarios de sobrepresión (Fuego, Descarga Bloqueada, Sobrellenado de líquidos, etc.) y cada uno de estos pueden resultar en distintas sobrepresiones, P_{Oj} , si el PRD llegara a fallar en demanda. Además, cada escenario de sobrepresión tiene su propia tasa de demanda DR_j .

Los escenarios de sobrepresión son condiciones particulares de cada parte de la instalación particular y deben ser identificados por un especialista que conozca el detalle de la instalación y el proceso. Estos son enumerados en la Tabla 4-2.

La probabilidad para cada escenario (j) queda definida por la siguiente ecuación:

$$P_{f,j}^{prd} = P_{fod,j} \cdot DR_j \cdot P_{f,j} \quad \text{(ecuación 4-3)}$$

Dónde:

- DR_j : tasa de demanda de cada escenario de sobrepresión.

- $P_{fod,j}$: Probabilidad de falla del PRD en demanda asociada con el escenario de sobrepresión "j".

- $P_{f,j}$: Es la probabilidad de falla en demanda del equipo protegido asociada con el escenario de sobrepresión "j". Es función del tiempo y de la sobrepresión potencial.

El subíndice "j" indica que es necesario calcular la probabilidad de falla del PRD, $P_{f,j}^{prd}$, para cada escenario de sobrepresión aplicable en cada caso.

4.5.1.1 Tasa de demanda del PRD (DR)

- Frecuencia de eventos iniciales por defecto

El primer paso en la evaluación de la probabilidad de falla del PRD es determinar la frecuencia de demandas (eventos/año) que ocurren en el dispositivo. API provee estimaciones para frecuencias de inicio de eventos en PRD, EF_j , en base a los distintos casos de sobrepresiones aplicables. Las mismas se muestran en la Tabla 4-2.

- Créditos para otras capas de protección

La tasa de demanda real del PRD no será necesariamente igual a la frecuencia de eventos iniciales por defecto. Se introduce el concepto de Reducción de Frecuencia de Demanda $DRRF_j$ para tener en cuenta la diferencia entre la frecuencia de eventos de sobrepresión y la tasa de demanda en el PRD.

Muchas instalaciones de recipientes a presión incluyen sistemas de control, instrumentos de protección, sistemas de parada y otras etapas de protección para reducir la tasa de demanda (DR).

El $DRRF_j$ puede ser determinado luego de un riguroso Análisis de capas de protección, este punto es específico para cada instalación y debe ser establecido junto con el usuario de la planta, quién cuenta con mayor experiencia en operaciones.

- Experiencias del dueño/ Usuario

Las frecuencias de eventos iniciales para cualquier caso de demanda por sobrepresión que se muestran en la Tabla 4-2, son valores predeterminados que pueden no ser aplicables en todas las situaciones. El usuario puede tener experiencia operativa con un sistema de proceso particular que puede justificar el uso de otras frecuencias de eventos. Además, un PRD que protege múltiples piezas de equipo puede legítimamente ver un aumento de la demanda para un escenario de sobrepresión particular. Por ejemplo, un PRD situado sobre una torre de destilación de crudo también puede proteger el tren de intercambiadores de precalentamiento. Puesto que el PRD protege un área mucho mayor de la unidad, un aumento en la frecuencia de eventos para el caso de incendio puede ser apropiado. En general, cuando un PRD protege múltiples piezas de un equipo, las frecuencias de eventos iniciales deben ser evaluadas para determinar si el aumento se justifica.

Finalmente, la tasa de demanda DR se calcula como el producto de la frecuencia de eventos iniciales por defecto y el factor de reducción de la frecuencia demanda del PRD.

$$DR_j = EF_j \cdot DRRF_j \quad \text{(ecuación 4-4)}$$

La tasa de demanda total se calcula a continuación:

$$DR_{total} = \sum_{j=1}^n DR_j \quad \text{(ecuación 4-5)}$$

Tabla 4-2 Frecuencia de inicio de eventos de sobrepresión.

EVENTO DE SOBREPRESIÓN	FRECUENCIA	Efj (Eventos por año)	DDRFf
Fuego	1 cada 250 años	0,0004	0,1
Descarga bloqueada sin "protocolos de seguridad" ¹	1 cada 100 años	0,01	1
Descarga bloqueada con "protocolos de seguridad"	1 cada 10 años	0,1	1
Pérdida de agua de enfriamiento	1 cada 10 años	0,1	1
Alivio por expansión térmica/hidráulica con "protocolos de seguridad"	1 cada 100 años	0,01	1
Alivio por expansión térmica/hidráulica sin "protocolos de seguridad"	1 cada 10 años	0,1	1
Falla del suministro de energía eléctrica	1 cada 12.5 años	0,08	1
Falla de válvula de control con inicio del evento de sobrepresión en la posición normal	1 cada 10 años	0,1	1
Falla de válvula de control con inicio del evento de sobrepresión en la posición opuesta a la normal	1 cada 50 años	0,02	1
Falla en bombas de circulación de refrigerante o sistemas de enfriamiento	1 cada 5 años	0,2	1
Reacciones químicas auto aceleradas	1 por año	1	1
Sobrellenado de líquidos con "protocolos de seguridad"	1 cada 100 años	0,01	0,1
Sobrellenado de líquidos sin "protocolos de seguridad"	1 cada 10 años	0,01	0,1
Ruptura de tubos de intercambiadores	1 cada 1000 años	0,001	1

4.5.1.2 Probabilidad de falla en demanda del PRD ($P_{fod,j}$)

El segundo término que compone la probabilidad de falla al abrir es la probabilidad de falla en demanda, es decir, la probabilidad de que el PRD no abra ante algún escenario de sobrepresión.

¹ Los protocolos de seguridad se refieren a procedimientos que exijan controlar puntos importantes durante las actividades. Por ejemplo, supervisar luego de una inspección que no hayan quedados válvulas cerradas que impidan el funcionamiento de los PRD.

Anteriormente se explicó que la metodología provee datos por defecto en forma de curvas de Weibull que representan la probabilidad de falla de los PRD en servicio. Estos valores pueden ser adecuados a las particularidades de cada ítem en particular.

Los pasos a seguir para el cálculo son los siguientes:

-Determinar los parámetros β y η_{def} de Weibull, en base a la categoría de servicio y el tipo de PRD según la Tabla 4-3.

-Aplicar el factor de ajuste F_c para válvulas convencionales con descarga a sistema cerrado o quemador. Ver 4.5.1.2.5.

-Aplicar el factor F_{op} para sobrepresiones mayores a 1.3 veces la presión de ajuste. Ver 4.5.1.2.6.

-Aplicar el factor ambiental F_{env} . Ver 4.5.1.2.7.

Como resultado de la aplicación de los factores anteriores se obtiene la característica de vida modificada η_{mod} :

$$\eta_{mod} = F_c \cdot F_{op} \cdot F_{env} \cdot \eta_{def} \quad \text{(ecuación 4-6)}$$

Si se cuenta con un registro de inspecciones, este se debe utilizar para ajustar la característica η_{mod} , como se explica en 7.2.1.2.11. Esta característica de vida actualizada, η_{upd} es la que se usa para calcular la probabilidad de falla en demanda para un PRD específico como se muestra a continuación:

$$P_{fod} = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{\eta_{mod}} \right)^\beta \right] \quad \text{(ecuación 4-7)}$$

4.5.1.2.1 Categorías de severidad de servicio

Las Frecuencias de falla de los dispositivos de alivio de presión están relacionadas con la severidad del fluido del equipo protegido.

Se establecen distintos grupos y categorías de fluidos de acuerdo a la tendencia del fluido a inducir la falla del PRD debido a corrosión, incrustaciones, taponamiento u otros fluidos. Otro factor importante que define la severidad del servicio es la temperatura de operación. Se definen las categorías Leve, Moderada y Grave, que están vinculadas a tendencias específicas de fallas. En la Tabla 4-4 se describen estas categorías.

Un aspecto importante a tener en cuenta es que las categorías de servicio no son iguales en los modos FAIL o en LEAK. Un fluido que se encuadra en la categoría grave de FAIL puede ser Leve en la categoría LEAK.

A continuación, se muestra la tabla correspondiente a los parámetros por defecto de Weibull para la falla al abrir en servicio, para cada tipo de dispositivo.

Tabla 4-3 Parámetros de Weibull por defecto para probabilidad de falla en servicio

SEVERIDAD DEL FLUIDO	VALVULAS CONVENCIONALES Y BALANCEADAS		VALVULAS OPERADAS POR PILOTO		DISCOS DE RUPTURA	
	β	η	β	η	β	η
LEVE	1.8	50.5	1.8	33.7	1.8	50.5
MODERADO	1.8	23.9	1.8	8	1.8	50.5
GRAVE	1.8	17.6	1.8	3.5	1.8	50.5

La Tabla 4-4 proporciona la información necesaria para identificar la severidad del servicio correspondiente al fluido con el que se trabaja.

Tabla 4-4 Severidad del fluido (Solo para falla al abrir en servicio)

Servicio	Descripción
Leve	Productos de hidrocarburos limpios a temperaturas moderadas. Sin fase acuosa presente. Baja en azufres y cloruros. Algunos ejemplos incluyen servicios de aceites lubricantes, Gas licuado de Petróleo, vapor a baja presión y gases limpios como nitrógeno y aire.
Moderado	Hidrocarburos que pueden contener algunas partículas. Pueden contener una fase acuosa, pero en menor cantidad, aguas limpias, filtradas y tratadas pueden incluirse en esta categoría. Pueden contener cantidades de azufre y cloruros. Pueden superar temperaturas de 500°F. Algunos ejemplos incluyen productos intermedios de hidrocarburos, como aceites de sellos y lubricantes, aguas de proceso y vapores de media a alta presión.
Grave	Hidrocarburos que son procesados a más de 500°F con elevada tendencia a ensuciar o taponar. Pueden tener altos contenidos de azufre y cloruros. Se pueden incluir soluciones acuosas de aguas de proceso. Algunos ejemplos son Hidrocarburos pesados, flujos de crudo, servicios de aminas, aguas de enfriamiento, líquidos y vapores corrosivos, y fluidos con ácidos sulfúricos.

4.5.1.2.2 Datos por defecto para Válvulas de alivio de presión balanceadas por fuelle.

Una válvula de alivio de presión de resorte balanceado utiliza un fuelle para aislar la parte trasera del disco de los efectos de las contrapresiones. El fuelle también aísla la parte interna de la PRD de los efectos corrosivos del fluido en el sistema de descarga.

Un análisis de los datos de las tasas de falla en la industria muestra que los PRD balanceados tienen la misma probabilidad de falla en demanda que las válvulas convencionales, a pesar de que a menudo descarguen a sistemas con potenciales daños. Esto se debe a que las partes internas de la válvula se encuentran aisladas a los efectos de la corrosión y el ensuciamiento.

4.5.1.2.3 Parámetros de Weibull por defecto para válvulas de alivio de presión pilotadas.

Hasta la actualidad hay poca información de falla en la industria de válvulas pilotadas. Algunos informes indican que la probabilidad de falla de este tipo de dispositivos es 20 veces mayor que la correspondiente a las válvulas por resorte convencionales.

Como se muestra en la Tabla 4-3 los parámetros de Weibull por defecto para este tipo de dispositivos son iguales que para las válvulas convencionales y se utilizan factores de ajuste aplicados a la vida característica.

4.5.1.2.4 Parámetros de Weibull por defecto para discos de ruptura

Actualmente existen pocos datos de tasas de fallas disponibles para discos de ruptura. Estos dispositivos son simples y confiables que no son propensos a fallar al abrirse a presiones por encima de su presión de ruptura (a menos que se tapone su entrada o salida o que se encuentre instalado de forma incorrecta). Generalmente si un disco de ruptura falla es porque estalla de forma temprana. Se asume que un disco de ruptura es al menos tan fiable como un PRV convencional. También se supone que el material del disco de ruptura ha sido seleccionado correctamente para soportar el potencial corrosivo del fluido de servicio.

4.5.1.2.5 Ajuste para PRD convencionales con descarga a sistemas cerrados o quemadores.

Se debe realizar un ajuste sobre los parámetros de Weibull base para válvulas convencionales que descargan a un sistema cerrado o a un quemador. Dado que las válvulas convencionales no tienen un fuelle para proteger el bonete de los fluidos corrosivos en el sistema de descarga, se reduce un 25% la característica de vida (representada por el factor η) usando un factor de 0.75.

$$F_c = 0.75 \text{ Para válvulas convencionales} \quad (\text{ecuación 4-8})$$

$$F_c = 1 \text{ Para todos los otros casos} \quad (\text{ecuación 4-9})$$

4.5.1.2.6 Ajuste por sobrepresiones mayores que la presión de ajuste.

Como se explicó anteriormente, las curvas de probabilidad de falla en demanda están basadas en datos de pruebas de banco, en donde se define a una falla como el resultado de cualquier prueba que requiera más de 1.3 veces la presión de ajuste para abrir.

Intuitivamente se espera que, a mayores sobrepresiones, la probabilidad de que una válvula falle decrezca, debido a que su mecanismo se solicita con una fuerza mayor.

Para corregir la probabilidad en estos casos la metodología introduce un factor de sobrepresión que se calcula como se muestra a continuación:

$$F_{op} = \frac{1}{3.375} \cdot \left(\frac{P_0}{MAWP} - 1.3 \right) \quad (\text{ecuación 4-10})$$

El valor calculado se debe encontrar entre 0 y 1.

4.5.1.2.7 Ajuste por factores ambientales

Existen muchos factores externos a los dispositivos que pueden modificar su entorno afectando su confiabilidad.

Algunos ejemplos incluyen la existencia de vibraciones que se transmiten al PRD, historial de efecto de “zapateo”, servicio cíclico o pulsante, temperaturas de operación elevadas, etc. Estos factores pueden elevar la probabilidad de falla.

El factor de ajuste debido a la existencia de estos agentes externos se aplica al factor de vida característica η de Weibull, tanto para la probabilidad de falla como para la fuga. Los mismos son enumerados en la Tabla 4-5 junto a los factores. Este dato debe ser proporcionado por el personal de operaciones de la planta.

Tabla 4-5 Ajuste por factores ambientales

MODIFICACIÓN DEL ENTORNO	AJUSTE PARA EL PARAMETRO η DE POFOD	AJUSTE PARA EL PARAMETRO η DE POL
TEMPERATURA DE OPERACION 200<T<500°F	1	0.8
TEMPERATURA DE OPERACION T>500°F	1	0.6
OPERACION POR SOBRE EL 90% DE LA CAPACIDAD DE VÁLVULAS DE RESORTE	1	0.5
OPERACION POR SOBRE EL 95% DE LA CAPACIDAD DE VÁLVULAS PILOTADAS	1	0.5
VIBRACION DE LAS TUBERÍAS	1	0.8
SERVICIO PULSANTE O CICLICO	1	0.8
HISTORIA DE ACTUACIÓN EXCESIVA DEL DISPOSITIVO (MAS DE 5 VECES)	0.5	0.5
HISTORIAL DE ZAPATEO	0.5	0.5

4.5.1.2.8 Modificación de falla en demanda basada en datos de pruebas específicas

Un programa de inspección correctamente ejecutado debe contener un seguimiento de todas las pruebas realizadas sobre cada dispositivo y el historial de eventos importantes desde su puesta en funcionamiento.

A partir de este historial, se pueden hacer ajustes a en las curvas de probabilidad de falla al en demanda y probabilidad de fuga de cada dispositivo para aprovechar los conocimientos adquiridos en las pruebas sobre cada dispositivo de alivio particular en un servicio específico.

Después de obtener los datos de pruebas para un PRD, las funciones de probabilidad del dispositivo se ajustan hacia arriba o hacia abajo (modificando los parámetros de Weibull), dependiendo de los resultados (Pasa / Falla / Fuga) de las pruebas de inspección específicas del dispositivo y el tiempo en servicio desde la última inspección. De esta manera, se obtiene un aumento o reducción en el intervalo recomendado en base a los datos de pruebas históricas.

Dado que la confiabilidad de un PRD puede verse afectada por distintos agentes externos. Un ejemplo es la suciedad o taponamiento sobre las tuberías de entrada o

descarga, la metodología API RBI toma esto en consideración. Para cada fecha de inspección, la condición de las tuberías asociadas debe ser documentada. Si se determina que las tuberías están taponadas, la metodología juzgará la inspección/prueba como una falla, independientemente de los resultados de la prueba de banco o de la inspección realizada en el PRD. Las buenas prácticas de ingeniería sugieren que, si la tubería está taponada más de un 25%, la tubería debe ser definida como taponada, ya que esto significaría reducir el intervalo de inspección.

Los programas de inspección varían en su efectividad para determinar las tasas de falla. En la Tabla 4-6 se proporcionan las definiciones de las distintas efectividades usadas por la metodología. La efectividad de la inspección se basa en la capacidad de la inspección de predecir adecuadamente el estado de falla del PRD que está siendo inspeccionado. Las limitaciones de un programa de inspección se basan en la incapacidad de algunos de los métodos de ensayo para detectar y cuantificar los daños.

Tabla 4-6 Efectividades de pruebas y actividades

EFFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN	TIPO DE COMPONENTE	DESCRIPCION DE LA INSPECCION
ALTAMENTE EFECTIVA (A)	VALVULA	*Prueba de banco en las condiciones "como se recibió" de la unidad y las presiones de fuga inicial, de apertura, y de reposición han sido correctamente documentadas. *Las conexiones de entrada y salida de la válvula fueron inspeccionadas en búsqueda de taponamientos o fugas.
	DISCO DE RUPTURA	No existen métodos disponibles que provean una Efectividad A
GENERALMENTE EFECTIVA (B)	VALVULA	*Prueba de banco (No se probó en condiciones "como se recibió") . Se corroboró el estado del interior de la válvula mediante una inspección visual, y fue documentada correctamente. *Se realizó una prueba in-situ, presurizando el sistema con el fluido de proceso.
	DISCO DE RUPTURA	*El disco de ruptura fue removido y se realizó una inspección visual para verificar el estado y detectar deformaciones
POBREMENTE EFECTIVA (C)	VALVULA	*Se realizó una inspección visual, sin prueba Pop, y la misma fue documentada. *Se realizó una prueba in-situ, pero no se utilizó el fluido de proceso para presurizar el sistema
	DISCO DE RUPTURA	*Se verificó si existen fugas entre el disco y el PRD de acuerdo a API RP 520 Parte 2
INEFECTIVA (D)	VALVULA	*Se reacondicionó el dispositivo. No hay pruebas documentadas
	DISCO DE RUPTURA	No se documentaron las condiciones internas.

La confiabilidad de los resultados estará directamente relacionada con la efectividad de las inspecciones. La metodología provee tablas de valores de confiabilidad por defecto basados en la experiencia de expertos que indican los niveles de confiabilidad para cada uno de los tres niveles de efectividades de inspección, que representan con precisión el comportamiento de un PRD en un caso de demanda por sobrepresión. Los valores se muestran en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7 Factores de confiabilidad de las inspecciones.

RESULTADO DE LA INSPECCIÓN	FACTOR DE CONFIABILIDAD			
	INSPECCIÓN INEFECTIVA	INSPECCIÓN POBREMENTE EFECTIVA	INSPECCIÓN USUALMENTE EFECTIVA	INSPECCIÓN ALTAMENTE EFECTIVA
PASÓ, $CF_{\text{pasó}}$	Sin crédito	0.5	0.7	0.9
FALLÓ, $CF_{\text{falló}}$	Sin crédito	0.7	0.95	0.95
NO FUGÓ, $Cf_{\text{no fugó}}$	Sin crédito	0.5	0.7	0.9
FUGÓ, $CF_{\text{fugó}}$	Sin crédito	0.7	0.95	0.95

Por ejemplo, la efectividad del 90% asociada con el paso por un banco de pruebas de "alta efectividad" significa que hay una probabilidad del 90% de que la válvula se hubiese abierto en caso de demanda en servicio. Por lo tanto, también representa una probabilidad del 10% de que el PRD hubiese fallado en caso de demanda en servicio. Los valores que se muestran en la Tabla se llaman probabilidades condicionales.

Las probabilidades condicionales mencionadas reflejan la confiabilidad de que el resultado de la inspección pueda predecir el rendimiento del dispositivo en demanda. Al ensayar los PRD, se les asigna la mayor confiabilidad cuando el PRD se prueba en banco sin ninguna limpieza previa (es decir, como se recibe de campo).

La filosofía es diferente para aquellas válvulas que fallan en el banco de prueba. En caso de una falla en un banco de pruebas de alta efectividad, la confianza de un 95% se traduce a un 95% de probabilidades de que hubiese fallado en demanda durante el servicio normal. En estos casos en los cuales el dispositivo falla, se considera la misma probabilidad, aunque se haya limpiado, o no esté en las mismas condiciones que recibida de campo.

Una prueba inefectiva no proporciona ninguna información para predecir el rendimiento del PRD en servicio, por lo tanto, no se recibe ningún crédito por esta actividad. Se podrá obtener crédito si se realiza una revisión y se puede asumir que fue devuelta al servicio en condiciones "Como nueva", por lo tanto, la duración en servicio se determina a partir de la fecha de esta última puesta en servicio.

Como se explicó previamente, los parámetros de Weibull para las curvas de falla en demanda se han determinado basándose en el análisis de un conjunto de muestras de datos. Inicialmente, estos valores son parámetros por defecto (sugerencias) para los servicios de fluidos mencionados. Como los datos de inspección se recogen para cada PRD, estos parámetros se pueden ajustar para cada dispositivo basándose en los resultados de la inspección.

Dado que los parámetros de Weibull por defecto para un PRD proporcionan la probabilidad de falla en demanda en función del tiempo, se puede obtener una probabilidad de falla por defecto en demanda para el dispositivo, basado en su duración en servicio en el momento de la inspección. Esto se conoce como la probabilidad "a priori" de la falla en demanda y se calcula usando la siguiente ecuación:

$$P_{f,prior}^{prd} = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{\eta_{mod}} \right)^{\beta} \right] \quad \text{(ecuación 4-11)}$$

La probabilidad “a priori” de que la válvula actúe en demanda es:

$$P_{p,prior}^{prd} = 1 - P_{f,prior}^{prd} \quad \text{(ecuación 4-12)}$$

Después de la inspección se calcula una segunda probabilidad de falla en base al factor de confiabilidad (CF) para la efectividad de la inspección realizada en base a la Tabla 4-7. En este segundo cálculo la probabilidad calculada se llama probabilidad condicional de falla en demanda y se calcula utilizando las siguientes ecuaciones, dependiendo del resultado de la inspección:

Cuando el dispositivo pasó la inspección el cálculo es el siguiente:

$$P_{f,cond}^{prd} = (1 - CF_{pass}) P_{p,prior}^{prd} \quad \text{(ecuación 4-13)}$$

Si durante la inspección el dispositivo falló se calcula de la siguiente forma:

$$P_{f,cond}^{prd} = CF_{fail} \cdot P_{p,prior}^{prd} + (1 - CF_{pass}) P_{p,prior}^{prd} \quad \text{(ecuación 4-14)}$$

Luego se calcula una probabilidad ponderada de falla, $P_{f,wgt}^{prd}$, donde los factores de ponderación se han formulado para dar más peso a las pruebas realizadas en la vida característica. Usando las probabilidades “a priori” y “condicional” y los factores de ponderación, se calcula una probabilidad actualizada o posterior de falla en demanda, utilizando las ecuaciones proporcionadas en la Tabla 4-8.

