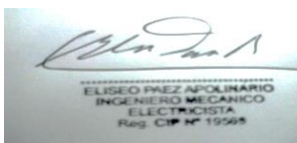


**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“ANÁLISIS Y EJECUCIÓN DE ESTRATEGIAS DE INSPECCIÓN A  
DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN (PRDs), BASADA EN EL NIVEL DE  
RIESGO SEGÚN API 581 PARA LA PLANTA MALVINAS-CUSCO”**

**TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL PARA OPTAR EL TÍTULO  
PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO**



**YAQUELINE CERNA RODAS**

A handwritten signature in blue ink, which appears to read "Yaqueline Cerna Rodas".

**CALLAO, 2021**

**PERÚ**



## Document Information

---

<b>Analyzed document</b>	Informe YCR 30.06.jun.2021.docx (D180037666)
<b>Submitted</b>	2023-11-27 19:07:00
<b>Submitted by</b>	
<b>Submitter email</b>	investigacion.fime@unac.pe
<b>Similarity</b>	0%
<b>Analysis address</b>	investigacion.fime.unac@analysis.arkund.com

## Sources included in the report

---



### Memoria TFM - Dispositivos de alivio de presión.pdf

Document Memoria TFM - Dispositivos de alivio de presión.pdf (D56571983)



2

## Entire Document

---

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA

“ANÁLISIS Y EJECUCIÓN DE ESTRATEGIAS DE INSPECCIÓN A DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN (PRDs), BASADA EN EL NIVEL DE RIESGO SEGÚN API 581 PARA LA PLANTA MALVINAS-CUSCO”. INFORME DE SUFICIENCIA PROFESIONAL PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO

YAQUELINE CERNA RODAS Callao, Julio 2021

PERÚ

DEDICATORIA A mi padres y hermanos que con su amor y trabajo me educaron y apoyaron en toda mi formación profesional.

AGRADECIMIENTO Agradezco a la Universidad Nacional del Callao, la Facultad de Ingeniería Mecánica y a todas aquellas personas que me apoyaron y asesoraron en la elaboración de este informe. A los profesores, quienes guiaron mi formación académica durante mi estadía en la universidad.

RESUMEN El presente informe de suficiencia profesional contempla los lineamientos establecidos en la metodología API RP 581, Parte 1, Capítulo 7, 3rd Ed 2016 para realizar el análisis de Riesgo (RBI) a dispositivos de alivio de presión (PRDs) que protegen a activos de Plantas de procesos de Gas Natural. Esta metodología permite establecer niveles de riesgo enfocados en dos escenarios: Fuga (Leak) y Falla al abrir en demanda (Fail) y en función a los históricos se determina la probabilidad de falla, expresado en [eventos por año] y la consecuencia de falla en unidades monetarias. El resultado de la multiplicación de la probabilidad y la consecuencia nos ayuda a definir el riesgo tolerable y estrategias/frecuencias de intervención/calibración de cada PRD. Palabras Claves: metodología, análisis, riesgo, probabilidad, consecuencia, dispositivos de alivio de presión

(Resolución N°063-2021-C.F. del 14 de abril de 2021)

**ACTA N° 052 DE EXPOSICIÓN DE INFORME DE TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL DEL II CICLO  
TALLER PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO E INGENIERO EN ENERGÍA**

**LIBRO 001 FOLIO N° 100 ACTA N° 052 DE EXPOSICIÓN DE INFORME DE TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL PARA LA  
OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO**

A los 17 días del mes de Julio del año 2021, siendo las 15:51 horas, se reunieron, en la Sala Meet, <https://meet.google.com/ftc-bvra-wuh>, el JURADO DE EXPOSICIÓN DEL INFORME DE TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL para la obtención del Título Profesional de INGENIERO MECÁNICO de la **Facultad de Ingeniería Mecánica y de Energía**, conformado por los siguientes docentes ordinarios de la **Universidad Nacional del Callao**:

- |  |                    |
|--|--------------------|
| ▪ <b>Dr. José Hugo Tezén Campos</b>            | <b>:Presidente</b> |
| ▪ <b>Ing. Lucio Carlos Lozano Ricci</b>        | <b>:Secretario</b> |
| ▪ <b>Mg. Juan Guillermo Mancco Pérez</b>       | <b>:Vocal</b>      |
| ▪ <b>Mg. Esteban Antonio Gutierrez Hervias</b> | <b>:Suplente</b>   |

Se dio inicio al acto de exposición del Informe de Trabajo de Suficiencia Profesional del Bachiller **CERNA RODAS YAQUELINE**, quien habiendo cumplido con los requisitos para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico, sustenta el Informe Titulado: titulado **"ANÁLISIS Y EJECUCIÓN DE ESTRATEGIAS DE INSPECCIÓN A DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN (PRDs), BASADA EN EL NIVEL DE RIESGO SEGÚN API 581 PARA LA PLANTA DE MALVINAS-CUSCO"**, cumpliendo con la sustentación en acto público, de manera no presencial a través de la Plataforma Virtual, en cumplimiento de la declaración de emergencia adoptada por el Poder Ejecutivo para afrontar la pandemia del Covid-19, a través del D.S. N° 044-2020-PCM y lo dispuesto en el DU N° 026-2020 y en concordancia con la Resolución del Consejo Directivo N° 039-2020-SUNEDU-CD y la Resolución Viceministerial N° 085-2020-MINEDU, que aprueba las "Orientaciones para la continuidad del servicio educativo superior universitario";

Con el quórum reglamentario de ley, se dio inicio a la exposición de conformidad con lo establecido por el Reglamento de Grados y Títulos vigente. Luego de la exposición, y la absolución de las preguntas formuladas por el Jurado y efectuadas las deliberaciones pertinentes, acordó: Dar por **Aprobado** con la escala de calificación cualitativa **BUENO** y calificación cuantitativa **15 (Quince)**, la presente exposición, conforme a lo dispuesto en el Art. 27 del Reglamento de Grados y Títulos de la UNAC, aprobado por Resolución de Consejo Universitario N° 245-2018-CU del 30 de Octubre del 2018.

Se dio por cerrado la Sesión a las **16:07** horas del día **17** de **Julio** del **2021**.



Dr. José Hugo Tezén Campos  
Presidente de Jurado



Ing. Lucio Carlos Lozano Ricci  
Secretario de Jurado



Mg. Juan Guillermo Mancco Pérez  
Vocal



Mg. Esteban Antonio Gutierrez Hervias  
Suplente



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA**  
**UNIDAD DE INVESTIGACIÓN**

**N° 082-2023-UI-FIME**

# CONSTANCIA DE AUTENTICIDAD

LA UNIDAD DE INVESTIGACIÓN DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA, DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO, quien suscribe;

**HACE CONSTAR:**

El(la) Señor(ita): **CERNA RODAS YAQUELINE**, identificado(a) con DNI N° **40715146** y código de matrícula N° **973085-C**, Bachiller de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, de la Facultad de Ingeniería Mecánica y de Energía, ha concluido su **INFORME DE TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**, titulado: **“ANÁLISIS Y EJECUCIÓN DE ESTRATEGIAS DE INSPECCIÓN A DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN (PRDs)”, BASADA EN EL NIVEL DE RIESGO SEGÚN API 581 PARA LA PLANTA DE MALVINAS-CUSCO**, para la obtención del Título Profesional de Ingeniero Mecánico, cuyo reporte del sistema Urkund es 0% de similitud; por lo que en calidad de Director de la Unidad de Investigación y de acuerdo al Reglamento de Grados y Títulos (aprobado con Resolución N° 150-2023-CU del 15.06.23), se da constancia de la AUTENTICIDAD DEL INFORME DE TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL.

Se expide la presente, a solicitud del interesado(a) para los fines que estime pertinentes.

Bellavista, 27 de noviembre del 2023



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ENERGÍA  
UNIDAD DE INVESTIGACIÓN

**Dr. Nelson Alberto Díaz Leiva**  
Director

N°. Operación: 4971315983 SCOTIABANK S/ 5.00 18/09/2023 14:03 p.m.  
4971316067 SCOTIABANK S/ 3.00 18/09/2023 14:07 p.m.  
/Carmen.  
c.c.: Archivo



## **DEDICATORIA**

A mis padres y hermanos que con su amor y trabajo me educaron y apoyaron en toda mi formación profesional.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a la Universidad Nacional del Callao, la Facultad de Ingeniería Mecánica y a todas aquellas personas que me apoyaron y asesoraron en la elaboración de este informe. A los profesores, quienes guiaron mi formación académica durante mi estadía en la Universidad.



## **RESUMEN**

El presente informe de suficiencia profesional contempla los lineamientos establecidos en la metodología API RP 581, Parte 1, Capítulo 7, 3rd Ed 2016 para realizar el análisis de Riesgo (RBI) a dispositivos de alivio de presión (PRDs) que protegen a activos de Plantas de procesos de Gas Natural. Esta metodología permite establecer niveles de riesgo enfocados en dos escenarios: Fuga (Leak) y Falla al abrir en demanda (Fail) y en función a los históricos se determina la probabilidad de falla, expresado en [eventos por año] y la consecuencia de falla en unidades monetarias. El resultado de la multiplicación de la probabilidad y la consecuencia nos ayuda a definir el riesgo tolerable y estrategias/frecuencias de intervención/calibración de cada PRD.

**Palabras Claves:** metodología, análisis, riesgo, probabilidad, consecuencia, dispositivos de alivio de presión.

## **ABSTRACT**

This report of professional sufficiency contemplates the guidelines established in the API RP 581, Part 1, Chapter 7, 3rd Ed 2016 methodology to perform the Risk analysis (RBI) to pressure relief devices (PRDs) that protect assets of Gas Process Plants Natural. This methodology allows to establish risk levels focused on two scenarios: Leak and Failure to open on demand (Fail) and based on the historical ones, the probability of failure is determined, expressed in [events per year] and the consequence of failure, in monetary units. The result of the multiplication of the probability and the consequence helps us to define the tolerable risk and strategies / frequencies of intervention / calibration of each DRP.

**Key Words:** methodology, analysis, risk, probability, consequence, pressure relief devices

# INDICE DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>11</b>
<b>I. ASPECTOS GENERALES</b>	<b>2</b>
1.1. CONTEXTO DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA .....	2
1.1.1. Planteamiento del problema.....	2
1.1.2. Justificación.....	2
1.2. OBJETIVOS.....	2
1.2.1. Objetivo General .....	2
1.2.2. Objetivos Específicos .....	3
1.3. ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA O INSTITUCIÓN .....	3
1.3.1. Antecedentes históricos. ....	3
1.3.2. Filosofía Empresarial .....	3
<b>VISIÓN</b> .....	4
<b>PROPÓSITO</b> .....	4
<b>VALORES</b> .....	4
1.3.3. Estructura Organizacional .....	6
<b>II. FUNDAMENTACIÓN DE LA EXPERIENCIA PROFESIONAL</b>	<b>7</b>
2.1. MARCO TEÓRICO.....	7
INTERNACIONALES .....	7
NACIONALES .....	9
2.1.1. Bases Teóricas .....	10
2.1.2. Aspectos Normativos .....	16
2.1.3. Simbología técnica.....	18

2.2.	DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS .....	19
2.2.1.	Etapas del Informe .....	19
2.2.2.	Diagrama de flujo .....	41
2.2.3.	Cronograma de actividades .....	42
<b>III.</b>	<b>APORTES REALIZADOS</b>	<b>43</b>
3.1.	PLANIFICACIÓN, EJECUCIÓN Y CONTROL DE LAS ETAPAS .....	43
3.2.	EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICO .....	44
3.3.	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	46
<b>IV.</b>	<b>DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES</b>	<b>48</b>
4.1.	DISCUSIÓN .....	48
4.2.	CONCLUSIONES .....	48
<b>V.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>49</b>
<b>VI.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>49</b>
<b>VII.</b>	<b>ANEXOS</b>	<b>51</b>
7.1.	DOCUMENTOS: .....	51

## INDICE DE TABLAS

TABLA 1.	SIMBOLOGÍA TÉCNICA	18
TABLA 2.	DISPOSITIVOS DE ALIVIO QUE NO CONTABAN CON INFORMACIÓN SUFICIENTE PARA ANÁLISIS DE RIESGO	32
TABLA 3.	DISPOSITIVOS DE ALIVIO QUE NO CUMPLEN CON REQUERIMIENTOS NORMATIVOS DE INSTALACIÓN	34
TABLA 4.	INTERVALOS DE INSPECCIÓN Y CALIBRACIÓN DE DISPOSITIVOS DE ALIVIO.	37
TABLA 5.	ANÁLISIS COSTO BENEFICIO	45

## INDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1. ORGANIGRAMA DE MANTENIMIENTO	6
FIGURA 2.2. CURVAS DE WEIBULL	28
FIGURA 2.3. ANÁLISIS DE RIESGO TOTAL ACUMULADO OBTENIDO EN EL PRIMER AÑO	31
FIGURA 2.4. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE RIESGO OBTENIDOS EN EL PRIMER AÑO	32
FIGURA 2.5. DISTRIBUCIÓN DE RIESGO ACUMULADO EN LOCACIONES.	35
FIGURA 2.5. DISTRIBUCIÓN DE RIESGO ACUMULADO EN LOCACIONES.	35
FIGURA 2.6. DISTRIBUCIÓN DE RIESGO ACUMULADO EN PLANTA.	36
FIGURA 2.7. DISTRIBUCIÓN DE INTERVALOS DE CALIBRACIÓN	38
FIGURA 2.8. DISTRIBUCIÓN DE INTERVALOS DE CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO EN CLÚSTER.	39
FIGURA 2.9. DISTRIBUCIÓN DE INTERVALOS DE CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO EN PLANTA DE GAS.	40
FIGURA 2.10. DISTRIBUCIÓN DE INTERVALOS DE CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO EN PLANTA DE GAS.	42
FIGURA 2.11. DISTRIBUCIÓN DE INTERVALOS DE CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO EN PLANTA DE GAS.	43
FIGURA 2.12. MATRIZ DE RIESGO	46

## NOMENCLATURA

S.	Nomenclatura
$\beta$	parámetro de forma de Weibull
$\eta$	parámetro de vida característico de Weibull, años
$\eta_{def}$	parámetro de vida de la característica de Weibull basado en la severidad del servicio predeterminada elegida para un PRD específico, años
$\eta_{mod}$	parámetro de vida característico de Weibull modificado para tener en cuenta los factores de instalación, características del diseño, sobrepresión y factores ambientales, años
$\eta_{upd}$	parámetro de vida de la característica de Weibull actualizado para tener en cuenta el historial de inspección, años
CF	factor de confianza que se deposita en la eficacia de la inspección
$CF_i$	factor de confianza colocado en la eficacia de la inspección asociada con el i-ésimo registro histórico de inspección.
$CF_{fall}$	factor de confianza de que una prueba fallida representa la verdadera condición del PRD en el momento de la prueba.
$CF_{pass}$	factor de confianza de que una prueba aprobada representa la verdadera condición del PRD en el momento de la prueba
$C_{env}$	consecuencia ambiental de la fuga de PRD, \$
$C_{f,j}^{prd}$	consecuencia de falla de apertura asociada con el j-ésimo caso de demanda de sobrepresión, \$
$C_i^{prd}$	consecuencia de la fuga del PRD, \$

S.	Nomenclatura
$C_l^{mild}$	consecuencia de fuga leve a moderada a través de un PRD, \$
$C_l^{so}$	consecuencia de abierto atascado de un PRD, \$
$C_{prod}^{mild}$	Consecuencia asociada con la reparación y mantenimiento de los PRDs, \$
$C_{sd}$	consecuencia de la pérdida de producción por fugas leves
$Cost_{env}$	costos ambientales debido a una fuga de PRD, \$
$Cost_{inv}$	El costo es el inventario perdido o los costos de fluidos debido a una fuga de PRD, \$
$Cost_{flu}$	es el costo del fluido perdido, \$ / kg (\$ / lb)
$Cost_{inv}^{mild}$	es el costo de la pérdida de inventario debido a una fuga de PRD leve o moderada, \$
$Cost_{inv}^{so}$	costo de inventario perdido debido a un PRD abierto atascado, \$
$Cost_{prod}$	costo de las pérdidas de producción como resultado de cerrar una PRD para reparar, \$
$Cost_{prod}^{mild}$	son las pérdidas de producción como resultado del cierre para reparar un PRD con fugas leves o moderadas, \$
$Cost_{prod}^{so}$	son las pérdidas de producción como resultado de cerrar para reparar un PRD abierto atascado, \$



## INTRODUCCIÓN

La Planta Malvinas se encarga del procesamiento de Gas Natural, y utiliza en cada una de sus etapas equipos y tuberías para contener a los fluidos que son sometidos distintas presiones de trabajo, estas pueden sobre pasar los límites del diseño por diferentes circunstancias del proceso. Para proteger los activos de estos escenarios se instalan dispositivos de alivio de presión (PRDs, los cuales constituyen un elemento clave en la seguridad de los procesos y son utilizados ampliamente en la insutria del Oil&Gas.

En el presente trabajo nos guiamos de la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) [API RP 581, Part 1, Chapter 7, 3rd Ed 2016] aplicada a los dispositivos de alivio de presión (PRDs), esta es una metodología que utiliza el concepto de riesgo para obtener frecuencias de inspección/calibración efectiva. El objetivo es lograr extender los periodos de inspección de menor riesgo a fin de direccionar los recursos a los equipos que requieran mayor atención, sin sacrificar la seguridad de los activos de la planta.

Se logró identificar y clasificar los diferentes dispositivos de alivio (válvulas de seguridad, alivio y discos de ruptura (Table 7.1 – Basic Data Needed for the PRD Module de API 581) así como el relevamiento del historial técnico para construir la base de datos para facilitar el análisis. Se inició con la definición de los objetivos principales y secundarios, seguidamente trataremos sobre el análisis de riesgo, los dispositivos de alivio de presión y el análisis a algunos dispositivos de alivio instalados en la Planta basándonos en el RBI.

Finalmente, se realizó la evaluación económica para confirmar el beneficio que nos trae la aplicación de esta metodología.

## **I. ASPECTOS GENERALES**

### **1.1. Contexto de la realidad problemática**

Para el año 2017 los dispositivos de alivio de presión (PRDs) de las instalaciones de Malvinas contaban con planes de mantenimiento con frecuencias de 1 y 2 años de acuerdo a las recomendaciones de las buenas prácticas (RAGAGEPS) y la normativa existente. Esto permitía cumplir con lineamientos internos y regulaciones nacionales, pero con un alto costo de mantenimiento que involucraba el uso de mayores recursos y materiales, para poder cumplir con los mantenimientos programados.

#### 1.1.1. Planteamiento del problema

¿Es viable definir nuevas estrategias de inspección utilizando la metodología de inspección basada en riesgo (RBI)?

#### 1.1.2. Justificación

Este trabajo es viable desarrollarlo e implementarlo, pues se dispone con los recursos financieros, humanos y todas las fuentes de información necesarias para ejecutarlo.

### **1.2. Objetivos**

#### 1.2.1. Objetivo General

Análisis y ejecución de estrategias de inspección basada en el riesgo según API RP 581 para dispositivos de alivio de presión (PRDs) que protegen a los activos de la Planta de gas de Malvinas – Cusco

### 1.2.2. Objetivos Específicos

- Realizar el Análisis de Riesgo a las PRDs
- Determinar la nueva estrategia de inspección (Frecuencia de intervención)
- Ejecutar e implementar las nuevas estrategias en ERP SAP
- Cuantificar el ahorro comparando las frecuencias actuales Versus las nuevas frecuencias de inspección.

### 1.3. Organización de la empresa o institución

#### 1.3.1. Antecedentes históricos.

Pluspetrol es una compañía privada internacional independiente con más de 40 años de experiencia en la exploración y producción de hidrocarburos. Con presencia en Angola, Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador, Estados Unidos, Países Bajos, Perú, Surinam y Uruguay. Pluspetrol promueve el desarrollo energético y potencia las actividades a nivel internacional. La empresa, aplica creatividad y compromiso para afrontar las complejidades de cada operación, y destacamos la innovación y la capacidad de gestión para realizar los negocios. Día a día se busca alcanzar los objetivos de crecimiento y sostenibilidad con visión de largo plazo.

#### 1.3.2. Filosofía Empresarial

PLUSPETROL realiza un intensivo plan de investigación y perforación cuyos principales objetivos son:

Estimar el potencial de nuestras áreas.

Comprender lo que se requiere para convertir estos recursos en reservas.

Identificar y adquirir bloques con alto potencial.

## **VISIÓN**

Destacar como empresa de referencia entre las compañías privadas internacionales de exploración y producción de energía.

## **PROPÓSITO**

Crear valor satisfaciendo las necesidades y expectativas de todos los públicos de interés relacionados con nuestra actividad (accionistas, empleados y sus familias, socios, proveedores, clientes, gobiernos y comunidades de los países en los que operamos), manteniendo nuestra.

## **VALORES**

Ser persistentes.

Pensar más allá de las posibilidades y actuar a pesar de la incertidumbre para capitalizar oportunidades.