Tabla 4-8 Ecuaciones actualizadas por las inspecciones

EFFECTIVIDAD Y RESULTADO DE LA INAPECCIÓN	ECUACIONES DE PROBABILIDAD PONDERADA DE FALLA EN DEMANDA
PASÓ INSPECCIÓN ALTAMENTE EFECTIVA	$P_{f,wgt}^{prd} = P_{f,prior}^{prd} - 0.2P_{f,prior}^{prd} \left(\frac{t}{\eta} \right) + 0.2P_{f,cond}^{prd} \left(\frac{t}{\eta} \right)$
PASÓ INSPECCIÓN USUALMENTE EFECTIVA	$P_{f,wgt}^{prd} = P_{f,prior}^{prd} - 0.2P_{f,prior}^{prd} \left(\frac{t}{\eta} \right) + 0.2P_{f,cond}^{prd} \left(\frac{t}{\eta} \right)$
PASÓ INSPECCIÓN POBREMENTE EFECTIVA	$P_{f,wgt}^{prd} = P_{f,prior}^{prd} - 0.2P_{f,prior}^{prd} \left(\frac{t}{\eta} \right) + 0.2P_{f,cond}^{prd} \left(\frac{t}{\eta} \right)$
FALLÓ INSPECCIÓN ALTAMENTE EFECTIVA	$P_{f,wgt}^{prd} = P_{f,cond}^{prd}$
FALLÓ INSPECCIÓN USUALMENTE EFECTIVA	$P_{f,wgt}^{prd} = P_{f,cond}^{prd}$
FALLÓ INSPECCIÓN POBREMENTE EFECTIVA	$P_{f,wgt}^{prd} = 0.5 P_{f,prior}^{prd} + 0.5 P_{f,cond}^{prd}$

Se puede obtener la vida característica actualizada, basada en la duración en servicio del PRD, en el parámetro β conocido, y la probabilidad ponderada:

$$\eta_{upd} = \frac{t}{\left(-\ln\left[1 - P_{f,wgt}^{prd}\right]\right)^{\frac{1}{\beta}}}$$

(ecuación 4-15)

4.5.1.3 Probabilidad de falla del equipo protegido (en función de la sobrepresión)

Este es el tercer término de la probabilidad de falla en de los PRD. Si se cuenta con un análisis de riesgo previo sobre los equipos estáticos, bastará con adaptar la probabilidad proporcionada a las presiones generadas en los distintos escenarios. Si no se cuenta con un análisis de riesgo se debe calcular la probabilidad mediante la Parte 2 de la normativa API RP 581.

Al hacer un análisis de RBI de un equipo estático (recipiente, tubería, tanque, etc.) se obtiene una frecuencia de falla ajustada, que se calcula a partir de una frecuencia de falla genérica y es afectada por factores de daño. El factor de daño depende del tiempo y se determina basándose en los mecanismos de daño aplicables en cada caso, en la historia de inspección y el estado del equipo. Es decir que el factor de daño del equipo protegido evolucionará con el tiempo junto con el riesgo del PRD.

Para el cálculo la frecuencia de falla del equipo protegido se consideran la presión normal de operación del mismo. Cuando se evalúan las fallas de los dispositivos de alivio, la MAWP (máxima presión de operación permitida) del equipo puede ser superada significativamente. Por esa razón se debe ajustar la frecuencia de falla del equipo a las sobrepresiones mediante la siguiente ecuación:

$$P_{f,j} = P_f + \left(\frac{1 - gfft}{3}\right) \cdot \left(\frac{P_{o,j}}{MAWP} - 1\right) \quad \text{(ecuación 4-16)}$$

En donde P_f es la probabilidad de falla del equipo protegido, $gfft$ es la frecuencia de falla genérica y $P_{o,j}$ es la sobrepresión resultante de una falla para cada escenario de sobrepresión j .

4.5.2 Probabilidad de falla por fugas.

4.5.2.1 General

Esta probabilidad, a diferencia de la falla en demanda, no es función de una tasa de demanda, sino que se basa en las fallas durante la operación continua. Los datos de probabilidad se encuentran en unidades de fallas/año.

Como se explicó en la sección anterior, las categorías de severidad de servicio no son las mismas para los dos tipos de fallas de los PRD. Se debe elegir el servicio que más se adapte a los datos en la Tabla 4-9.

Tabla 4-9 Severidad del fluido (Solo para fallas por fuga)

Servicio	Descripción
Leve	Líquidos pesados que tienden a no fugar a través del PRD. Aguas de enfriamiento y servicios de aminas son algunos ejemplos de fluidos corrosivos que tienden a no fugar por los dispositivos. También se incluyen servicios limpios como Gas licuado de Petróleo, aire y Nitrógeno.
Moderado	La mayoría de los productos intermedios de hidrocarburos se incluyen en esta categoría. Vapores de Hidrocarburos, aceites lubricantes, aceites de sellos y aguas de proceso (no incluye agua de enfriamiento o de calderas)
Grave	Incluye agua de alimentación de calderas, vapores y líquidos corrosivos como ácidos.

La Tabla 4-10 proporciona los parámetros de Weibull por defecto para fallas por defecto para los distintos tipos de válvulas y distintos grados de severidad del fluido. La metodología recomienda ajustar estos valores a los datos propios del usuario, en caso de contar con ellos.

Tabla 4-10 Parámetros de Weibull por defecto para probabilidad de falla por fugas

SEVERIDAD DEL FLUIDO	VALVULAS CONVENCIONALES Y BALANCEADAS		VALVULAS OPERADAS POR PILOTO		DISCOS DE RUPTURA	
	β	η	β	η	β	η
LEVE	1.6	17.5	1.6	16	1.6	17.5
MODERADO	1.6	15.5	1.6	14	1.6	17.5
GRAVE	1.6	13.1	1.6	11.5	1.6	17.5

4.5.2.2 Parámetros de Weibull por defecto para válvulas de resorte balanceadas por fuelle.

Los parámetros de Weibull por defecto para la curva de probabilidad de fuga de PRD balanceadas se proporcionan en la Tabla 4-10 a partir de datos de la industria. Estos datos reflejan un aumento menor en la probabilidad de fugas en comparación con las válvulas convencionales.

4.5.2.3 Parámetros de Weibull por defecto para válvulas de alivio de presión pilotadas.

En el caso de las fallas por fuga, las válvulas pilotadas tienen un mejor sellado que el resto de los tipos de PRD. Sin embargo, no se cuenta con gran cantidad de datos de fugas para apoyar el incremento del parámetro η por fugas. Por lo tanto, se recomienda usar los valores correspondientes a las válvulas convencionales, dados en la Tabla 4-10.

4.5.2.4 Parámetros por defecto para discos de ruptura.

No hay datos sobre fugas disponibles en la industria para discos de ruptura. Por lo tanto, los parámetros de Weibull para el caso de fuga para este tipo de dispositivos se basan en la curva de severidad leve para PRD convencionales.

4.5.2.5 Ajuste de las curvas de probabilidad de fuga por defecto para PRD con asientos suaves o blandos.

Estos tipos de válvulas por lo general cuentan con o-ring que mejoran el cierre entre el disco y el asiento de la válvula. Cuando una válvula convencional o balanceada contiene un diseño con asiento blando, el parámetro η de la curva de Weibull para probabilidad de falla por fugas se incrementa con un factor de 1.25 veces, para el resto de los casos el factor es 1.

Para PRD con asientos blandos:

$$F_s = 1.25 \quad \text{(ecuación 4-17)}$$

Para PRD sin asientos blandos

$$F_s = 1 \quad \text{(ecuación 4-18)}$$

4.5.2.6 Modificaciones del entorno para los datos por defecto de fallas en demanda y fugas.

La Tabla 4-5 proporciona todos los factores de ajuste del medio ambiente, que API RBI aplica a las curvas de Weibull por defecto.

4.5.2.7 Presencia de disco de ruptura aguas arriba.

Cuando un disco de ruptura está instalado aguas arriba de la PRV, la metodología RBI asume que la probabilidad de fuga es insignificante (es decir, $P_t^{PRD} = 0$) debido a que los discos cumplen la función de aislar la entrada de la válvula.

4.5.2.8 Modificación de las tasas de fuga en base al historial de inspecciones.

La adecuación de la probabilidad condicional de falla por fugas al historial de inspección se realiza de la misma forma que para la probabilidad de falla en demanda.

$$P_t^{prd} = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{\eta_{upd}} \right)^\beta \right] \quad \text{(ecuación 4-19)}$$

4.6 Consecuencia de falla.

La consecuencia de falla al abrir se basa en los dos mismos modos de falla, al abrir en demanda y fugas, que la probabilidad. Para cada modo de falla se calcula una probabilidad por separado.

Se expresa en términos de US\$/Año, a continuación, se detalla el método de cálculo para los tipos de consecuencia.

4.6.1 Consecuencia de falla al abrir.

Para los dispositivos de alivio de presión, las fallas al abrir en demanda probablemente resulten en que el equipo protegido quede expuesto a presiones significativamente más altas que durante las operaciones normales que pueden provocar fallas en el equipo y como consecuencia la pérdida de contención de fluido.

Para el cálculo de la consecuencia de falla del PRD se vincula la consecuencia de falla en demanda del dispositivo a la consecuencia financiera de falla del equipo protegido.

El cálculo completo de la consecuencia financiera relacionada a los equipos estáticos se presenta en la parte 3 de la normativa API RP581. Este cálculo excede el alcance de este trabajo, y se considera como un dato con el que se debe contar para la realización del análisis. A continuación, se presentan las consideraciones a modo informativo.

La consecuencia financiera asociada a los equipos estáticos considera los siguientes factores:

- Costo de reparación o reemplazo del equipo
- Costo por daño a equipos circundantes dentro de las áreas afectadas
- Costos asociados con la pérdida de producción y la interrupción del negocio durante el tiempo de reparación
- Costo debido al daño a personas durante la falla
- Costos de saneamiento ambiental y multas

El análisis de consecuencia de los equipos protegidos debe considerar las potenciales sobrepresiones que pueden alcanzarse durante una falla del PRD, en lugar de las presiones de operación normales. Las sobrepresiones pueden tener valores de varias veces las presiones admisibles de los equipos. Estos escenarios son los mostrados en la Tabla 4-2.

Se proporciona una serie de tablas que desarrollan una lógica para la estimación de las sobrepresiones potenciales, $P_{o,j,t}$, en la cual se aplican factores de sobrepresión sobre la MAWP (Máxima Presión de Trabajo Admisible) del equipo protegido que van de 1 a 4 veces, correspondiendo el factor 4 a las sobrepresiones consideradas más severas.

Cuando los requisitos de alivio para el proceso son tales que se necesitan múltiples PRD para manejar la capacidad de alivio requerido, hay una reducción de riesgo, ya que la probabilidad de que todos los PRD estén en un estado de falla al mismo tiempo es lógicamente menor. El equipo protegido tendrá una mayor probabilidad de que parte de la capacidad del PRD esté disponible en la demanda para reducir al mínimo el exceso de presión durante un escenario de demanda de sobrepresión.

Cuando una pieza de equipo está protegida por múltiples PRD, la probabilidad calculada de falla en demanda de cualquier PRD específico en la instalación del dispositivo múltiple seguirá siendo la misma. Sin embargo, se hace un ajuste a la sobrepresión potencial como resultado de que el PRD no pueda abrir en demanda. Este ajuste de instalación de múltiples válvulas, F_a , toma en consideración causas comunes de falla y también considera la probabilidad de que otros PRD de la instalación múltiple estarán disponibles para minimizar el potencial de sobrepresión.

$$F_a = \sqrt{\frac{A^{prd}}{A_{total}^{prd}}}$$

(ecuación 4-20)

Este factor de instalación de múltiples válvulas reduce la sobrepresión potencial que podría ocurrir al asumir que alguno de los PRD instalados en la zona estará disponible si el PRD bajo consideración no se abre en demanda, disminuyendo la consecuencia de la potencial falla.

$$P_{o,j t} = F_a \cdot P_{o,j}$$

(ecuación 4-21)

Para una instalación de múltiples válvulas, la probabilidad de fugas para cualquier PRD específico no aumenta.

4.6.2 Consecuencias de Fuga.

A pesar de que las consecuencias de fuga son mucho menos severas que las debidas a una pérdida de contención del equipo protegido como resultado de una falla del PRD al abrir en demanda, la frecuencia de fuga puede ser lo suficientemente alta para que el PRD pueda ser clasificado como de "Alta prioridad" en función del riesgo de fuga.

El cálculo del costo de fuga del PRD, C_l^{prd} , se estima sumando una serie de costos parciales:

- $Cost_{inv}$: costo de la pérdida de inventario, basada en el costo del fluido multiplicado por la tasa de fuga y el tiempo para descubrir la fuga.
- $Cost_{env}$: Costos ambientales asociados con la fuga.
- $Cost_{sd}$: Costos de mantenimiento y reparación del PRD.
- $Cost_{prod}$: Costos de pérdida de producción debido a la inactividad mientras se reemplaza o arregla el dispositivo, si no es posible operar en presencia de la fuga.

$$C_l^{prd} = Cost_{inv} + Cost_{env} + Cost_{sd} + Cost_{prod}$$

(ecuación 4-22)

La consecuencia de fuga se calcula considerando dos grados de falla, las leves/moderadas y las fallas por atascamiento. Las mismas son explicadas en los siguientes puntos al igual que los costos particulares.

4.6.2.1 Costos de pérdida de inventario

Este costo se calcula a partir de tres variables:

- Velocidad de fuga
- Duración de la fuga
- Costo del fluido perdido

Las dos primeras se calculan mediante estimaciones y datos estadísticos proporcionados por la metodología, mientras que el costo del fluido es un dato específico que debe ser proporcionado por el usuario.

Velocidad de fuga.

La misma se calcula a partir de datos estadísticos que surgen de los resultados de pruebas de banco.

Los resultados muestran que aproximadamente el 8,4% de las PRD probadas presentaron alguna fuga entre el 70 y el 90% de su presión de ajuste, el 6,6% de las PRV ensayadas fugó a presiones inferiores a 70% de su presión de ajuste y un 2,4% de las PRV probadas fugó significativamente por debajo del 70% de su presión de ajuste. La base de las tasas de fuga estimadas utilizadas para el cálculo en consecuencia API RBI se proporciona en la Tabla 4-11.

Tabla 4-11 Datos de pruebas de banco para estimar la velocidad de fuga

DESCRIPCION DE LA PRUEBA DE BANCO	CATEGORIZACIÓN DE LA FUGA	PORCENTAJE DE VÁLVULAS PROBADAS EN BANCO QUE FALLARON	PORCENTAJE DEL TOTAL DE LAS FUGAS	FUGA ASUMIDA (PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD)
La fuga se produjo entre 70% y 90% de la presión de ajuste	Leve	8,4	50	1
La fuga se produjo por debajo del 70% de la presión de ajuste	Moderada	6,6	40	1
La fuga se produjo inmediatamente	Apertura Falsa (por taponamiento u obstrucción)	2,4	10	25

Como se muestra en la Tabla 4-11, para fugas leves y moderadas se utiliza un índice de 1% de la capacidad del PRD (calculado en condiciones normales de operación). Para una apertura falsa de la válvula se supone que la tasa de fuga será del 25% de la capacidad del PRD.

La metodología evalúa dos casos distintos de fugas. El primer caso se trata de fugas leves o moderadas, C_l^{mild} , y representa el 90% de todos los casos de fuga potenciales. El segundo se trata de la apertura de la válvula por taponamiento u obstrucción, C_l^{so} , y constituye el 10% de todos los posibles casos de fuga.

Las tasas de fuga de los dos casos de fugas se calculan a continuación:

$$lrate_{mild} = 0.01 w_c^{prd} \text{ [lbs/hora]} \quad \text{(ecuación 4-23)}$$

$$lrate_{so} = 0.25 w_c^{prd} \text{ [lbs/hora]} \quad \text{(ecuación 4-24)}$$

Donde w_c^{prd} [Libras/Hora] es la capacidad de la válvula, que generalmente se puede encontrar entre los datos del dispositivo o bien puede ser calculado por los métodos detallados en la API 520.

Estimación de la duración de la fuga.

Se estima a partir de datos de la industria que indican el tiempo promedio que se tarda en descubrir una falla en función del diámetro de la válvula y el sistema al que descarga.

Para fugas leves y moderadas la duración de la fuga, D_{mild} [días], se estima de acuerdo la Tabla 4-12. Para las duraciones mostradas se asume que las fugas moderadas de grandes dispositivos serán descubiertas más pronto que las fugas en válvulas pequeñas.

Para las fugas por taponamiento u obstrucción se asume que se requiere la reparación inmediata del PRD, y que el tiempo requerido para aislar la fuga es de 30 minutos. Por lo tanto:

$$D_{so} = \frac{30 \text{ min}}{60 \text{ min/hr} \cdot 24 \text{ hr/día}} = 0.021 \text{ días} \quad (\text{ecuación 4-25})$$

Tabla 4-12 Duración de las fugas (sólo para leves y moderadas)

DIAMETRO DEL ORIFICIO DE ENTRADA (IN)	DURACION DE LA FUGA PARA SISTEMAS QUE DESCARGAN A SISTEMA CERRADO O FLARE (Días)	DURACION DE LA FUGA PARA SISTEMAS QUE DESCARGAN A LA ATMOSFERA (Días)
$D \leq 3/4''$	60	8
$3/4'' < D < 1 1/2''$	30	4
$1 1/2'' < D < 3''$	15	2
$3'' < D < 6''$	7	1
$D \geq 6''$	2	0.33

La metodología reconoce que el costo del inventario perdido es menos grave si se cuenta con un sistema de recuperación de los fluidos venteados o la descarga de los dispositivos de alivio asociada a un sistema cerrado. Se considera un factor de recuperación, F_r , que se aplica a las consecuencias de fuga y que toma los siguientes valores:

$F_r = 0.5$ Si el PRD descarga a un quemador que posee un sistema de recuperación

$F_r = 0$ Si el PRD descarga a un sistema cerrado

$F_r = 1$ Para el resto de los casos

Finalmente, el costo de pérdida para los dos tipos de fugas consideradas se calcula como se muestra a continuación:

$$Cost_{inv}^{mild} = 24 \cdot F_r \cdot Cost_{flu} \cdot D_{mild} \cdot lrate_{mild} \quad (\text{ecuación 4-26})$$

$$Cost_{inv}^{so} = 24 \cdot F_r \cdot Cost_{flu} \cdot D_{so} \cdot lrate_{so} \quad (\text{ecuación 4-27})$$

Donde $Cost_{flu}$ [US\$] es el costo del fluido.

4.6.2.2 Costos ambientales.

Los costos ambientales, $Cost_{env}$, deben tenerse en cuenta cuando la fuga a través del PRD tanto a la atmósfera como a un sistema de quemadores puedan necesitar acciones de limpieza y saneamiento, multas reglamentarias, etc. Estos costos deben ser provistos por el usuario o pueden extraerse de un análisis de consecuencia financiera realizado sobre los equipos estáticos.

4.6.2.3 Costos de reparación del dispositivo.

La metodología tiene en cuenta el costo asociado con el mantenimiento y la reparación del PRD, $Cost_{sd}$ [US\$], si la fuga requiere de una reparación. Se recomienda el uso de datos de órdenes de trabajo reales del usuario o propietario asociadas con el mantenimiento, pruebas, inspecciones y reparaciones del dispositivo. Si no se cuenta con los datos específicos de la planta se pueden utilizar los siguientes valores estimativos sugeridos por la metodología:

$$Cost_{sd} = 1000USD\$ \text{ Para diámetros de entrada } NPS < 6 \quad (\text{ecuación 4-28})$$

$$Cost_{sd} = 2000USD\$ \text{ Para diámetros de entrada } NPS > 6 \quad (\text{ecuación 4-29})$$

4.6.2.4 Costos por pérdida de producción.

Los costos por pérdidas de producción, $Cost_{prod}$, deben ser considerados con la excepción a los casos en los que se instalan más de un PRD en paralelo, o cuando se cuenta con válvulas de bloqueo que permiten la reparación del dispositivo sin la necesidad de sacar el equipo fuera de servicio.

$$Cost_{prod}^{mild} = 0 \quad \text{Si una fuga puede ser tolerada, o si no es necesario sacar de servicio al equipo para realizar las reparaciones} \quad (\text{ecuación 4-30})$$

$$Cost_{prod}^{mild} = Unit_{prod} \cdot D_{sd} \quad \text{Si una fuga a través del PRD no es tolerada} \quad (\text{ecuación 4-31})$$

$$Cost_{prod}^{so} = Unit_{prod} \cdot D_{sd} \quad \text{Para pérdidas por taponamiento u obstrucción} \quad (\text{ecuación 4-32})$$

4.6.2.5 Cálculo de la consecuencia de fuga total.

Como se explicó anteriormente, se consideraron dos grados de fugas distintos. La consecuencia total será una combinación de los costos asociados a estos dos tipos de fuga.

Como se muestra en la Tabla 4-11, las fugas leves y moderadas representan el 90% de los casos, mientras que el restante 10% corresponde a fugas por apertura falsa. La consecuencia total por fugas se calcula teniendo en cuenta estos datos:

$$C_l^{prod} = 0,9C_l^{mild} + 0,1C_l^{so} \quad (\text{ecuación 4-33})$$

A su vez, cada término se calcula, con los datos establecidos en los puntos anteriores, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$C_l^{mild} = C_{flu}^{mild} + C_{env} + C_{sd} + C_{prod}^{mild} \quad (\text{ecuación 4-34})$$

$$C_l^{so} = C_{flu}^{so} + C_{env} + C_{sd} + C_{prod}^{so} \quad (\text{ecuación 4-35})$$

4.7 Cálculo del riesgo.

A continuación, se muestra como realizar el cálculo final del riesgo.

4.7.1 Riesgo de falla al abrirse.

El riesgo de que un PRD falle al abrir en demanda en un intervalo de tiempo de inspección especificado, t_{insp} , se calcula para cada caso de demanda de sobrepresión aplicable utilizando la probabilidad de falla del PRD y la consecuencia global de falla calculada para cada caso de demanda, como se muestra a continuación:

$$Risk_{f,j}^{prd} = P_{f,j}^{prd} \cdot C_{f,j}^{prd} \quad (4.7.1-1)$$

Luego el riesgo global de fallar al abrir en demanda se determina realizando la sumatoria de los riesgos individuales asociados a cada caso de demanda de sobrepresión:

$$Risk_{f,j}^{prd} = \sum_{j=1}^{ndc} P_{f,j}^{prd} \cdot C_{f,j}^{prd} = \sum_{j=1}^{ndc} Risk_{f,j}^{prd} \quad (4.7.1-2)$$

Donde j representa cada uno de los ndc casos de demanda de sobrepresión aplicables.

Un PRD puede proteger más de un componente de una instalación. El riesgo debe calcularse para cada uno de los componentes y se debe elegir el mayor.

4.7.2 Riesgo de fugas.

El riesgo asociado a las fugas de un PRD se obtiene multiplicando la probabilidad y la consecuencia de las fugas, como se indica a continuación:

$$Risk_l^{prd} = P_l^{prd} \cdot C_l^{prd} \quad (4.7.2-1)$$

4.7.3 Riesgo total.

El riesgo total asociado tanto a la falla al abrir en demanda como a la fuga en un PRD se obtiene sumando los riesgos parciales calculados en los ítems anteriores:

$$Risk^{prd} = Risk_l^{prd} + Risk_f^{prd} \quad (4.7.3-1)$$

Este valor de riesgo depende del tiempo, y es el que nos permite a través de la comparación con los valores admisibles o umbrales establecer niveles de riesgo y planificar las inspecciones posteriores.

4.8 Planificación de inspección basada en Análisis de Riesgo.

4.8.1 Intervalos de inspección basados en Riesgo

Los intervalos de inspección para los dispositivos de alivio de presión están determinados por el riesgo, compuesto a su vez por la probabilidad y la consecuencia de los eventos que pueden resultar de la falla del PRD para abrir en demanda o las

fugas. Como se explicó anteriormente el lado de probabilidad de la ecuación se relaciona con la pérdida de confiabilidad del PRD, es decir, que no cumpla con su función ya sea fallando al abrir en demanda o presentando fugas. El lado consecuencia se relaciona con la pérdida de contención de la pieza de equipo protegida por el PRD o una fuga a través del PRD.

El riesgo asociado a los dispositivos aumenta con el tiempo transcurrido desde la última intervención. Las probabilidades de falla al abrir y fuga son funciones dependientes del tiempo. Por otra parte, con el aumento de t_{insp} aumenta también el factor de daño del equipo protegido, lo que aumenta la probabilidad y la consecuencia asociados con la pérdida de contención.

El intervalo recomendado para intervenir un PRD se determina por el cálculo del riesgo como una función del tiempo y la determinación del momento en que el riesgo es igual al riesgo límite.

4.8.2 Umbral de Riesgo o Riesgo límite.

El umbral de riesgo o riesgo límite se define como el nivel de riesgo aceptable asociado a los dispositivos, a efecto de la planificación de inspecciones, cuantificado en términos de US\$/Año.

No existen reglas concretas para fijar el valor de un riesgo límite, sino que la metodología indica que el mismo debe ser fijado en conjunto con el usuario, a través de los resultados preliminares del cálculo de riesgo de todos los dispositivos y teniendo en cuenta la experiencia del usuario y del analista.

Si se fija correctamente, se podrán obtener resultados comparativos entre los dispositivos de una misma instalación, teniendo la posibilidad de agrupar a los equipos de mismo nivel de riesgo y planificando en función de estos grupos.

4.8.3 Efecto de las inspecciones, ensayos y mantenimiento de los PRD sobre la curva de Riesgo.

El fin de la metodología es poder planear las inspecciones en base al riesgo calculado en el análisis, de forma de mantener a los dispositivos por debajo de los valores límites. Las inspecciones tienen un impacto directo sobre el riesgo, ya que el mismo es altamente sensible al tiempo transcurrido desde la última inspección y al desempeño del dispositivo.

Por lo tanto, cada vez que se realiza una inspección, el riesgo debe ser actualizado para lograr que la misma impacte en el nivel de riesgo. Esto se representa en la Figura 4-3 a través de la retroalimentación que se realiza luego de la ejecución de las inspecciones.

La Figura 4-2 se muestra el efecto de las pruebas, inspecciones y reparación de los dispositivos de alivio de presión sobre la curva de riesgo. La figura también ilustra el efecto del riesgo límite. Para el ejemplo presentado un riesgo límite de 25.000 dólares/año resultó en intervalos de inspección de 5 años. Alternativamente, para un riesgo límite de 10.000 dólares/año, el intervalo de inspección resultante habría sido 3 años.

Dado que los dispositivos son normalmente reacondicionados o reemplazados en el momento de la prueba, el riesgo de falla se vuelve “cero” justo después de la prueba. Esta afirmación es válida si se hace la suposición de que el PRD se devuelve de las

pruebas en condiciones iguales a nuevas luego del reacondicionamiento, esto debe ser evaluado en cada caso particular.

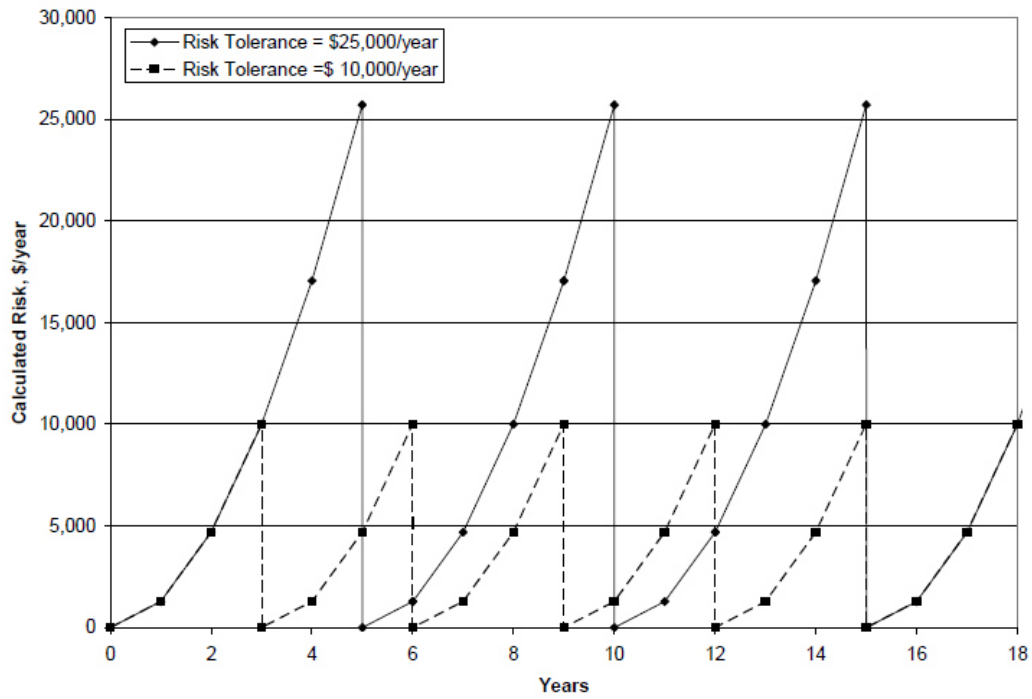


Figura 4-2 Ejemplo de evolución del riesgo

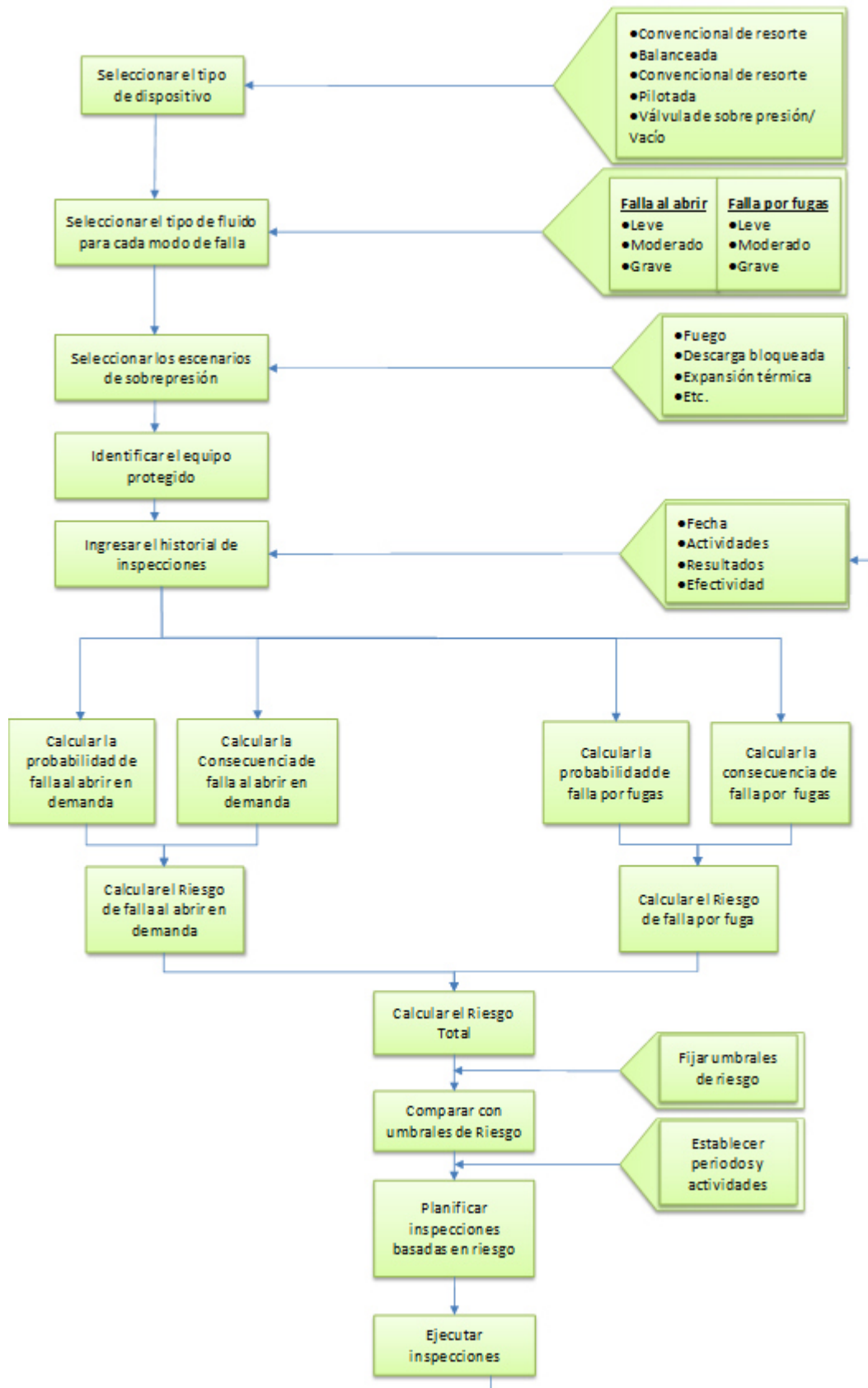


Figura 4-3 Flujoograma del proceso completo de análisis

5 Actividades de inspección.

Para la descripción de las actividades de inspección se utilizarán los lineamientos de la normativa API RP576 y las actividades adicionales que contemplan ésta normativa, la API RP581 y la ASME PTC 25.

5.1 General

Los dispositivos de alivio de presión se instalan en los equipos de las instalaciones para liberar las presiones excesivas debidas a condiciones de operación distintas a las normales de trabajo. Un dispositivo correctamente diseñado, instalado, ajustado y mantenido es esencial para la seguridad de las personas y la protección de los equipos en circunstancias anormales. La razón principal de la inspección de estos componentes es asegurar que van a proporcionar esta protección en el momento que se los exija.

Lo que se espera de una inspección es determinar las condiciones físicas y de funcionamiento generales, y asegurarse de que su desempeño cumple con los requisitos para una instalación determinada. A demás incluye todas las actividades de reparación o mantenimiento necesarias para el correcto funcionamiento y las correspondientes calibraciones y ajustes.

5.2 Inspección/reacondicionamiento en taller. [3]

La inspección-reacondicionamiento en taller se basa en la idea de remover, desmontar e inspeccionar la válvula en un taller o tienda debido a la imposibilidad de poder realizar todas las tareas en campo. Esta inspección no solo se hará sobre la válvula propiamente dicha, sino que también se hará sobre las conexiones y tuberías de entrada y descarga para verificar la presencia de depósitos internos que causen taponamientos.

La inspección incluye la etapa de recolección de datos del dispositivo. Entre estos datos se incluyen datos de diseño, funcionamiento, inspecciones anteriores, reparaciones e historial de eventos.

5.2.1 Identificación del dispositivo y recolección de datos

Para minimizar los errores en las pruebas y manipulación de la válvula, se deben recolectar todos los datos necesarios que se enumeran a continuación:

- Tag o identificación del dispositivo (debe ser un número de identificación único)
- Identificación del equipo estático que protege
- Última presión de ajuste
- Fecha de última prueba

Por otra parte, se deben recolectar datos específicos sobre el servicio del dispositivo:

- Información sobre alteraciones en el dispositivo.
- Información sobre cualquier tipo de fuga en servicio
- Datos sobre cualquier tipo de falla en funcionamiento
- Presión y temperatura de operación del equipo protegido
- Fluido con el cual trabaja el equipo

5.2.2 Inspección inicial

Tan pronto como el dispositivo sea removido, se debe realizar una inspección visual para detectar cualquier tipo de depósito tanto en la válvula como en las cañerías adyacentes para poder identificar potenciales problemas de taponamiento. Estos depósitos pueden desprenderse durante el transporte al taller, por lo que se debe tomar una muestra de estos. Todo lo observado durante esta inspección debe ser documentado.

También debe verificarse que la válvula cuente con el precinto o seguro que indique que no sufrió ajustes desde la última intervención registrada.

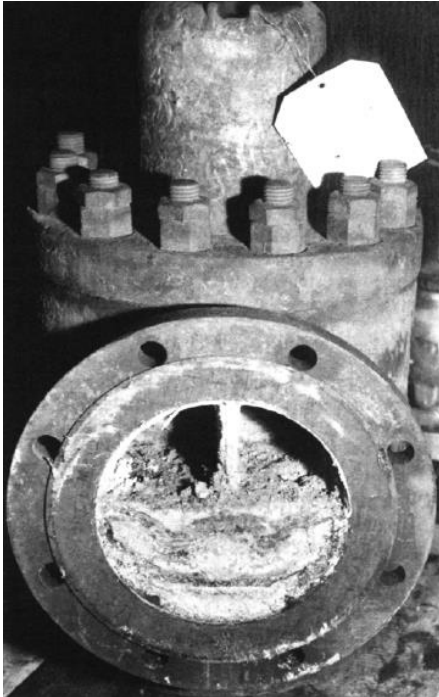


Figura 5-1 Depósitos de azufre en el cuerpo de la válvula [3]

5.2.3 Transporte de la válvula al taller

Deben tomarse los recaudos necesarios para el transporte de las válvulas al taller, ya que, si ocurren alteraciones, estas pueden impactar en los resultados de las pruebas.

Las válvulas con conexiones bridadas deben ser atornilladas a los pallets firmemente, para mantener su posición vertical. Los dispositivos que posean conexiones roscadas deben ser transportados con cuidado de no dañar las conexiones. En ambos casos se deben tapar los orificios para que no se contaminen con partículas del exterior.

Las palancas de accionamiento manual deben ser trabadas y aseguradas para que no se produzcan accionamientos del dispositivo durante el transporte y almacenamiento.

Los discos de ruptura deben ser sujetados de sus bordes y correctamente protegidos para no alterar la apertura durante la prueba.

5.2.4 Prueba de banco POP en condiciones “Como se recibió”.

Se llama prueba POP al ensayo que se realiza sobre las válvulas para verificar si la misma cumple con sus exigencias de funcionamiento:

- Punto de apertura: es la presión para la cual el disco comienza a separarse del asiento de la válvula.
- Presión de disparo: Es la presión a la cual se produce la apertura total del mecanismo.
- Presión de cierre: es la presión para la cual se cierra el mecanismo luego del periodo de trabajo.

Esta prueba se realiza en bancos de prueba que son capaces de proveer la presión suficiente para simular la condición de trabajo.



Figura 5-2 Banco de pruebas típico

La válvula se monta en el banco de prueba y se aumenta lentamente la presión de entrada hasta que se produzca la apertura de la misma, se deben registrar y documentar las presiones de apertura, de disparo y de cierre producidas en la prueba, para poder comparar con los valores admisibles, y así definir el éxito o fracaso de la prueba.

Se define al CDTP (Cold differential Test Pressure) como la presión a la cual se espera que el dispositivo actúe durante una prueba de banco. Considera las diferencias con las condiciones de servicio, tales como las diferencias de temperatura y contrapresiones presentes en la descarga.²

² La selección del CDTP excede el alcance de este trabajo, y solo se usará para definir el criterio de aceptación de las pruebas POP.

Si la apertura en la prueba POP se produce a la CDTP, se considera que el dispositivo superó la prueba. De lo contrario debe realizarse una segunda presurización, si en esta la apertura se produce a la CDTP, la falla en la primera prueba pudo deberse a suciedades o depósitos y se considera que se superó la prueba POP. Si aún en este segundo intento la presión POP no es menor a la CDTP se considera que el dispositivo falló por atascamiento.

Cuando se produce la apertura en la primera prueba a una presión considerablemente menor a la CDTP, se toma esa presión como la presión de prueba.

Para válvulas muy contaminadas o con excesivos depósitos, se recomienda no realizar la prueba de disparo, y considerarla como atascada, ya que puede dañarse el asiento al presurizarla en exceso.

5.2.5 Inspección visual

Luego de la prueba de presión POP en estado “Como se recibió” se debe realizar una inspección visual completa para determinar el estado al retirar los dispositivos de servicio.

Los puntos que deben inspeccionarse son los siguientes:

- Las bridas, en busca de indicios de corrosión, pitting o pérdida de material.
- Resorte y fuelle, en busca de corrosión, fisuras o deformaciones.
- La posición de las tuercas de ajuste de presión.
- Las boquillas de entrada y de salida en búsqueda de depósitos y corrosión.
- La superficie externa para detectar corrosión atmosférica.
- Espesor del cuerpo de la válvula.
- Los pilotos asociados a las válvulas principales, si corresponde.

Todas las condiciones deben ser documentadas.

5.2.6 Desarmado, limpieza e inspección.

Si se requiere que la válvula sea devuelta al servicio en una condición “como nueva”, es obligación el desmontaje de todas las partes.

Todas las partes desmontadas deben ser limpiadas adecuadamente, para permitir una correcta inspección.

Se busca detectar rastros de corrosión u otros mecanismos de daño presentes en todas las partes desmontadas. En los asientos y bridas se buscan indicios de rugosidad en asientos y boquillas que puedan resultar en fugas. Se debe verificar el cierre entre el asiento y el disco y a su vez estas partes deben ser medidas en busca de pérdidas de espesores que los dejen fuera de los límites de tolerancia del fabricante. Se deben probar los resortes mediante la aplicación de la fuerza adecuada. Se deben inspeccionar las boquillas en búsqueda de deformaciones. Los fuelles de las válvulas balanceadas deben ser controlados para detectar la presencia de roturas o indicios de algún tipo de fuga.



Figura 5-3 - Defectos encontrados en inspecciones .[4]

5.2.7 Reemplazo de partes y armado

Luego de inspeccionar la totalidad de las partes se debe proceder al cambio de partes dañadas o potencialmente dañadas que surjan del análisis anterior, como por ejemplo resortes, fuelles, asientos y disco (las últimas dos pueden ser maquinadas y puestas en servicio nuevamente). Algunas partes, tales como el cuerpo, las bridas y el bonete, pueden ser reacondicionadas para volver a utilizarlas en el armado del dispositivo.

El armado debe realizarse siguiendo las instrucciones del fabricante.

5.2.8 Ajuste de la presión de actuación

La válvula debe ser montada nuevamente en el banco de prueba y se debe realizar el ajuste de presión y las respectivas pruebas antes de que la válvula sea entregada.

El correcto ajuste de presiones debe hacerse siguiendo las recomendaciones de cada fabricante, teniendo en cuenta las limitaciones del dispositivo. Las posteriores pruebas también se realizan de acuerdo a las especificaciones particulares del fabricante, los cuales generalmente recomiendan al menos tres pruebas POP para lograr un ajuste más fino.

5.2.9 Prueba de estanqueidad o hermeticidad

Luego del ajuste de la presión, se realiza una prueba de estanqueidad para verificar que no se produzcan fugas. La misma se lleva a cabo en un banco de pruebas elevando la presión al 90% de la presión de ajuste, y verificando que no haya indicio de fugas en la descarga del dispositivo. Suelen admitirse pequeños volúmenes de fuga, dependiendo de los parámetros establecidos por el usuario.

5.3 Pruebas In-situ.

Como lo indica en nombre, son pruebas que se realizan en el lugar, muchas veces sin retirar el PRD del equipo protegido.

5.3.1 Inspección visual en funcionamiento (On-Stream)

Una inspección visual en funcionamiento debe asegurar los siguientes puntos:

- Correcta instalación del dispositivo
- Tag o identificación propia de la empresa, fecha de la última inspección y presión de ajuste.
- Verificar que no haya obstrucciones o válvulas cerradas que impidan el correcto funcionamiento del dispositivo.
- Verificar que los sellos para proteger la espiga de ajuste del resorte no estén dañados.
- Examinar en búsqueda de fugas.
- Verificar, en caso de que el dispositivo lo tenga, que los venteos estén libres y limpios.
- Verificar el correcto estado de los soportes de las cañerías que se conectan a la válvula para evitar la rotura de las conexiones y las fugas debido a los movimientos no deseados y las vibraciones transmitidas.
- En caso de tener palanca de accionamiento verificar que esté en la posición correcta y operable.
- En caso de que la válvula se encuentre instalada en combinación con un disco de ruptura, verificar la correcta orientación de este.

Este tipo de inspección debe realizarse según el calendario de inspección establecido, pero si durante la operación se detecta algún indicio de fuga, tal inspección puede ser realizada.

5.3.2 Trevi Test

Esta prueba, a diferencia de la prueba de banco convencional, se realiza mediante el accionamiento del mecanismo de la válvula mediante una fuerza externa aplicada al vástago de la misma en lugar de la aplicación de una presión a la entrada del dispositivo. [8]

La prueba se basa en aplicar una fuerza en el vástago de la válvula, mediante un sistema hidráulico para vencer la tensión del resorte. Conjuntamente se adquieren los datos de la fuerza aplicada mediante un transductor electrónico de desplazamiento. Conociendo las dimensiones del disco y la presión en la tubería de entrada al dispositivo se calcula la presión equivalente a la cual se libera la presión.

Esto permite el trazado de una curva de la fuerza aplicada, y el cálculo de la presión de apertura (análogo a la presión obtenida en la prueba POP en taller), y la presión de cierre.

a) Prueba en Caliente

Esta prueba se realiza con la válvula en servicio, presurizada con el fluido y a la presión de trabajo.

Se debe conocer la presión a la cual está operando el sistema en el momento de la prueba para poder realizar correctamente los cálculos y obtener una presión equivalente de apertura correcta.

Como beneficio se puede resaltar la posibilidad de hacer la prueba sin sacar de servicio a la válvula, y en condiciones de trabajo. Por otra parte, esta prueba no permite hacer una examinación visual como se explica en 5.2.5.

b) Prueba en frío

Esta variante de la prueba se realiza de la misma manera que la prueba en caliente, pero la diferencia radica en que se realiza con el sistema sin presurizar. Por ejemplo, durante una parada de planta, antes de la puesta en funcionamiento de la planta o cuando resulte muy peligroso realizar la prueba en servicio. Esta prueba puede ser realizada en campo o en el taller.

La prueba en frío permite la inspección visual de las conexiones de entrada y salida, por lo tanto, se tendrá un dato más preciso del estado general del dispositivo.



Figura 5-4 Realización de prueba en servicio Trevitest.

c) Calibración del dispositivo

Esta técnica permite la calibración del dispositivo estando colocado. Luego de realizadas las pruebas, si es necesario se ajusta la presión de apertura de la válvula, de la misma forma que se realiza en los talleres.

Si durante las pruebas realizadas se comprueba que la válvula no actuó dentro de los parámetros esperados o si se encuentran indicios de fugas, esta debe ser removida y llevada al taller para su desmontaje y reacondicionamiento.

5.4 Pruebas adicionales

5.4.1 Inspección de válvulas de sobrepresión/vacío

Este tipo de dispositivos puede fallar debido a que sus partes, asiento y disco se queden pegados. En casos en los cuales las temperaturas de trabajo sean muy bajas, se debe probar la válvula en esas condiciones, debido que es más probable que sus partes se peguen o atasquen.

Una inspección completa debe contemplar los siguientes puntos:

- Verificar que las partes no estén pegadas. De ser analizar la posibilidad de cambiar la combinación de materiales en asientos y disco.
- Desmontado del disco, limpiado y mantenimiento. Se debe verificar la masa de contrapeso, esta puede sufrir una pérdida de peso, lo cual cause un funcionamiento defectuoso.
- Determinar el estado de los asientos y vástagos.
- Revisar las juntas, protecciones, bulones y capuchones que puedan sufrir deterioro, si es necesario reemplazarlas.

5.4.2 Consideraciones para válvulas pilotadas

Para la inspección y prueba de este tipo de dispositivos se siguen las mismas recomendaciones que para las válvulas convencionales.

Hay que tener en cuenta que en este tipo de válvulas se tiene la válvula auxiliar o piloto además de la válvula principal.

Luego de las pruebas, el piloto debe ser probado de forma independiente de la válvula principal, en busca de depósitos, tapones o partes pegadas. Se deben inspeccionar todas las juntas, O-Rings y partes blandas que se encuentren.

5.4.3 Inspección y reemplazo de discos de ruptura

Al tratarse de dispositivos de protección que se pueden accionar una sola vez no pueden ser probados. Los discos son inspeccionados visualmente en buscas de deformaciones, corrosión, abolladuras o demás formas de deterioro que puedan afectar el funcionamiento.

En caso de que se cambie la presión de ajuste de la válvula se debe verificar que el disco instalado sea el adecuado, ya que están especialmente calibrados para determinadas presiones.