Lograr un crecimiento sostenible priorizando la seguridad, el uso eficiente de los recursos, la excelencia operacional, las relaciones comunitarias y la preservación del medio ambiente.

Desarrollar el talento de nuestros recursos humanos manteniendo nuestra identidad.

Trabajar en equipo como forma de liberar nuestra imaginación y creatividad.

Guiarse por la integridad y las buenas prácticas en nuestras decisiones y comportamientos

### 1.3.3. Estructura Organizacional

El organigrama del área de mantenimiento tiene tres grandes pilares; Mantenimiento y Confiabilidad, Integridad de Activo y Planificación.

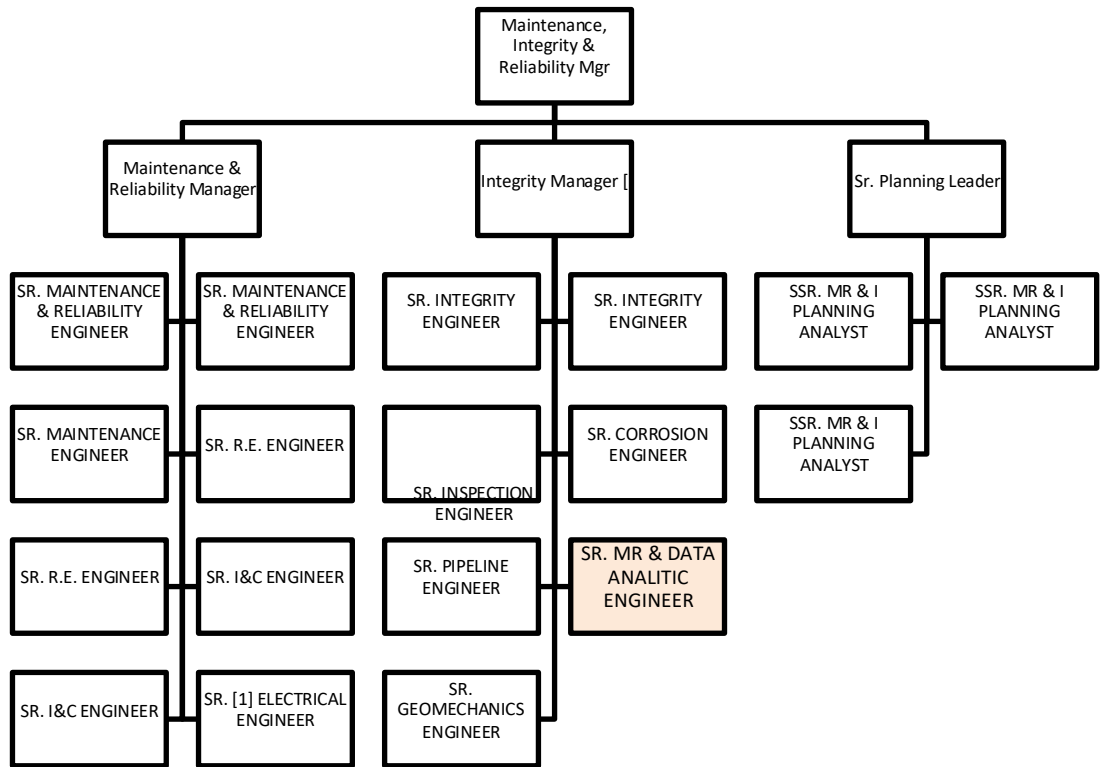


Figura 2.1. Organigrama de mantenimiento

En el área de Integridad mis funciones como analista de mantenimiento son:

- Mantener y utilizar la base de datos de sistemas de gestión de datos de inspección (IDMS).
- Trabajar en estrecha colaboración RBI Analyst.
- Generar reportes ejecutivos al Gerente de Integridad con data obtenida de IDMS.

- Gestionar y actualizar las bases de datos de las especialidades de integridad; gestión de inspecciones, gestión de ductos, gestión de corrosión e integridad propiamente dicha.
- Actualizar en SAP los planes de integridad de los activos.
- Gestionar los programas semanales en coordinación con los inspectores de integridad.
- Gestionar y actualizar los KPIs del área.
- Generar reportes semanales, mensuales y anuales de la gestión de integridad.

## II. FUNDAMENTACIÓN DE LA EXPERIENCIA PROFESIONAL

### 2.1. Marco Teórico

La elaboración del siguiente proyecto se desarrolló tomando las siguientes referencias:

#### INTERNACIONALES

Josep Basco Montia (2015 – España) en su tesis: “**Safety life cycle analysis applied to the engineering of pressure relief valves in process plants**” utiliza la norma IEC 61511 para desarrollar y extender el ciclo de vida de las pressure relief valve, la metodología cubre: a ) análisis de riesgo; b) especificación de requisitos de seguridad; c) diseño; d) recepción, instalación y control; e) operación, mantenimiento y revisión; f) gestión del cambio; g) desmantelamiento h) verificación e i) documentación y auditorías técnicas. Esta metodología ha sido aplicada a tres plantas petroquímicas existentes, obteniendo resultados que

validan como una herramienta útil en el objetivo de aumentar la confiabilidad de las válvulas de alivio de presión. [\\*Tesis 1.pdf](#)

José Julio Vélez, Leonardo (2008 – Colombia) en la monografía **“Aplicación del programa estadístico Weibull para establecer un modelo de la frecuencia Optima de mantenimiento para sistemas de alivio (desahogo) de presión en la refinería Ecopetrol S.A.”** presentada para obtener su título profesional, donde toma como base la clasificación de los tipos de sistema de alivio o desahogo (válvulas de seguridad, alivio y discos de ruptura) y teniendo en cuenta el disparo en frío y caliente, para así obtener un modelo que se aplicado tanto en su empresa como en cualquier otra que lo requiera. [0044532.pdf](#)  
[\(utb.edu.co\)](#)

Granja Novoa, Veronica (2015 – Ecuador) en su informe técnico **“Elaboración del plan de inspección Basado en Riesgo según API 580 para las válvulas de seguridad del oleoducto de crudos pesados OCP Ecuador S.A.”** presentado para obtener su título profesional, muestra la utilización del API 580 y 581 en la evaluación de nuevas frecuencias de inspección en función al Riesgo. (Novoa, 2015)



## **NACIONALES**

Carlos Amilcar Zamora López (2014 – Perú) en su informe de experiencia laboral: **“Análisis de weibull en la gestión de mantenimiento de equipos trackles”** utiliza el análisis de Weibull para analizar y mejorar los planes de mantenimiento.

Arellano Vílchez, Mario Alfonso (2016- Perú) en su tesis **“Implementación de un plan de mantenimiento preventivo para optimizar la unidad de chancado de sociedad minera de Brocal S.A”** propone la implementación de un plan de mantenimiento preventivo para optimizar la Disponibilidad de los equipos de la unidad de chancado de Sociedad Minera El Brocal S.A.A. (Arellano Vílchez, 2016).

Cervantes Garcés, Joseph Manuel (2018-Perú) en su Tesis **“Diseño de un tanque agitador de 160 m3 de capacidad para lixiviación de oro. Consorcio Minero Horizonte S.A”** debido a las limitaciones de la tecnología local que se enfoca en la reparación de equipos de importación, en su informe quiere demostrar es posible el diseño de un equipo para minería, en base a normas vigentes, que sea económico y confiable a través de la validación con métodos computacionales. (Cervantes Garcés, 2018) .

## 2.1.1. Bases Teóricas

### 2.1.1.1. Definiciones

**Corrosión:** Degradación electroquímica producto del accionar del medio sobre metales refinados obteniéndose como resultados compuestos termodinámicamente más estables (óxidos).

**Distribución de Weibull:** Distribución estadística utilizada para evaluar grandes poblaciones de datos.

**Ensayo No Destructivo (End):** Ensayo o prueba realizada sobre un equipo o componente, que no altere de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales. Los ensayos no destructivos implican un daño imperceptible o nulo.

**Evaluación De Aptitud Para El Servicio:** Una metodología mediante la cual los daños o defectos/imperfecciones contenidas dentro de un componente o equipo se evalúan para determinar la aceptabilidad para el servicio.

**Falla:** Pérdida de la capacidad de contención.

**Falla Al Abrirse (Fail):** Categoría de falla principal en los Dispositivos de Alivio de Presión, es la que agrupa los modos de falla referidos a la capacidad del dispositivo de abrir en demanda, que podría resultar en una sobrepresión en el equipo protegido y la pérdida en la capacidad de contención.

**Falla Por Fuga (Leak):** Categoría de falla secundaria en los Dispositivos de Alivio de Presión, es la que agrupa los modos de

falla referidos a la pérdida de contención del fluido de proceso mientras se opera en condiciones normales.

**Intervención/Calibración:** La calibración, inspección, prueba, reacondicionamiento o sustitución de Dispositivos de Alivio de Presión, es una reconocida práctica segura y sirve para reducir la probabilidad de falla en demanda y fuga.

**Mecanismo De Daño:** Un proceso que induce cambios micro y/o macro en el material que con el paso del tiempo son perjudiciales para la condición del material o las propiedades mecánicas. Los mecanismos de daño son generalmente graduales y acumulativos, y en algunos casos, irreversibles. Los mecanismos de daño más comunes incluyen corrosión, corrosión bajo tensión, erosión, fatiga y fisuración.

**Mitigación:** Limitación de cualquier consecuencia negativa o reducción en la probabilidad de un evento particular.

**Overhaul:** Reemplazo de la totalidad de los componentes internos del Dispositivo de Alivio de Presión, por componentes nuevos.

**PARÁMETRO B:** Parámetro de forma de la curva de Weibull, muestra cómo la frecuencia de falla se desarrolla en el tiempo.

**PARÁMETRO H:** Parámetro de vida característico de la curva de Weibull, expresado en años, se define como el tiempo en el que el 63,2% de las unidades han fallado.

**Pressure Relief Device (PRD):** Dispositivo de alivio de presión (DAP).

**Risk Based Inspection (RBI):** La inspección basada en el riesgo es un proceso que sirve para identificar, evaluar y definir los riesgos industriales (debido a la corrosión y fracturas por exceso de tensión), que pudieran poner en peligro la integridad de los equipos, tanto presurizados como estructurales.

**Revestimiento:** Sistema de protección de superficies metálicas contra la corrosión mediante sellado de superficies.

**Risk Target:** Es el riesgo objetivo o umbral de riesgo aceptable, definido para fines de planificación de inspección.

#### **2.1.1.2. Metodología de inspección basada en riesgos (RBI)**

La práctica recomendada API RP 581, Metodología de Inspección Basada en Riesgos, proporciona procedimientos cuantitativos para establecer un programa de inspección utilizando métodos basados en riesgos para equipos estáticos presurizados como: recipientes a presión, tuberías, tanques, dispositivos de alivio de presión (PRD), intercambiadores de calor, entre otros. Sin embargo, API 580 Inspección basada en riesgos proporciona una guía para desarrollar programas de inspección basada en riesgos (RBI) en equipos estáticos de refinerías, petroquímicas, plantas de procesos químicos e instalaciones de producción de Petróleo y Gas. La intención es que API 580 introduzca los principios y presente pautas generales mínimas para RBI, mientras

que la práctica recomendada API 581 proporciona métodos de cálculo cuantitativo para determinar un plan de inspección.

El cálculo del riesgo descrito en API 581 implica la determinación de una probabilidad de falla (POF) combinada con la consecuencia de falla (COF). La falla se define como una pérdida de contención del límite de presión que resulta en una fuga a la atmósfera o la ruptura de un componente presurizado. El riesgo aumenta a medida que se acumulan daños durante la operación en servicio, a medida que se acerca la tolerancia al riesgo o el objetivo de riesgo y se recomienda una inspección con suficiente efectividad para cuantificar mejor el estado de daño del componente. La acción de inspección en sí misma no reduce el riesgo; sin embargo, reduce la incertidumbre y por lo tanto permite una cuantificación más precisa del daño presente en el componente.

La Inspección Basada en Riesgo (Risk Based Inspection, RBI) aplicada a los dispositivos de alivio de presión (PRD) es una metodología que utiliza el concepto de riesgo para el desarrollo de un Plan de calibración efectivo. La técnica provee las bases para identificar, analizar y gestionar el riesgo al tomar decisiones sobre la frecuencia de inspección e intervalos de calibración de los PRDs. De esta forma, es posible reducir la probabilidad de fuga de fluido procesado a través de un correcto aprovechamiento de recursos, por lo cual se considera un aumento de confiabilidad operacional de equipos estáticos, y aumento de seguridad de operación de la instalación.

En la práctica recomendada API RP 581 3rd Ed. 2016 se presentan los lineamientos para el análisis particular de los dispositivos de alivio de presión (PRD), en base a la utilización de curvas de Weibull para expresar la probabilidad de falla en función del tiempo.

El método define el riesgo de cada ítem como la combinación de dos términos independientes: la consecuencia de falla y la probabilidad de falla, las cuales son combinadas para producir una estimación del riesgo.

Existen diversos modos de falla de importancia al evaluar los riesgos asociados con la falla del dispositivo de alivio de presión (PRD). Los modos de falla se agrupan en dos categorías: La falla al abrirse durante un evento de sobrepresión (FAIL) y la pérdida de contención del fluido de proceso mientras se opera en condiciones normales (LEAK).

Es importante destacar que cualquier cambio en las condiciones de operación o variables de proceso clave (aumento o disminución de pH, variación de composición de fluido transportado, modificaciones en diseño de instalación, etc.), pueden impactar en el análisis y requerir una reevaluación. Se deben identificar los cambios o datos adicionales que dispararán la necesidad de re-análisis, como ser: Programas de Gestión del Cambio, Modificación de las Condiciones de Operación, Condiciones de Operación Extraordinarias, Información Actualizada, Hallazgos de la Inspección/calibración, etc.

### **2.1.1.3. Dispositivos de alivio de presión (PRDs)**

La principal preocupación con los dispositivos de alivio de presión (PRD) y la razón principal por la que se requieren inspecciones y pruebas de rutina del PRD es que el dispositivo puede no aliviar los eventos de sobrepresión que pueden causar fallas en el equipo protegido por el dispositivo, lo que lleva a una pérdida de contención. También existen consecuencias asociadas con la fuga de PRD. La práctica recomendada API RP 581 3rd Ed. 2016 muestra un enfoque basado en el riesgo para evaluar la criticidad del PRD para establecer la frecuencia de inspección / prueba. En el alcance se incluyen válvulas de alivio y los discos de ruptura accionados por resorte y operados por piloto. Para aplicar esta metodología hemos verificado que nuestros PRDs hayan sido diseñados y dimensionados de acuerdo a la normativa vigente. El enfoque fundamental es utilizar una tasa de demanda para el dispositivo combinada con una probabilidad de falla bajo demanda (POFOD) determinada a partir de datos específicos de la planta, si están disponibles, o comenzando con datos predeterminados. Estas entradas se utilizan para generar una probabilidad de falla (POF) en función del tiempo mediante un enfoque estadístico de Weibull. La consecuencia de la falla del dispositivo se determina con base en los métodos descritos en la Parte 3, pero modificada para incluir casos de demanda de sobrepresión, la cantidad de sobrepresión esperada en caso de falla del PRD y las consecuencias adicionales asociadas con fuga del dispositivo. La combinación de consecuencia con un POF basado en el tiempo da como resultado un valor de riesgo que aumenta con el tiempo entre

pruebas. Esto permite que los intervalos de prueba se determinen en función de los objetivos de riesgo.

## **2.1.2. Aspectos Normativos**

La inspección de los dispositivos de alivio se debe programar teniendo en cuenta las diferentes exigencias:

### **2.1.2.1. Normativa internacional.**

Los dispositivos de alivio en la industria de Gas y Petróleo se rigen principalmente por normativa internacional, dependiendo del activo al cual protegen podemos encontrar a organismos como American Petroleum Institute (API) y American Society of Mechanical Engineers (ASME), quienes proporcionan lineamientos a seguir que se requieren para programar las inspecciones, entre ellas tenemos:

API 510 – Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection

API 580 - Risk Based Inspection, 1era Ed. 2002

API RP 581 – Risk-Based Inspection Methodology, 3era Ed. 2016

API RP 576 - Inspección de Válvulas de alivio de presión

### **2.1.2.2. Normativa Local.**

La industria peruana del gas natural comprende un conjunto de actividades que van desde la extracción del hidrocarburo de sus depósitos naturales hasta la entrega del mismo a los consumidores.



El marco normativo de la industria del gas natural está conformado por un conjunto de leyes, reglamentos y resoluciones de carácter obligatorio. Los actores que participan en el desarrollo y desenvolvimiento de esta industria deben cumplirlo a cabalidad. Las principales normas de la industria del gas natural en el Perú son las siguientes: (Osinergmin, s.f.)

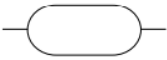

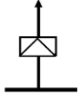

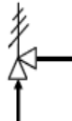
- Ley N° 26221. 'Ley Orgánica de Hidrocarburos' - Norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional.
- Decreto Supremo N° 042-2005-EM 'Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos' (publicado el 14 de octubre de 2005) - Promueve las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Decreto Supremo N° 040-2008-EM 'Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos'.- Compila la normativa de la actividad del servicio público de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.
- Decreto Supremo N° 018-2004-EM. 'Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos' (publicado el 16 de junio de 2004).- Establece las condiciones para la prestación del servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.
- Decreto Supremo N° 081-2007-EM. 'Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos' (publicado el 22 de noviembre de 2007).- Norma la actividad del servicio público de Transporte de Gas Natural por Ductos.

- Decreto Supremo N° 063-2005-EM 'Normas para promover el consumo masivo de gas natural'.- Establece condiciones favorables para facilitar el acceso de los consumidores al uso del gas natural.
- Decreto Supremo N° 048-2008-EM (publicado el 28 de setiembre de 2008). - Modifica el Reglamento

### 2.1.3. Simbología técnica

A modo de referencia la simbología es la siguiente:

**Tabla 1.** Simbología técnica

N°	Símbolo	Descripción
1		Depósitos o tanques
2		Diafragma
3		Disco de ruptura
4		Brida ciega
5		Válvula de alivio

Fuente: Símbolos tomados de las normas ANSI / ISA-5.1-2009

## **2.2. Descripción de las actividades realizadas**

### 2.2.1. Etapas del Informe

#### **2.2.1.1. Recolección de datos e integración de la información**

Para desarrollar el análisis de RBI, se realizó la búsqueda de:

- Hojas de Datos.
- Consultas en el ERP-SAP.
- Planos de diseño.
- Planos P&ID.
- Registros fotográficos recopilados en campo
- Información de equipos protegidos por las válvulas.
- Información de RBI en equipos protegidos.
- Registros de intervenciones/calibraciones.

Esta información se registra en una Base de Datos donde se enumeran los PRDs, el equipo o grupo de tuberías al que protegen, la marca, el número de serie, la presión de ajuste, diámetros de entrada y de salida, entre otros.

#### **2.2.1.2. Determinación de Frecuencia de intervención**

En el caso del análisis de riesgo y siguiendo los lineamientos del API RP 581 Third Edition, April 2016 se realizaron las actividades listadas a continuación:

- a. Análisis de probabilidad de falla al abrirse (Fail).
- b. Análisis de probabilidad de falla por fuga (Leak).
- c. Análisis de consecuencia de falla al abrirse (Fail).

- d. Análisis de consecuencia de falla por fuga (Leak).
- e. Análisis de riesgo.

Existen varios modos de falla de importancia al evaluar los riesgos asociados con la falla del dispositivo de alivio de presión. Para los PRDs, los modos de falla se agrupan en dos categorías:

- a) Falla al abrirse en demanda (FAIL)
  - Taponamiento u obstrucción que no permite la apertura (FTO)
  - Apertura parcial (VPO)
  - Apertura por encima de la presión de seteo (OASP)
- b) Falla por fuga (LEAK)**
  - Fuga más allá de la válvula (LPV)
  - Apertura falsa o prematura de la válvula (SPO)
  - Apertura de la válvula por taponamiento u obstrucción (VSO)

La falla al abrirse en demanda (FAIL) es la categoría de falla principal, ya que podría resultar en una sobrepresión en el equipo protegido y la pérdida en la capacidad de contención. Incluida en esta categoría, está la instancia en que la válvula sólo se abre parcialmente (VPO), las consecuencias no se presentan en su mayor magnitud, pero igualmente los equipos pueden sufrir una sobrepresión.

La categoría de falla secundaria en los Dispositivos de Alivio de Presión es la que agrupa los modos de falla referidos a la pérdida de contención del fluido de proceso mientras se opera en condiciones normales. La metodología de API RP 581 agrupa dentro de esta categoría a los tres

modos de falla restantes: la fuga más allá de la válvula (LPV), la apertura falsa o prematura (SPO) y la apertura por taponamiento u obstrucción (VSO). Estas fallas no generarán una sobrepresión o pérdida de contención de los equipos protegidos, pero darán lugar a la posibilidad de que ocurran fugas inaceptables. Las consecuencias de las fugas a través de un PRD pueden variar desde una situación menor, causando una pérdida de producto, a una consecuencia más severa que resulte en un paro del proceso para reparar o reemplazar el PRD.

Con el objetivo de planificar las calibraciones se expresa la probabilidad de falla como una función del tiempo. Las funciones de Weibull ayudan en dicha representación, permitiendo evaluar una gran población de datos para detectar tendencias.

c) Análisis de probabilidad de falla al abrirse (Fail)

El enfoque fundamental aplicado al caso de la falla al abrir en PRDs, es estimar la frecuencia de casos de demanda de sobrepresión, relacionado con la probabilidad de que el Dispositivo no se abra en la demanda y la probabilidad de que el equipo protegido pierda su capacidad de contención.

Un dispositivo de alivio de presión protege los componentes del equipo de múltiples escenarios de sobrepresión.

La probabilidad de falla (pérdida de contención) del equipo que está protegido por el Dispositivo de Alivio de Presión, es una función del tiempo y de la sobrepresión potencial. La metodología reconoce que hay un aumento en la probabilidad de pérdida de contención de los equipos

protegidos debido a la sobrepresión elevada, si el PRD no se abre durante un evento de emergencia.

d) Análisis de probabilidad de falla por fuga (Leak)

En el caso de falla por fuga la probabilidad no es función de la tasa de demanda, sino que se basa en las fallas producidas durante el funcionamiento continuo.

La probabilidad de fugas para un PRD se determina considerando la severidad del servicio y el tipo de PRD. Además, se toman en cuenta el historial de inspección del dispositivo y algunos ajustes particulares como factores ambientales y si el dispositivo cuenta con asientos blandos.

e) Análisis de consecuencia de falla al abrirse (Fail)

Las fallas al abrir en demanda resultan en que el equipo protegido quede expuesto a presiones significativamente más altas que las seteadas para la preservación de su integridad. La metodología utilizada calcula las consecuencias para cada PRD que falle al abrir a sobrepresiones significativamente mayores que la presión de funcionamiento normal del equipo.

Típicamente, las consecuencias de falla al abrir en demanda (Fail) son mayores que las consecuencias de fuga (Leak).

Para proporcionar una clasificación relativa de los riesgos entre PRDs, el análisis debe incluir una evaluación de los casos de demanda de sobrepresión (escenarios de sobrepresión) que son aplicables a cada PRD. En otras palabras, frente a qué condiciones de proceso está

protegido el equipo y cuál sería el efecto en el equipo protegido si el dispositivo de alivio fallara al abrir en demanda.

La sobrepresión que puede resultar si un PRD falla al abrir en demanda tiene dos efectos: En primer lugar: la probabilidad de pérdida de contención del equipo protegido puede subir significativamente y en segundo lugar, las consecuencias de falla pueden aumentar como resultado del aumento de las sobrepresiones potenciales.

El método utilizado representa los efectos de la sobrepresión en el equipo protegido con el aumento de la probabilidad de pérdida de contención, teniendo como límite superior cuatro veces la máxima presión de trabajo (MAWP).

f) Análisis de consecuencia de falla por fuga (Leak)

El cálculo de la consecuencia de fuga del PRD, se estima sumando varios costos: El costo del inventario perdido, los costos regulatorios y ambientales asociados con fugas, costo debido al tiempo de paro del equipo para reparar la válvula y el costo asociado a la pérdida de producción. Mediante la siguiente ecuación:

$$C_t^{prd} = Cost_{inv} + Cost_{env} + Cost_{sd} + Cost_{prod} \quad (1)$$

Según la metodología de API RP 581, se evalúan dos casos de fugas. El primer caso se encarga de fugas leves o moderadas y representa el 90% de todos los casos de fuga potenciales. El segundo caso es el de apertura de válvula por taponamiento u obstrucción que resulta en una

consecuencia de fuga y constituye el 10% de todos los posibles casos de fuga.

g) Análisis de riesgo

El riesgo total para el caso de falla al abrir en demanda se determina mediante la suma de los riesgos individuales asociados con los casos de demanda de sobrepresión aplicables.

El cálculo del riesgo asociado con la fuga de un Dispositivo de Alivio de Presión se obtiene multiplicando la probabilidad de fugas, y la consecuencia de fugas.

Por último, el riesgo total asociado con la falla al abrir en demanda y la fuga en un PRD se suma de forma directa.

El nivel de riesgo obtenido para cada PRD debe compararse con el umbral de riesgo aceptable, y de esta manera definir los intervalos de inspección recomendados.

### **2.2.1.3. Ejecución de las actividades**

El análisis de RBI se realizó bajo las siguientes premisas:

Para las válvulas en las que no se encontró la fecha de puesta en marcha, como primera opción se consideró la fecha de puesta en marcha del equipo asociado y como segunda opción la fecha de puesta en marcha del área o la unidad en la que se encuentran. Se asumió de manera conservadora el mayor tiempo de operación posible.



Para los sistemas o grupos de tuberías sin evaluación de riesgo en Meridium (servicios clase 4 según API 570 donde la inspección es opcional y usualmente basada en requerimientos de confiabilidad), el nivel de riesgo se definió como bajo (fluidos de servicio: aire, agua y nitrógeno).

Para los dispositivos de alivio de presión que se encuentren en las siguientes áreas: Sistema de aire, sistema de nitrógeno, power generation, instalaciones logísticas, hot oil system, drain system, gas supply system, chemical injections y rain water system, se consideró que no habría pérdida de producción durante el tiempo que tome la reparación o reemplazo de estas válvulas puesto que no generarían una parada de planta.

Para los dispositivos de alivio de presión asociados a trampas receptoras y lanzadoras (STAH, STAQ) y bombas de exportación, de circulación, de inyección y de transferencia, se consideró que no habría pérdida de producción durante el tiempo que tome la reparación o reemplazo de estas válvulas puesto que no generarían una parada de planta.

Para los dispositivos de alivio de presión con una capacidad de descarga mayor a 312,000 lb/hr, en caso de fuga, se consideró el tiempo de fuga "Leakage Duration Dmild" con un valor de 30 min (0.021 days) como máximo. Esta decisión se tomó en base a un caso en particular que ocurrió previamente en el clúster Cashiriari 3 con la válvula PSV-921355-B (con una capacidad de descarga similar), durante este evento se detectó una pérdida de producción debido a la fuga interna en esta válvula de

seguridad y el tiempo que demoró el personal operador en detectar y controlar la fuga fue de 30 min aproximadamente.

Para las válvulas de presión/vacío se consideró lo siguiente:

Se consideró que no habría pérdida de producción durante el tiempo que tome la reparación o reemplazo de estas válvulas puesto que no generarían una parada de planta.

Estas válvulas trabajan liberando presión a la atmosfera, por lo que no aplicarían multas por las emisiones al ambiente en tanto se cumpla con su programa de calibración. En consideración se tomó los “regulatory fines” con un valor de 0.

Se consideró para estas válvulas el mayor tiempo de detección de fuga interna “Leakage Duration Dmild” con un valor de 30 minutos (0.021 days).

Para el cálculo de riesgo se consideró que no se requiere sacar fuera de servicio el tanque para mantenimiento, lo equivalente a la presencia de una válvula de corte aguas arriba (para excluir el costo de una parada de planta en caso de reparación o mantenimiento).

Las válvulas de presión vacío que manejan como fluido agua + producto, fueron considerados solo como agua por tema de costos.

Para las válvulas pertenecientes a las áreas de Gas Compression N° 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7, se consideró que no habría pérdida de producción durante el tiempo que tome la reparación o reemplazo de estas válvulas puesto que no generarían una parada de planta. Esta asunción se tomó dada la

flexibilidad del sistema y la capacidad de operación con un Turbo Compresor fuera de servicio por tiempos cortos.

Se asume una efectividad de inspección B, según tabla 7.7 de API 581, para las calibraciones realizadas a los dispositivos de alivio de presión que cuenten con la información para la evaluación de riesgo.

**a) Análisis de probabilidad de falla al abrirse (Fail) y falla por fuga (Leak)**

El primer paso en la evaluación de probabilidad de falla de un PRD es determinar la frecuencia de demandas (cantidad de demandas o eventos por año) que ocurren en el dispositivo.

API RP 581, proporciona estimaciones de las frecuencias de eventos iniciales en PRDs, en base a los distintos casos de demanda de sobrepresión aplicables.

Con los datos anteriores e información que refleja el ambiente de trabajo de las válvulas, y siguiendo el procedimiento del API 581, se determina la probabilidad de falla al abrir. Este proceso se muestra gráficamente a continuación:

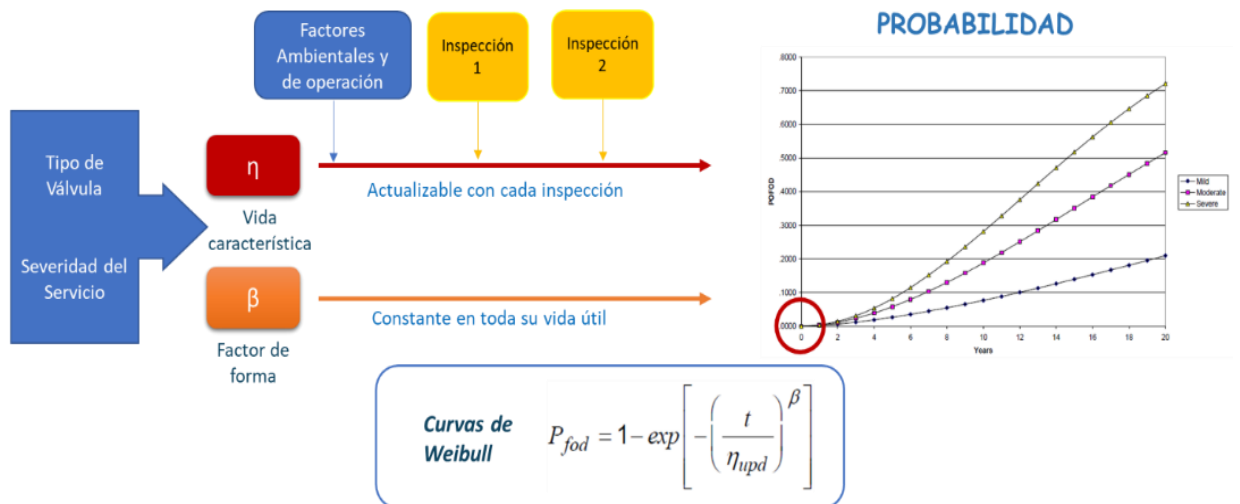


Figura 2.2. Curvas de Weibull

Referencia: API RP 581

**b) Análisis de consecuencia de falla al abrirse (Fail) y falla por fuga (Leak)**

Basados en los niveles de riesgo existentes (determinados en el software Meridium), para la determinación del valor de la consecuencia se utilizó el siguiente criterio:

- Low: 10000 USD
- Medium: 100000 USD
- Medium-High: 10000000 USD
- High: 100000000 USD

La consecuencia de fuga se calculó utilizando la siguiente ecuación:

$$C_t^{prd} = Cost_{inv} + Cost_{env} + Cost_{sd} + Cost_{prod} \quad (2)$$

Para los dos tipos de fugas que presenta el modelo de API RP 581, “fuga leve o moderada” y “fuga por taponamiento u obstrucción”, el costo por

pérdida de inventario “Costinv”, se determinó considerando los costos de fluidos utilizados, la duración estimada de las fugas, el factor de recuperación y la velocidad de fuga.

Para el caso de los fluidos de proceso principal, los costos utilizados se determinaron en base a información suministrada. Fuente propia:

- Glicol: 2247 S/. 55 Gln
- Hot oil: 9776 S/. Cilindro de 208 L
- Nitrógeno: 1215.4 S/. Botella de 10 m3
- Lube oil: 1715 S/. Cilindro de 55 galones
- GN: 2.0454 USD/MMBTU
- PLNG: 2.665 USD/MMBTU

El criterio para determinar el factor de recuperación fue:

$Fr = 0.5$  Si el PRD descarga a un “flare”.

$Fr = 0$  Si el PRD descarga a un sistema cerrado.

$Fr = 1$  Para el resto.

El costo por daños ambientales “Costenv”, se determinó considerando US\$ 531.00 por tonelada de fluido derramado, para fluidos líquidos que podrían ser perjudiciales para el ambiente en válvulas que no descargan a sistemas cerrados, Fuente propia. En el caso de válvulas que descargan a sistemas cerrados o fluidos en estado gaseoso se consideró que no había costos asociados a remediación ambiental.

El costo asociado con la reparación y el mantenimiento "Costsd", se determinó:

US\$ 1000 para PRDs < NPS 6 de diámetro de entrada.

US\$ 2000 para PRDs ≥ NPS 6 de diámetro de entrada.

El costo por pérdida de producción por día para reparar una fuga en un PRD, Costprod, se estimó considerando las recomendaciones de API Recommended Practice 581.

### **c) Análisis de riesgo**

El umbral de riesgo aceptable se limitó a la línea de Iso-riesgo correspondiente al riesgo Medio Alto (US\$ 30,600). La interpretación de este valor limite es el siguiente:

El 9.65% (51) de los activos analizados, representan el 72.45% del riesgo total acumulado de las 528 válvulas. Este valor nos permite enfocar los recursos en los equipos que representan el mayor nivel de riesgo en las instalaciones sin dejar de lado los demás componentes.

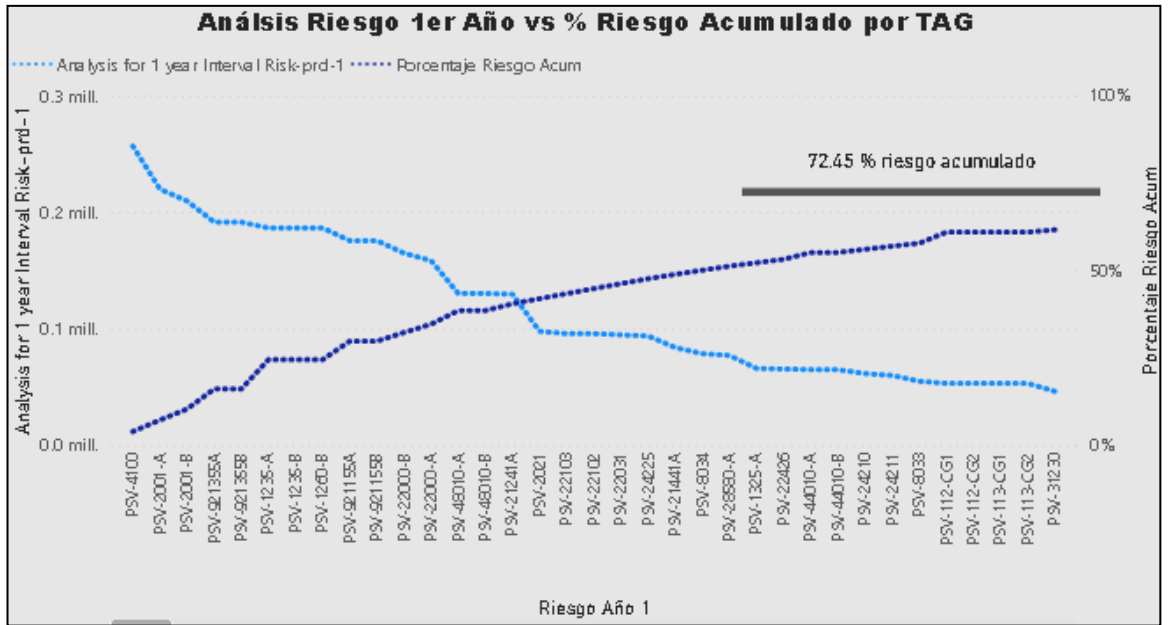


Figura 2.3. Análisis de Riesgo total acumulado obtenido en el primer año

Fuente: SAP-ERP

De las 528 válvulas analizadas, se lograron identificar 51 válvulas con un riesgo total mayor igual a 30,600 US\$, por ende, tendrán un intervalo de inspección de 1 año.

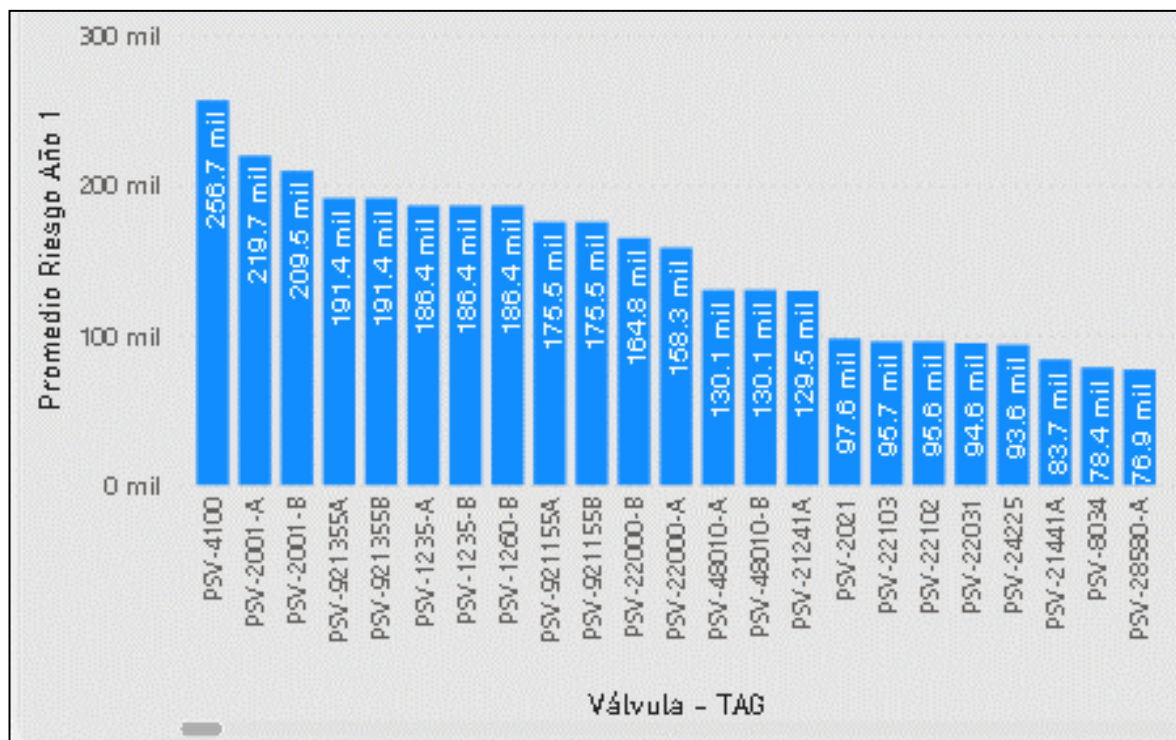


Figura 2.4. Distribución de valores de riesgo obtenidos en el primer año

Fuente: SAP-ERP

Cabe resaltar que se obtuvieron 25 dispositivos de alivio que no contaban con información suficiente para realizar el análisis de riesgo, por lo cual no están incluidos en el presente análisis.

Tabla 2. Dispositivos de Alivio que no contaban con información suficiente para análisis de riesgo

TAG	Nombre Unidad	Tipo de Fluido
PSV-47201	Air System	Air
PSV-47202	Air System	Air
PSV-47203	Air System	Air



TAG	Nombre Unidad	Tipo de Fluido
PSV-25105-A	Gas Compression Train N° 5	C1 – C2
PSV-25105-B	Gas Compression Train N° 5	C1 – C2
PSV-25105-C	Gas Compression Train N° 5	C1 – C2
PSV-1059	Hot Oil System	C25+
PSV-1060	Hot Oil System	C25+
PSV-1619	Hot Oil System	C25+
PSV-31005	Inlet facilities slug catcher	C1 – C2
PSV-31230-A	Mipaya Well Cluster System	Air
PVSV-11180	Pagoreni A: Well Cluster System	Methanol
JO-PSV-11182	Pagoreni A: Well Cluster System	Methanol
PSV-32020-A	Pagoreni A: Well Cluster System	Air
PSV6410-TG8	Power Generation	C1 – C2
PSV7045-TG6	Power Generation	Air
PSV7045-TG7	Power Generation	Air
TSV-24280	Stabilization N° 3	C6 – C8
TSV-24281	Stabilization N° 3	C6 – C8
PSV-22323-A	Stabilization N° 3	C1 – C2
PSV-22323-B	Stabilization N° 3	C1 – C2
PSV-22423-A	Stabilization N° 3	C1 – C2
PSV-22423-B	Stabilization N° 3	C1 – C2
TSV-22202	Stabilization N° 3	C6 – C8
TSV-22203	Stabilization N° 3	C6 – C8

Fuente: SAP-ERP

Así mismo, se pudieron identificar que 5 dispositivos de alivio no cumplen con los requerimientos normativos para su instalación por lo cual su nivel de riesgo se elevó por posibles multas de los organismos de fiscalización. Estos dispositivos se muestran en la tabla siguiente:

**Tabla 3.** Dispositivos de Alivio que no cumplen con requerimientos normativos de instalación.

TAG	Nombre Unidad	Tipo de Fluido
PSV-921170	Cashiriari 1: Well Cluster System	C1 – C2
PSV-21370	Cashiriari 3 Well Cluster Systems	C1 – C2
PSV-8047	Fuel Gas Conditioning and Distribution	C1 – C2
PSV-911170	Pagoreni A: Well Cluster System	C1 – C2
PSV-911370	Pagoreni B: Well Cluster System	C1 – C2

Fuente: SAP-ERP

Los niveles de riesgo obtenidos aplicando el modelo de cálculo de riesgo para estos 05 dispositivos, se muestran en la gráfica siguiente. Para no alterar los resultados de riesgo acumulado y la distribución de riesgo, se decidió no considerar estos valores de riesgo durante el análisis. Se requiere tomar acción sobre esta condición identificada (relevamiento de hidrocarburo a la atmosfera) debido al elevado nivel de riesgo que representan en las instalaciones.