Se debe inspeccionar también el lado aguas abajo, ya que generalmente están expuestos a fluidos altamente corrosivos o dañinos.



Figura 5-5 Superficie del disco deformada

6 Implementación de la metodología.

6.1 General

Se implementó la metodología sobre una planta de tratamiento de hidrocarburos, perteneciente a un yacimiento ubicado en Bolivia.

Para la realización de este trabajo se contó con una completa base de datos de los dispositivos de alivio de presión de planta de tratamiento de gas metano y tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos líquidos. También se dispuso de un análisis RBI semicuantitativo de los equipos estáticos protegidos por los PRD, datos sobre costos de fluidos, calibraciones, reparaciones y estimaciones realizadas por los operadores. Los datos faltantes fueron estimados, con el consenso del usuario de la planta.

Se implementó la metodología RBI para planificar las inspecciones basándose en el riesgo de los equipos para luego realizar una comparación económica contra el plan de inspección anual que se utiliza actualmente.

6.2 Descripción de la planta a la cual se aplicó la metodología.

Para la realización de este trabajo fueron facilitados todos los datos necesarios de la planta que se va a describir a continuación. La misma está situada en Bolivia, por cuestiones de confidencialidad no se pueden brindar datos específicos de la empresa que la opera.

Se trata de una planta diseñada para obtener petróleo ligero, gasolina natural, y GLP (Gas Licuado de Petróleo) a partir de una corriente de gas rico proveniente de los pozos propios y utilizar el gas residual de esos procesos para tratarlo y enviar a gasoducto de venta o para reinyectar a los reservorios para mantener su presión.

La capacidad de producción de la planta para cada sistema es la siguiente:

-Gas Metano: 35MMSCFD (Millones de pies cúbicos estándar por día)

-GLP: 100GPM (Galones por minuto)

-Condensados de hidrocarburo: 131GPM

Descripción de las distintas áreas de la planta:

- a) Colectores: En esta área se recibe toda la producción de los pozos que alimentan la planta. Hay 5 colectores instalados, dos de alta presión (1250 psi), uno de media (500 psi) y dos de baja presión (250 psi) que reciben la corriente de gas rico (con contenidos de agua e Hidrocarburos líquidos).
- b) Separadores: La corriente proveniente de los colectores ingresa a los separadores trifásicos que separan el hidrocarburo líquido, del agua y del gas. Luego la corriente de hidrocarburo líquido ingresa en los separadores bifásicos que separa el líquido que no se pudo separar de la corriente de gas en la primera parte. La corriente de gas de ambas etapas de la separación se conduce tanto a la etapa de deshidratación de gas para la venta, como a la succión de los compresores de reinyección.
- c) Estabilización de líquidos: El condensado de hidrocarburo proveniente de los separadores se lleva a especificación en la torre estabilizadora. En esta área se controla la presión de vapor del producto. Previo a la entrada de la torre de

- estabilización, la corriente líquida es 'Flasheada' (se produce la evaporación de una fracción de los gases presentes).
- d) Almacenamiento de Hidrocarburos líquidos: La corriente de gasolina estabilizada proveniente de la torre estabilizadora y de distintos depuradores se almacena en tanques atmosféricos para su futuro despacho.
- e) Deshidratación del Gas: La corriente de gas proveniente de la separación (y de otras partes del proceso) debe llevarse a especificación para su posterior venta. Se realizan dos etapas de deshidratación, una primaria, a través de una torre contactora de glicol y una secundaria, mediante un sistema de cribas o tamices moleculares.
- Deshidratación primaria (por absorción): Ingresa la corriente de gas a una torre contactora, y en contracorriente se hace circular Trietilenglicol. Este fluido es altamente Higroscópico (estos compuestos tienen una gran capacidad de absorber el agua presente en el gas). De esta forma se obtiene en la salida del tope de la torre el gas deshidratado. Se cuenta con un sistema de regeneración de Trietilenglicol que permite la reutilización de este compuesto, debido al carácter reversible del proceso.
 - Deshidratación secundaria (por adsorción): La planta cuenta con un sistema de cribas, o tamices moleculares que actúan como desecantes del gas, llevándolos a un porcentaje de humedad que esté dentro de las especificaciones.
- f) Sistema de recuperación de GLP:
- Área de torre Deetanizadora: se alimenta con gas seco expandido (a baja temperatura) proveniente de las dos etapas de deshidratación, y por otra parte con líquido condensado en el proceso de enfriado y expandido. Se obtiene una corriente de líquidos pesados en el fondo de la torre que luego alimenta la torre Debutanizadora, y una corriente de metano y etano en el tope de la torre.
 - Área de torre Debutanizadora: Se alimenta con el líquido proveniente de la torre Deetanizadora. En esta columna se obtiene en el tope una corriente de GLP (Propano y Butano), mientras que por el fondo se obtienen líquidos más pesados, que se almacenan en los tanques junto al líquido estabilizado. Por otra parte, los tanques y esfera almacenan el GLP obtenido para su posterior venta.
- g) Compresión de gas: La planta cuenta con diversos sistemas de compresión de gases:
- Compresión para reinyección a pozos: parte del gas residual se comprime y se inyecta para mantener la presión de los pozos de producción.
 - Compresión de gas residual: el gas residual es comprimido y reinyectado al área de separadores para mantener una presión necesaria en el sistema.
 - Compresión de gas de venta: El gas seco se comprime y se envía al gasoducto para su comercialización.

La planta pertenece a un yacimiento, que en total suma 5 plantas de procesamiento de gas metano y gas licuado y 3 baterías de hidrocarburos líquidos.

En el Anexo 1 se enumeran los dispositivos con los que cuenta la planta, y el equipo estático al cual está asociado. Cada dispositivo de alivio puede proteger a más de un equipo simultáneamente y, a su vez, cada unidad de análisis puede estar protegida por más de un dispositivo.

6.3 Calibración de dispositivos en la planta.

Actualmente, el usuario de la planta cuenta con un plan de inspección anual para todos los dispositivos de alivio del yacimiento. Recordamos que, en Bolivia, a través del Decreto Supremo 25502 (1999) de la Agencia Nacional de Hidrocarburos establece que los períodos de inspección deben adaptarse a las normativas internacionales mencionadas en la Tabla 3-1 y admiten la aplicación de la metodología RBI.

6.4 Procedimiento para el análisis.

Se desarrolló para este trabajo una planilla de cálculos, en la cual se cargan manualmente los datos básicos necesarios para el análisis y la misma realiza el cálculo del riesgo de la forma explicada en el capítulo 4. La herramienta se desarrolló con el programa Excel, y la misma contiene todas las tablas y valores proporcionados por el usuario, para realizar las consultas sobre esos datos de forma automática. Como resultado la planilla arroja el valor de riesgo y haciendo una entrada manual de los niveles de riesgo, detecta en qué nivel se encuentra.

El análisis de riesgo se realizó sobre la planta presentada anteriormente, la misma cuenta con un total de 174 dispositivos de alivio registrados en el historial. El objetivo es explicar la como se aplicó la metodología y las consideraciones que se tuvieron en cuenta sobre esta planta, y luego extender el análisis económico sobre la totalidad de dispositivos del yacimiento para analizar la factibilidad de la aplicación.

Previo a comenzar con los cálculos correspondientes al Riesgo se generó una base de datos que contiene la información suministrada por la empresa que opera la planta.

A continuación, se lista toda la información con la que se dispuso para el análisis:

Información de los dispositivos:

- Tag o etiqueta del dispositivo: este número de identificación es único para cada dispositivo.
- Tipo de dispositivo: Válvula convencional, balanceada, pilotada, de sobrepresión y vacío o disco de ruptura.
- Diámetros de entrada y descarga.
- Presión de ajuste de la última calibración.
- Historial de inspecciones, mantenimientos y registros de fallas.
- Ubicación de la descarga de la válvula: atmósfera, circuito cerrado de recuperación o Quemador.

Información del equipo o equipos protegidos:

- Identificación del protegido.
- Fluido y estado con el que opera el equipo.
- Temperatura y presión de operación.
- Máxima presión de operación permisible (MAWP).

-Si el equipo cuenta con un análisis de riesgo, se considerarán los valores de las probabilidades y consecuencias que resultaron de ese análisis. Para los equipos que no cuentan con este análisis, el operador de la planta brindó estimaciones basadas en la experiencia propia.

Información sobre otros parámetros de la planta:

-Datos físicos específicos de los fluidos.

-Inventario disponible en cada equipo.

-Costos de fluidos, de daños a las personas, costos ambientales asociados a la contaminación, costos de pérdida de producción, costos de mantenimiento y de reemplazo de los dispositivos.

6.4.1 Clasificación de información y procedimiento para el cálculo

El usuario suministró una base de datos histórica de los dispositivos de alivio de presión de la planta que incluye el registro de todas las inspecciones que se realizaron sobre cada dispositivo. También incluyen la fecha, actividades y resultados de la última inspección.

6.4.1.1 Identificación del tipo de dispositivo.

Se seleccionó el tipo de dispositivo de alivio, entre los explicados en 2.1, este dato se encuentra en archivo histórico suministrado por el operador.

6.4.1.2 Selección de los modos de falla.

En todos los casos se consideró que están presentes los dos modos de falla potenciales, "Falla al abrir durante el servicio" y "Falla por fuga".

6.4.1.3 Identificación de el/los equipos protegidos.

El operador suministró la identificación del equipo protegido, y también una base de datos de todos los equipos protegidos de la planta de donde se puede extraer el fluido que contiene, el estado y los datos de operación en condiciones normales.

6.4.1.4 Selección de la severidad del fluido.

Conociendo el fluido que contiene el equipo protegido, se seleccionó la severidad para los dos modos de falla según Tabla 4-4 y Tabla 4-9. Resultando la siguiente clasificación para el análisis de la totalidad de los dispositivos:

Falla al abrir en servicio:

- | | |
|--------------------------|-----------------------------------|
| -Crudo: Grave | -Glicol: Moderado |
| -Condensado de HC: Grave | -Hot Oil: Grave |
| -Gasolina: Grave | -Aceite Lubricante: Leve |
| -Metano: Leve | -Agua de procesos: Grave |
| -GLP: Leve | -Sist. Contra incendios: Moderado |
| -Amina: Grave | -Aire: Leve |

Falla al abrir en servicio:

- | | |
|-------------------------|------------------------------|
| -Crudo: Leve | -Glicol: Leve |
| -Condensado de HC: Leve | -Hot Oil: Leve |
| -Gasolina: Leve | -Aceite Lubricante: Moderado |

-Metano: Moderado
-GLP: Leve
-Amina: Leve

-Agua de procesos: Moderado
-Sist. Contra incendios: Leve
-Aire: Leve

6.4.1.5 Definición de los escenarios de sobrepresión.

Para la definir los escenarios de sobrepresión que aplican para cada dispositivo se consensuaron criterios con el operador, resultando los siguientes casos:

- a) **Fuego:** Aplica para todos los dispositivos que protegen equipos que contienen fluidos inflamables.
- b) **Descarga del equipo bloqueada, con “Controles administrativos”:** Aplica en todos los equipos, ya que es la principal causa de sobrepresiones.
- c) **Alivio por expansión Hidráulica/Térmica con “Controles administrativos”:** Aplica en los equipos que trabajan a altas temperaturas.
- d) **Pérdida de agua de enfriamiento:** No aplica en ningún caso, no se registran equipos estáticos con sistema de enfriamiento por agua.
- e) **Falla de la válvula de control, con inicio del evento de sobrepresión en la posición normal:** Aplica en equipos que tengan válvulas de control.
- f) **Falla de la válvula de control, con inicio del evento de sobrepresión en la posición opuesta a la normal:** Aplica en equipos que tengan válvulas de control.
- g) **Falla en el suministro de energía eléctrica:** No aplica en ningún caso.
- h) **Falla en bombas de circulación de refrigerante o sistemas de enfriamiento:** No aplica en ningún caso.
- i) **Reacciones químicas auto aceleradas:** No aplica en ningún caso.
- j) **Sobrellenado de líquidos, con “Controles administrativos”:** Aplica en separadores de entrada y separadores de vapores/Líquidos en sistemas de venteos (Knock Out Drums)
- k) **Ruptura de tubos de intercambiadores:** Aplica sólo para dispositivos que protegen el lado de los tubos de un intercambiador.

6.4.1.6 Selección de lugar de descarga del dispositivo.

Los posibles lugares de descarga considerados fueron los siguientes:

- a) **Atmosférica:** la descarga se hace en el sitio o se transporta hacia otra ubicación y luego se libera a la atmósfera.
- b) **Quemador:** la descarga del dispositivo es conducida a un sistema de quemadores.
- c) **Sistema cerrado:** el fluido que se descarga por el dispositivo se conduce a un sistema cerrado en el cual generalmente se lo recupera.

6.4.1.7 Cálculo de la sobrepresión en posibles eventos

De forma conservativa se consideró para todos los casos que las sobrepresiones posibles pueden alcanzar 4 veces la MAWP del equipo protegido. Esta es una recomendación de la metodología.

6.4.1.8 Estimación de la capacidad de los dispositivos.

Como no se cuenta con un dato preciso de la capacidad de desalojar fluido de las válvulas se recurrió a la norma que se utiliza para dimensionar los dispositivos, la API 520.

Como se indica en el inciso 3.6.2.1 de la API 520, se realiza un cálculo diferenciado para los casos en los cuales se trate de un fluido líquido o gaseoso. En ambos casos la normativa provee los cálculos para el área de descarga necesaria para desalojar un caudal determinado, siguiendo el camino inverso, se calculó el caudal desalojado (o capacidad) a partir del área de descarga conocida. [6]

6.4.1.8.1 Cálculo para servicio de Gas.

Se realizó el siguiente cálculo, utilizando como incógnita el caudal que puede desalojar el dispositivo en unidades de Libra/Hora.

$$W \left[\frac{\text{libra}}{\text{hora}} \right] = A [\text{in}^2] \cdot K_b \cdot K_c \cdot K_d \cdot C \cdot P_1 [\text{psi}] \sqrt{\frac{M}{T [^\circ\text{F}] \cdot Z}} \quad (6.4.1-1)$$

A : Área efectiva del orificio de la válvula en Pulgadas

K_b : Corrección por presencia de contrapresiones en el circuito cerrado de descargas, se considera igual a 1 en todos los casos, ya que no se tiene información sobre este ítem.

K_c : Corrección por presencia de disco de ruptura aguas abajo, se considera siempre igual a 1, ya que no se registran estos casos.

K_d : Coeficiente de descarga efectiva, se toma valor fijo de 0,975.

C : Relación entre calores específicos $\left(\frac{C_p}{C_v}\right)$, para los fluidos utilizados es cercana a 315.

P_1 : Presión de ajuste del dispositivo en Libras por pulgada cuadrada.

M : Masa molar de cada fluido. 16,4 para el metano, 29,96 si se trata de aire.

T : Temperatura de trabajo absoluta ($T [^\circ\text{F}] + 460$)

Z : Factor de compresibilidad, se considera igual a 1.

6.4.1.8.2 Calculo para el servicio de líquido.

Se calculó la capacidad en Galones por minuto, y luego se aplicó el factor de conversión para obtenerla en Libras/hora.

$$W \left[\frac{\text{galones}}{\text{minuto}} \right] = 38 \cdot A [\text{in}^2] \cdot K_d \cdot K_w \cdot K_v \cdot \sqrt{\frac{P_1}{G}} \quad (6.4.1-2)$$

A : Área efectiva del orificio de la válvula en Pulgadas

K_d : Corrección por presencia de disco de ruptura. No se cuenta con datos que precisen la existencia de discos, se asume 0,65.

K_w : Corrección por presencia de contrapresiones en la descarga, no hay datos sobre este ítem, se asume 1.

K_v : Factor de corrección por viscosidad del fluido, se toma un valor promedio de 0,9 como se recomienda en la norma.

P_1 : Presión de ajuste del dispositivo en Libras por pulgada cuadrada.

M : Masa molar de cada fluido. 16,4 para el metano, 29,96 si se trata de aire.

G: Densidad relativa del fluido con el agua.

6.4.1.9 Ajuste por factores ambientales.

Se tuvieron en cuenta los siguientes factores ambientales según lo explicado en 4.5.1.2.7:

- a) **Temperatura elevada:** Se considera este factor cuando la temperatura de operación del equipo se encuentra entre los 200°F y los 500°F o mayores a 500°F.
- b) **Vibración de las tuberías asociadas:** Se aplica este factor cuando los equipos están sometidos a presiones cíclicas debidas al desplazamiento de fluido mediante bombas o compresores.
- c) **Ningún Factor:** Se aplica al resto de los casos.

6.4.1.10 Historial de inspecciones:

Se verificó en el archivo histórico de datos de válvulas la fecha de la última inspección de los dispositivos para calcular el período t_{insp} . Se observó que como actualmente se cuenta con un cronograma de calibración anual, todos los dispositivos habían sido inspeccionados en el último año.

Por otra parte, a todos los equipos se le practicaron actividades de calibración en taller, pero no se cuenta con la documentación que compruebe que se hayan realizado las actividades correspondientes a una Efectividad A (según la Tabla 4-6). Por ese motivo, en conjunto con el personal de integridad mecánica de la planta, se decidió considerar que todas las inspecciones realizadas alcanzan una Efectividad B.

En cuanto al resultado de las pruebas realizadas, se cuenta con el dato brindado por la empresa de los resultados particulares de cada inspección, donde se especifica si durante la prueba se presentaron fugas, y si actuó correctamente. Con ese registro se completan los datos "Falló", "No Falló", "Fugó" y "No fugó" necesarios para la actualización de las probabilidades.

6.4.1.11 Costos asociados a posibles eventos.

La empresa proporcionó datos reales y criterios a tener en cuenta en caso de distintos eventos.

-Costos de pérdida de inventario en caso de fuga:

Se utilizaron valores proporcionados por la operadora de la planta:

- Gas metano: 0.16 US\$/Lb.
- GLP: 0.3 US\$/Lb.
- Condensados de hidrocarburo: 0.37 US\$/Lb
- Glicol: 0.2 US\$/Lb
- Aceite Térmico: 0.3 US\$/Lb
- Aceite Lubricante: 0.3 US\$/Lb

Se considera como 0US\$ el costo del agua y el aire utilizados.

-Costo de daño al ambiente:

Para el cálculo de este ítem se consideró un posible daño al ambiente sólo en el caso de que el fluido contenido por el equipo protegido sea líquido, y que la descarga de la válvula esté conectada directamente a la atmósfera. Para los casos en los cuales la descarga se conecta a un sistema cerrado de drenajes, en los casos que el fluido sea líquido, o con descarga conectada a un sistema de venteos con quemador si se trata de gases, el costo por daño al ambiente se considera de 0US\$.

-Costo de pérdida de producción al sacar el equipo protegido de servicio:

Se utilizó la información suministrada por la empresa que opera la planta, la misma indica que el tiempo que se tarda en reparar una válvula es de 2 días, ya que la reparación se realiza en talleres externos. Si un dispositivo debe ser reparado, es removido y llevado a los talleres, en su lugar se coloca uno de iguales características. Por lo tanto, sólo se tiene en cuenta el tiempo que se tarda en reemplazar el dispositivo, se estima que esta acción demanda en promedio 30 minutos.

Para cada sistema dentro de la planta se consideraron los siguientes costos de pérdida de producción por día en caso de que el equipo quede fuera de servicio durante el reemplazo del dispositivo:

-Gas: 233500 US\$/Día

-Gas licuado de petróleo: 181046 US\$/Día

-Condensado de Hidrocarburo: 334636 US\$/Día

El costo de pérdida de producción para los servicios auxiliares se consideró 0US\$. Es decir, para los sistemas de Glicol, Aceite Caliente, Agua y Aire.

- Costo de reparación del Dispositivo:

Se determinó para cada caso siguiendo las recomendaciones de la normativa, como se indica en 4.6.2.3 :

-1000USD\$ Para diámetros de entrada NPS<6

-2000USD\$ Para diámetros de entrada NPS>6

6.4.1.12 Cálculo del riesgo

Se siguieron los procedimientos explicados para el cálculo de las probabilidades, consecuencias y el riesgo mediante el uso de la planilla semi-automatizada. A continuación, se detallan las consideraciones particulares para cada punto. En los apéndices 1 y 2 se muestran los datos usados para el análisis. En el Apéndice 3 se muestran la probabilidad, consecuencia y riesgo total para cada dispositivo.

6.4.1.13 Cálculo de la probabilidad de falla al abrir en servicio.

- a) Se seleccionó la frecuencia de inicio de eventos EF_j para cada evento de sobrepresión que aplica en cada caso según la Tabla 4-2.
- b) De la Tabla 4-2 también se seleccionó el factor de reducción de frecuencia de demanda, $DRRF_j$ para cada evento de sobrepresión considerado.
- c) Se calculó la frecuencia de demanda para cada escenario de sobrepresión según la (ecuación 4-4)

- d) Teniendo en cuenta las variables seleccionadas anteriormente y de acuerdo con la (ecuación 4-5) se calculó la frecuencia de demanda total.
- e) Se seleccionaron los parámetros de Weibull η y β por defecto de la Tabla 4-3, de acuerdo al tipo de dispositivo y a la categoría de servicio.
- f) Según las ecuaciones (ecuación 4-8) y (ecuación 4-9) se seleccionó el factor de ajuste según el lugar de descarga para las válvulas convencionales.
- g) Se calculó el factor de ajuste, F_{Op} , como se indica en la ecuación (ecuación 4-10). Teniendo en cuenta las consideraciones tomadas en 6.4.1.7, el posible valor de sobrepresión en un evento es 4 veces la MAWP, por lo tanto, el único valor posible para F_{Op} es 0,8.
- h) De acuerdo a las condiciones ambientales elegidas según 6.4.1.9 se seleccionaron los factores ambientales F_{env} de la Tabla 4-5.
- i) Se calculó el parámetro de vida característica modificado η_{mod} según la (ecuación 4-10).
- j) Para realizar la actualización de la probabilidad de falla utilizando los registros de inspecciones se calculó la probabilidad a priori de que la válvula actúe en demanda, $P_{p,prior}^{prd}$, según (ecuación 4-12).
- k) Luego se seleccionó de la Tabla 4-7 el factor de confiabilidad de la inspección, y se calculó la probabilidad condicional de falla, $P_{f,cond}^{prd}$, como se indica en (ecuación 4-13) o (ecuación 4-14) dependiendo del resultado de la prueba. La Tabla 4-8 contiene las ecuaciones actualizadas por las inspecciones para calcular la probabilidad ponderada de falla al abrir.
- l) El próximo paso fue calcular la característica de vida actualizada, η_{upd} , como lo indica la (ecuación 4-15). Una vez que obtenidos los parámetros de Weibull actualizados se procedió al cálculo de la probabilidad de falla en servicio del dispositivo actualizada, P_{fod} , según la (ecuación 4-7).
- m) Por otra parte, se calculó la probabilidad de falla del equipo protegido, ajustada a la sobrepresión que se pueda generar ante una falla del dispositivo de alivio, según la (ecuación 4-16).
Se dispuso con los datos de la frecuencia de falla genérica de los equipos y de la probabilidad de falla de cada equipo como resultado de un RBI previo.
- n) Se calculó la probabilidad total de falla al abrir en servicio como se indica en la ecuación (ecuación 4-3).

6.4.1.14 Cálculo de la consecuencia de falla al abrir en servicio.

Todos los equipos protegidos de la planta cuentan con análisis de RBI previo. En primera instancia se les realizó un análisis de carácter 'Cualitativo que arrojó como resultado equipos con distintos niveles de Riesgo (Bajo, Medio, Medio/Alto, Alto). Posteriormente se realizó un análisis Semicuantitativo descartando a los equipos de riesgo cualitativo Bajo y a los equipos de los cuales no se tenía la información necesaria para realizar este análisis.

En este trabajo se utilizaron los valores de consecuencias financieras de los equipos a los cuales se les realizó un semicuantitativo. Para las otras dos categorías de equipos se realizaron las siguientes estimaciones:

- a) Riesgo cualitativo bajo: Para esta categoría de riesgo se seleccionó la menor consecuencia del "Lazo de Corrosión" al que pertenece. Los lazos de corrosión son el resultado de una segmentación realizada en el análisis de riesgo de los

- equipos protegidos. Los equipos que se encuentran dentro de un mismo lazo son los que presentan condiciones de operación y factores de daño similares.
- Sin información para el semicuantitativo: Estos equipos presentan un riesgo cualitativo distinto a “bajo”. Se consideró un valor de consecuencia promedio de todos los equipos del lazo al que pertenecen.

En el Apéndice 3 se muestran las consecuencias financieras asociadas a los equipos protegidos por cada dispositivo.

6.4.1.15 Cálculo de la probabilidad de falla por fugas.

- Se seleccionaron los parámetros de Weibull por defecto de la Tabla 4-10.
- Se aplica el factor F_s para válvulas con asientos blandos según (ecuación 4-17) y (ecuación 4-18). Todos los dispositivos cuentan con este tipo de asientos, por lo tanto, se aplica para todos los ítems un factor de corrección de 1,25.
- De acuerdo a las condiciones ambientales elegidas según 6.4.1.9 se seleccionaron los factores ambientales F_{env} de la Tabla 4-5.
- Se calculó la vida característica modificada por los factores anteriores, η_{mod} , según la ecuación (ecuación 4-6).
- La actualización del parámetro de vida característica correspondiente a la probabilidad de falla por fugas se realizó siguiendo los pasos n) a l) realizados para la probabilidad de falla en servicio.
- Finalmente se calculó la probabilidad de falla por fugas utilizando la (ecuación 4-19).

6.4.1.16 Cálculo de la consecuencia de falla por fuga.

- Ante la falta del dato de la capacidad real de los dispositivos, se calculó la capacidad de las válvulas de acuerdo a lo explicado en 6.4.1.8, dependiendo del tipo de fluido, siguiendo las recomendaciones de la normativa API520.
- Se calcularon las tasas de liberación de fluido para los casos de fuga leve/moderada y de fuga por obstrucción. Se utilizaron (ecuación 4-23) y (ecuación 4-24) para los dos tipos de fugas analizados.
- Se estimó la duración de las fugas. Para fugas leves a moderadas se utilizó la Tabla 4-12 y para fugas por taponamiento u obstrucción la (ecuación 4-25).
- Se aplicó el factor de crédito por fluido recuperado en caso de fuga. Los valores posibles son ‘1’, ‘0.5’ o ‘0’ para los sistemas cerrados de recuperación de fluidos, quemador, o venteo a la atmósfera respectivamente.
- Se calcularon los costos ambientales, por pérdidas de inventario, por mantenimiento y reparación y por inactividad de la planta como se indica en 4.6.2.1, 4.6.2.2, 4.6.2.3 y 4.6.2.4. Para el ítem de pérdida de inventario se calcularon los costos para los casos de fuga leve/moderada y por atascamiento por separado.
- Por último, se calculó la consecuencia de fugas utilizando la (ecuación 4-33).

6.4.1.17 Cálculo del Riesgo total.

Tal como se explicó en 4.7, se calcularon los riesgos de falla al abrir, riesgo de falla por fugas y riesgo total para cada dispositivo, para luego ser comparados con el Risk Target y clasificados según el nivel que alcancen. Cada uno de los riesgos se calculó a partir de las probabilidades y consecuencias obtenidas anteriormente. En el apéndice 3 se muestra el riesgo total para cada uno de los dispositivos.

6.4.2 Umbral de Riesgo, o Riesgo límite.

Como se explicó en el capítulo 4.8, la metodología indica que el valor de riesgo límite, o umbral de riesgo debe ser fijado por el usuario. Se realizó un análisis preliminar de los datos obtenidos en busca de un criterio consistente y aplicable a esta planta para la categorización de los dispositivos y la posterior planificación de las intervenciones sobre estos.

En la Figura 6-1 se muestran los valores de riesgo obtenidos en el análisis para cada equipo. Sólo se muestran los TAG de algunos equipos representativos de los distintos niveles.

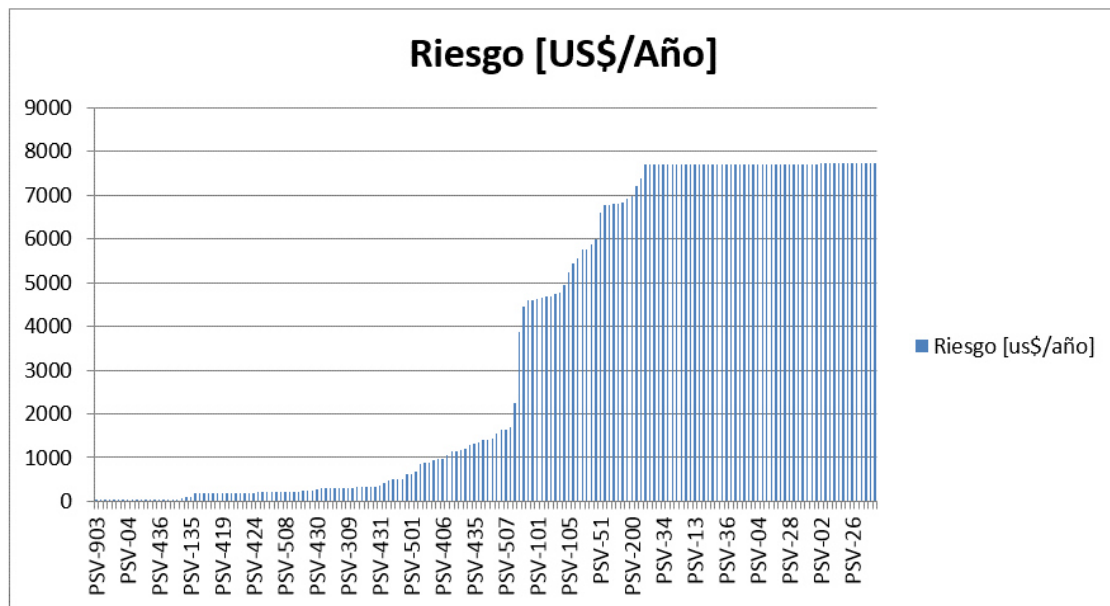


Figura 6-1 Valores de riesgo obtenidos del análisis.

Observando el gráfico anterior puede observarse que hay un salto considerable a partir de los 2000US\$/Año aproximadamente, los equipos que superen ese riesgo serán los más críticos.

Se tomó la decisión de considerar varios niveles de riesgo límite en lugar de un solo valor umbral debido a la gran variación del riesgo de distintos equipos, esto nos permite evaluar todos los equipos con un criterio más acorde, sin desestimar ningún resultado.

Como solución práctica se estableció una jerarquización del riesgo en distintos niveles, como se indica en la siguiente tabla, en base a los resultados preliminares del análisis:

Tabla 6-1 Intervalos de Riesgo definidos.

Categoría de Riesgos	
Nivel	Intervalo [US\$]
Alto	7000<R
Medio/alto	5000<R<7000
Medio	1000<R<5000

Bajo	R<1000
------	--------

6.5 Resultados del análisis de riesgo y planificación basada en riesgo.

6.5.1 Resultados del análisis.

Aplicando la jerarquización propuesta definida en la Tabla 6-1 se obtuvo la siguiente distribución total de PRD según el nivel de riesgo.

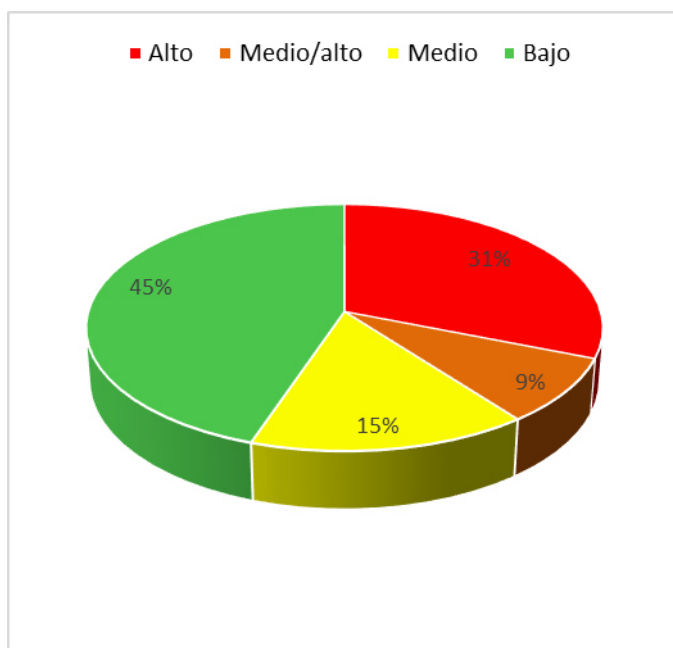


Figura 6-2 – Distribución porcentual de niveles de riesgo

En la siguiente tabla se muestran la cantidad de dispositivos que engloba cada nivel de riesgo:

Tabla 6-2 Cantidad de dispositivos en cada nivel de riesgo.

Categoría de Riesgos	
Nivel	Cantidad de dispositivos
Alto	54
Medio/alto	15
Medio	27
Bajo	78

6.5.2 Planificación basada en riesgo.

Actualmente se cuenta con un cronograma de calibración anual para todos los dispositivos de alivio de presión de la planta. Todas las válvulas son llevadas al taller para su mantenimiento y calibración.

Como resultado del análisis de riesgo se generó una planificación para la inspección de todos los PRD existentes en la base de datos. Esta planificación permite dirigir los mayores esfuerzos, recursos y presupuesto del área de integridad mecánica a los

equipos que concentran el mayor riesgo, pero sin exceder los valores de riesgo límite que se establecieron en 6.4.2 para ningún dispositivo.

Se modificaron las frecuencias, manteniendo las inspecciones anuales para los equipos de riesgo Alto y Medio/Alto, y extendiendo a 1.5 y 2 años para los riesgos Medio y bajo respectivamente.

Las tareas de inspección también fueron planificadas, se indicó para los dispositivos de riesgo Bajo y Medio alternar entre inspecciones en taller e In-Situ (una inspección de cada tipo). Y para los dispositivos de riesgo Alto y Medio alto realizar las inspecciones anuales en taller. Este cambio de actividades planificadas significa que la efectividad de las pruebas será igual o superior a las actividades de efectividad B (Tabla 4-6) que se realizan actualmente.

La planificación de inspecciones se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6-3 Planificación basada en Riesgo

Nivel de Riesgo	Frecuencia	Actividad	Efectividad	Observación
Bajo	4 años	Prueba pre pop	B	Los dispositivos se inspeccionan cada 2 años, se alternan las actividades
		calibración In-Situ		
		Inspección Visual externa		
	4 años	Prueba pre pop	A	
		Calibración en banco de pruebas		
		Inspección Visual interna y externa		
Medio	3 años	Prueba pre pop	B	Los dispositivos se inspeccionan cada 1,5 años, se alternan las actividades
		calibración In-Situ		
		Inspección Visual externa		
	3 años	Prueba pre pop	A	
		Calibración en banco de pruebas		
		Inspección Visual interna y externa		
Medio/Alto	1 año	Inspección de las líneas y bridas de conexión	A	
		Prueba pre pop		
		Calibración en banco de pruebas		
		Inspección Visual interna y externa		
Alto	1 año	Prueba pre pop	A	
		Calibración en banco de pruebas		
		Inspección Visual interna y externa		
		Inspección de las líneas y bridas de conexión		

Se puede observar que en la planificación se trabajó sobre dos de las variables a las cuales el riesgo responde de forma más sensible, el periodo de inspección y la efectividad de las actividades realizadas.

En cuanto a la efectividad, se planificaron actividades A y B dependiendo el caso. Con este cambio se pretende que esta variable mantenga o disminuya los niveles de riesgo. Por otra parte, se extendieron los periodos de inspección de los dispositivos con niveles de riesgo más bajos, con la condición de que estos no sobrepasen los valores umbrales.

Para comprobar que no se sobrepasaron los valores de riesgo limite en los periodos planificados se recalculó el riesgo de cada equipo luego del período de inspección propuesto, y suponiendo como actividades realizadas sobre el dispositivo las planificadas, el resto de las variables se mantuvieron iguales.

Aquellos dispositivos en los que la implementación de la nueva planificación significó un aumento en el nivel de riesgo, se aplicó el criterio conservativo de inspeccionarlos con las actividades y periodo correspondientes a un nivel de riesgo mayor. Estos equipos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 6-4 Planificaciones particulares

TAG	NIVEL DE RIESGO CALCULADO EN RBI	NIVEL DE RIESGO PLANIFICADO	CORRECCION
PSV-117	Medio	Medio/Alto	Se planifica como nivel de riesgo Medio/Alto
PSV-1251B	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-404	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-406	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-411F	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-417G	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-422	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-423	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-427	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-501	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-600	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-800	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-906F	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-429	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio
PSV-431	Bajo	Medio	Se planifica como nivel de riesgo Medio

6.5.3 Evolución del riesgo

Para simular el nivel de riesgo de los dispositivos con las variables actualizadas se recurrió nuevamente a la planilla de cálculo, para esto se modificaron las efectividades y los periodos de acuerdo a la Tabla 6-3. El resto de las variables se mantuvieron iguales.

El siguiente gráfico muestra la comparación entre los niveles de riesgo actual y planificados:

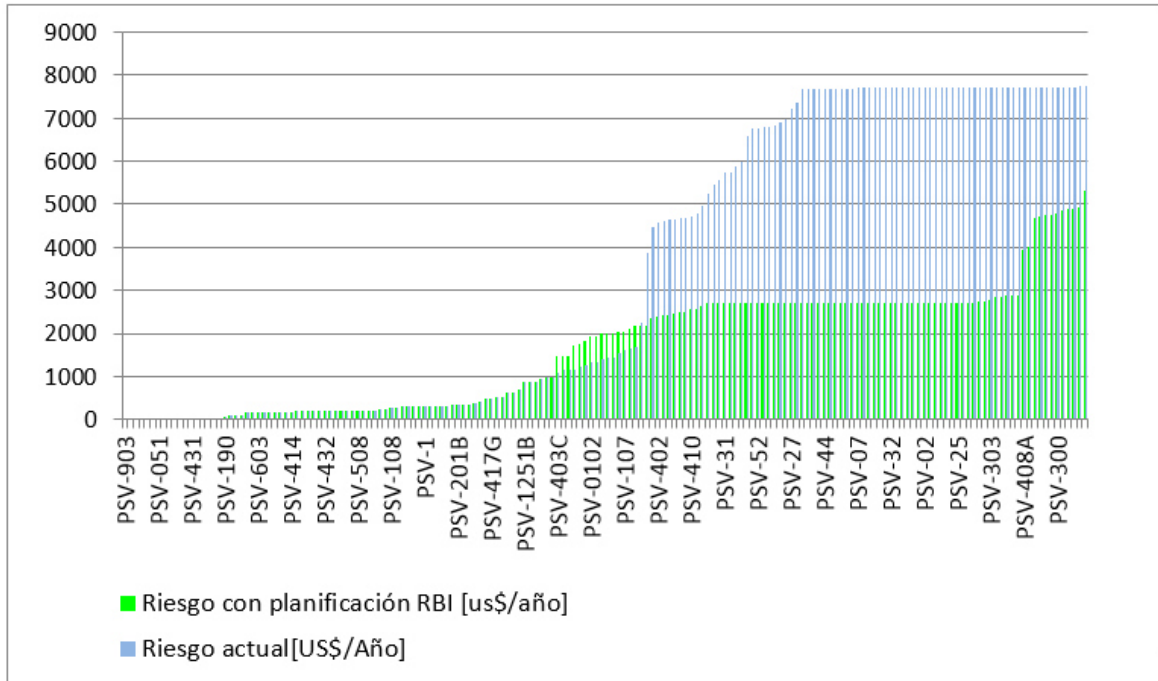


Figura 6-3 Niveles de riesgo aplicando la nueva planificación

Se puede observar una disminución importante en los niveles de los dispositivos con mayor riesgo, esto significa que se logró el impacto esperado del cambio de efectividad de las actividades para estos dispositivos.

Por otro lado se ve un leve aumento del riesgo en equipos de riesgo bajo o medio, que se debe a los intervalos de re inspección mayores como se esperaba, sin embargo, este aumento no es significativo.

El gráfico solo muestra algunos valores representativos, no la totalidad de los resultados.

Por otra parte, hay que aclarar que esta comparación se realizó manteniendo el resto de las variables constantes, cuando en realidad los resultados son muy sensibles a los resultados de las pruebas. Por ejemplo, un equipo que actualmente tiene un nivel de riesgo alto puede deberse a que falló durante las pruebas, o fugó en el transcurso de la operación, sin embargo, si al volver a inspeccionarlo funciona correctamente su probabilidad de falla será notablemente menor, lo cual impacta en su nivel de riesgo. De forma inversa, un equipo que actualmente es nivel bajo, puede fallar o fugar en las posteriores pruebas, lo que aumentaría el resultado de la probabilidad de falla, por lo tanto, el riesgo.

6.5.4 Calendario de intervenciones

A continuación, se muestra la cantidad de dispositivos totales a intervenir por año con la planificación sugerida, en contraste con la cantidad total de dispositivos que se calibran en forma anual.

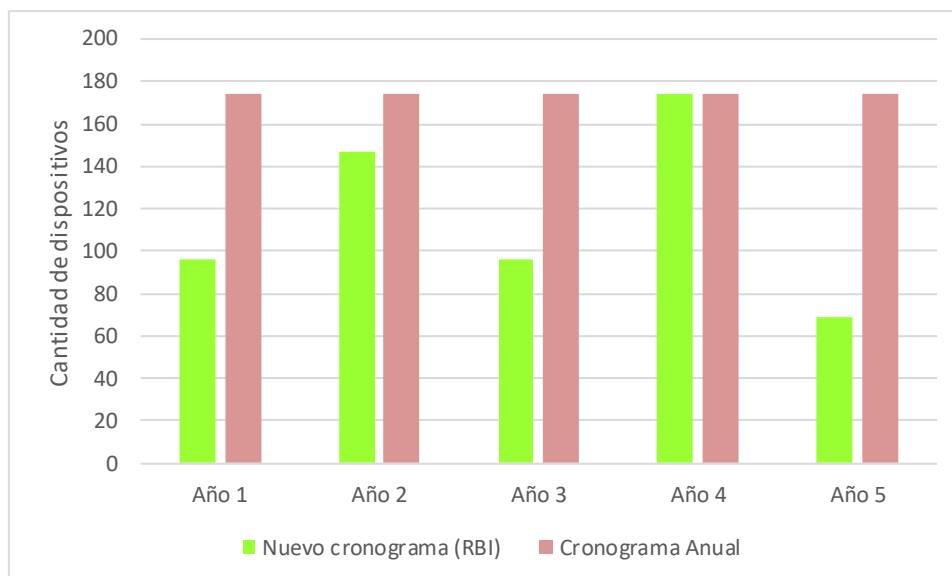


Figura 6-4 Nuevo cronograma VS Cronograma anual

Para poder interpretar los resultados, se analizó el período de 5 años, y se realizó un promedio para poder cuantificar la diferencia entre el cronograma de inspección anual, y el nuevo plan propuesto contemplando la cantidad de intervenciones de cada año.

Tabla 6-5 Comparación de cantidad de dispositivos a intervenir

Plan/Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	TOTAL (5 años)
Actual	174	174	174	174	174	870
RBI	96	147	96	174	69	582

Se puede observar que con el plan de inspecciones anuales se intervenían los 174 dispositivos cada año, mientras que con la planificación basada en riesgo se obtiene un promedio de 117 dispositivos por año. Esto representa una disminución promedio anual del 32,75% en el número de intervenciones.

Cabe destacar que a partir del primer año se puede observar el impacto positivo de la nueva planificación, con una disminución del 45% en el número de inspecciones y calibraciones.

6.5.5 Beneficios económicos del plan propuesto de intervenciones

Para realizar un balance económico se extendió el análisis a la totalidad de los PRD del yacimiento, es decir, los dispositivos de todas las plantas y baterías operadas por la empresa dentro de la misma región.

Para este balance se recurrió al resultado del análisis de riesgo de todos los PRD. La totalidad de los dispositivos fueron evaluados de acuerdo a los mismos umbrales de riesgo que se aplicaron en el análisis de los dispositivos de la planta. El total de válvulas de todo el yacimiento es de 793.

La planificación se realizó según la Tabla 6-3 y como se explicó anteriormente se mantuvieron los valores de riesgo por debajo de los umbrales establecidos.

A continuación, se muestran las categorías de riesgo para la totalidad de dispositivos del yacimiento y la cantidad total de dispositivos a intervenir por año:

Tabla 6-6 Niveles de riesgo para la totalidad de PRD del yacimiento

Categoría de Riesgos	
Nivel	Cantidad de dispositivos
Alto	234
Medio/alto	141
Medio	149
Bajo	269

Tabla 6-7 Número de intervenciones actuales vs planificación basada en riesgo

Plan/Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	TOTAL (5 años)
Actual	793	793	793	793	793	3965
RBI	524	644	524	793	375	2860

Se puede observar que teniendo en cuenta la totalidad de PRD de todo el yacimiento se obtuvo una disminución porcentual de intervenciones en los 5 años del 28%.

Para traducir los resultados a un beneficio económico se recurrió a datos proporcionados por la operadora de la planta sobre costos reales de inspección de dispositivos.

En la siguiente tabla se muestran los costos en concepto de mantenimiento y calibración para los distintos tipos y diámetros de válvulas.

Tabla 6-8 Costos asociados a intervenciones de PRD

Descripción dispositivo	Concepto	Costo US\$
Valvula convencional $\varnothing < 3/4''$	Mantenimiento y calibración	110
Valvula convencional $1 < \varnothing < 6''$	Mantenimiento y calibración	145
Valvula convencional $\varnothing > 6''$	Mantenimiento y calibración	155
Valvulas pilotadas todos los diámetros	Mantenimiento y calibración	160
Valvulas de Vacío/Sobrepresión $2'' < \varnothing < 4''$	Mantenimiento y calibración	121
Valvulas de Vacío/Sobrepresión $6'' < \varnothing < 8''$	Mantenimiento y calibración	135
Valvulas de Vacío/Sobrepresión $\varnothing > 8''$	Mantenimiento y calibración	170

Por otra parte, se consideraron los costos de personal ocupado en campo para este trabajo, y transporte de los dispositivos de alivio de presión al taller.

En cada viaje se transportan los dispositivos desmontados en un día, que rondan los 5 dispositivos. El costo del transporte es de 920US\$, y los viajes son diarios.

-Costos de transporte de válvulas al taller³=184 US\$/PRD

Tanto para las pruebas In-Situ como para el montaje/desmontaje de dispositivos, operación de grúas y maquinarias se emplean 3 personas por día y el costo que tiene cada persona en campo por día es de 1100US\$. Este costo se reparte entre todos los dispositivos intervenidos en una jornada.

-Costos de hombre en campo por válvula⁴=660US\$/PRD

Considerando los costos enumerados anteriormente resultan los siguientes costos totales, discriminando los distintos tipos de dispositivos, y los tamaños.

³ No aplica a pruebas realizadas In-situ

⁴ Se aplica a todos los dispositivos

Tabla 6-9 Costos totales asociados a las inspecciones en taller e In-Situ

Descripción dispositivo	Costo Total In Situ [US\$/valvula]	Costo Total en taller [US\$/valvula]
Valvula convencional $\varnothing < 3/4"$	770	954
Valvula convencional $1 < \varnothing < 6"$	805	989
Valvula convencional $\varnothing > 6"$	815	999
Valvulas pilotadas todos los diámetros	820	1004
Valvulas de Vacío/Sobrepresión $2" < \varnothing < 6"$	781	965
Valvulas de Vacío/Sobrepresión $6" < \varnothing < 8"$	795	979
Valvulas de Vacío/Sobrepresión $\varnothing > 8"$	830	1014

En la siguiente tabla se muestra el ahorro generado en los costos de calibración al aplicar la inspección basada en riesgo para los próximos 5 años.