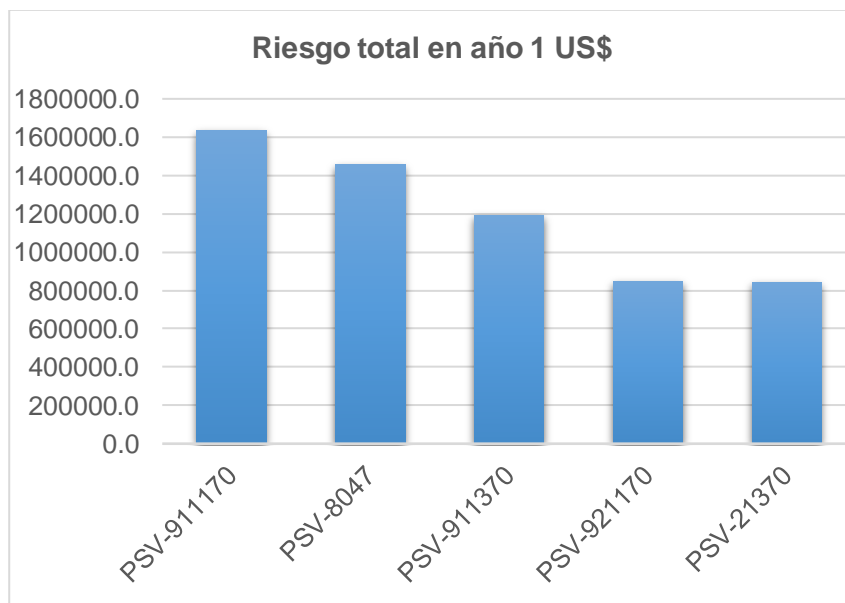


Figura 2.5. distribución de riesgo acumulado en locaciones.

**FUENTE: SAP-ERP**

La distribución del nivel de riesgo acumulado por planta y locación se muestra en las siguientes figuras, el riesgo acumulado en planta es mayor que en las locaciones. Mientras que, las locaciones, SM1, Cash. 1 y 3 tienen el mayor nivel de riesgo acumulado debido a sus válvulas de alivio.

Planta	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-1
<b>Clúster</b>	<b>2,080,022.87</b>
Cashiri 1: Well Cluster System	547,896.75
Cashiri 3 Well Cluster Systems	531,511.52
Mipaya Well Cluster System	170,362.45
Pagoreni A: Well Cluster System	89,659.00
Pagoreni B: Well Cluster System	35,444.81
SM- 1 Well Cluster System	635,855.60
SM3 - Well Cluster System	69,292.75
<b>Total</b>	<b>2,080,022.87</b>

Figura 2.5. Distribución de riesgo acumulado en locaciones.

**FUENTE: PROPIA**

En el caso de planta, la unidad Slug Cácher tiene el mayor riesgo acumulado debido a sus válvulas de alivio.

Planta	Analysis for 1 year Interval Risk- prd-1
<b>Mahrinas</b>	<b>4,576,781.95</b>
Inlet facilities slug catcher	1,001,675.11
Fuel Gas Conditioning and Distribution	511,524.29
Cryo Train N° 1	346,728.73
Stabilization N° 3	318,559.70
Gas Compression Train N° 1	253,852.99
Gas Compression Train N° 2	252,992.50
Gas Compression Train N° 3	249,157.71
Gas Compression Train N° 4	234,770.30
Cryo Train N° 5	221,425.91
Stabilization N° 1	216,252.76
Gas Compression Train N° 5	179,312.13
Seal Gas Supply System (Pwcp)	164,972.89
Stabilization N° 2	122,717.77
Cryo Train N° 2	90,432.30
Condensate Dehydration Unit	64,235.67
Well Head Compression Train N°2 (Pwcp)	62,503.51
Gas Metering	57,267.43
Instalaciones Logísticas	44,778.67
Well Head Compression Train N°1 (Pwcp)	44,689.40
Air System	33,498.24
Produced water treatment system	17,989.93
Chemical injection	15,570.07
Cryo Train N° 4	11,587.32
Nitrogen System	9,813.72
Gas Compression Train N°6	7,905.86
Gas Compression Train N°7	7,905.86
<b>Total</b>	<b>4,576,781.95</b>

Figura 2.6. Distribución de riesgo acumulado en planta.

**FUENTE: SAP-ERP**

#### 2.2.1.4. Definición de intervalos de inspección

Los intervalos de inspección y calibración se definieron en función del nivel de riesgo obtenido, tal como se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 4. Intervalos de inspección y calibración de dispositivos de alivio.

Criterio	Intervalo de calibración
PRDs con un nivel de riesgo igual o mayor al nivel de riesgo admisible (30,600 US\$); o que lo alcanzarán en menos de 1 año.	1 año
PRDs que alcanzarán el nivel de riesgo admisible (30,600 US\$) en 2 años o menos, pero en más de 1 año.	2 años
PRDs que alcanzarán el nivel de riesgo admisible (30,600 US\$) en 3 años o menos, pero en más de 2 años.	3 años
PRDs que alcanzarán el nivel de riesgo admisible (30,600 US\$) en un periodo mayor a 3 años.	4 años

La distribución de intervalos de inspección se muestra en la figura siguiente:

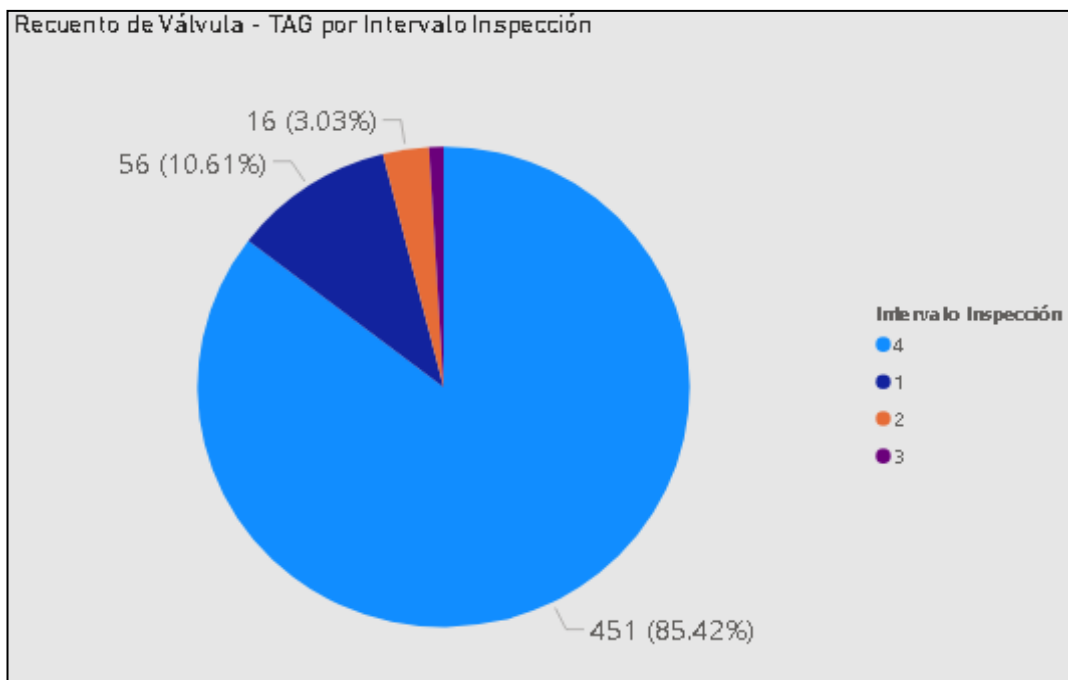


Figura 2.7. Distribución de Intervalos de calibración

**FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA**

Así mismo, en las figuras siguientes se presenta la distribución de calibraciones y mantenimiento en Clúster y Planta Malvinas. Se puede identificar que 16 válvulas distribuidas en todos los Cluster tienen un intervalo de 1 año, relacionado con su nivel de riesgo. Así mismo, en planta se tienen 40 válvulas distribuidas en las unidades: Criogénica 1 y 5, NP1 a 5, Slug Cátcher, Estabilización 1 y 2 y Fuel Gas.

<b>Distribución Intervalos Inspección</b>					
Planta	1	2	3	4	Total
<input type="checkbox"/> Clúster	<b>16</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>88</b>	108
Mipaya Well Cluster System	2			19	21
Cashiriari 1: Well Cluster System	4			15	19
Cashiriari 3Well Cluster Systems	4			15	19
Pagoreni A: Well Cluster System	1	1	1	16	19
SM- 1 Well Cluster System	3		2	13	18
Pagoreni B: Well Cluster System	1			9	10
SM3 - Well Cluster System	1			1	2
Total	16	1	3	88	108

Figura 2.8. Distribución de Intervalos de calibración y mantenimiento en Clúster.

<b>Distribución Intervalos Inspección</b>					
Planta	1	2	3	4	Total
<input type="checkbox"/> Malvinas	<b>40</b>	<b>15</b>	<b>2</b>	<b>363</b>	<b>420</b>
Air System				47	47
Produced water treatment system				39	39
Condensate Dehydration Unit		1		19	20
Cryo Train N° 1	1			17	18
Gas Compression Train N° 3	1	6		11	18
Nitrogen System				18	18
Cryo Train N° 2				17	17
Cryo Train N° 4				15	15
Stabilization N° 2	2		1	12	15
Gas Compression Train N° 1	5			9	14
Gas Compression Train N° 4	1	6		7	14
Gas Compression Train N° 5			1	13	14
Instalaciones Logísticas				14	14
Stabilization N° 1	1			13	14
Gas Compression Train N° 2	5			8	13
Inlet facilities slug catcher	7	1		5	13
Cryo Train N° 5	3			9	12
Fuel Gas Conditioning and Distribution	7			4	11
Ngl Storage And Pumping				10	10
Cryo Train N° 3				9	9
Power Generation				9	9
Fire water and foam system				8	8
Well Head Compression Train N° 2 (Pwcp)				8	8
Flare system				6	6
Well Head Compression Train N° 1 (Pwcp)				6	6
Residual water injection system				5	5
Stabilization N° 3	4	1			5
Drain system				4	4
Seal Gas Supply System (Pwcp)	2			2	4
Chemical injection				3	3
Gas Compression Train N° 6				3	3
<b>Total</b>	<b>40</b>	<b>15</b>	<b>2</b>	<b>363</b>	<b>420</b>

Figura 2.9. Distribución de Intervalos de calibración y mantenimiento en Planta de Gas.

Fuente: propia



Si bien la metodología de API RP 581 permite al dueño/usuario seleccionar los intervalos de calibración en base a su nivel de riesgo objetivo, se decidió mantener las frecuencias del estudio RBI de la primera etapa con la finalidad de uniformizar las evaluaciones.

Con la mejora de los registros de calibración y la actualización continua del análisis, los intervalos se irán modificando en función del riesgo y esta información deberá ser utilizada para:

- Identificar los factores que incrementan el riesgo de las instalaciones; y tomar medidas para mitigarlo.
- Actualizar las frecuencias de inspección/calibración en SAP.
- Desarrollar criterios para nuevas instalaciones.

#### 2.2.2. Diagrama de flujo

En la Figura 2.11 se muestra el proceso de implementación de la técnica de análisis de riesgo. El ciclo comienza con la recolección de datos y, luego de la implementación de acciones de mitigación y reevaluación, el análisis debe repetirse.

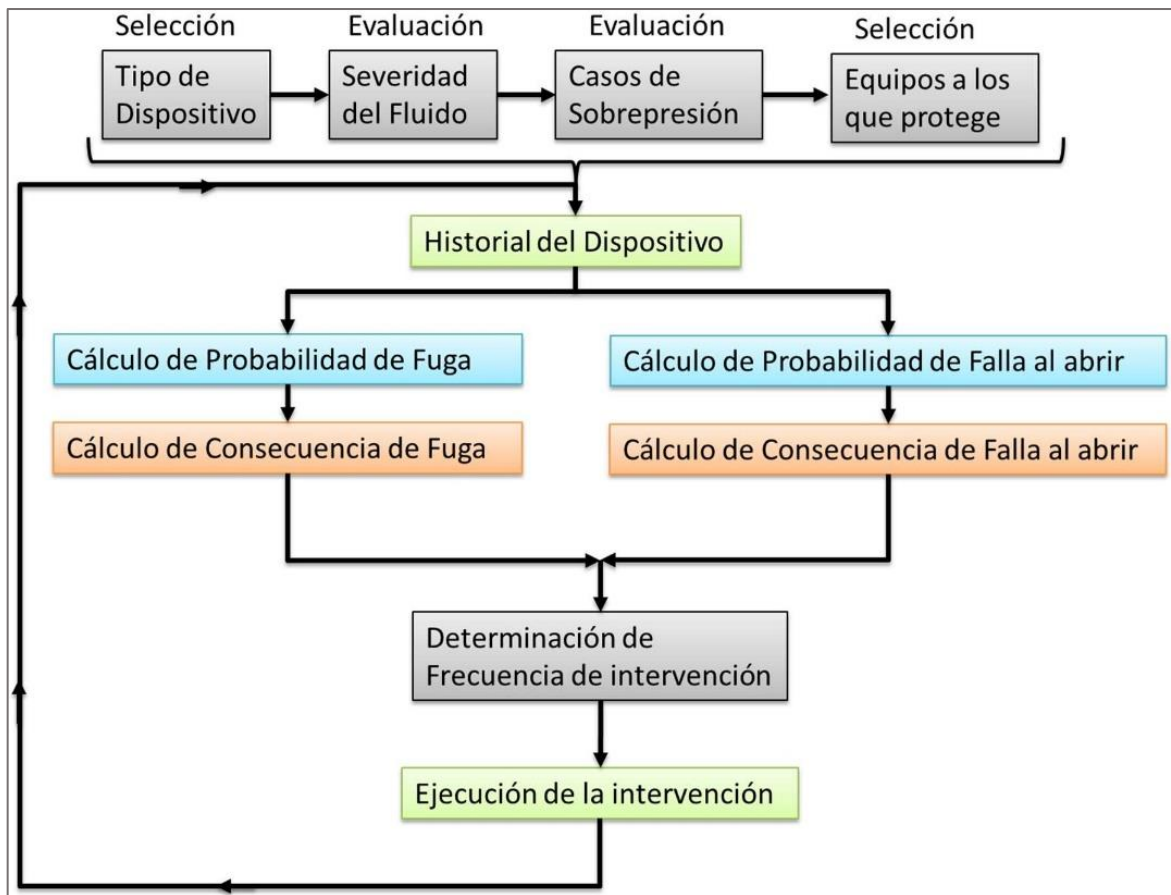


Figura 2.10. proceso de implementación de la técnica de análisis de riesgo.

Fuente: Api 581

### 2.2.3. Cronograma de actividades

El cronograma de trabajo para el servicio se visualiza en la imagen siguiente.

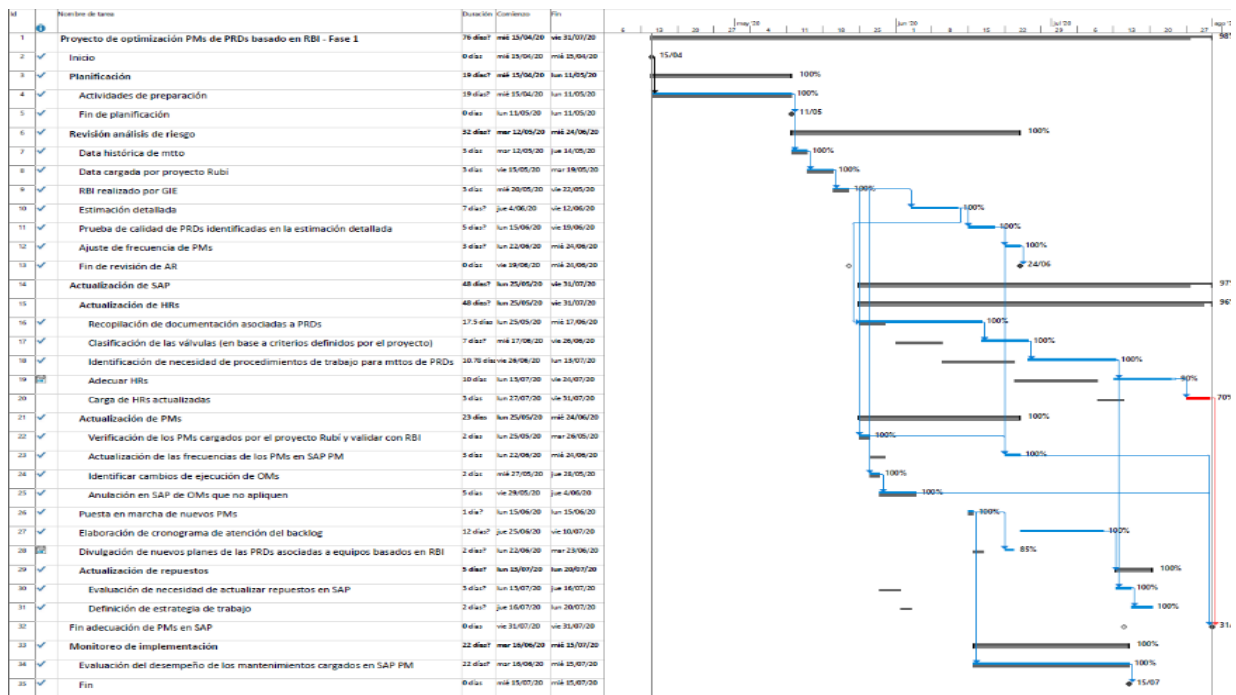


Figura 2.11. Distribución de Intervalos de calibración y mantenimiento en Planta de Gas.

FUENTE: PROPIA

### III. APORTES REALIZADOS

#### 3.1. Planificación, ejecución y control de las etapas

La planificación y ejecución de proyecto se llevó siguiendo los lineamientos y recomendaciones del PMBOK.

Para la planificación se realizó un Gantt de trabajo, figura 2.11, en el cual se establecen las actividades e hitos principales.

En la ejecución del proyecto participó el ingeniero Senior con certificación API 580 y API 581, así como un ingeniero Junio que tenía la función

relevar la información, realizar los cálculos preliminares los mismos que serían validados por el ingeniero Senior.

Mi participación como analista era facilitar toda la información almacenada en SAP-ERP, realizar los estimados de costos y las actualizaciones de las nuevas frecuencias en el ERP.

El Control del proyecto se realizó con reuniones semanales y actualización de la línea base del Gantt establecido al inicio del proyecto.

### **3.2. Evaluación técnico-económico**

Se realizó la evaluación económica utilizando una tasa de descuento de un 10% donde se obtuvo un VAN de 109,798 USD y un TIR de 120 %, lo cual indica que con poca inversión se obtendrá un alto beneficio en el presupuesto de mantenimiento. Los detalles en la tabla adjunta.

**Tabla 5. Análisis Costo Beneficio**

		Valor Unitario	AÑO CERO	AÑO 01	AÑO 02	AÑO 03
Inversión	USD	30000	(30,000)			
Ahorros proyectados	USD		-	33,300	42,480	45,720
Ahorro/(Costo) neto por Año - USD-			(30,000)	33,300	42,480	45,720
VAN	USD		(30,000)	29,469	33,268	31,686
Interes	%	13%				

INTERES [%]	VAN 5años [USD]	@ VIR [.]
10.0%	109,798	3.66
13.0%	99,873	3.33
15.0%	93,871	3.13
17.5%	86,978	2.90
20.0%	80,690	2.69
IRR	120%	

Fuente: propia

### 3.3. Análisis de resultados

Se realizó el análisis de riesgo de 528 dispositivos de alivio de presión correspondientes a Planta Malvinas (Cusco), basado en la metodología del en API RP 581, Parte 1, Capítulo 7, 3rd Ed 2016. Para esto se elaboró una base de datos con la información de diseño, operación y mantenimiento de los dispositivos, ver Anexo A-1.

En base a los resultados del análisis de riesgo y los valores propuestos en la Tabla 4.2 del API 581, se definieron nuevas frecuencias de calibración para estos dispositivos: 1 año para los que tengan un nivel de riesgo superior al límite admisible de 30,600 US\$ correspondiente al nivel de riesgo Medio Alto (línea de Iso-riesgo); y 2, 3 y 4 años para aquellos que tengan un nivel de riesgo inferior a Medio Alto, dependiendo del periodo de operación en el que alcancen este límite (Medio Alto).