Tabla 6-10 Ahorro en costos de calibración de PRD

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	TOTAL (5 Años)
Costo de inspección anual [US\$]	779778	779778	779778	779778	779778	\$ 3.898.890,00
Costo calendario de inspección del calendario propuesto [US\$]	510460	632895	484035	743530	364568	\$ 2.735.488,00
Ahorro [US\$]	269318	146883	295743	36248	415210	\$ 1.163.402,00

Se realizó un promedio del ahorro generado en concepto de actividades de inspección de los próximos 5 años para tener en cuenta las variaciones en la cantidad de dispositivos planificado cada año y en las variantes de las actividades. Se obtuvo un ahorro anual promedio de 222.680 US\$, y un ahorro acumulado de 1.163.402 US\$ a lo largo de este período en concepto de actividades de inspección.

Por otro lado, se consideró el costo asociado a la realización del análisis RBI, el mismo es de 50.000US\$ para los 793 dispositivos de la planta. Este valor surge de una estimación aproximada que considera el costo de las horas hombre requeridas para realizar el análisis completo. Este análisis requiere de aproximadamente 40 días de trabajo, de los cuales se reparte en las siguientes actividades:

- Procesamiento de la información recolectada y armado de la base de datos
- Realización de la metodología completa

-Generación de los planes de inspección

Se realizó un balance entre el costo estimado que la empresa operadora debe invertir en la implementación de un análisis RBI, y el ahorro generado en concepto de inspección de dispositivos en los 5 años planificados. Los resultados arrojados fueron los siguientes:

- Si se reparte la inversión realizada en el análisis de RBI entre los 5 años para los cuales se realizó la planificación, y se compara con el ahorro anual promedio para cada uno de estos años se obtiene el ahorro anual promedio que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6-11 Ahorro promedio anual

Concepto	US\$
Costo de inspección anual	779.778
Costo promedio anual calendario de inspección propuesto	547.098
Inversión en RBI repartida en 5 años	10.000
Ahorro promedio anual	222.680

- El otro ahorro a destacar es el que se observa en el primer año de implementación de la metodología, lo que significa que el impacto de la implementación es inmediato:

Tabla 6-12- Ahorro durante el primer año de implementación

	Año 1
Costo de inspección anual [US\$]	779.778
Costo de inspección del calendario propuesto[US\$]	510.460
Inversión en RBI total [US\$]	50.000
Ahorro inmediato año 1 [US\$]	219.318

6.5.6 Reducción del impacto sobre el medio.

A demás de evaluar los beneficios económicos de la implementación de las inspecciones basadas en riesgo vale la pena evaluar como impactan los cambios realizados en el entorno, es decir, el medio ambiente, las personas, el resto de los equipos, etc. Estos factores son considerados tanto en el análisis de consecuencias por falla en demanda, como en el análisis de las consecuencias por fugas.

Como se explicó anteriormente, la modificación de los periodos de inspección y de las efectividades se ven reflejados en la probabilidad de ocurrencia de las fallas, mientras que las consecuencias permanecen invariantes a estas modificaciones, por lo tanto, las variaciones que se obtienen en los niveles de riesgo son exclusivamente debido a

la modificación de las probabilidades. Por otra parte, ya se mostró que el riesgo considera los posibles daños a las personas y al medioambiente, y que los cuantifica en términos financieros para poder incluirlos en el análisis.

Por lo tanto, se puede relacionar la disminución del riesgo con una caída en el impacto sobre el medio, y esto podemos representarlo mediante la evolución de la probabilidad.

En los siguientes gráficos se muestra la evolución de la probabilidad de ocurrencia de los dos modos de falla para los PRD de riesgo Alto y Medio/Alto que son los que representan una mayor amenaza.

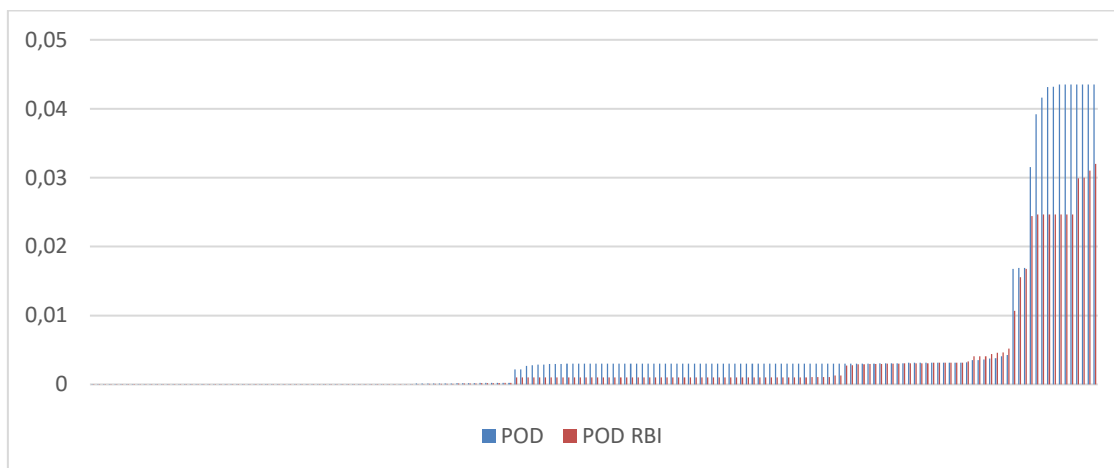


Figura 6-5 Evolución de la probabilidad de falla en demanda para los PRD de mayor nivel de riesgo.

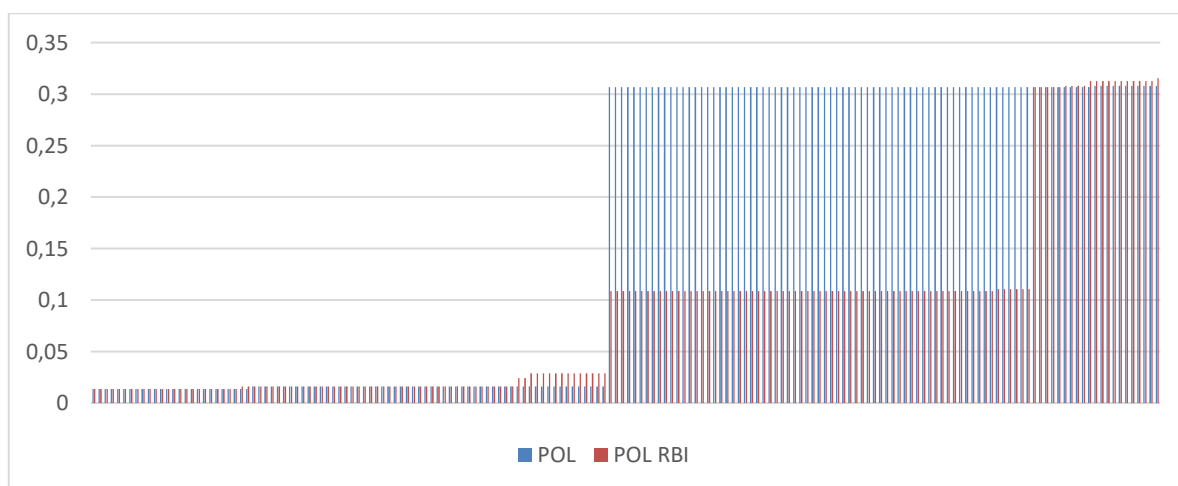


Figura 6-6 Evolución de la probabilidad de falla por fuga para los PRD de mayor nivel de riesgo.

En los dos casos se aprecia una caída importante en las probabilidades de ocurrencia. Esta modificación se debe al cambio de las actividades de inspección, recordemos que se alcanzaba un “nivel B” de inspecciones con la planificación anual, mientras que con la nueva planificación se asignaron actividades de efectividad de “nivel A” para los dispositivos de mayor nivel de riesgo.

7 Conclusiones

Se generó un marco teórico que contiene la información necesaria para comprender la metodología y su entorno, considerando requerimientos de normativas internacionales, requerimientos de legislaciones locales, clasificación y explicación de los tipos de válvulas y funciones.

Se realizó un proceso de revisión y clasificación de información para el armado de una base de datos que contenga la mayor cantidad de los datos requeridos para el análisis. Los datos faltantes fueron supuestos a partir de criterios que fueron aprobados por el usuario de la planta.

Por medio de una planilla de cálculos se cargaron los datos recolectados y se realizó un cálculo masivo del riesgo correspondiente a los 174 dispositivos registrados pertenecientes a la planta siguiendo todos los pasos que se explicaron. Se realizó un análisis preliminar de los resultados y se fijó un criterio de aceptación de riesgo, o riesgo límite. Se establecieron 4 niveles de riesgo, o umbrales, para poder analizar cada dispositivo con un criterio acorde sin desestimar ningún resultado.

El análisis arrojó como resultado 54 dispositivos de riesgo Alto, 15 de riesgo Medio/Alto, 27 de riesgo Medio y 78 de riesgo Bajo. Se planificaron las inspecciones para los próximos 5 años, adaptando los periodos y tipos de actividades (efectividades) a los distintos niveles de riesgo y verificando que se mantengan por debajo de los valores umbrales. Se extendieron los periodos de las válvulas que resultaron de riesgo bajo y medio a 2 y 1.5 años, sin alejarse demasiado del calendario anual con el cual se contaba, con el fin de lograr una mayor aceptación debido a las costumbres en esta industria.

Al simular el nuevo calendario de intervención se pudo observar una disminución importante en los niveles de los dispositivos con mayor riesgo, esto significa que se logró el impacto esperado del cambio de efectividad de las inspecciones para estos dispositivos, recordando que se asignaron actividades correspondientes a efectividades mayores.

Se puede observar un leve aumento del riesgo en equipos de riesgo bajo o medio, que se debe a los intervalos de re inspección mayores como se esperaba, sin embargo, este aumento no es significativo.

La metodología realiza una buena clasificación, diferenciando los aspectos más importantes e influyentes en el riesgo. Se observó una gran sensibilidad del análisis respecto a las siguientes variables:

- Resultado de las pruebas: El riesgo aumenta 1 o 2 órdenes de magnitud si se produjo una falla durante la última prueba. Esto permite priorizar la Re inspección de esos equipos. Resultó un inconveniente interpretar los datos históricos de las inspecciones e identificar las pruebas que resultaron en fallas.

- Tiempo que se tarda en detectar las fugas: Se observó un gran aumento del riesgo en aquellos equipos en los cuales se podría tardar más tiempo en descubrir una fuga. La metodología supone que es más difícil detectar fugas que se ventean hacia un sistema cerrado. La realidad en esta planta es que los fluidos que se fugan se dirigen a un quemador, por lo tanto, una fuga sería detectada en un tiempo menor al que sugiere la metodología.

Se realizó un balance económico entre el dinero invertido en la realización del RBI y el ahorro generado en concepto de inspecciones, calibraciones y mantenimiento sobre los PRD, concluyendo en la factibilidad de la realización de este análisis. Se prevé un ahorro de aproximadamente 1.250.000USD en un periodo de 5 años, considerando el costo de realización del análisis, 50.000USD aprox. También se pudo observar que desde el primer año se obtenían resultados inmediatos en concepto de ahorro económico.

El beneficio económico es una parte importante. El otro punto a destacar es el direccionamiento de los esfuerzos del área de Integridad Mecánica de la empresa que opera la planta, a partir de esta planificación se pueden direccionar los esfuerzos, dándole un mayor peso a los dispositivos que más atención requieren, ya sea por severidad del servicio, por fallas anteriores, por consecuencias muy graves, etc.; pero sin descuidar a aquellos dispositivos de riesgo bajo.

En cuanto al impacto sobre las personas y el medioambiente, se logró una disminución del riesgo a través del cambio de efectividad de las actividades para los dispositivos más críticos, lo cual impactó sobre la probabilidad de ocurrencia de fallas y por lo tanto sobre el riesgo. Cabe destacar que, si se considera que las consecuencias asociadas a un dispositivo son inaceptables, podrán realizarse actividades de mitigación del riesgo con el fin llevar la consecuencia a niveles aceptables.

En cuanto a la aplicabilidad de la metodología, se concluye que puede ser aplicada en los casos que se desee extender los periodos de inspección y cuando no se cuente con periodos y actividades definidas de intervención de válvulas. Cuando existan legislaciones locales se debe buscar la aceptabilidad de la aplicación de la metodología ante los entes reguladores.

8 Bibliografía

- [1] José L. Otegui, Esteban Rubertis. “Cañerías y recipientes a presión”, Tomos 1 y 2. Eudem. (2008)
- [2] American Petroleum Institute. “API RP581, Risk Based Inspection” (2008)
- [3] American Petroleum Institute. “API RP576, Inspection of Pressure-Relieving Devices” (2009)
- [4] ASME PTC 25, Performance Test Codes. (2001)
- [5] Pilot Operated PRD, Catálogo Anderson Greenwood, PENTAIR (2014)
- [6] American Petroleum Institute. “API RP520, Sizing, Selection and Installation of Pressure-Relieving Devices” (2014)
- [7] American Petroleum Institute. “API 510, Código de Inspección de Recipientes Sometidos a Presión”. (2014)
- [8] American Petroleum Institute. “API 570, Código de Inspección de Tuberías”. (2009)
- [9] ENARGAS. “NAG 100, Normas Argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías”. (1993, Adenda 2016)
- [10] ENARGAS. “NAG 125, Seguridad de Plantas de Acondicionamiento, Tratamiento y Proceso de Gas Natural”. (1990)
- [11] ENARGAS. “NAG 126, Seguridad en Plantas Compresoras de Gas Natural”. (1990)
- [12] Gas del estado. “GE-N1-102, Norma sobre Mantenimiento en Plantas de Gas Licuado de Petróleo”. (1981)
- [13] Secretaría de Hidrocarburos. “Ley 17319, Resolución 1460/06, Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos por Cañerías”. (2006)
- [14] Coloquio Mexicano de Economía Mexicana y Econometría, UAN. “Aplicaciones de la distribución Weibull en ingeniería de confiabilidad”. (2011)
- [15] Furmanite, catálogo explicativo Trevitest (2006).

9 Apéndices

Apéndice 1

“Datos básicos de los PRD y equipos protegidos”

TAG VALVULA	TIPO DE VALVULA	DIAMETRO ENTRADA [Pulgadas]	PRESION DE AJUSTE [Psi]	CAPACIDAD DE LA VALVULA	TAG EQUIPO PROTEGIDO	DESCRIPCION DEL EQUIPO PROTEGIDO	TIPO DE EQUIPO [NORMA DE DISEÑO]	PRESION DE TRABAJO [Psi]	TEMPERATURA DE TRABAJO [°F]	MAWP DEL EQUIPO PROTEGIDO [Psi]
PSV-01	Convencional	2,5	248	249281	19.2A	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-02	Convencional	2,5	250	250347	19.2A	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-03	Convencional	2,5	249	249815	19.2A	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-041	VPV	2	15	14949	TK-1B (19.40)	Tanque de agua de formación	Tanque [API650]	14,7	85	15
PSV-04	Convencional	2,5	249	249815	19.2A	Almacenamiento de GLP	Tanque [API650]	130	75	250
PSV-051	VPV	2	15	14949	TK-1C (19.45)	Tanque de agua de formación	Tanque [API650]	14,7	85	15
PSV-05	Convencional	2,5	249	249815	19.2B	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-06	Convencional	2,5	247	248746	19.2B	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-07	Convencional	2,5	249	249815	19.2B	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-08	Convencional	2,5	247	248746	19.2B	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-09	Convencional	2,5	250	250347	19.2C	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-1	Convencional	1,5	284,715	111758	PIFE-0060	Tuberías de aceite lubricante	Tubería [ASMEB31.3]	100	100	299,7
PSV-10	Convencional	2,5	249	249815	19.2C	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-100	Pilotadas	4	1600	2365668	17.1	Separador de alta presión	Recipiente [ASME VIII]	1250	84	1600
PSV-1005	Pilotadas	1,5	340	23452	17,83	Separador de gas succión 1ª etapa compresor	Recipiente [ASME VIII]	232	100	350
PSV-101	Pilotadas	2	600	608774	17.2	Separador de baja presión	Recipiente [ASME VIII]	240	90	600
PSV-102	Pilotadas	2	1650	1017573	17.22	Separador de alta presión	Recipiente [ASME VIII]	1289	90	1650
PSV-103	Pilotadas	2	600	608774	17.23	Separador de prueba	Recipiente [ASME VIII]	240	90	600
PSV-104	Pilotadas	3	600	1176784	17.19	Tanque de alimento torre estabilizador	Recipiente [ASME VIII]	200	76	600
PSV-105	Pilotadas	3	125	510852	17.24	Tanque de flasheo de condensado	Recipiente [ASME VIII]	200	87	125
PSV-106	Convencional	0,75	301	22891	16.5 (tube)	Calentador de condensado	Recipiente [ASME VIII]	285	100	600
PSV-107	Convencional	0,75	595	32590	16.3 (tube)	Intercambiador de alimentador de estabilizador	Intercambiador de calor [ASME VIII]	285	310	600
PSV-108	Pilotadas	3	287	802660	17.3	Torre estabilizadora	Recipiente [ASME VIII]	314	365	290
PSV-11	Convencional	2,5	250	250347	19.2C	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-110	Convencional	0,75	595	32590	PIFE-0006	Tuberías de condensado de hidrocarburo	Tubería [ASMEB31.3]	170	115	600
PSV-111	Pilotadas	4	298	1000049	16.25 (shell)	Intercambiador de calor	Intercambiador de calor [ASME VIII]	285	310	300
PSV-112	Pilotadas	2	400	493931	17.28 (V-07)	Separador de líquidos SQN	Recipiente [ASME VIII]	80	85	400
PSV-113	Pilotadas	2	1641	1014769	17.30	Separador de grupo intermedia	Recipiente [ASME VIII]	140	80	1650
PSV-114	Pilotadas	2	1626	1010078	17.31	Separador de prueba intermedia	Recipiente [ASME VIII]	220	80	1650
PSV-115	Pilotadas	3	845	1401603	17.32	Separador de prueba intermedia	Recipiente [ASME VIII]	220	80	850

TAG VALVULA	TIPO DE VALVULA	DIAMETRO ENTRADA [Pulgadas]	PRESION DE AJUSTE [Psi]	CAPACIDAD DE LA VALVULA	TAG EQUIPO PROTEGIDO	DESCRIPCION DEL EQUIPO PROTEGIDO	TIPO DE EQUIPO [NORMA DE DISEÑO]	PRESION DE TRABAJO [Psi]	TEMPERATURA DE TRABAJO [°F]	MAWP DEL EQUIPO PROTEGIDO [Psi]
PSV-116	Pilotadas	3	350	890685	17.48 (V-201)	Separador de prueba sub-baja	Recipiente [ASME VIII]	75	75	350
PSV-117	Pilotadas	1,5	499	234930	17.49 (V-202)	Separador de grupo sub-baja	Recipiente [ASME VIII]	250	85	500
PSV-12	Convencional	2,5	250	250347	19.2C	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-120	Convencional	4	304	1010584	17.47 (V-203)	Separador de grupo sub-baja	Recipiente [ASME VIII]	215	90	305
PSV-1251B	Convencional	3	768	160779	17.96	Separador de gas descarga 1ª etapa compres	Recipiente [ASME VIII]	500	80	770
PSV-13	Convencional	2,5	248	249281	19.2D	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-130	Convencional	1	1549	185782	PIFE-0046	Tuberías de Ethylene Glycol	Tubería [ASMEB31.3]	85	240	1550
PSV-135	Convencional	1	1549	185782	PIFE-0046	Tuberías de Ethylene Glycol	Tubería [ASMEB31.3]	85	240	1550
PSV-14	Convencional	2,5	249	249815	19.2D	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-15	Convencional	2,5	250	250347	19.2D	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-16	Convencional	2,5	248	249281	19.2D	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-17	Convencional	2,5	249	249815	19.2E	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-1755	Convencional	1,5	194	13820	17.55	Filtro depurador	Recipiente [ASME VIII]	56	65	195
PSV-1760	Convencional	1,5	79	130869	V-17.60	Acumulador de condensados	Recipiente [ASME VIII]	46	270	80
PSV-18	Convencional	2,5	247	248746	19.2E	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-19	Convencional	2,5	248	249281	19.2E	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-190	Convencional	1	99	43547	20.11	Filtro de Ethylene Glycol	Recipiente [ASME VIII]	15	150	100
PSV-2	Convencional	1,5	284,715	111758	PIFE-0060	Tuberías de aceite lubricante	Tubería [ASMEB31.3]	100	100	299,7
PSV-20	Convencional	2,5	249	249815	19.2E	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-200	Convencional	0,75	1597	9299	17.8	Pre filtro separador	Recipiente [ASME VIII]	1250	80	1600
PSV-201A	Convencional	0,75	1595	9287	17.9A	Criba molecular	Recipiente [ASME VIII]	1200	80	1600
PSV-201B	Convencional	0,75	1599	9310	17.9B	Criba molecular	Recipiente [ASME VIII]	1200	80	1600
PSV-202	Pilotadas	4	446	1233922	16.9 (tube)	Calentador de gas	Recipiente [ASME VIII]	1000	277	450
PSV-203	Convencional	0,75	1600	7974	16.9 (shell)	Calentador de gas	Recipiente [ASME VIII]	300	277	1600
PSV-204	Convencional	0,75	1600	9273	17.10	Depurador de gas de regeneración	Recipiente [ASME VIII]	1150	85	1600
PSV-204	Convencional	4	275	958595	V-204	Separador trifasico	Recipiente [ASME VIII]	56	65	275
PSV-205	Convencional	0,75	1598	9262	17.11	Filtro de polvo	Recipiente [ASME VIII]	1250	85	1600
PSV-21	Convencional	2,5	250	250347	19.2F	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-22	Convencional	2,5	248	249281	19.2F	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-23	Convencional	2,5	249	249815	19.2F	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250

TAG VALVULA	TIPO DE VALVULA	DIAMETRO ENTRADA [Pulgadas]	PRESION DE AJUSTE [Psi]	CAPACIDAD DE LA VALVULA	TAG EQUIPO PROTEGIDO	DESCRIPCION DEL EQUIPO PROTEGIDO	TIPO DE EQUIPO [NORMA DE DISEÑO]	PRESION DE TRABAJO [Psi]	TEMPERATURA DE TRABAJO [°F]	MAWP DEL EQUIPO PROTEGIDO [Psi]
PSV-24	Convencional	2,5	250	250347	19.2F	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-25	Convencional	2,5	250	250347	19.2G	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-26	Convencional	2,5	250	250347	19.2G	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-27	Convencional	2,5	248	249281	19.2G	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-28	Convencional	2,5	249	249815	19.2G	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-29	Convencional	2,5	250	250347	19.8	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-3	Convencional	1,5	440	220155	20.13	Aceite lubricante Compresor-Expansión	Recipiente [ASME VIII]	500	100	450
PSV-30	Convencional	2,5	248	249281	19.8	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-300	Pilotadas	4	519	1334267	17.26	Separador de baja presión	Recipiente [ASME VIII]	340	-30	520
PSV-301	Pilotadas	3	1300	1743853	17.12	Separador de alta presión	Recipiente [ASME VIII]	1250	-10	1300
PSV-302	Pilotadas	3	280	792275	17.14	Torre debutanizadora	Recipiente [ASME VIII]	342	305	290
PSV-303	Pilotadas	2	515	50147	17.13	Torre Deetanizadora	Recipiente [ASME VIII]	650	208	520
PSV-307	Convencional	1,5	284,715	111758	PIFE-0060	Tuberías de aceite lubricante	Tubería [ASMEB31.3]	100	100	299,7
PSV-308	Convencional	1,5	284,715	111758	PIFE-0060	Tuberías de aceite lubricante	Tubería [ASMEB31.3]	100	100	299,7
PSV-309	Convencional	1,5	445	221445	20.13	Aceite lubricante Compresor-Expansión	Recipiente [ASME VIII]	500	100	450
PSV-31	Convencional	2,5	247	248746	19.8	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-310	Convencional	1,5	167	83934	20.13	Aceite lubricante Compresor-Expansión	Recipiente [ASME VIII]	500	100	719,7
PSV-311	Convencional	1,5	165	83381	20.13	Aceite lubricante Compresor-Expansión	Recipiente [ASME VIII]	500	100	719,7
PSV-312	Convencional	1	450	141899	20.13	Aceite lubricante Compresor-Expansión	Recipiente [ASME VIII]	500	100	719,7
PSV-32	Convencional	2,5	249	249815	19.8	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-33	Convencional	2,5	248	249281	19.9	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-34	Convencional	2,5	247	248746	19.9	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-35	Convencional	2,5	247	248746	19.9	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-36	Convencional	2,5	248	249281	19.9	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-37	Convencional	2,5	248	249281	19.10	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-38	Convencional	2,5	247	248746	19.10	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-39	Convencional	2,5	250	250347	19.10	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-40	Convencional	2,5	248	249281	19.10	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-400	Pilotadas	4	646	164433	17.16	ador succión compresores de turbina	Recipiente [ASME VIII]	470	85	650
PSV-400B	Pilotadas	1	1522	25696	17,81	lor de gas descarga cilindro 2 compres	Recipiente [ASME VIII]	1280	150	1650

TAG VALVULA	TIPO DE VALVULA	DIAMETRO ENTRADA [Pulgadas]	PRESION DE AJUSTE [Psi]	CAPACIDAD DE LA VALVULA	TAG EQUIPO PROTEGIDO	DESCRIPCION DEL EQUIPO PROTEGIDO	TIPO DE EQUIPO [NORMA DE DISEÑO]	PRESION DE TRABAJO [Psi]	TEMPERATURA DE TRABAJO [°F]	MAWP DEL EQUIPO PROTEGIDO [Psi]
PSV-401	Pilotadas	1,5	549	24769	17,84	tor de gas descarga 1º etapa compres	Recipiente [ASME VIII]	232	100	550
PSV-402	Pilotadas	2	1740	183415	PIFE-0030	berías de gas de inyección de alta pres	Tubería [ASMEB31.3]	1240	110	1750
PSV-402C	Convencional	1,5	21	947	20.60	rubber gas combustible compresor 12	Recipiente [ASME VIII]	15	100	275
PSV-403C	Pilotadas	1	1735	27744	17.69	lor de gas descarga cilindro 1 compres	Recipiente [ASME VIII]	1279	220	1750
PSV-404	Pilotadas	2	1745	183942	PIFE-0031	berías de gas de inyección de alta pres	Tubería [ASMEB31.3]	1240	110	1750
PSV-404D	Convencional	1,5	20	902	20.61	rubber gas combustible compresor 12	Recipiente [ASME VIII]	15	100	275
PSV-405	Pilotadas	1	1745	50384	17.18	epurador de tercer sistema de inyecci	Recipiente [ASME VIII]	1250	95	1750
PSV-405D	Pilotadas	1	1750	27881	17.79	lor de gas descarga cilindro 1 compres	Recipiente [ASME VIII]	1287	225	1750
PSV-406	Pilotadas	2	1740	183415	PIFE-0032	berías de gas de inyección de alta pres	Tubería [ASMEB31.3]	1240	110	1750
PSV-406E	Convencional	1,5	20	875	PIFE-0040	berías de gas combustible y de arranq	Tubería [ASMEB31.3]	180	135	754,7
PSV-407E	Pilotadas	1	1750	27881	17.81	lor de gas descarga cilindro 2 compres	Recipiente [ASME VIII]	1279	225	1750
PSV-408	Convencional	1	75	1282	PIFE-0040	berías de gas combustible y de arranq	Tubería [ASMEB31.3]	180	135	75
PSV-408A	Convencional	1	120	2051	PIFE-0040	berías de gas combustible y de arranq	Tubería [ASMEB31.3]	180	135	125
PSV-409F	Convencional	1,5	174	7616	PIFE-0040	berías de gas combustible y de arranq	Tubería [ASMEB31.3]	180	135	175
PSV-41	Convencional	2,5	249	249815	19.11	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-410	Convencional	1,5	3180	145702	17.82	purador de gas 1º etapa compresor 12	Recipiente [ASME VIII]	215	83	3200
PSV-410F	Convencional	2	340	36720	17.82	purador de gas 1º etapa compresor 12	Recipiente [ASME VIII]	215	83	350
PSV-411	Convencional	2	4300	464399	17.84	tor de gas descarga 1º etapa compres	Recipiente [ASME VIII]	232	83	4500
PSV-411F	Convencional	1,5	800	36654	17.85	r de gas succión segunda etapa compr	Recipiente [ASME VIII]	232	83	800
PSV-412F	Convencional	1,5	1400	64323	17.86	de gas descarga segunda etapa comp	Recipiente [ASME VIII]	232	80	1400
PSV-412G	Convencional	1,5	1398	64231	17.91	de gas descarga segunda etapa comp	Recipiente [ASME VIII]	232	80	1400
PSV-413G	Convencional	1,5	170	7441	PIFE-0040	berías de gas combustible y de arranq	Tubería [ASMEB31.3]	180	135	175
PSV-414	Convencional	1	75	1282	PIFE-0040	berías de gas combustible y de arranq	Tubería [ASMEB31.3]	180	135	75
PSV-416	Convencional	1,5	85	136839	PIFE-0060	Tuberías de aceite lubricante	Tubería [ASMEB31.3]	100	100	85
PSV-416G	Convencional	2	340	36822	17.87	purador de gas 1º etapa compresor 12	Recipiente [ASME VIII]	215	80	350
PSV-417G	Convencional	1,5	795	36526	17.93	ador de gas segunda etapa compresor	Recipiente [ASME VIII]	232	80	800
PSV-419	Convencional	1,5	245	16534	17.87	purador de gas 1º etapa compresor 12	Recipiente [ASME VIII]	215	125	250
PSV-42	Convencional	2,5	249	249815	19.11	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-421	Convencional	1	75	1322	17.99	rador de gas combustible compresor	Recipiente [ASME VIII]	140	100	75
PSV-422	Convencional	3	850	177945	17.94	Depurador de gas compresor 12.5H	Recipiente [ASME VIII]	215	80	855

TAG VALVULA	TIPO DE VALVULA	DIAMETRO ENTRADA [Pulgadas]	PRESION DE AJUSTE [Psi]	CAPACIDAD DE LA VALVULA	TAG EQUIPO PROTEGIDO	DESCRIPCION DEL EQUIPO PROTEGIDO	TIPO DE EQUIPO [NORMA DE DISEÑO]	PRESION DE TRABAJO [Psi]	TEMPERATURA DE TRABAJO [°F]	MAWP DEL EQUIPO PROTEGIDO [Psi]
PSV-423	Convencional	2	1700	161936	17.98	de gas descarga segunda etapa comp	Recipiente [ASME VIII]	1289	238	1700
PSV-424	Convencional	1,5	60	2707	17.105	dor de gas combustible compresor 12	Recipiente [ASME VIII]	15	100	60
PSV-427	Convencional	1,5	852	59845	17.102	r de gas descarga cilindro 1 compreso	Recipiente [ASME VIII]	600	80	1285
PSV-43	Convencional	2,5	249	249815	19.11	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-431	Convencional	1,5	80	86266	PIFE-0060	Tuberías de aceite lubricante	Tubería [ASMEB31.3]	100	100	90
PSV-432	Convencional	1,5	90	92636	PIFE-0060	Tuberías de aceite lubricante	Tubería [ASMEB31.3]	100	100	90
PSV-435	Pilotadas	2	1300	136437	12.4 B2	ellon de descarga Compresor Clark 12	Recipiente [ASME VIII]	1200	115	1400
PSV-436	Convencional	2	84	209476	PIFE-0060	Tuberías de aceite lubricante	Tubería [ASMEB31.3]	100	100	85
PSV-44	Convencional	2,5	248	249281	19.11	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-45	Convencional	2,5	248	249281	19.12	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-46	Convencional	2,5	249	249815	19.12	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-47	Convencional	2,5	247	248746	19.12	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-48	Convencional	2,5	249	249815	19.12	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-49	Convencional	2,5	248	249281	19.13	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-50	Convencional	2,5	247	248746	19.13	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-501	Convencional	0,75	249	20708	PIFE-0043	Tuberías de GLP	Tubería [ASMEB31.3]	130	85	250
PSV-507	Convencional	4	223	857517	19.4	Esfera de almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	120	85	225
PSV-508	VPV	8	15	26945	19.1A	Almacenamiento de condensado	Tanque [API650]	14,7	85	15
PSV-509	VPV	8	15	26945	19.1B	Almacenamiento de condensado	Tanque [API650]	14,7	85	15
PSV-51	Convencional	2,5	249	249815	19.13	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-510	VPV	8	15	26945	19.1C	Almacenamiento de condensado	Tanque [API650]	14,7	85	15
PSV-511	VPV	8	15	26945	19.1D	Almacenamiento de condensado	Tanque [API650]	14,7	85	15
PSV-512	Convencional	2	1739	1044896	PIFE-0018	uberías de condensado de hidrocarbu	Tubería [ASMEB31.3]	235	100	1750
PSV-513	Convencional	2	1740	1045199	PIFE-0018	uberías de condensado de hidrocarbu	Tubería [ASMEB31.3]	235	100	1750
PSV-514	Convencional	0,75	274	21785	PIFE-0018	uberías de condensado de hidrocarbu	Tubería [ASMEB31.3]	235	100	275
PSV-515	Convencional	0,75	260	21189	PIFE-0018	uberías de condensado de hidrocarbu	Tubería [ASMEB31.3]	235	100	275
PSV-516	Convencional	0,75	260	21189	PIFE-0045	Tuberías de GLP	Tubería [ASMEB31.3]	130	85	275
PSV-52	Convencional	2,5	247	248746	19.13	Almacenamiento de GLP	Recipiente [ASME VIII]	130	75	250
PSV-600	Pilotadas	4	145	678220	17.21	Tanque de sobrecarga	Recipiente [ASME VIII]	100	200	150
PSV-601	Convencional	0,75	1450	8218	PIFE-0030	uberías de gas de inyección de alta pres	Tubería [ASMEB31.3]	1240	110	1500

TAG VALVULA	TIPO DE VALVULA	DIAMETRO ENTRADA [Pulgadas]	PRESION DE AJUSTE [Psi]	CAPACIDAD DE LA VALVULA	TAG EQUIPO PROTEGIDO	DESCRIPCION DEL EQUIPO PROTEGIDO	TIPO DE EQUIPO [NORMA DE DISEÑO]	PRESION DE TRABAJO [Psi]	TEMPERATURA DE TRABAJO [°F]	MAWP DEL EQUIPO PROTEGIDO [Psi]
PSV-602	Convencional	0,75	1450	8218	PIFE-0030	tuberías de gas de inyección de alta pres	Tubería [ASMEB31.3]	1240	110	1500
PSV-603	Convencional	0,75	1450	8218	PIFE-0030	tuberías de gas de inyección de alta pres	Tubería [ASMEB31.3]	1240	110	1500
PSV-604	Convencional	0,75	200	18416	14.7	Horno de Hot oil	Recipiente [ASME VIII]	200	400	200
PSV-701	Convencional	6	175	2056135	PIFE-0056	Tuberías de sistema contra incendios	Tubería [ASMEB31.3]	150	80	175
PSV-702	Convencional	6	175	2056135	PIFE-0056	Tuberías de sistema contra incendios	Tubería [ASMEB31.3]	150	80	175
PSV-800	Pilotadas	2	600	61904	PIFE-0040	tuberías de gas combustible y de arranc	Tubería [ASMEB31.3]	180	135	600
PSV-801	Pilotadas	3	220	43876	PIFE-0040	tuberías de gas combustible y de arranc	Tubería [ASMEB31.3]	180	135	220
PSV-900	Convencional	0,75	174	1385	PIFE-0053	Tuberías de aire de instrumentos	Tubería [ASMEB31.3]	127	80	175
PSV-901	Convencional	0,75	168	1337	PIFE-0053	Tuberías de aire de instrumentos	Tubería [ASMEB31.3]	127	80	175
PSV-902	Convencional	0,5	137	1090	PIFE-0053	Tuberías de aire de instrumentos	Tubería [ASMEB31.3]	127	80	140
PSV-903	Convencional	0,5	137	1090	PIFE-0053	Tuberías de aire de instrumentos	Tubería [ASMEB31.3]	127	80	140
PSV-904	Convencional	0,5	137	1090	PIFE-0053	Tuberías de aire de instrumentos	Tubería [ASMEB31.3]	127	80	140
PSV-906	Convencional	0,75	165	1313	PIFE-0053	Tuberías de aire de instrumentos	Tubería [ASMEB31.3]	127	80	175
PSV-906F	Pilotadas	2	700	75461	PIFE-0036	tuberías de gas de succión de recompresió	Tubería [ASMEB31.3]	450	85	710
PSV-907G	Pilotadas	3	700	145205	PIFE-0035	tuberías de gas de succión de recompres	Tubería [ASMEB31.3]	355	90	710
PSV-910	Convencional	0,5	150	1172	F-1	Filtro	Recipiente [ASME VIII]	130	100	150
PSV-911	Convencional	0,5	150	1172	F-2	Filtro	Recipiente [ASME VIII]	130	100	150
PSV-429	Convencional	2	560	54858	V-VGR-07	ador de descarga de segunda etapa Co	Recipiente [ASME VIII]	500	200	577
PSV-431	Convencional	3	215	45219	V-VGR-01	depurador de gas 1º etapa Compresor	Recipiente [ASME VIII]	83,5	75	215
PSV-430	Convencional	4	215	51728	V-VGR-03	guador de descarga de 1º etapa Comp	Recipiente [ASME VIII]	150	150	215
PSV-432	Convencional	1,5	70	3175	V-VGR-09	Filtro de gas combustible Compresor l	Recipiente [ASME VIII]	85	94	75
PSV-0102	Convencional	1,5	1480	103957	PIFE-0024	Tuberías de gas seco	Tubería [ASMEB31.3]	1150	80	1490
PSV-0101	Convencional	2	750	81225	17,89	ador de gas descarga 1º etapa compres	Recipiente [ASME VIII]	232	80	770
PSV-703	Convencional	0,5	1490	56362	PIFE-0059	Tuberías de agua de proceso	Tubería [ASMEB31.3]	100	80	1500

Apéndice 2

“Datos de planilla de RBI”

TAG VALVULA	FLUIDO	SEVERIDAD FALLA AL ABRIR EN SEVICIO	SEVERIDAD FALLA POR FUGAS	LUGAR DE DESCARGA	FECHA DE LA ULTIMA INSPECCIÓN	EFFECTIVIDAD DE LA ULTIMA INSPECCION	FUGO?	FALLÓ?	PROBABILIDAD DE FALLA DEL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA FINANCIERA DEL EQUIPO PROTEGIDO [US\$]
PSV-01	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	13/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-02	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	13/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-03	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	13/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-041	Agua	Moderado	Leve	Drenaje cerrado	19/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0011011	9039
PSV-04	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	13/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-051	Agua	Moderado	Leve	Drenaje cerrado	19/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0011011	9039
PSV-05	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	13/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-06	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	13/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-07	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	13/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-08	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	13/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-09	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	13/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-1	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Drenaje cerrado	10/10/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0219708	221
PSV-10	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	13/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-100	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	14/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,07191	51991
PSV-1005	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	13/5/2014	Usualmente efectiva (B)	No	Si	0,0000612	230095
PSV-101	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	6/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0816102	15161
PSV-102	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	12/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	50033
PSV-103	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	6/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000459	50168
PSV-104	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	12/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,007628	3386

TAG VALVULA	FLUIDO	SEVERIDAD FALLA AL ABRIR EN SEVICIO	SEVERIDAD FALLA POR FUGAS	LUGAR DE DESCARGA	FECHA DE LA ULTIMA INSPECCIÓN	EFFECTIVIDAD DE LA ULTIMA INSPECCION	FUGO?	FALLÓ?	PROBABILIDAD DE FALLA DEL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA FINANCIERA DEL EQUIPO PROTEGIDO [US\$]
PSV-105	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	11/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0092106	15270
PSV-106	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	4/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	329521
PSV-107	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	9/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	329521
PSV-108	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	6/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,007628	3386
PSV-11	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	13/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-110	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	5/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	1646
PSV-111	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	15/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,11628	7910
PSV-112	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	6/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000459	51365
PSV-113	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	3/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	51121
PSV-114	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	3/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	51243
PSV-115	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	3/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,043758	1751
PSV-116	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	12/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	Si	0,0000459	51424
PSV-117	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	6/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	Si	0,0000459	21672
PSV-12	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	13/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-120	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	14/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	Si	0,0000612	52272
PSV-1251B	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	8/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,11628	242227
PSV-13	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-130	Glicol	Moderado	Leve	Drenaje cerrado	9/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000459	560199
PSV-135	Glicol	Moderado	Leve	Drenaje cerrado	9/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000459	560199

TAG VALVULA	FLUIDO	SEVERIDAD FALLA AL ABRIR EN SEVICIO	SEVERIDAD FALLA POR FUGAS	LUGAR DE DESCARGA	FECHA DE LA ULTIMA INSPECCIÓN	EFFECTIVIDAD DE LA ULTIMA INSPECCION	FUGO?	FALLÓ?	PROBABILIDAD DE FALLA DEL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA FINANCIERA DEL EQUIPO PROTEGIDO [US\$]
PSV-14	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-15	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-16	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	15/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-17	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-1755	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	11/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000459	57653
PSV-1760	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	11/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000459	21672
PSV-18	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-19	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-190	Glicol	Moderado	Leve	Drenaje cerrado	9/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0258417	277627
PSV-2	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Drenaje cerrado	10/10/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0219708	221
PSV-20	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	15/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-200	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	9/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	205089
PSV-201A	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	9/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	337361
PSV-201B	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	10/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	337361
PSV-202	HotOil	Grave	Leve	Drenaje cerrado	15/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,04847	292773
PSV-203	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	10/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	329521
PSV-204	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	9/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	243551
PSV-204	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	14/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	Si	0,0000459	51321
PSV-205	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	9/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	280070

TAG VALVULA	FLUIDO	SEVERIDAD FALLA AL ABRIR EN SEVICIO	SEVERIDAD FALLA POR FUGAS	LUGAR DE DESCARGA	FECHA DE LA ULTIMA INSPECCIÓN	EFFECTIVIDAD DE LA ULTIMA INSPECCION	FUGO?	FALLÓ?	PROBABILIDAD DE FALLA DEL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA FINANCIERA DEL EQUIPO PROTEGIDO [US\$]
PSV-21	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-22	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-23	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-24	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	15/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-25	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-26	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-27	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-28	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	15/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-29	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-3	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Drenaje cerrado	10/10/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0219708	221
PSV-30	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-300	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	13/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0999702	29704
PSV-301	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	12/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	52301
PSV-302	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	13/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	32447
PSV-303	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	12/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,05277735	9020
PSV-307	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Sistema de quemador	1/6/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0219708	221
PSV-308	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Sistema de quemador	1/6/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0219708	221
PSV-309	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Drenaje cerrado	7/6/2012	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0219708	221
PSV-31	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671

TAG VALVULA	FLUIDO	SEVERIDAD FALLA AL ABRIR EN SEVICIO	SEVERIDAD FALLA POR FUGAS	LUGAR DE DESCARGA	FECHA DE LA ULTIMA INSPECCIÓN	EFFECTIVIDAD DE LA ULTIMA INSPECCION	FUGO?	FALLÓ?	PROBABILIDAD DE FALLA DEL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA FINANCIERA DEL EQUIPO PROTEGIDO [US\$]
PSV-310	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Drenaje cerrado	27/4/2012	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0219708	221
PSV-311	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Drenaje cerrado	27/4/2012	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0219708	221
PSV-312	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Drenaje cerrado	1/6/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0219708	221
PSV-32	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-33	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-34	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-35	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-36	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-37	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-38	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-39	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-40	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-400	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	15/3/2014	Usualmente efectiva (B)	si	no	0,08109	294215
PSV-400B	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	27/3/2013	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0612	248997
PSV-401	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	27/3/2013	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	233513
PSV-402	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	28/8/2013	Usualmente efectiva (B)	Si	No	0,13923	247282
PSV-402C	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	5/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	12330
PSV-403C	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	5/2/2014	Usualmente efectiva (B)	si	no	0,0612	249009
PSV-404	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	22/4/2013	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,13923	247282

TAG VALVULA	FLUIDO	SEVERIDAD FALLA AL ABRIR EN SEVICIO	SEVERIDAD FALLA POR FUGAS	LUGAR DE DESCARGA	FECHA DE LA ULTIMA INSPECCIÓN	EFFECTIVIDAD DE LA ULTIMA INSPECCION	FUGO?	FALLÓ?	PROBABILIDAD DE FALLA DEL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA FINANCIERA DEL EQUIPO PROTEGIDO [US\$]
PSV-404D	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	7/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	12330
PSV-405	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	13/3/2014	Usualmente efectiva (B)	si	no	0,0000612	347572
PSV-405D	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	7/2/2014	Usualmente efectiva (B)	si	No	0,05814	254702
PSV-406	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	13/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,13923	247282
PSV-406E	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	5/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	12330
PSV-407E	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	5/2/2014	Usualmente efectiva (B)	si	no	0,0612	248997
PSV-408	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	14/3/2013	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	12330
PSV-408A	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	14/3/2013	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	12330
PSV-409F	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	14/3/2013	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	12330
PSV-41	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/3/2013	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-410	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	14/3/2013	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	237959
PSV-410F	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	14/3/2013	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	237959
PSV-411	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	14/3/2013	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	233514
PSV-411F	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	14/3/2013	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	224096
PSV-412F	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	27/8/2013	Usualmente efectiva (B)	si	no	0,0000612	223622
PSV-412G	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	16/3/2014	Usualmente efectiva (B)	si	no	0,0000612	223883
PSV-413G	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	16/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	12330
PSV-414	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	16/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	12330
PSV-416	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Drenaje cerrado	17/8/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0219708	221

TAG VALVULA	FLUIDO	SEVERIDAD FALLA AL ABRIR EN SEVICIO	SEVERIDAD FALLA POR FUGAS	LUGAR DE DESCARGA	FECHA DE LA ULTIMA INSPECCIÓN	EFFECTIVIDAD DE LA ULTIMA INSPECCION	FUGO?	FALLÓ?	PROBABILIDAD DE FALLA DEL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA FINANCIERA DEL EQUIPO PROTEGIDO [US\$]
PSV-416G	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	16/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	237968
PSV-417G	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	16/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	233714
PSV-419	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	8/11/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	237967
PSV-42	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	9/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-421	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	23/8/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	12330
PSV-422	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	8/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,11628	244546
PSV-423	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	8/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,05049	248339
PSV-424	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	5/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	12330
PSV-427	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	5/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,036612	224095
PSV-43	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-431	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Drenaje cerrado	15/4/2013	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0219708	221
PSV-432	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Drenaje cerrado	11/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0219708	221
PSV-435	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	12/4/2013	Usualmente efectiva (B)	si	no	0,0791928	200109
PSV-436	Aceite Lubricante	Leve	Moderado	Drenaje cerrado	11/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0219708	221
PSV-44	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-45	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-46	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-47	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-48	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671

TAG VALVULA	FLUIDO	SEVERIDAD FALLA AL ABRIR EN SEVICIO	SEVERIDAD FALLA POR FUGAS	LUGAR DE DESCARGA	FECHA DE LA ULTIMA INSPECCIÓN	EFFECTIVIDAD DE LA ULTIMA INSPECCION	FUGO?	FALLÓ?	PROBABILIDAD DE FALLA DEL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA FINANCIERA DEL EQUIPO PROTEGIDO [US\$]
PSV-49	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-50	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-501	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	12/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	222495
PSV-507	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	17/3/2014	Usualmente efectiva (B)	si	no	0,11628	360295
PSV-508	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	19/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0003003	9643
PSV-509	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	19/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0003003	9643
PSV-51	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	no	Si	0,039474	379671
PSV-510	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	19/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0003003	9643
PSV-511	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	19/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0003003	9643
PSV-512	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	18/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0556002	2337
PSV-513	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	18/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0556002	2337
PSV-514	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	12/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0556002	2337
PSV-515	Crudo	Grave	Leve	Drenaje cerrado	11/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0556002	2337
PSV-516	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	12/2/2014	Usualmente efectiva (B)	no	no	0,0000612	13503008
PSV-52	GLP	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,039474	379671
PSV-600	HotOil	Grave	Leve	Drenaje cerrado	14/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	140020
PSV-601	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	2/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,13923	247282
PSV-602	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	2/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,13923	247282
PSV-603	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	2/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,13923	247282

TAG VALVULA	FLUIDO	SEVERIDAD FALLA AL ABRIR EN SEVICIO	SEVERIDAD FALLA POR FUGAS	LUGAR DE DESCARGA	FECHA DE LA ULTIMA INSPECCIÓN	EFFECTIVIDAD DE LA ULTIMA INSPECCION	FUGO?	FALLÓ?	PROBABILIDAD DE FALLA DEL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA FINANCIERA DEL EQUIPO PROTEGIDO [US\$]
PSV-604	HotOil	Grave	Leve	Drenaje cerrado	8/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	329521
PSV-701	Agua	Moderado	Leve	Drenaje cerrado	17/3/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0011011	10
PSV-702	Agua	Moderado	Leve	Drenaje cerrado	16/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0011011	10
PSV-800	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	7/2/2014	Usualmente efectiva (B)	si	no	0,0000612	12330
PSV-801	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	7/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000612	12330
PSV-900	Aire	Leve	Leve	Sistema de quemador	7/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000306	10
PSV-901	Aire	Leve	Leve	Sistema de quemador	7/2/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000306	10
PSV-902	Aire	Leve	Leve	Sistema de quemador	14/8/2014	Usualmente efectiva (B)	Si	Si	0,0000306	10
PSV-903	Aire	Leve	Leve	Sistema de quemador	15/8/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000306	10
PSV-904	Aire	Leve	Leve	Sistema de quemador	29/8/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000306	10
PSV-906	Aire	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000306	10
PSV-906F	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	12/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	224095
PSV-907G	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	12/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0589662	316257
PSV-910	Aire	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000306	10
PSV-911	Aire	Leve	Leve	Sistema de quemador	10/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000306	10
PSV-429	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	11/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	245079
PSV-431	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	11/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	243661
PSV-430	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	11/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	233841
PSV-432	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	12/3/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0000612	12330

TAG VALVULA	FLUIDO	SEVERIDAD FALLA AL ABRIR EN SEVICIO	SEVERIDAD FALLA POR FUGAS	LUGAR DE DESCARGA	FECHA DE LA ULTIMA INSPECCIÓN	EFFECTIVIDAD DE LA ULTIMA INSPECCION	FUGO?	FALLÓ?	PROBABILIDAD DE FALLA DEL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA FINANCIERA DEL EQUIPO PROTEGIDO [US\$]
PSV-0102	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	29/1/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,06885	280613
PSV-0101	Metano	Leve	Moderado	Sistema de quemador	29/1/2014	Usualmente efectiva (B)	si	No	0,0000612	233524
PSV-703	Agua	Moderado	Leve	Sistema de quemador	10/2/2014	Usualmente efectiva (B)	No	No	0,0202266	16

Apéndice 3

“Planilla de resultados de RBI”

TAG VALVULA	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA			PROBABILIDAD DE FUGA			CONSECUENCIA DE FALLA EN DEMANDA	CONSECUENCIA DE FUGAS			RIESGO TOTAL	CATEGORIA DE RIESGO TOTAL
	β	η upd	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA	β	η upd	PROBABILIDAD DE FUGA	CONSECUENCIA ASOCIADA AL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA POR FUGAS LEVES/MODERADAS	CONSECUENCIA DE FUGA POR ATASCAMIENTO	CONSECUENCIA POR FUGAS CALCULADA		
PSV-01	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-02	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22797	9503	21467	7726	Alto
PSV-03	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-041	1,8	11,481	0,000122715	1,6	14,69	0,013484272	9039	1000	1000	1000	15	Bajo
PSV-04	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-051	1,8	11,481	0,000122715	1,6	14,69	0,013484272	9039	1000	1000	1000	15	Bajo
PSV-05	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-06	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22682	9473	21361	7693	Alto
PSV-07	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-08	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22682	9473	21361	7693	Alto
PSV-09	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22797	9503	21467	7726	Alto
PSV-1	1,8	1,768	0,003065778	1,6	1,8671	0,308047854	221	1000	1000	1000	309	Bajo
PSV-10	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-100	1,8	1,468	0,003805818	1,6	1,8736	0,30663478	51991	14943	14943	14943	4780	Medio
PSV-1005	1,8	19,269	5,04935E-05	1,6	1,8671	0,308047854	230095	15300	10973	14867	4591	Medio
PSV-101	1,8	1,468	0,003766042	1,6	1,8736	0,30663478	15161	14943	14943	14943	4639	Medio
PSV-102	1,8	1,468	0,043527732	1,6	1,8736	0,30663478	50033	14943	14943	14943	6760	Medio/Alto
PSV-103	1,8	1,468	0,043528398	1,6	1,8736	0,30663478	50168	14943	14943	14943	6766	Medio/Alto
PSV-104	1,8	1,468	0,043198357	1,6	1,8736	0,30663478	3386	14943	14943	14943	4728	Medio
PSV-105	1,8	1,468	0,043129468	1,6	1,8736	0,30663478	15270	14943	14943	14943	5241	Medio/Alto
PSV-106	1,8	1,737	0,0035256	1,6	1,8736	0,30663478	329521	14943	14943	14943	5744	Medio/Alto
PSV-107	1,8	1,737	0,0035256	1,6	1,8736	0,30663478	329521	14943	14943	14943	5744	Medio/Alto
PSV-108	1,8	2,711	0,01676431	1,6	14,69	0,013484272	3386	14943	14943	14943	258	Bajo
PSV-11	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22797	9503	21467	7726	Alto
PSV-110	1,8	1,737	0,003216337	1,6	1,8736	0,30663478	1646	14943	14943	14943	4587	Medio
PSV-111	1,8	1,468	0,003623876	1,6	1,8736	0,30663478	7910	14943	14943	14943	4611	Medio
PSV-112	1,8	1,468	0,043528398	1,6	1,8736	0,30663478	51365	14943	14943	14943	6818	Medio/Alto

TAG VALVULA	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA			PROBABILIDAD DE FUGA			CONSECUENCIA DE FALLA EN DEMANDA	CONSECUENCIA DE FUGAS			RIESGO TOTAL	CATEGORIA DE RIESGO TOTAL
	β	η upd	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA	β	η upd	PROBABILIDAD DE FUGA	CONSECUENCIA ASOCIADA AL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA POR FUGAS LEVES/MODERADAS	CONSECUENCIA DE FUGA POR ATASCAMIENTO	CONSECUENCIA POR FUGAS CALCULADA		
PSV-113	1,8	1,468	0,043527732	1,6	1,8736	0,30663478	51121	14943	14943	14943	6807	Medio/Alto
PSV-114	1,8	1,468	0,043527732	1,6	1,8736	0,30663478	51243	14943	14943	14943	6813	Medio/Alto
PSV-115	1,8	1,468	0,041625652	1,6	1,8736	0,30663478	1751	14943	14943	14943	4655	Medio
PSV-116	1,8	2,711	0,016892392	1,6	1,8736	0,30663478	51424	14943	14943	14943	5451	Medio/Alto
PSV-117	1,8	2,711	0,016892392	1,6	1,8736	0,30663478	21672	14943	14943	14943	4948	Medio
PSV-12	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22797	9503	21467	7726	Alto
PSV-120	1,8	8,839	0,002163347	1,6	1,8736	0,30663478	52272	14943	14943	14943	4695	Medio
PSV-1251B	1,8	21,130	3,78135E-05	1,6	13,167	0,016044595	242227	57691	12377	53160	862	Bajo
PSV-13	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-130	1,8	11,481	0,000127749	1,6	14,69	0,013484272	560199	1000	1000	1000	85	Bajo
PSV-135	1,8	11,481	0,000127749	1,6	14,69	0,013484272	560199	1000	1000	1000	85	Bajo
PSV-14	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-15	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22797	9503	21467	7726	Alto
PSV-16	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-17	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-1755	1,8	21,130	4,27869E-05	1,6	13,167	0,016044595	57653	18806	10875	18013	291	Bajo
PSV-1760	1,8	8,839	0,000203797	1,6	14,69	0,013484272	21672	14943	14943	14943	206	Bajo
PSV-18	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22682	9473	21361	7693	Alto
PSV-19	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-190	1,8	11,481	0,000124454	1,6	14,69	0,013484272	277627	1000	1000	1000	48	Bajo
PSV-2	1,8	1,768	0,003065778	1,6	1,8671	0,308047854	221	1000	1000	1000	309	Bajo
PSV-20	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-200	1,8	1,768	0,003134455	1,6	1,8671	0,308047854	205089	21597	10829	20520	6964	Medio/Alto
PSV-201A	1,8	1,768	0,003134455	1,6	1,8671	0,308047854	337361	21583	10828	20508	7375	Alto
PSV-201B	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	337361	21610	10829	20532	344	Bajo
PSV-202	1,8	1,468	0,004277121	1,6	1,8736	0,30663478	292773	1000	1000	1000	1559	Medio
PSV-203	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	329521	20050	10815	19126	321	Bajo

TAG VALVULA	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA			PROBABILIDAD DE FUGA			CONSECUENCIA DE FALLA EN DEMANDA	CONSECUENCIA DE FUGAS			RIESGO TOTAL	CATEGORIA DE RIESGO TOTAL
	β	η upd	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA	β	η upd	PROBABILIDAD DE FUGA	CONSECUENCIA ASOCIADA AL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA POR FUGAS LEVES/MODERADAS	CONSECUENCIA DE FUGA POR ATASCAMIENTO	CONSECUENCIA POR FUGAS CALCULADA		
PSV-204	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	243551	21567	10828	20493	339	Bajo
PSV-204	1,8	8,839	0,00216338	1,6	1,8736	0,30663478	51321	14943	14943	14943	4693	Medio
PSV-205	1,8	1,768	0,003134455	1,6	1,8671	0,308047854	280070	21554	10828	20481	7187	Alto
PSV-21	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22797	9503	21467	7726	Alto
PSV-22	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-23	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-24	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22797	9503	21467	7726	Alto
PSV-25	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22797	9503	21467	7726	Alto
PSV-26	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22797	9503	21467	7726	Alto
PSV-27	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-28	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-29	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22797	9503	21467	7726	Alto
PSV-3	1,8	21,130	4,18488E-05	1,6	13,167	0,016044595	221	1000	1000	1000	16	Bajo
PSV-30	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-300	1,8	1,468	0,039178787	1,6	1,8736	0,30663478	29704	10734	10734	10734	4455	Medio
PSV-301	1,8	1,468	0,043527732	1,6	1,8736	0,30663478	52301	10734	10734	10734	5568	Medio/Alto
PSV-302	1,8	1,468	0,043527732	1,6	1,8736	0,30663478	32447	14943	14943	14943	5994	Medio/Alto
PSV-303	1,8	1,766	0,031553527	1,6	1,8671	0,308047854	9020	25380	11246	23966	7667	Alto
PSV-307	1,8	21,130	4,18488E-05	1,6	13,167	0,016044595	221	121699	3112	109840	1762	Medio
PSV-308	1,8	21,130	4,18488E-05	1,6	13,167	0,016044595	221	121699	3112	109840	1762	Medio
PSV-309	1,8	1,768	0,003065778	1,6	1,8671	0,308047854	221	1000	1000	1000	309	Bajo
PSV-31	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22682	9473	21361	7693	Alto
PSV-310	1,8	21,130	4,18488E-05	1,6	13,167	0,016044595	221	1000	1000	1000	16	Bajo
PSV-311	1,8	21,130	4,18488E-05	1,6	13,167	0,016044595	221	1000	1000	1000	16	Bajo
PSV-312	1,8	1,768	0,003065778	1,6	1,8671	0,308047854	221	1000	1000	1000	309	Bajo
PSV-32	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-33	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto

TAG VALVULA	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA			PROBABILIDAD DE FUGA			CONSECUENCIA DE FALLA EN DEMANDA	CONSECUENCIA DE FUGAS			RIESGO TOTAL	CATEGORIA DE RIESGO TOTAL
	β	η upd	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA	β	η upd	PROBABILIDAD DE FUGA	CONSECUENCIA ASOCIADA AL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA POR FUGAS LEVES/MODERADAS	CONSECUENCIA DE FUGA POR ATASCAMIENTO	CONSECUENCIA POR FUGAS CALCULADA		
PSV-906	1,8	21,130	4,11419E-05	1,6	14,69	0,013484272	10	1000	1000	1000	13	Bajo
PSV-906F	1,8	19,269	5,04935E-05	1,6	13,167	0,016044595	224095	32773	11505	30646	503	Bajo
PSV-907G	1,8	19,269	4,75191E-05	1,6	13,167	0,016044595	316257	53143	12218	49050	802	Bajo
PSV-910	1,8	21,130	4,11419E-05	1,6	14,69	0,013484272	10	1000	1000	1000	13	Bajo
PSV-911	1,8	21,130	4,11419E-05	1,6	14,69	0,013484272	10	1000	1000	1000	13	Bajo
PSV-429	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	245079	26756	11294	25209	415	Bajo
PSV-431	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	243661	23941	11196	22666	374	Bajo
PSV-430	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	233841	17784	11262	17132	285	Bajo
PSV-432	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	12330	12588	10766	12406	200	Bajo
PSV-0102	1,8	21,130	3,9843E-05	1,6	13,167	0,016044595	280613	71458	11796	65492	1062	Medio
PSV-0101	1,8	1,768	0,003134455	1,6	13,167	0,016044595	233524	34456	11564	32167	1248	Medio
PSV-703	1,8	11,481	0,000125171	1,6	14,69	0,013484272	16	1000	1000	1000	13	Bajo

TAG VALVULA	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA			PROBABILIDAD DE FUGA			CONSECUENCIA DE FALLA EN DEMANDA	CONSECUENCIA DE FUGAS			RIESGO TOTAL	CATEGORIA DE RIESGO TOTAL
	β	η upd	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA	β	η upd	PROBABILIDAD DE FUGA	CONSECUENCIA ASOCIADA AL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA POR FUGAS LEVES/MODERADAS	CONSECUENCIA DE FUGA POR ATASCAMIENTO	CONSECUENCIA POR FUGAS CALCULADA		
PSV-34	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22682	9473	21361	7693	Alto
PSV-35	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22682	9473	21361	7693	Alto
PSV-36	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-37	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-38	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22682	9473	21361	7693	Alto
PSV-39	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22797	9503	21467	7726	Alto
PSV-40	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-400	1,8	1,766	0,00288359	1,6	13,167	0,016044595	294215	33145	12414	31072	1347	Medio
PSV-400B	1,8	19,269	4,74063E-05	1,6	13,167	0,016044595	248997	25743	10996	24269	401	Bajo
PSV-401	1,8	19,269	5,04935E-05	1,6	13,167	0,016044595	233513	25202	10987	23781	393	Bajo
PSV-402	1,8	1,766	0,00270115	1,6	13,167	0,016044595	247282	64303	12608	59133	1617	Medio
PSV-402C	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	12330	11287	10743	11233	181	Bajo
PSV-403C	1,8	1,766	0,002946004	1,6	13,167	0,016044595	249009	26939	11017	25347	1140	Medio
PSV-404	1,8	19,269	4,34662E-05	1,6	13,167	0,016044595	247282	64457	12614	59272	962	Bajo
PSV-404D	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	12330	11261	10743	11209	180	Bajo
PSV-405	1,8	1,766	0,003137854	1,6	13,167	0,016044595	347572	40164	11249	37273	1689	Medio
PSV-405D	1,8	1,766	0,002955606	1,6	13,167	0,016044595	254702	27020	11019	25420	1161	Medio
PSV-406	1,8	19,269	4,34662E-05	1,6	13,167	0,016044595	247282	64303	12608	59133	960	Bajo
PSV-406E	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	12330	11245	10742	11195	180	Bajo
PSV-407E	1,8	1,766	0,002946004	1,6	13,167	0,016044595	248997	27020	11019	25420	1141	Medio
PSV-408	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	12330	11482	10747	11409	184	Bajo
PSV-408A	1,8	1,768	0,003134455	1,6	1,8671	0,308047854	12330	11932	10754	11814	3678	Medio
PSV-409F	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	12330	15182	10811	14745	237	Bajo
PSV-41	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-410	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	237959	95842	12223	87480	1414	Medio
PSV-410F	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	237959	21458	11109	20423	338	Bajo
PSV-411	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	233514	146368	15481	133280	2148	Medio

TAG VALVULA	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA			PROBABILIDAD DE FUGA			CONSECUENCIA DE FALLA EN DEMANDA	CONSECUENCIA DE FUGAS			RIESGO TOTAL	CATEGORIA DE RIESGO TOTAL
	β	η upd	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA	β	η upd	PROBABILIDAD DE FUGA	CONSECUENCIA ASOCIADA AL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA POR FUGAS LEVES/MODERADAS	CONSECUENCIA DE FUGA POR ATASCAMIENTO	CONSECUENCIA POR FUGAS CALCULADA		
PSV-411F	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	224096	32144	11108	30041	492	Bajo
PSV-412F	1,8	1,768	0,003134455	1,6	13,167	0,016044595	223622	48307	11391	44615	1417	Medio
PSV-412G	1,8	1,768	0,003134455	1,6	13,167	0,016044595	223883	48253	11390	44567	1417	Medio
PSV-413G	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	12330	15080	10810	14653	236	Bajo
PSV-414	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	12330	11482	10747	11409	184	Bajo
PSV-416	1,8	21,130	4,18488E-05	1,6	13,167	0,016044595	221	1000	1000	1000	16	Bajo
PSV-416G	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	237968	21488	11110	20450	338	Bajo
PSV-417G	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	233714	32070	11107	29973	491	Bajo
PSV-419	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	237967	10814	10903	10823	184	Bajo
PSV-42	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-421	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	12330	11505	10747	11430	184	Bajo
PSV-422	1,8	21,130	3,78135E-05	1,6	13,167	0,016044595	244546	62705	12553	57690	935	Bajo
PSV-423	1,8	21,130	4,06285E-05	1,6	13,167	0,016044595	248339	58029	12389	53465	868	Bajo
PSV-424	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	13,167	0,016044595	12330	12315	10761	12159	196	Bajo
PSV-427	1,8	21,130	4,12223E-05	1,6	13,167	0,016044595	224095	45691	11345	42256	687	Bajo
PSV-43	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-431	1,8	21,130	4,18488E-05	1,6	13,167	0,016044595	221	1000	1000	1000	16	Bajo
PSV-432	1,8	21,130	4,18488E-05	1,6	13,167	0,016044595	221	1000	1000	1000	16	Bajo
PSV-435	1,8	1,766	0,002889543	1,6	13,167	0,016044595	200109	50582	12128	46737	1328	Medio
PSV-436	1,8	21,130	4,18488E-05	1,6	13,167	0,016044595	221	1000	1000	1000	16	Bajo
PSV-44	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-45	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-46	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-47	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22682	9473	21361	7693	Alto
PSV-48	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	7715	Alto
PSV-49	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22720	9483	21396	7704	Alto
PSV-50	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22682	9473	21361	7693	Alto

TAG VALVULA	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA			PROBABILIDAD DE FUGA			CONSECUENCIA DE FALLA EN DEMANDA	CONSECUENCIA DE FUGAS			RIESGO TOTAL	CATEGORIA DE RIESGO TOTAL
	β	η upd	PROBABILIDAD DE FALLA EN DEMANDA	β	η upd	PROBABILIDAD DE FUGA	CONSECUENCIA ASOCIADA AL EQUIPO PROTEGIDO	CONSECUENCIA POR FUGAS LEVES/MODERADAS	CONSECUENCIA DE FUGA POR ATASCAMIENTO	CONSECUENCIA POR FUGAS CALCULADA		
PSV-501	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	14,69	0,013484272	222495	49501	5163	45067	617	Bajo
PSV-507	1,8	1,768	0,002770161	1,6	14,69	0,013484272	360295	51078	20979	48068	1646	Medio
PSV-508	1,8	8,839	0,000203759	1,6	14,69	0,013484272	9643	15943	15943	15943	217	Bajo
PSV-509	1,8	8,839	0,000203759	1,6	14,69	0,013484272	9643	15943	15943	15943	217	Bajo
PSV-51	1,8	21,130	4,10999E-05	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22758	9493	21432	6587	Medio/Alto
PSV-510	1,8	8,839	0,000203759	1,6	14,69	0,013484272	9643	15943	15943	15943	217	Bajo
PSV-511	1,8	8,839	0,000203759	1,6	14,69	0,013484272	9643	15943	15943	15943	217	Bajo
PSV-512	1,8	8,839	0,000192475	1,6	14,69	0,013484272	2337	14943	14943	14943	202	Bajo
PSV-513	1,8	8,839	0,000192475	1,6	14,69	0,013484272	2337	14943	14943	14943	202	Bajo
PSV-514	1,8	8,839	0,000192475	1,6	14,69	0,013484272	2337	14943	14943	14943	202	Bajo
PSV-515	1,8	8,839	0,000192475	1,6	14,69	0,013484272	2337	14943	14943	14943	202	Bajo
PSV-516	1,8	21,130	4,27863E-05	1,6	14,69	0,013484272	13503008	50539	5172	46003	1198	Medio
PSV-52	1,8	1,768	0,003010913	1,6	1,8736	0,30663478	379671	22682	9473	21361	7693	Alto
PSV-600	1,8	1,468	0,004100439	1,6	1,8736	0,30663478	140020	1000	1000	1000	881	Bajo
PSV-601	1,8	21,130	3,68316E-05	1,6	13,167	0,016044595	247282	20334	10818	19382	320	Bajo
PSV-602	1,8	21,130	3,68316E-05	1,6	13,167	0,016044595	247282	20334	10818	19382	320	Bajo
PSV-603	1,8	21,130	3,68316E-05	1,6	13,167	0,016044595	247282	20334	10818	19382	320	Bajo
PSV-604	1,8	8,839	0,000203794	1,6	14,69	0,013484272	329521	1000	1000	1000	81	Bajo
PSV-701	1,8	1,752	0,003050351	1,6	1,8736	0,30663478	10	2000	2000	2000	613	Bajo
PSV-702	1,8	11,481	0,000122706	1,6	14,69	0,013484272	10	2000	2000	2000	27	Bajo
PSV-800	1,8	1,766	0,003137854	1,6	13,167	0,016044595	12330	28813	11366	27069	473	Bajo
PSV-801	1,8	1,766	0,003137854	1,6	1,8671	0,308047854	12330	23548	11182	22312	6912	Medio/Alto
PSV-900	1,8	1,768	0,003013991	1,6	1,8736	0,30663478	10	1000	1000	1000	307	Bajo
PSV-901	1,8	1,768	0,003013991	1,6	1,8736	0,30663478	10	1000	1000	1000	307	Bajo
PSV-902	1,8	1,768	0,003013991	1,6	1,8736	0,30663478	10	1000	1000	1000	307	Bajo
PSV-903	1,8	21,130	4,11419E-05	1,6	14,69	0,013484272	10	1000	1000	1000	13	Bajo
PSV-904	1,8	21,130	4,11419E-05	1,6	14,69	0,013484272	10	1000	1000	1000	13	Bajo