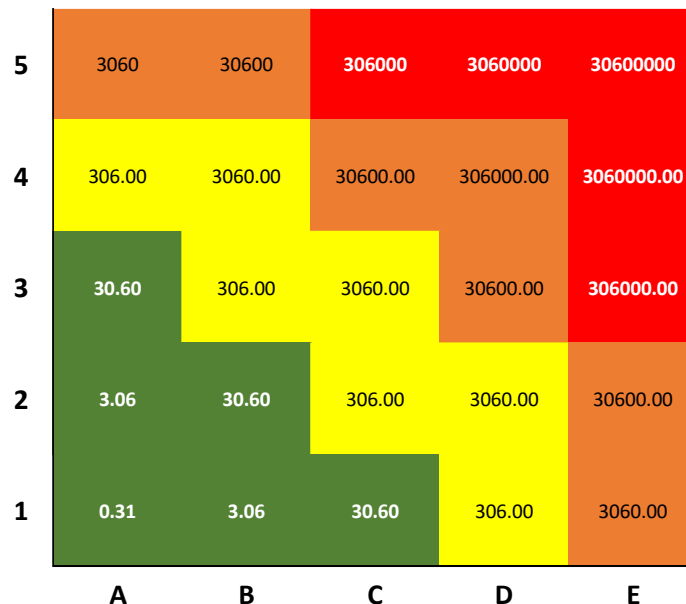


Figura 2.12. Matriz de Riesgo

Fuente: propia

La distribución de nivel de riesgo obtenido es la siguiente, un 9.65% (51) activos con nivel de riesgo superior al límite admisible (30,600 US\$) y 90.2% (477) con nivel de riesgo inferior al límite admisible. El detalle de resultados se muestra en el ANEXO A-1

Aplicando las nuevas frecuencias de calibración establecidas, se obtuvo que 51 dispositivos de alivio mantendrán intervalo de calibración de 1 año, 16 se intervendrán cada 2 años, 5 se intervendrán cada 3 años y 451 cada 4 años.

Las nuevas frecuencias de calibración y los resultados del análisis de riesgo permiten optimizar recursos durante la planificación del mantenimiento y calibración de los dispositivos de alivio; enfocando las actividades sobre los activos de mayor riesgo sin dejar de realizar el mantenimiento en los dispositivos de menor riesgo.

Finalmente, para los 528 activos analizados se definieron los intervalos de calibración y se realizaron recomendaciones sobre los registros de resultados obtenidos.

## **IV. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES**

### **4.1. Discusión**

Para el desarrollo de este Proyecto se encontraron restricciones respecto a la inclusión del riesgo en la evaluación del cambio de frecuencia de inspección, sin embargo, estas fueron levantadas respetando y tomando las recomendaciones establecidas en la norma API RP 581, Parte 1, Capítulo 7, 3rd Ed 2016.

### **4.2. Conclusiones**

- La metodología de Inspección Basada en Riesgo permitió implementar nuevas estrategias de inspección para los dispositivos de alivio de la planta de Malvinas Cuso.
- Es importante contar con disponibilidad de información de los equipos para el análisis continuo del riesgo por lo cual se generó una carpeta digital de recopilación de información a partir de todos los archivos empleados (P&IDs, data sheets, registros fotográficos, catálogos del fabricante y reportes de calibración y/o mantenimiento).
- Se realizó el análisis de riesgo de 528 dispositivos de alivio de presión, correspondientes a la planta Malvinas y locaciones, el detalle de estos se adjunta en el Apéndice 2. Como resultado del análisis, se obtuvo que el 9.65% (51) de las válvulas presentó un nivel de riesgo superior al nivel de “riesgo aceptable” (riesgo total superior a 30,600 US\$ en el primer año).
- El análisis permitió definir las nuevas frecuencias de calibración: 1 año para los dispositivos de alivio de presión que tengan un riesgo superior al “riesgo aceptable”; 2, 3 y 4 años para dispositivos que tengan un riesgo inferior al “riesgo aceptable” en función del tiempo de operación que les tome alcanzar el límite admisible.



## V. RECOMENDACIONES

- Se recomienda, en coordinación con el área de planificación modificar las frecuencias de inspección/calibración de los dispositivos de alivio de presión evaluados según lo indicado en el Apéndice 3 y actualizar el programa de mantenimiento de estos dispositivos en SAP.
- Hacer el mantenimiento preventivo de las PRDs de acuerdo a las nuevas estrategias, evaluar periódicamente el riesgo y actualizar las nuevas frecuencias en SAP:

## VI. BIBLIOGRAFÍA

- Ministerio de Energía y Minas [Ministerio de Energía y Minas - MINEM | Gobierno del Perú \(www.gob.pe\)](http://www.gob.pe/minem)
- American Society of Mechanical Engineers (ASME), code. “Unfired Pressure Vessels, Section VIII.
- National Board Inspection Code 2017 edition date of issue (2017).
- American Petroleum Institute. API RP 581, Risk Based Inspection (2016).
- American Petroleum Institute. API RP 580, Risk Based Inspection (2020).
- Guidelines for Mechanical Integrity Systems.
- PMBOK (Guía de los fundamentos para la dirección de Proyectos) 6ta edición
- Normas ANSI / ISA-5.1-2009.

- Tesis “Safety life cycle analysis applied to the engineering of pressure relief valves in process plants” Josep Basco Montia (2015 – España).
- Monografía “Aplicación del programa estadístico Weibull para establecer un modelo de la frecuencia Optima de mantenimiento para sistemas de alivio (desahogo) de presión en la refinería Ecopetrol S.A.” José Julio Vélez, Leonardo (2008 – Colombia).
- Informe técnico “Elaboración del plan de inspección Basado en Riesgo según API 580 para las válvulas de seguridad del oleoducto de crudos pesados OCP Ecuador S.A” Granja Novoa, Verónica (2015 – Ecuador).
- Informe técnico “Análisis de weibull en la gestión de mantenimiento de equipos trackles” Carlos Amilcar Zamora López (2014 – Perú).
- Tesis “Implementación de un plan de mantenimiento preventivo para optimizar la unidad de chancado de sociedad minera de Brocal S.A” Arellano Vílchez, Mario Alfonso (2016- Perú).
- Tesis “Diseño de un tanque agitador de 160 m<sup>3</sup> de capacidad para lixiviación de oro. Consorcio Minero Horizonte S.A” Cervantes Garcés, Joseph Manuel (2018-Perú).

## **VII. ANEXOS**

### **7.1. Documentos:**

**ANEXO A-1** base de datos con información de diseño, operación y mantenimiento de los PRDs.

**ANEXO A-2** tablas de API RP 581, Parte 1, Capítulo 7, 3rd Ed 2016

**ANEXO A-3** Figuras de API RP 581, Parte 1, Capítulo 7, 3rd Ed 2016

**ANEXO A-1** base de datos con información de diseño, operación y mantenimiento de los PRDs

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10024681	PSV-8047	C1 – C2	1.5	SI	SI	NO	69.8	1455418.0	01/03/2020	1	01/03/2021
10041666	PSV-21370	C1 – C2	1	SI	SI	NO	27.0	839713.1	11/11/2020	1	11/11/2021
10019004	PSV-4100	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	105.2	256568.0	01/04/2021	1	01/04/2022
10024377	PSV-2001-A	C1 – C2	3	SI	SI	SI	3.8	219685.4	30/04/2021	1	30/04/2022
10024378	PSV-2001-B	C1 – C2	3	SI	SI	SI	3.8	209532.0	30/04/2021	1	30/04/2022
10040268	PSV-921355A	C1 – C2	3	SI	SI	SI	1.7	191425.6	04/11/2020	1	04/11/2021
10040269	PSV-921355B	C1 – C2	3	SI	SI	SI	1.7	191425.6	04/11/2020	1	04/11/2021
10040835	PSV-1235-A	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	105.2	186270.1	08/09/2020	1	08/09/2021
10042032	PSV-1260-B	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	105.2	186270.1	14/03/2020	1	14/03/2021
10039932	PSV-921155A	C1 – C2	3	SI	SI	SI	1.7	175473.5	04/10/2020	1	04/10/2021
10039933	PSV-921155B	C1 – C2	3	SI	SI	SI	1.7	175473.5	04/10/2020	1	04/10/2021
10024386	PSV-22000-B	C1 – C2	3	SI	SI	SI	3.1	164799.8	23/12/2020	1	23/12/2021
10024385	PSV-22000-A	C1 – C2	3	SI	SI	SI	2.9	158325.8	18/12/2020	1	18/12/2021
10024697	PSV-48010-A	C1 – C2	4	SI	SI	SI	3.6	130130.2	10/03/2020	1	10/03/2021
10024698	PSV-48010-B	C1 – C2	4	SI	SI	SI	3.6	130130.2	10/03/2020	1	10/03/2021
10042173	PSV-21241A	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	45.7	129460.7	07/10/2020	1	07/10/2021
10038762	PSV-2021	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	115.0	97483.1	18/01/2019	1	18/01/2020
10020289	PSV-22103	C1 – C2	4	SI	SI	SI	170.5	95487.4	05/03/2019	1	04/03/2020
10020288	PSV-22102	C1 – C2	4	SI	SI	SI	171.4	95477.3	05/03/2019	1	04/03/2020
10038558	PSV-22031	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	44.6	94569.2	13/02/2019	1	13/02/2020
10019624	PSV-24225	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	166.5	93457.0	13/08/2020	1	13/08/2021

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10042218	PSV-21441A	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	150.5	83541.2	08/05/2020	1	08/05/2021
10041910	PSV-28580-A	C1 – C2	1	SI	SI	SI	8.0	76921.6	09/02/2021	1	09/02/2022
10042075	PSV-1325-A	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	8.6	65780.9	31/08/2020	1	31/08/2021
10020269	PSV-22426	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	28.1	65255.9	22/05/2021	1	22/05/2022
10025834	PSV-44010-A	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	38.4	64717.9	26/02/2021	1	26/02/2022
10025835	PSV-44010-B	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	38.4	64717.9	26/02/2021	1	26/02/2022
10019620	PSV-24210	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	12.5	61341.0	16/09/2020	1	16/09/2021
10019627	PSV-24211	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	171.8	59588.4	02/05/2019	1	01/05/2020
10024676	PSV-8033	C1 – C2	3	SI	SI	SI	103.1	54629.8	04/10/2020	1	04/10/2021
10041929	PSV-31230	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	1.0	46115.9	01/02/2021	1	01/02/2022
10032069	PSV-912100	C1 – C2	4	SI	SI	SI	5.9	38441.3	14/08/2020	1	14/08/2021
10032070	PSV-912101	C1 – C2	4	SI	SI	SI	5.9	38441.3	14/08/2020	1	14/08/2021
10020268	PSV-22411	C1 – C2	2	SI	SI	SI	28.1	32954.5	22/05/2021	1	22/05/2022
10024309	PSV-5710	C1 – C2	2.5	SI	SI	SI	38.1	32842.8	17/11/2020	1	17/11/2021
10024668	PSV-98031	C1 – C2	4	SI	SI	SI	103.0	32209.8	01/03/2020	1	01/03/2021
10024669	PSV-98032	C1 – C2	4	SI	SI	SI	103.0	32209.8	01/03/2020	1	01/03/2021
10038565	PSV-22041	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	14.3	31564.5	02/05/2020	1	02/05/2021
10033307	PSV-1113-CG3	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	49.9	30500.8	16/08/2019	2	15/08/2021
10033483	PSV-2109-CG4	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	49.9	30500.8	16/08/2019	2	15/08/2021
10033486	PSV-2110-CG4	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	49.9	30500.8	16/08/2019	2	15/08/2021
10033532	PSV-2112-CG4	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	49.9	30500.8	16/08/2019	2	15/08/2021
10033535	PSV-2113-CG4	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	49.9	30500.8	16/08/2019	2	15/08/2021
10033254	PSV-1109-CG3	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	49.9	30500.8	30/10/2018	2	29/10/2020

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10033257	PSV-1110-CG3	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	49.9	30500.8	30/10/2018	2	29/10/2020
10021378	PSV-1104-CG3	C1 – C2	1.5	SI	NO	NO	75.1	29898.6	16/08/2019	2	15/08/2021
10021379	PSV-1105-CG3	C1 – C2	1.5	SI	NO	NO	75.1	29898.6	16/08/2019	2	15/08/2021
10021820	PSV-2104-CG4	C1 – C2	1.5	SI	NO	NO	75.1	29898.6	16/08/2019	2	15/08/2021
10021821	PSV-2105-CG4	C1 – C2	1.5	SI	NO	NO	75.1	29898.6	16/08/2019	2	15/08/2021
10032482	PSV-22401	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	28.1	28958.3	22/05/2021	2	22/05/2023
10031900	PSV-92120	C1 – C2	3	SI	SI	SI	1.6	28707.4	14/01/2021	4	13/01/2025
10031901	PSV-92121	C1 – C2	3	SI	SI	SI	1.6	28707.4	14/01/2021	4	13/01/2025
10031902	PSV-92122	C1 – C2	3	SI	SI	SI	1.6	28707.4	09/01/2021	4	08/01/2025
1025362	TSV-12200	C1 – C2	2	SI	SI	SI	76.6	27975.8	05/10/2018	3	04/10/2021
10019998	PSV-2330	C1 – C2	2	SI	SI	SI	172.0	27803.2	04/09/2020	4	03/09/2024
10020000	PSV-2350	C1 – C2	2	SI	SI	SI	172.0	27803.2	06/08/2017	4	05/08/2021
10019999	PSV-2340	C1 – C2	2	SI	SI	SI	172.0	27803.2	24/09/2017	4	23/09/2021
10033721	PSV-5118-CG5	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	28.1	27493.8	16/08/2018	3	15/08/2021
10041123	PSV-11361-A	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	9.8	27294.7	22/07/2019	2	21/07/2021
10041678	PSV-21381	C1 – C2	1	SI	SI	SI	148.9	26089.9	07/01/2021	4	06/01/2025
10041488	PSV-21181	C1 – C2	1	SI	SI	SI	15.9	26205.2	05/04/2019	4	04/04/2023
10019806	PSV-13500	C1 – C2	2	SI	SI	SI	6.5	24432.2	05/09/2020	2	05/09/2022
10033714	PSV-5109-CG5	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	28.1	23998.0	16/08/2017	4	15/08/2021
10033763	PSV-5112-CG5	C1 – C2	1.5	SI	NO	NO	28.1	23998.0	16/08/2017	4	15/08/2021
10033766	PSV-5113-CG5	C1 – C2	1.5	SI	NO	NO	28.1	23998.0	16/08/2017	4	15/08/2021
10033717	PSV-5110-CG5	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	28.1	23998.0	30/09/2019	4	29/09/2023
10034791	PSV-25700	C1 – C2	1	SI	SI	SI	24.5	22206.9	19/11/2020	4	18/11/2024

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10029933	PSV-93800-A	EG	1	SI	SI	SI	3.9	21611.6	19/01/2021	4	18/01/2025
10029934	PSV-93800-B	EG	1	SI	SI	SI	3.9	21611.6	19/01/2021	4	18/01/2025
10030218	PSV-94000-A	EG	1	SI	SI	SI	3.9	21611.6	04/11/2020	4	03/11/2024
10030219	PSV-94000-B	EG	1	SI	SI	SI	3.9	21611.6	04/11/2020	4	03/11/2024
10034307	PSV-37110	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	45.3	21119.6	10/01/2020	4	09/01/2024
10034533	PSV-37210	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	45.3	21119.6	10/03/2020	4	09/03/2024
10022243	PSV-5104-CG5	C1 – C2	1.5	SI	NO	NO	44.5	21053.2	16/08/2017	4	15/08/2021
10022244	PSV-5105-CG5	C1 – C2	1.5	SI	NO	NO	44.5	21053.2	16/08/2017	4	15/08/2021
10042106	PSV-11241-A	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	10.9	20067.3	08/07/2020	3	08/07/2023
10036273	PSV-44011	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	38.4	17691.7	30/12/2020	4	29/12/2024
10036278	PSV-44020	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	38.4	17691.7	30/12/2020	4	29/12/2024
10040782	PSV-1163	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	0.3	16634.3	16/01/2020	4	15/01/2024
10034540	PSV-37220	C1 – C2	1	SI	SI	SI	45.3	16317.9	29/04/2020	4	28/04/2024
10042028	PSV-1240-B	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	172.3	14908.6	13/01/2020	4	12/01/2024
10034301	PSV-37100	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	45.3	14148.3	10/01/2020	4	09/01/2024
10034527	PSV-37200	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	45.3	14148.3	10/03/2020	4	09/03/2024
10029939	PSV-93801-A	C1 – C2	1	SI	SI	SI	3.9	13705.5	19/01/2021	4	18/01/2025
10029940	PSV-93801-B	C1 – C2	1	SI	SI	SI	3.9	13705.5	19/01/2021	4	18/01/2025
10030224	PSV-94001-A	C1 – C2	1	SI	SI	SI	3.9	13705.5	10/11/2020	4	09/11/2024
10030225	PSV-94001-B	C1 – C2	1	SI	SI	SI	3.9	13705.5	10/11/2020	4	09/11/2024
10036104	PSV-6770	EG	2	SI	SI	NO	242.0	13454.3	13/04/2020	4	12/04/2024
10043525	PSV-28510	C1 – C2	4	SI	SI	SI	45.1	13480.5	14/02/2021	4	13/02/2025
10019811	PSV-13501	C1 – C2	2	SI	SI	SI	14.2	12596.8	06/01/2020	4	05/01/2024

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10041911	PSV-28581	C1 – C2	1	SI	SI	SI	15.5	12230.2	23/02/2021	4	22/02/2025
10041894	PSV-28560	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	18.4	11579.0	22/02/2021	4	21/02/2025
10038765	PSV-12031	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	1.0	10854.7	22/09/2019	2	21/09/2021
10037056	PVSV-29611-A	C9 – C12	6	SI	SI	NO	228.4	9523.3	16/08/2017	4	15/08/2021
10037080	PVSV-29612-A	C9 – C12	6	SI	SI	NO	228.4	9523.3	16/08/2017	4	15/08/2021
10037063	PVSV-29611-B	C9 – C12	6	SI	SI	NO	228.4	9523.3	28/08/2019	4	27/08/2023
10037073	PVSV-29611-C	C9 – C12	6	SI	SI	NO	228.4	9523.3	28/08/2019	4	27/08/2023
10040819	PSV-91200-A	C1 – C2	3	SI	SI	SI	6.1	8880.0	10/03/2020	4	09/03/2024
10040820	PSV-91200-B	C1 – C2	3	SI	SI	SI	6.1	8787.3	10/03/2020	4	09/03/2024
10032768	PSV-106-CG1	C1 – C2	1	SI	NO	SI	72.6	7462.1	16/08/2017	4	15/08/2021
10032771	PSV-107-CG1	C1 – C2	1	SI	NO	SI	72.6	7462.1	16/08/2017	4	15/08/2021
10032809	PSV-109-CG1	C1 – C2	1	SI	NO	SI	72.6	7462.1	16/08/2017	4	15/08/2021
10032812	PSV-110-CG1	C1 – C2	1	SI	NO	SI	72.6	7462.1	16/09/2017	4	15/09/2021
10032994	PSV-106-CG2	C1 – C2	1	SI	NO	SI	72.6	7462.1	16/09/2017	4	15/09/2021
10032997	PSV-107-CG2	C1 – C2	1	SI	NO	SI	72.6	7462.1	16/09/2017	4	15/09/2021
10033035	PSV-109-CG2	C1 – C2	1	SI	NO	SI	72.6	7462.1	16/09/2017	4	15/09/2021
10033038	PSV-110-CG2	C1 – C2	1	SI	NO	SI	72.6	7462.1	16/09/2017	4	15/09/2021
10033213	PSV-1106-CG3	C1 – C2	1	SI	NO	SI	49.9	6826.2	30/10/2018	4	29/10/2022
10033216	PSV-1107-CG3	C1 – C2	1	SI	NO	SI	49.9	6826.2	30/10/2018	4	29/10/2022
10033442	PSV-2106-CG4	C1 – C2	1	SI	NO	SI	49.9	6826.2	16/09/2017	4	15/09/2021
10033445	PSV-2107-CG4	C1 – C2	1	SI	NO	SI	49.9	6826.2	16/09/2017	4	15/09/2021
10040817	PSV-1211	C1 – C2	3	SI	SI	SI	0.0	6829.6	10/03/2020	3	10/03/2023
10040818	PSV-1212	C1 – C2	3	SI	SI	SI	0.0	6829.6	10/03/2020	3	10/03/2023



Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10035623	PSV-48011	C1 – C2	1	SI	SI	SI	38.4	6504.8	17/08/2020	4	16/08/2024
10035632	PSV-48020	C1 – C2	1	SI	SI	SI	38.4	6504.8	17/08/2020	4	16/08/2024
10033673	PSV-5106-CG5	C1 – C2	1	SI	NO	SI	28.1	5370.8	16/09/2017	4	15/09/2021
10033676	PSV-5107-CG5	C1 – C2	1	SI	NO	SI	28.1	5370.8	16/09/2017	4	15/09/2021
10033359	PSV-15120-A	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	3.8	5125.3	16/09/2017	4	15/09/2021
10030146	PSV-93810-A	C1 – C2	6	SI	SI	SI	73.5	5052.6	04/08/2020	4	03/08/2024
10030147	PSV-93810-B	C1 – C2	6	SI	SI	SI	73.5	5052.6	04/08/2020	4	03/08/2024
10030431	PSV-94010-A	C1 – C2	6	SI	SI	SI	73.5	5052.6	10/05/2020	4	09/05/2024
10030432	PSV-94010-B	C1 – C2	6	SI	SI	SI	73.5	5052.6	10/05/2020	4	09/05/2024
10031599	PSV-13405	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	0.3	5101.7	02/02/2019	4	01/02/2023
10031600	PSV-13415	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	0.2	5045.7	02/02/2019	4	01/02/2023
10020106	PSV-12426	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	6.8	4901.3	07/04/2019	4	06/04/2023
10024722	PSV-48001-A	C1 – C2	1	SI	SI	SI	3.3	4899.9	08/06/2020	4	07/06/2024
10024723	PSV-48001-B	C1 – C2	1	SI	SI	SI	3.3	4899.9	08/06/2020	4	07/06/2024
10031888	PSV-92100	C1 – C2	4	SI	SI	SI	3.9	4825.7	14/01/2021	4	13/01/2025
10031889	PSV-92101	C1 – C2	4	SI	SI	SI	3.9	4825.7	14/01/2021	4	13/01/2025
10024374	PSV-2000-B	C1 – C2	3	SI	SI	SI	0.0	4818.1	30/04/2021	4	29/04/2025
10040826	PSV-1225-B	C1 – C2	0.5	SI	NO	NO	124.5	4357.2	10/09/2019	4	09/09/2023
10024373	PSV-2000-A	C1 – C2	3	SI	SI	SI	0.0	3866.4	30/04/2021	4	29/04/2025
10022604	PSV-22118-CG6	C1 – C2	0.5	SI	NO	NO	41.9	3666.5	16/09/2017	4	15/09/2021
10022618	PSV-22313-CG6	C1 – C2	0.5	SI	NO	NO	41.9	3666.5	16/09/2017	4	15/09/2021
10023054	PSV-22118-CG7	C1 – C2	0.5	SI	NO	NO	41.9	3666.5	16/09/2017	4	15/09/2021
10023068	PSV-22313-CG7	C1 – C2	0.5	SI	NO	NO	41.9	3666.5	16/09/2017	4	15/09/2021

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10040976	PSV-1360-A	C1 – C2	1	SI	SI	SI	1.0	3502.3	16/09/2017	4	15/09/2021
1030108	PSV-24101	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	6.4	3487.7	17/05/2019	4	16/05/2023
10031151	PSV-14300-B	C1 – C2	8	SI	SI	SI	5.9	3375.2	27/03/2021	4	26/03/2025
10031150	PSV-14300-A	C1 – C2	8	SI	SI	SI	5.9	3375.2	16/09/2017	4	15/09/2021
10038930	PSV-1151	C1 – C2	1	SI	SI	SI	0.0	3320.9	16/04/2019	4	15/04/2023
10021667	PSV-15105-C	C1 – C2	6	SI	SI	SI	157.1	2958.3	07/01/2021	4	06/01/2025
10021666	PSV-15105-B	C1 – C2	6	SI	SI	SI	157.4	2957.4	16/09/2017	4	15/09/2021
10021665	PSV-15105-A	C1 – C2	6	SI	SI	SI	157.1	2871.1	27/01/2021	4	26/01/2025
10034321	PSV-37160-C	C1 – C2	4	SI	SI	SI	123.1	2877.8	15/09/2020	4	14/09/2024
10034555	PSV-37260-C	C1 – C2	4	SI	SI	SI	123.1	2877.8	11/11/2020	4	10/11/2024
10034320	PSV-37160-B	C1 – C2	4	SI	SI	SI	123.1	2818.2	15/09/2020	4	14/09/2024
10034554	PSV-37260-B	C1 – C2	4	SI	SI	SI	123.1	2818.2	04/08/2020	4	03/08/2024
10031589	PSV-13107	C1 – C2	1	SI	SI	SI	0.2	2886.0	04/07/2020	4	03/07/2024
10034319	PSV-37160-A	C1 – C2	4	SI	SI	SI	123.1	2760.8	15/09/2020	4	14/09/2024
10034553	PSV-37260-A	C1 – C2	4	SI	SI	SI	123.1	2760.0	27/06/2020	4	26/06/2024
10034880	PSV-41001-A	C1 – C2	6	SI	SI	SI	4.5	2397.4	06/01/2021	4	05/01/2025
10034881	PSV-41001-B	C1 – C2	6	SI	SI	SI	4.5	2397.4	08/01/2021	4	07/01/2025
10031582	PSV-13106	C1 – C2	2	SI	SI	SI	0.4	2297.4	16/09/2017	4	15/09/2021
10024308	PSV-6400	C1 – C2	1	SI	SI	SI	37.6	2117.5	09/11/2019	4	08/11/2023
10041896	PSV-28570-A	C1 – C2	1	SI	SI	SI	75.3	1967.9	15/07/2020	4	14/07/2024
10032245	PSV-12501	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	0.9	2019.9	12/05/2019	4	11/05/2023
10038929	PSV-1150	C1 – C2	1	SI	SI	SI	0.0	1889.2	15/04/2021	4	14/04/2025
10020105	PSV-12411	C1 – C2	2	SI	SI	SI	6.8	1833.3	07/04/2019	4	06/04/2023

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10020076	PSV-12311	C1 – C2	2	SI	SI	SI	6.6	1827.6	14/09/2020	4	13/09/2024
10020077	PSV-12326	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	6.5	1754.4	16/09/2017	4	15/09/2021
10032193	PSV-12401	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	6.8	1578.2	07/04/2019	4	06/04/2023
10031575	PSV-13115	C1 – C2	2	SI	SI	SI	0.3	1578.5	16/09/2017	4	15/09/2021
10031574	PSV-13105	C1 – C2	2	SI	SI	SI	0.3	1578.2	16/10/2017	4	15/10/2021
10031583	PSV-13116	C1 – C2	2	SI	SI	SI	0.2	1556.9	16/10/2017	4	15/10/2021
10042105	PSV-11226-A	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	1.0	1546.8	14/06/2018	4	13/06/2022
10034606	PSV-37280	C1 – C2	4	SI	SI	SI	123.6	1328.0	15/04/2020	4	14/04/2024
10031566	PSV-13001	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	0.0	1334.1	10/03/2020	4	09/03/2024
10027191	PSV-8010-A	Water	6	SI	NO	NO	2.3	1253.8	03/12/2019	4	02/12/2023
10031616	PSV-13406	C1 – C2	1	SI	SI	SI	0.2	1222.2	21/10/2020	4	20/10/2024
10043320	PSV-30094	NO2	3	SI	SI	NO	7.4	1206.3	16/10/2017	4	15/10/2021
10040783	PSV-1166	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	0.0	1212.8	04/09/2020	4	03/09/2024
10040784	PSV-1168	C1 – C2	1	SI	SI	SI	0.0	1212.8	05/09/2020	4	04/09/2024
10031617	PSV-13416	C1 – C2	1	SI	SI	SI	0.2	1208.8	21/10/2020	4	20/10/2024
10038764	PSV-12021	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	1.0	1182.9	19/12/2018	4	18/12/2022
10019658	PSV-23230	EG	0.75	SI	SI	SI	172.3	1000.0	16/11/2020	4	15/11/2024
10040378	PSV-21450-B	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	172.1	999.9	16/11/2020	4	15/11/2024
10019661	PSV-24170	Methanol	0.75	SI	SI	NO	171.0	1000.0	04/07/2020	4	03/07/2024
10040374	PSV-21450-A	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	172.3	996.3	09/11/2020	4	08/11/2024
10040021	PSV-21250-B	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	172.0	993.2	10/06/2020	4	09/06/2024
10040018	PSV-21250-A	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	168.3	975.7	10/04/2020	4	09/04/2024
10019054	PSV-3220	EG	0.75	SI	SI	SI	105.2	999.7	31/08/2020	4	30/08/2024

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10019058	PSV-3230	EG	0.75	SI	SI	SI	105.2	999.7	04/06/2020	4	03/06/2024
10019190	PSV-3420	EG	1	SI	SI	SI	105.2	999.7	05/11/2019	4	04/11/2023
10019194	PSV-3430	EG	1	SI	SI	SI	105.2	999.7	05/11/2019	4	04/11/2023
10030098	PSV-4170	Methanol	0.5	SI	NO	NO	105.2	996.8	10/07/2019	4	09/07/2023
10030383	PSV-4370	Methanol	0.5	SI	NO	NO	105.2	996.8	27/08/2019	4	26/08/2023
10042991	PSV-30030-A	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	105.2	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10042996	PSV-30030-B	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	105.2	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10026277	PSV3110-TG8	C25+	0.75	SI	NO	NO	105.2	996.8	04/07/2019	4	03/07/2023
10019028	PSV-4211	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	99.2	996.8	12/10/2019	4	11/10/2023
10019158	PSV-4410	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	99.2	996.8	01/05/2020	4	30/04/2024
10037324	PSV-14920	C25+	1	SI	NO	SI	76.6	977.2	16/10/2017	4	15/10/2021
10037327	PSV-14925	C25+	1	SI	NO	SI	76.6	977.2	16/10/2017	4	15/10/2021
10037409	PSV-15125	C25+	1	SI	NO	SI	76.6	977.2	27/03/2021	4	26/03/2025
10027221	PSV-18010	Water	6	SI	NO	NO	1.7	1016.9	21/01/2020	4	20/01/2024
10025406	PSV-101-A	Water	0.5	SI	NO	NO	8.4	1000.0	26/02/2018	4	25/02/2022
10035923	PSV-97000-D	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.4	996.8	10/01/2020	4	09/01/2024
10036015	PSV-97020-D	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.4	996.8	10/01/2020	4	09/01/2024
10036059	PSV-97030-D	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.4	996.8	10/01/2020	4	09/01/2024
10035967	PSV-97010-D	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.4	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10035779	PSV-CO-C47001-D	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.4	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10035823	PSV-CO-C47002-D	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.4	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10035867	PSV-CO-C47003-D	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.4	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10024906	PSV-97000-AO	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.3	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10024923	PSV-97010-AO	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.3	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10024950	PSV-97020-AO	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.3	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10024967	PSV-97030-AO	AIR	1.25	SI	NO	NO	7.3	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10024835	PSV-CO-C47001-AO	AIR	1	SI	NO	NO	7.3	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10024853	PSV-CO-C47002-AO	AIR	1	SI	NO	NO	7.3	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10024872	PSV-CO-C47003-AO	AIR	1.25	SI	NO	NO	7.3	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10027630	PVSV-101	Water	2	SI	SI	NO	2.5	1000.0	13/04/2020	4	12/04/2024
10031567	PSV-13012	C1 – C2	2	SI	SI	SI	0.0	1002.2	18/06/2020	4	17/06/2024
10019165	PSV-4411	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	2.1	996.8	05/05/2019	4	04/05/2023
10019162	PSV-4420	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	2.1	996.8	05/07/2020	4	04/07/2024
10042907	PSV-30082	AIR	2	SI	SI	NO	0.1	996.8	16/10/2017	4	15/10/2021
10031486	PSV-923155	C25+	3	SI	SI	SI	0.1	996.4	04/04/2020	4	03/04/2024
10031487	PSV-923156	C25+	3	SI	SI	SI	0.1	996.4	04/04/2020	4	03/04/2024
10039309	PSV-28095A	Water	0.75	SI	SI	SI	7.6	977.2	09/07/2019	4	08/07/2023
10039316	PSV-28095B	Water	0.75	SI	SI	SI	7.6	977.2	09/07/2019	4	08/07/2023
10039323	PSV-28095C	Water	0.75	SI	SI	SI	7.6	977.2	09/07/2019	4	08/07/2023
10039330	PSV-28095D	Water	0.75	SI	SI	SI	7.6	977.2	09/07/2019	4	08/07/2023
10020646	PSV-306-CG1	C25+	0.5	SI	NO	NO	105.2	850.0	16/10/2017	4	15/10/2021
10021054	PSV-306-CG2	C25+	0.5	SI	NO	NO	105.2	850.0	16/11/2017	4	15/11/2021
10020633	PSV-302-CG1	C25+	0.5	SI	NO	NO	105.2	850.0	16/11/2017	4	15/11/2021
10020634	PSV-303-CG1	C25+	0.5	SI	NO	NO	105.2	850.0	16/11/2017	4	15/11/2021
10021041	PSV-302-CG2	C25+	0.5	SI	NO	NO	105.2	850.0	16/11/2017	4	15/11/2021

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10021042	PSV-303-CG2	C25+	0.5	SI	NO	NO	105.2	850.0	16/11/2017	4	15/11/2021
10035539	PSV-16370	C6 – C8	1	SI	NO	NO	105.2	850.0	24/05/2020	4	23/05/2024
10035543	PSV-16380	C6 – C8	1	SI	NO	NO	105.2	850.0	01/03/2020	4	29/02/2024
10028372	PSV-29105	C9 – C12	0.75	SI	NO	NO	104.0	850.0	10/02/2020	4	09/02/2024
10028262	PSV-104-A	C9 – C12	0.75	SI	NO	NO	103.6	850.0	10/02/2020	4	09/02/2024
10028265	PSV-104B	C13 – C16	0.75	SI	NO	NO	103.6	850.0	10/02/2020	4	09/02/2024
10028351	PSV-105	C13 – C16	0.75	SI	NO	NO	103.6	850.0	10/02/2020	4	09/02/2024
10035540	PSV-16371	C6 – C8	1	SI	SI	NO	102.8	850.0	03/05/2020	4	02/05/2024
10035542	PSV-16381	C6 – C8	1	SI	SI	NO	102.8	850.0	06/10/2020	4	05/10/2024
10030058	TSV-4200	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	100.2	850.0	04/08/2020	4	03/08/2024
10030343	TSV-4420	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	100.2	850.0	04/05/2020	4	03/05/2024
10036108	PSV-6780	EG	1.5	SI	SI	SI	103.6	833.3	02/07/2019	4	01/07/2023
10036109	PSV-6790	EG	1.5	SI	SI	SI	103.6	833.3	02/03/2019	4	01/03/2023
10040364	PSV-11270-A	C6 – C8	0.5	SI	NO	NO	42.8	879.0	04/11/2020	4	03/11/2024
10031862	TSV-2200	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	105.2	788.3	09/01/2021	4	08/01/2025
10019943	TSV-4280	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	100.2	788.3	09/01/2021	4	08/01/2025
10019944	TSV-4281	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	100.2	788.3	15/01/2021	4	14/01/2025
10020134	PSV-12511	C1 – C2	2	SI	SI	SI	1.0	886.5	12/05/2019	4	11/05/2023
10020135	PSV-12526	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	1.0	879.6	12/05/2019	4	11/05/2023
10031560	PSV-13011	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	0.0	869.8	11/03/2019	4	10/03/2023
10028120	PSV-PKV301	Water	2	SI	SI	NO	10.5	850.0	16/11/2017	4	15/11/2021
10028128	PSV-PKV401	Water	2	SI	SI	NO	10.5	850.0	16/11/2017	4	15/11/2021
10028129	PSV-PKV402	Water	2	SI	SI	NO	10.5	850.0	16/11/2017	4	15/11/2021

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10020774	PSV-401-CG1	Water	0.75	SI	NO	NO	10.5	850.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10028126	PSV-46609	Water	1.5	SI	SI	SI	10.5	850.0	20/01/2021	4	19/01/2025
10028127	PSV-46610	Water	1.5	SI	SI	SI	10.5	850.0	09/01/2021	4	08/01/2025
10043219	PSV-30084-A	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.4	850.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10043249	PSV-30084-B	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.4	850.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10043220	PSV-30085-A	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.4	850.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10043250	PSV-30085-B	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.4	850.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10027542	PSV-465822	AIR	0.5	SI	SI	NO	7.4	850.0	05/02/2019	4	04/02/2023
10020575	PSV-201-CG1	Air	1.5	SI	NO	NO	7.4	850.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10020983	PSV-201-CG2	Air	1.5	SI	NO	NO	7.4	850.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10041703	PSV-21507	Methanol	2	SI	SI	NO	28.7	827.7	17/11/2020	4	16/11/2024
10041925	PSV-28580	Methanol	2	SI	SI	NO	28.7	827.7	21/10/2020	4	20/10/2024
10019655	PSV-23220	EG	0.75	SI	SI	SI	26.2	811.3	05/07/2019	4	04/07/2023
10025407	PSV-101-B	Water	0.5	SI	NO	NO	6.9	825.4	26/02/2018	4	25/02/2022
10043285	PSV-30084	AIR	3	SI	SI	NO	0.6	826.4	16/08/2018	4	15/08/2022
10024743	PSV-CO-C100	AIR	1	SI	NO	NO	7.2	809.5	11/12/2020	4	10/12/2024
10024750	PSV-CO-C200	AIR	1	SI	NO	NO	7.2	809.5	04/01/2021	4	03/01/2025
10024770	PSV-CO-C2400	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.2	809.5	04/09/2020	4	03/09/2024
10024776	PSV-CO-C2500	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.2	809.5	23/07/2020	4	22/07/2024
10024757	PSV-CO-C300	AIR	1.5	SI	NO	NO	7.2	809.5	06/07/2020	4	05/07/2024
10019021	PSV-4210	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	104.5	706.1	17/03/2020	4	16/03/2024
10019025	PSV-4220	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	104.5	706.1	05/10/2020	4	04/10/2024
10043208	PSV-30080-A	AIR	0.75	SI	NO	NO	7.2	795.1	16/08/2018	4	15/08/2022

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10043238	PSV-30080-B	AIR	0.75	SI	NO	NO	7.2	795.1	16/08/2018	4	15/08/2022
10032034	TSV-12202	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	76.6	720.7	04/08/2020	4	03/08/2024
	TSV-912130	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	105.2	691.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10021436	PSV-1302-CG3	C25+	0.5	SI	NO	NO	76.6	712.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10021437	PSV-1303-CG3	C25+	0.5	SI	NO	NO	76.6	712.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10021447	PSV-1306-CG3	C25+	0.5	SI	NO	NO	76.6	712.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10021397	PSV-1334-CG3	C25+	0.5	SI	NO	NO	76.6	712.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10021878	PSV-2302-CG4	C25+	0.5	SI	NO	NO	76.6	712.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10021879	PSV-2303-CG4	C25+	0.5	SI	NO	NO	76.6	712.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10021889	PSV-2306-CG4	C25+	0.5	SI	NO	NO	76.6	712.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10021839	PSV-2334-CG4	C25+	0.5	SI	NO	NO	76.6	712.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10035524	PSV-96610	C9 – C12	1	SI	SI	SI	222.4	566.7	07/10/2020	4	06/10/2024
10035525	PSV-96620	C9 – C12	1	SI	SI	SI	222.4	566.7	09/10/2020	4	08/10/2024
10041899	PSV-28570-B	C1 – C2	1	SI	SI	SI	14.3	771.2	16/08/2018	4	15/08/2022
10035911	PSV-97300-A	AIR	3	SI	SI	SI	0.3	755.5	10/02/2020	4	09/02/2024
10035912	PSV-97300-B	AIR	3	SI	SI	SI	0.3	755.5	10/02/2020	4	09/02/2024
10035914	PSV-97310-A	AIR	3	SI	SI	SI	0.3	755.5	10/02/2020	4	09/02/2024
10035915	PSV-97310-B	AIR	3	SI	SI	SI	0.3	755.5	10/02/2020	4	09/02/2024
10031863	TSV-92130	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	105.2	639.6	10/01/2020	4	09/01/2024
10020455	TSV-2900	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	103.7	640.1	06/06/2020	4	05/06/2024
10020451	TSV-92901	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	103.7	640.1	16/08/2018	4	15/08/2022
10043399	PSV-30100-A	Water	2	SI	NO	NO	7.4	729.8	16/08/2018	4	15/08/2022
10043409	PSV-30100-B	Water	2	SI	NO	NO	7.4	729.8	16/08/2018	4	15/08/2022



Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10043419	PSV-30100-C	Water	2	SI	NO	NO	7.4	729.8	16/08/2018	4	15/08/2022
10027184	PSV-8510	Water	0.75	SI	NO	NO	10.4	719.1	05/01/2021	4	04/01/2025
10027199	PSV-8530	Water	1	SI	NO	NO	10.4	719.1	10/04/2020	4	09/04/2024
10027204	PSV-8540	Water	1	SI	NO	NO	10.4	719.1	10/04/2020	4	09/04/2024
10043032	PSV-30105-A	AIR	2	SI	NO	NO	7.0	721.8	16/08/2018	4	15/08/2022
10043035	PSV-30105-B	AIR	2	SI	NO	NO	7.0	721.8	16/08/2018	4	15/08/2022
10021370	PSV-1201-CG3	Air	1.5	SI	NO	NO	5.1	712.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10021812	PSV-2201-CG4	Air	1.5	SI	NO	NO	5.1	712.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10041033	PSV-11510	AIR	0.75	SI	NO	NO	4.9	712.5	06/01/2021	4	05/01/2025
10041022	PSV-11520	AIR	0.75	SI	NO	NO	4.9	712.5	02/01/2021	4	01/01/2025
10041247	PSV-11610	AIR	0.75	SI	NO	NO	4.9	712.5	16/12/2020	4	15/12/2024
10041258	PSV-11620	AIR	0.75	SI	NO	NO	4.9	712.5	16/12/2020	4	15/12/2024
10024790	PSV-CO-C1500	AIR	1	SI	NO	NO	7.3	708.3	03/09/2020	4	02/09/2024
10041005	PSV-11530A	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.2	712.5	11/02/2021	4	10/02/2025
10041009	PSV-11530B	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.2	712.5	11/02/2021	4	10/02/2025
10040997	PSV-11540A	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.2	712.5	11/02/2021	4	10/02/2025
10041001	PSV-11540B	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.2	712.5	10/01/2020	4	09/01/2024
10041221	PSV-11640A	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.2	712.5	20/12/2020	4	19/12/2024
10041225	PSV-11640B	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.2	712.5	20/12/2020	4	19/12/2024
10041229	PSV-11630A	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.2	712.5	09/12/2020	4	08/12/2024
10041233	PSV-11630B	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.2	712.5	09/12/2020	4	08/12/2024
10034963	TSV-15840	C25+	0.75	SI	SI	SI	225.9	480.0	22/05/2021	4	21/05/2025
10024784	PSV-CO-C1400	AIR	1	SI	NO	NO	6.2	662.8	04/06/2020	4	03/06/2024

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10027234	PSV-18730	Water	1.5	SI	NO	NO	10.5	643.9	09/10/2020	4	08/10/2024
10027239	PSV-18740	Water	1.5	SI	NO	NO	10.5	643.9	09/10/2020	4	08/10/2024
10040881	PSV-1250-B	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	20.7	633.5	10/03/2020	4	09/03/2024
10041089	PVSV-29075A	Water	2	SI	SI	NO	5.1	646.3	16/08/2018	4	15/08/2022
10041094	PVSV-29075B	Water	2	SI	SI	NO	5.1	646.3	16/08/2018	4	15/08/2022
10019466	PSV-14425	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	0.5	630.0	06/08/2020	4	05/08/2024
10042939	PSV-30344-A	Water	1	SI	SI	SI	9.9	618.8	16/08/2018	4	15/08/2022
10042943	PSV-30344-B	Water	1	SI	SI	SI	9.9	618.8	16/08/2018	4	15/08/2022
10036603	PSV6010-TG6	C25+	0.75	SI	NO	NO	54.8	573.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10036670	PSV6010-TG7	C25+	0.75	SI	NO	NO	54.8	573.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10036606	PSV6020-TG6	C25+	0.75	SI	NO	NO	54.8	573.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10036673	PSV6020-TG7	C25+	0.75	SI	NO	NO	54.8	573.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10026127	PSV6035-TG6	C25+	0.75	SI	NO	NO	54.8	573.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10026202	PSV6035-TG7	C25+	0.75	SI	NO	NO	54.8	573.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10035885	PSV02-CO-C47003	AIR	0.5	SI	NO	NO	10.3	610.6	10/04/2020	4	09/04/2024
10035980	PSV-97010-A	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.4	610.6	10/01/2020	4	09/01/2024
10035981	PSV-97010-B	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.4	610.6	10/01/2020	4	09/01/2024
10036028	PSV-97020-A	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.4	610.6	10/01/2020	4	09/01/2024
10036029	PSV-97020-B	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.4	610.6	10/01/2020	4	09/01/2024
10036072	PSV-97030-A	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.4	610.6	10/01/2020	4	09/01/2024
10036073	PSV-97030-B	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.4	610.6	10/01/2020	4	09/01/2024
10035936	PSV-97000-A	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.4	610.6	16/08/2018	4	15/08/2022
10035937	PSV-97000-B	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.4	610.6	16/08/2018	4	15/08/2022

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10035836	PSV01-CO-C47002	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.3	610.6	13/01/2021	4	12/01/2025
10035884	PSV01-CO-C47003	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.3	610.6	10/04/2020	4	09/04/2024
10035837	PSV02-CO-C47002	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.3	610.6	13/01/2021	4	12/01/2025
10035792	PSV01-CO-C47001	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.3	610.6	16/08/2018	4	15/08/2022
10035793	PSV02-CO-C47001	AIR	0.5	SI	NO	NO	7.3	610.6	16/08/2018	4	15/08/2022
10042172	PSV-21226A	AIR	0.5	SI	NO	NO	4.6	600.2	07/10/2020	4	06/10/2024
10036151	PSV-7910-N1	NO2	0.5	SI	NO	NO	2.0	599.3	24/08/2020	4	23/08/2024
10036152	PSV-7910-N2	NO2	0.5	SI	NO	NO	2.0	599.3	24/08/2020	4	23/08/2024
10036153	PSV-7911-A	NO2	0.5	SI	NO	NO	2.0	599.3	24/08/2020	4	23/08/2024
10036124	PSV-16-1-MAN-17900-A	NO2	0.5	SI	NO	NO	2.0	599.3	16/08/2018	4	15/08/2022
10036129	PSV-16-1-MAN-17900-B	NO2	0.5	SI	NO	NO	2.0	599.3	16/08/2018	4	15/08/2022
10036134	PSV-16-1-MAN-17900-C	NO2	0.5	SI	NO	NO	2.0	599.3	16/08/2018	4	15/08/2022
10036171	PSV-16-1-MAN-47301	NO2	0.5	SI	NO	NO	2.0	599.3	23/08/2020	4	22/08/2024
10036178	PSV-16-1-MAN-47302	NO2	0.5	SI	NO	NO	2.0	599.3	23/07/2020	4	22/07/2024
10036110	PSV-1-MAN-7900-A	NO2	0.5	SI	NO	NO	2.0	599.3	21/02/2020	4	20/02/2024
10036113	PSV-1-MAN-7900-B	NO2	0.5	SI	NO	NO	2.0	599.3	05/08/2020	4	04/08/2024
10036116	PSV-1-MAN-7900-C	NO2	0.5	SI	NO	NO	2.0	599.3	15/05/2020	4	14/05/2024
10037276	PSV-5050-A	C25+	1	SI	SI	SI	105.1	472.2	11/04/2021	4	10/04/2025
10037277	PSV-5050-B	C25+	1	SI	SI	SI	105.1	472.2	11/04/2021	4	10/04/2025
10037206	PSV-4950-A	C25+	1	SI	SI	SI	105.1	472.2	16/08/2018	4	15/08/2022
10037207	PSV-4950-B	C25+	1	SI	SI	SI	105.1	472.2	16/08/2018	4	15/08/2022

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10037085	TSV-29602	C9 – C12	0.75	SI	SI	SI	100.5	472.2	04/05/2020	4	03/05/2024
10036908	PSV-465820	AIR	0.5	SI	NO	NO	5.7	564.5	05/02/2019	4	04/02/2023
10036911	PSV-465821	AIR	0.5	SI	NO	NO	5.7	564.5	05/02/2019	4	04/02/2023
10024515	TSV-25840	C25+	1	SI	SI	SI	4.5	560.4	04/09/2020	4	03/09/2024
10040538	PSV-28595-A	Water	0.75	SI	SI	SI	0.6	552.5	09/08/2019	4	08/08/2023
10040546	PSV-28595-B	Water	0.75	SI	SI	SI	0.6	552.5	09/08/2019	4	08/08/2023
10040554	PSV-28595-C	Water	0.75	SI	SI	SI	0.6	552.5	09/08/2019	4	08/08/2023
10040562	PSV-28595-D	Water	0.75	SI	SI	SI	0.6	552.5	09/08/2019	4	08/08/2023
10040690	PSV-28550-B	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	83.1	468.6	04/08/2020	4	03/08/2024
10037491	PSV-24925	C25+	1	SI	NO	SI	45.3	501.7	16/08/2018	4	15/08/2022
10022301	PSV-5302-CG5	C25+	0.5	SI	NO	NO	45.3	501.7	16/08/2018	4	15/08/2022
10022302	PSV-5303-CG5	C25+	0.5	SI	NO	NO	45.3	501.7	16/08/2018	4	15/08/2022
10040573	PSV-28582	Methanol	0.75	SI	SI	SI	45.3	501.7	04/08/2020	4	03/08/2024
10022312	PSV-5306-CG5	C25+	0.5	SI	NO	NO	45.3	501.7	16/08/2018	4	15/08/2022
10022262	PSV-5334-CG5	C25+	0.5	SI	NO	NO	45.3	501.7	16/08/2018	4	15/08/2022
10031587	PSV-13117	C1 – C2	1	SI	SI	SI	0.0	546.6	16/08/2018	4	15/08/2022
10041036	PSV-911500	AIR	0.5	SI	NO	NO	5.1	511.9	09/01/2021	4	08/01/2025
10041261	PSV-911600	AIR	0.5	SI	NO	NO	5.1	511.9	04/06/2020	4	03/06/2024
10037188	PSV-4920	C25+	0.75	SI	NO	SI	105.2	404.8	06/10/2019	4	05/10/2023
10037191	PSV-4925	C25+	0.75	SI	NO	SI	105.2	404.8	06/10/2019	4	05/10/2023
10037258	PSV-5020	C25+	0.75	SI	NO	SI	105.2	404.8	11/04/2021	4	10/04/2025
10037261	PSV-5025	C25+	0.75	SI	NO	SI	105.2	404.8	11/04/2021	4	10/04/2025
10023863	PSV-37116	Water	0.5	SI	NO	NO	2.9	501.7	04/05/2020	4	03/05/2024

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10024270	PSV-37216	Water	0.5	SI	NO	NO	2.9	501.7	31/05/2020	4	30/05/2024
10022235	PSV-5201-CG5	Air	1.5	SI	NO	NO	2.9	501.7	16/08/2018	4	15/08/2022
10031118	PSV-913355	C25+	3	SI	SI	SI	1.4	499.8	04/11/2020	4	03/11/2024
10031119	PSV-931356	C25+	3	SI	SI	SI	1.4	499.8	04/11/2020	4	03/11/2024
10035772	PSV-47101	AIR	1.5	SI	SI	SI	3.0	491.0	05/09/2019	4	04/09/2023
10035768	PSV-47111	AIR	1.5	SI	SI	SI	3.0	491.0	05/09/2019	4	04/09/2023
10035767	PSV-47001	AIR	1.5	SI	SI	SI	3.0	491.0	23/10/2020	4	22/10/2024
10023099	TSV-25870	C25+	1.5	SI	SI	SI	45.3	443.7	01/03/2020	4	29/02/2024
10022650	TSV-25860	C25+	1.5	SI	SI	SI	45.3	443.7	16/08/2018	4	15/08/2022
10020032	TSV-14280	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	7.3	475.0	10/11/2020	4	09/11/2024
10020033	TSV-14281	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	7.3	475.0	10/11/2020	4	09/11/2024
10035648	PSV-46500	Water	0.75	SI	NO	NO	7.4	472.2	08/01/2021	4	07/01/2025
10035651	PSV-46501	Water	0.75	SI	NO	NO	7.4	472.2	08/01/2021	4	07/01/2025
10041421	PSV-21510	AIR	0.75	SI	NO	NO	2.8	470.8	21/10/2020	4	20/10/2024
10041432	PSV-21520	AIR	0.75	SI	NO	NO	2.8	470.8	12/10/2020	4	11/10/2024
10037343	PSV-14950-B	C25+	1	SI	SI	SI	76.6	385.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10037424	PSV-15150-A	C25+	1	SI	SI	SI	76.6	385.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10037425	PSV-15150-B	C25+	1	SI	SI	SI	76.6	385.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10041443	PSV-921520	AIR	0.5	SI	NO	NO	2.9	456.6	10/04/2020	4	09/04/2024
10036182	PSV-47301	NO2	4	SI	SI	NO	2.0	456.6	16/08/2018	4	15/08/2022
10041491	PVSV-21170-A	Water	2	SI	SI	NO	2.9	455.1	05/04/2019	4	04/04/2023
10041494	PVSV-21170-B	Water	2	SI	SI	NO	2.9	455.1	05/04/2019	4	04/04/2023
10041692	PSV-21502	Water	2	SI	SI	NO	2.9	455.1	09/05/2020	4	08/05/2024

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10041696	PSV-21503	Water	2	SI	SI	NO	2.9	455.1	09/05/2020	4	08/05/2024
10041916	PVSV-28575-A	Water	2	SI	SI	NO	2.9	455.1	24/08/2020	4	23/08/2024
10041921	PVSV-28575-B	Water	2	SI	SI	NO	2.9	455.1	25/08/2020	4	24/08/2024
10036157	PSV-97900-A	NO2	3	SI	SI	SI	0.1	456.6	09/10/2020	4	08/10/2024
10036158	PSV-97900-B	NO2	3	SI	SI	SI	0.1	456.6	09/10/2020	4	08/10/2024
10036160	PSV-97910-A	NO2	3	SI	SI	SI	0.1	456.6	04/10/2020	4	03/10/2024
10036161	PSV-97910-B	NO2	3	SI	SI	SI	0.1	456.6	04/10/2020	4	03/10/2024
10036163	PSV-97920-A	NO2	3	SI	SI	SI	0.1	456.6	04/10/2020	4	03/10/2024
10036164	PSV-97920-B	NO2	3	SI	SI	SI	0.1	456.6	04/10/2020	4	03/10/2024
10041604	PSV-21711-A	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.1	456.6	09/11/2020	4	08/11/2024
10041608	PSV-21711-B	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.1	456.6	09/11/2020	4	08/11/2024
10041623	PSV-21721-A	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.1	456.6	04/11/2020	4	03/11/2024
10041627	PSV-21721-B	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.1	456.6	04/11/2020	4	03/11/2024
10041404	PSV-21511-A	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.1	446.0	09/10/2020	4	08/10/2024
10041408	PSV-21511-B	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.1	446.0	09/10/2020	4	08/10/2024
10040686	PSV-28550-A	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	45.3	392.7	04/08/2020	4	03/08/2024
10040877	PSV-1250-A	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	10.5	422.0	10/03/2020	4	09/03/2024
10037488	PSV-24920	C25+	1	SI	NO	SI	45.3	385.9	16/08/2018	4	15/08/2022
10036739	PSV3150-TG8	C25+	0.75	SI	NO	NO	32.5	391.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10036742	PSV3170-TG8	C25+	0.75	SI	NO	NO	32.5	391.5	16/08/2018	4	15/08/2022
10041434	PSV-21521-A	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.1	423.7	09/05/2021	4	08/05/2025
10041438	PSV-21521-B	AIR	0.5	SI	NO	NO	0.1	423.7	09/05/2021	4	08/05/2025
10041804	PSV-28570	AIR	1	SI	SI	NO	2.9	418.1	04/02/2021	4	03/02/2025

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10041809	PSV-28574	AIR	1.5	SI	SI	NO	2.9	418.1	24/02/2021	4	23/02/2025
10041622	PSV-21710	AIR	0.75	SI	NO	NO	2.8	418.1	14/04/2020	4	13/04/2024
10041641	PSV-21720	AIR	0.75	SI	NO	NO	2.8	418.1	13/11/2020	4	12/11/2024
10041840	PSV-28520-1	AIR	0.75	SI	NO	NO	2.8	388.9	06/02/2020	4	05/02/2024
10020314	TSV-2605	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	105.0	264.4	04/04/2020	4	03/04/2024
10020323	TSV-92602	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	100.2	264.4	04/07/2020	4	03/07/2024
10041643	PSV-921720	AIR	0.5	SI	NO	NO	2.9	360.4	04/05/2020	4	03/05/2024
10041843	PSV-928520	AIR	0.5	SI	NO	NO	2.9	360.4	10/02/2020	4	09/02/2024
10031558	PSV-13000-A	C1 – C2	1	SI	SI	SI	0.7	343.2	16/08/2018	4	15/08/2022
10031559	PSV-13000-B	C1 – C2	1	SI	SI	SI	0.7	343.2	16/08/2018	4	15/08/2022
10043044	PSV-30050-A	Water	0.75	SI	SI	SI	7.0	330.6	16/08/2018	4	15/08/2022
10043049	PSV-30050-B	Water	0.75	SI	SI	SI	7.0	330.6	16/08/2018	4	15/08/2022
10019506	PSV-14370	Methanol	0.75	SI	SI	NO	7.6	321.6	06/12/2020	4	05/12/2024
10019462	PSV-14410	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	7.3	318.7	08/08/2020	4	07/08/2024
10038931	PSV-1159	C1 – C2	1	SI	SI	SI	0.9	310.8	10/09/2019	4	09/09/2023
10032141	PSV-12301	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	0.9	291.1	14/09/2020	4	13/09/2024
10037068	TSV-29601	C9 – C12	0.75	SI	SI	SI	105.2	171.7	04/05/2020	4	03/05/2024
10037055	TSV-29611-A	C9 – C12	0.75	SI	SI	SI	105.2	171.7	04/05/2020	4	03/05/2024
10037062	TSV-29611-B	C9 – C12	0.75	SI	SI	SI	105.2	171.7	04/05/2020	4	03/05/2024
10037072	TSV-29611-C	C9 – C12	0.75	SI	SI	SI	105.2	171.7	04/05/2020	4	03/05/2024
10037079	TSV-29612-A	C9 – C12	0.75	SI	SI	SI	105.2	171.7	04/05/2020	4	03/05/2024
10020328	TSV-2606	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	8.0	264.4	04/04/2020	4	03/04/2024
10037494	PSV-24930-A	C25+	1	SI	SI	SI	45.3	223.0	16/08/2018	4	15/08/2022

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10037495	PSV-24930-B	C25+	1	SI	SI	SI	45.3	223.0	16/08/2018	4	15/08/2022
10020321	TSV-2607	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	2.4	264.4	04/04/2020	4	03/04/2024
10020322	TSV-2609	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	2.4	264.4	04/04/2020	4	03/04/2024
10020312	TSV-92600	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	2.4	264.4	04/07/2020	4	03/07/2024
10020313	TSV-92601	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	2.4	264.4	04/07/2020	4	03/07/2024
10020315	TSV-2608	C6 – C8	0.75	SI	SI	SI	2.0	264.4	04/04/2020	4	03/04/2024
10035919	PSV-97000	AIR	0.5	SI	NO	NO	1.6	234.5	10/02/2020	4	09/02/2024
10035921	PSV-97010	AIR	0.5	SI	NO	NO	1.2	187.4	10/02/2020	4	09/02/2024
10019500	PSV-13420	EG	1	SI	SI	SI	3.7	182.3	09/05/2020	4	08/05/2024
10019503	PSV-13430	EG	1	SI	SI	SI	3.7	182.3	09/05/2020	4	08/05/2024
10035642	PSV-6500	C25+	1.5	SI	SI	SI	7.2	173.5	21/05/2021	4	20/05/2025
10035641	PSV-6501	C25+	1.5	SI	SI	SI	7.2	173.5	21/05/2021	4	20/05/2025
10019345	PSV-14170	Methanol	0.75	SI	SI	NO	3.5	174.9	10/06/2020	4	09/06/2024
10019309	PSV-14211	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	0.1	174.6	10/03/2020	4	09/03/2024
10040886	PSV-1250-C	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	2.9	157.0	10/03/2020	4	09/03/2024
10031570	PSV-13002	C1 – C2	2	SI	SI	SI	0.0	159.9	18/06/2020	4	17/06/2024
1026589	PVSV-24511	Water	2	SI	SI	NO	0.7	147.2	16/08/2018	4	15/08/2022
10027680	PSV-15907	Water	0.75	SI	NO	NO	10.5	125.9	16/08/2018	4	15/08/2022
10036011	PSV-97020	AIR	1	SI	NO	NO	0.5	130.1	10/02/2020	4	09/02/2024
10036013	PSV-97030	AIR	1	SI	NO	NO	0.5	130.1	10/02/2020	4	09/02/2024
10035917	PSV-97321	AIR	1.5	SI	NO	NO	0.8	125.3	10/02/2020	4	09/02/2024
10028036	PVSV-1592-A	Water	3	SI	NO	NO	7.4	91.4	16/08/2018	4	15/08/2022
10028037	PVSV-1592-B	Water	3	SI	NO	NO	7.4	91.4	16/08/2018	4	15/08/2022



Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10037003	PSV-5986	Water	0.5	SI	NO	NO	10.5	82.8	16/08/2018	4	15/08/2022
10037006	PSV-5987	Water	0.5	SI	NO	NO	10.5	82.8	16/08/2018	4	15/08/2022
10019420	PSV-14010-B	C1 – C2	6	SI	SI	SI	1.6	77.2	05/08/2019	4	04/08/2023
10043477	PVSV-35936-A	Water	6	SI	SI	NO	1.0	75.7	16/08/2018	4	15/08/2022
10043488	PVSV-35936-B	Water	6	SI	SI	NO	1.0	75.7	16/08/2018	4	15/08/2022
10039465	PSV-11250-A	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	3.3	58.8	09/08/2020	4	08/08/2024
10019339	PSV-13220	EG	1	SI	SI	SI	0.9	58.1	10/03/2020	4	09/03/2024
10019342	PSV-13230	EG	1	SI	SI	SI	0.9	58.1	16/08/2018	4	15/08/2022
10040170	PSV-11182	Methanol	0.75	SI	NO	SI	0.9	58.1	03/02/2019	4	02/02/2023
10019306	PSV-14225	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	0.9	58.1	08/08/2020	4	07/08/2024
10019471	PSV-14411	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	0.0	58.1	06/08/2020	4	05/08/2024
10019302	PSV-14210	C1 – C2	0.75	SI	SI	SI	0.0	58.1	12/10/2020	4	11/10/2024
10031626	PSV-13215	C25+	1	SI	SI	SI	0.4	53.6	05/07/2019	4	04/07/2023
10031625	PSV-13205	C25+	1	SI	SI	SI	0.4	53.6	05/07/2019	4	04/07/2023
10019419	PSV-14010-A	C1 – C2	6	SI	SI	SI	1.0	49.3	05/08/2019	4	04/08/2023
10043431	PVSV-30056	Water	2	SI	SI	NO	19.4	30.1	16/08/2018	4	15/08/2022
10043364	PVSV-30066-A	Water	2	SI	SI	NO	19.4	30.1	16/08/2018	4	15/08/2022
10043369	PVSV-30066-B	Water	2	SI	SI	NO	19.4	30.1	16/08/2018	4	15/08/2022
10043437	PVSV-30076	Water	2	SI	SI	NO	19.4	30.1	16/08/2018	4	15/08/2022
10034973	PSV-15801	C25+	3	SI	SI	SI	25.7	17.3	12/01/2021	4	11/01/2025
10043478	PVSV-35934-A	Water	6	SI	SI	NO	1.0	37.9	23/08/2017	4	22/08/2021
10043489	PVSV-35934-B	Water	6	SI	SI	NO	1.0	37.9	16/08/2018	4	15/08/2022
10028040	PVSV-30026	Water	3	SI	NO	NO	2.7	30.4	16/08/2018	4	15/08/2022

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10043501	PVSV-30006-A	Water	2	SI	SI	NO	2.7	30.1	16/08/2018	4	15/08/2022
10043393	PVSV-30036	Water	2	SI	SI	NO	2.7	30.1	16/08/2018	4	15/08/2022
10028046	PVSV-30346	Water	3	SI	NO	NO	0.8	30.4	16/08/2018	4	15/08/2022
10043469	PVSV-30016	Water	2	SI	SI	NO	0.8	30.1	16/08/2018	4	15/08/2022
10039469	PSV-11250-B	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	1.0	19.5	09/08/2020	4	08/08/2024
10039731	PSV-11450-A	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	1.0	19.5	18/06/2020	4	17/06/2024
10039735	PSV-11450-B	C6 – C8	0.75	SI	SI	NO	1.0	19.5	21/10/2020	4	20/10/2024
10027214	PSV-18510	Water	0.75	SI	NO	NO	0.1	17.6	11/01/2020	4	10/01/2024
10041071	PSV-911170	C1 – C2	1	SI	SI	NO	48.0	1635464.7	15/11/2020	1	15/11/2021
10041283	PSV-911370	C1 – C2	1	SI	SI	NO	48.0	1192570.1	15/11/2020	1	15/11/2021
10041476	PSV-921170	C1 – C2	1	SI	SI	NO	27.3	846327.5	15/11/2020	1	15/11/2021
10040840	PSV-1235-B	C1 – C2	1.5	SI	SI	SI	105.2	186270.1	15/11/2020	1	15/11/2021
10024680	PSV-8034	C1 – C2	4	SI	SI	SI	101.5	78302.8	15/11/2020	1	15/11/2021
10032854	PSV-112-CG1	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	72.6	52902.8	15/11/2020	1	15/11/2021
10032857	PSV-113-CG1	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	72.6	52902.8	15/11/2020	1	15/11/2021
10033079	PSV-112-CG2	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	72.6	52902.8	15/11/2020	1	15/11/2021
10033082	PSV-113-CG2	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	72.6	52902.8	15/11/2020	1	15/11/2021
10033042	PSV-118-CG2	C1 – C2	2	SI	NO	SI	72.6	41570.2	15/11/2020	1	15/11/2021
10032816	PSV-118-CG1	C1 – C2	2	SI	NO	SI	72.6	41570.2	15/11/2020	1	15/11/2021
10020582	PSV-104-CG1	C1 – C2	1.5	SI	NO	NO	103.1	35665.7	15/11/2020	1	15/11/2021
10020583	PSV-105-CG1	C1 – C2	1.5	SI	NO	NO	103.1	35665.7	15/12/2020	1	15/12/2021
10020990	PSV-104-CG2	C1 – C2	1.5	SI	NO	NO	103.1	35665.7	15/12/2020	1	15/12/2021
10020991	PSV-105-CG2	C1 – C2	1.5	SI	NO	NO	103.1	35665.7	15/12/2020	1	15/12/2021

Equipo SAP	General Information	Fluid	Inner Diameter	Flare Recovery System	Upstream blocking valve?	Downstream blocking valve?	Analysis for 1 year Interval Risk-prd-f-1	Risk associated with PRD leakage Risk-prd-l-1	Última Inspección	Intervalo de Inspección	Próxima Inspección
10033261	PSV-1118-CG3	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	49.9	34943.9	15/12/2020	1	15/12/2021
10033490	PSV-2118-CG4	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	49.9	34943.9	15/12/2020	1	15/12/2021
	PSV-912120	C1 – C2	3	SI	SI	SI	74.0	32255.1	15/12/2020	1	15/12/2021
10033304	PSV-1112-CG3	C1 – C2	1.5	SI	NO	SI	49.9	30500.8	16/12/2019	2	15/12/2021

ANEXO A-2 tablas de API RP 581, Parte 1, Capitulo 7, 3rd Ed 2016

Table 7.1 – Basic Data Needed for the PRD Module

Data	Description	Data Source
PRD Type	Type of PRD <ul style="list-style-type: none"> <li>• Conventional Spring Loaded PRV (Default)</li> <li>• Balanced Bellows PRV</li> <li>• Pilot-Operated PRV</li> <li>• PRV with Rupture Disk</li> <li>• Rupture Disk only</li> </ul>	User Specified
Fluid Composition	Process fluid mixture components, either mass or mole fraction. Limit of 10 components in mixture definition	Fixed Equipment
Service Severity	Severity of process fluid. Choices are Mild, Moderate and Severe. The service severity provides the basis for the selection of the default POFOD and probability of leakage curves.	User Specified
	<u>FAIL TO OPEN</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mild</li> <li>• Moderate (Default)</li> <li>• Severe</li> </ul> <u>LEAKAGE</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mild</li> <li>• Moderate (Default)</li> <li>• Severe</li> </ul>	
Overpressure Scenarios	Provide a listing of the applicable overpressure scenarios for each PRD. For each overpressure scenario, default values for the initiating event frequency and the PRD demand rate reduction factor (DRRF) are provided in Table 7.2. These two parameters when multiplied together provide an estimate of the demand rate on the PRD installation.	User Specified
PRD Discharge Location	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atmosphere</li> <li>• Flare (Default)</li> <li>• Closed Process</li> </ul>	User Specified
PRD Inspection History	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Date of Testing</li> <li>• Install Date</li> <li>• Type of Test (Effectiveness)</li> <li>• Results of Test/Inspection</li> <li>• Overhauled? Yes/No (see 7.1.8)</li> <li>• Inlet and Outlet Piping Condition (see 7.2.4.) 1</li> </ul>	User Specified
Protected Equipment Details	Operating conditions, Design conditions, dimensions, damage mechanisms, generic failure frequency and DFs	Fixed Equipment
Fluid Inventory	Fluid inventory associated with the protected equipment, (lbm) May be less than the RBI calculated inventory due to shut-in conditions, e.g., reactor discharge valve fails closed	Fixed Equipment
Injury Costs	Cost of serious injury, \$	Fixed Equipment
Environmental Costs	Environmental fines and costs associated with PRD leakage or loss of equipment containment, \$/event	Fixed Equipment
Production Costs	Cost of Lost Production, \$	Fixed Equipment
Unit Costs	Cost to replace unit, \$/ft <sup>2</sup>	Fixed Equipment

Table 7.2 – Default Initiating Event Frequencies

Overpressure Demand Case	Event Frequency	$EF_f$ (events/year)	$DRRF_f$ (See notes 2 and 3)	Reference
1. Fire	1 per 250 years	0.0040	0.10	[6]
2. Loss of Cooling Water Utility	1 per 10 years	0.10	1.0	[6]
3. Electrical Power Supply failure	1 per 12.5 years	0.080	1.0	[6]
4a. Blocked Discharge with Administrative Controls in Place (see Note 1)	1 per 100 Years	0.010	1.0	[16]
4b. Blocked Discharge without Administrative Controls (see Note 1)	1 per 10 years	0.10	1.0	[16]
5. Control Valve Failure, Initiating event is same direction as CV normal fail position (i.e., Fail safe)	1 per 10 years	0.10	1.0	[17]
6. Control Valve Failure, Initiating event is opposite direction as CV normal fail position (i.e., fail opposite)	1 per 50 years	0.020	1.0	[17]
7. Runaway Chemical Reaction	1 per year	1.0	1.0	
8. Heat Exchanger Tube Rupture	1 per 1000 years	0.0010	1.0	[18]
9. Tower P/A or Reflux Pump Failures	1 per 5 years	0.2	1.0	
10a. Thermal Relief with Administrative Controls in Place (see Note 1)	1 per 100 Years	0.010	1.0	Assumed same as Blocked Discharge
10b. Thermal Relief without Administrative Controls (see Note 1)	1 per 10 years	0.10	1.0	Assumed same as Blocked Discharge
11a. Liquid Overfilling with Administrative Controls in Place (see Note 1)	1 per 100 years	0.010	0.10	[6]
11b. Liquid Overfilling without Administrative Controls (see Note 1)	1 per 10 years	0.10	0.10	[6]
Notes:				
1. Administrative controls for isolation valves are procedures intended to ensure that personnel actions do not compromise the overpressure protection of the equipment.				
2. The DRRF recognizes the fact that demand rate on the PRD is often less than the initiating event frequency. As an example, PRDs rarely lift during a fire since the time to overpressure may be quite long and firefighting efforts are usually taken to minimize overpressure.				
3. The DRRF can also be used to take credit for other layers of overpressure protection such as control and trip systems that reduce the likelihood of reaching PRD set pressure.				
4. Where the item Number has a subpart (such as 'a' or 'b'), this clarifies that the Overpressure Demand Case will be on same subpart of Table 7.3.				

Table 7.3 – Overpressure Scenario Logic

Initiating Event Frequency	Equipment Type	PRD Demand Rate Reduction Factor	Qualifier	Overpressure Potential	Background and Comments
1. Overpressure Scenario – Fire					
1 per 200 years See Loss (16) page A-7-7, states major fire at plant 1 every 90 years	All Equipment Types	0.1 Industry experience justifies this value	N/A	4.0 X MSWP (Rupture)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Modified by industry data which indicate demand rates on the order of 1 per 400 years</li> <li>The DRRF factor of 0.1 recognizes the industry experience that relatively few vessels exposed to a fire will experience a PRD opening</li> <li>Assumption is made that in those rare cases where a PRD would open during a fire, rupture will occur if the PRD failed to open upon demand</li> </ul>
2. Overpressure Scenario – Loss of Cooling					
1 per 10 years	Process Tower with Fired heater heat source	1.0 Consider LOPA or risk reduction analysis associated with loss of flow controls on the fired heater	Heat Source to tower is a fired heater	4.0 X MSWP (Rupture)	Assumption is made that rupture occurs.
	All Other Equipment with internal or external heat sources	1.0		Bubble Point pressure of the feed stream at heat source temperature	
3. Overpressure Scenario – Electrical Power Failure					
0.08 per year (1 per 12.5 years) power supply failure per Table on page 9/30 of (16)	Process Tower with Fired Heater heat source	1.0 Consider LOPA or risk reduction analysis associated with loss of flow controls on the fired heater	Heat Source to tower is a fired heater	4.0 X MSWP (Rupture)	Assumption is made that rupture occurs.
	Process Tower and Other Equipment with internal or external (non-fired) heat sources	1.0		Bubble-point pressure of the feed stream at heat source temperature	

Table 7.5 – Default Weibull Parameters for POFOD

Fluid Severity	Conventional and Balanced Bellows PRVs <sup>1</sup>		Pilot-Operated PRVs <sup>2</sup>		Rupture Disks <sup>3</sup>	
	$\beta$	$\eta_{def}$	$\beta$	$\eta_{def}$	$\beta$	$\eta_{def}$
Mild	1.8	50.5	1.8	33.7	1.8	50.5
Moderate	1.8	23.9	1.8	8.0	1.8	50.5
Severe	1.8	17.6	1.8	3.5	1.8	50.5

Notes:

1. The  $\eta_{def}$  parameter values for conventional PRVs are reduced by 25% if the discharge is to a closed system or to flare, see paragraph 7.2.4.q.
2. The  $\eta_{def}$  parameter values for pilot-operated valves are currently based on the conventional PRV data; however, reduced by a factor of 1.5, 3, and 5 for Mild, Moderate and Severe services, respectively, see paragraph 7.2.4.e.
3. Without any failure rate data for rupture disks, the conventional PRV values for Mild services were used. This assumes that the RD material has been selected appropriately for the fluid service, see paragraph 7.2.4.f.

Table 7.6 – Environmental Adjustment Factors to Weibull  $\eta$  Parameter

Environment Modifier	Adjustment to POFOD $\eta$ Parameter	Adjustment to POL $\eta$ Parameter
Operating Temperature 200<T<500°F	1.0	0.8
Operating Temperature > 500°F	1.0	0.6
Operating Ratio >90% for spring-loaded PRVs or >95% for pilot-operated PRVs	1.0	0.5 <sup>1</sup>
Installed Piping Vibration	1.0	0.8
Pulsating or Cyclical service, such as Downstream of Positive Displacement Rotating Equipment	1.0	0.8
History of Excessive Actuation in Service (greater than 5 times per year)	0.5	0.5 <sup>2</sup>
History of Chatter	0.5	0.5

Notes:

1. Some Pilot-operated PRVs operate extremely well with operating ratios approaching 98%. In these cases, the environmental factor should not be applied (reference API 520 Part 1).
2. This factor should not be applied if the environmental factor for operating ratio is already applied.

**Table 7.7 – Set Pressure Factor**

PRV Type	Set Pressure Factor
Pilot Operated PRVs	$F_{set} = 1 - \left[ \frac{0.95 - \min \left[ 0.95, \frac{P_o}{P_{set}} \right]}{0.95} \right]$
Rupture Disks	$F_{set} = 1$
Conventional PRVs and Balanced Bellows PRVs	$F_{set} = 1 - \left[ \frac{0.90 - \min \left[ 0.90, \frac{P_o}{P_{set}} \right]}{0.90} \right]$
<p>Notes:</p> <p>1. <math>P_o</math> denotes the operating pressure and <math>P_{set}</math> denotes the set pressure.</p>	

**Table 7.8 – Level of Inspection Confidence Factors**

Inspection Result	Confidence Factor That Inspection Result Determines the True Damage State, $CF$			
	Ineffective	Fairly Effective	Usually Effective	Highly Effective
Pass, $CF_{pass}$	No credit	0.5	0.70	0.9
Fail, $CF_{fail}$	No Credit	0.70	0.95	0.95
No Leak, $CF_{noleak}$	No Credit	0.5	0.70	0.9
Leak, $CF_{leak}$	No Credit	0.70	0.95	0.95

**Table 7.9 - Inspection Updating Equations**

Inspection Effectiveness and Result	Equation for Weighted PCFOD
Highly Effective Pass	$P_{f,reg}^{pred} = P_{f,pass}^{pred} - 0.2 \cdot P_{f,pass}^{pred} \left( \frac{t}{\eta} \right) + 0.2 \cdot P_{f,cond}^{pred} \left( \frac{t}{\eta} \right)$
Usually Effective Pass	
Fairly Effective Pass	
Highly Effective Fail	$P_{f,reg}^{pred} = P_{f,cond}^{pred}$
Usually Effective Fail	
Fairly Effective Fail	$P_{f,reg}^{pred} = 0.5 \cdot P_{f,pass}^{pred} + 0.5 \cdot P_{f,cond}^{pred}$



**Table 7.10 – DF Classes for Protected Equipment**

DF Class	DF	Description
None	1	New vessel or inspection shows little if any damage.
Minimal	20	Equipment has been in service for a reasonable amount of time and inspection shows evidence of minor damage. Damage mechanisms have been identified and inspection data is available.
Minor	200	One or more damage mechanisms have been identified, limited inspection data available and fairly moderate evidence of damage. Single damage mechanism identified, recent inspection indicates moderate evidence of damage.
Moderate	750	Moderate damage found during recent inspection. Low susceptible to one or more damage mechanisms, and limited inspection exists.
Severe	2,000	One or more active damage mechanisms present without any recent inspection history. Limited inspection indicating high damage susceptibility.

**Table 7.11 – Categories of PRD Service Severity (LEAK Case Only)**

PRD Service Severity	Typical Temperature	Expected Steam Characterization	Examples of Service
Mild	Low temperature, always << 500°F	Many heavy liquid streams such as crude oil tend not to leak through a PRD, and are considered mild service severity.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cooling water and amine services are examples of corrosive/fouling fluids that do not leak.</li> <li>Clean fluids such as LPG, air, and nitrogen are MLD leakage services.</li> </ul>
Moderate	Up to 500°F (may exist)	Most of the intermediate and product hydrocarbon streams and most hydrocarbon vapors.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lube, seal and cycle oils and process water (NOT cooling water, condensate, or BFW).</li> </ul>
Severe	> 500°F	High temperature services.	BFW/condensate, steam and corrosive liquids such as caustic and acids.
NOTES: 1. Refer to Table 7.4 for the categories for the FAIL case.			

Table 7.12 – Default Weibull Parameters for Probability of Leakage (POL)

Fluid Severity	Conventional PRVs <sup>1</sup>		Balanced Bellows PRVs <sup>1</sup>		Pilot-Operated PRVs <sup>2</sup>		Rupture Disks <sup>3</sup>	
	$\beta$	$\eta_{def}$	$\beta$	$\eta_{def}$	$\beta$	$\eta_{def}$	$\beta$	$\eta_{def}$
Mild	1.6	17.5	1.6	16.0	1.6	17.5	1.6	17.5
Moderate	1.6	15.5	1.6	14.0	1.6	15.5	1.6	17.5
Severe	1.6	13.1	1.6	11.5	1.6	13.1	1.6	17.5

Notes:

1. The  $\eta_{def}$  parameter values are increased by 25% for Conventional and Balanced PRVs that have soft seats.
2. The  $\eta_{def}$  parameter values for pilot-operated valves are currently based on the conventional PRV data, since there is currently no failure rate data to support otherwise.
3. Without any failure rate data for rupture disks, the conventional PRV values for Mild service were used.

Table 7.13 – Potential Consequences of Pressure Vessel Overpressure

Accumulation (% over MAWP)	Significance[11]	Potential Consequence
10%	ASME code allowable accumulation for process upset cases (non-fire) protected by a single relief device	No expected consequence at this accumulation level.
16%	ASME code allowable accumulation for process upset cases protected by multiple relief devices	No expected consequence at this accumulation level.
21%	ASME code allowable accumulation for external fire relief cases regardless of the number of relief devices	No expected consequence at this accumulation level.
50%	ASME standard hydrostatic test pressure (may be 30% on new designs)	Possible leaks in associated instrumentation, etc. Medium consequence.
90%	Minimum yield strength (dependent on materials of construction)	Catastrophic vessel rupture, remote possibility. Significant leaks probable. Failure of damaged vessel areas (corrosion, cracks, blisters, etc. likely. High consequence.
300%	Ultimate tensile strength (dependent on materials of construction)	Catastrophic vessel rupture predicted. Highest consequence.

**Table 7.14 – Estimated Leakage Duration from PRDs**

PRD Inlet Size (Inches)	Leak Duration Discharge to Flare or Closed System, $D_{leak}$ (days)	Leak Duration Discharge to Atmosphere, $D_{leak}$ (days)
$\leq \frac{1}{4}$ inch	60	8
$\frac{1}{4} < \text{inlet size} \leq 1-\frac{1}{2}$	30	4
$1-\frac{1}{2} < \text{inlet size} \leq 3$	15	2
$3 < \text{inlet size} \leq 6$	7	1
Greater than 6	2	0.33

**Table 7.16 – Estimated Leakage Rate from PRVs**

Bench Test Leak Description	Leak Categorization	Percent of PRVs Leaking on Bench	Percent of All Leaks	Assumed Leakage (Percent of Capacity)
Leaked between 70 and 90% of set pressure, PRV opened at set pressure	Minor	8.4	50	1
Leakage below 70% of set pressure, PRV opened at set pressure	Moderate	6.6	40	10
Immediate Leakage or PRV leaked too much to open	Severe	2.4	10	25

ANEXO A-3 Figuras de API RP 581, Parte 1, capítulo 7, 3rd Ed 2016

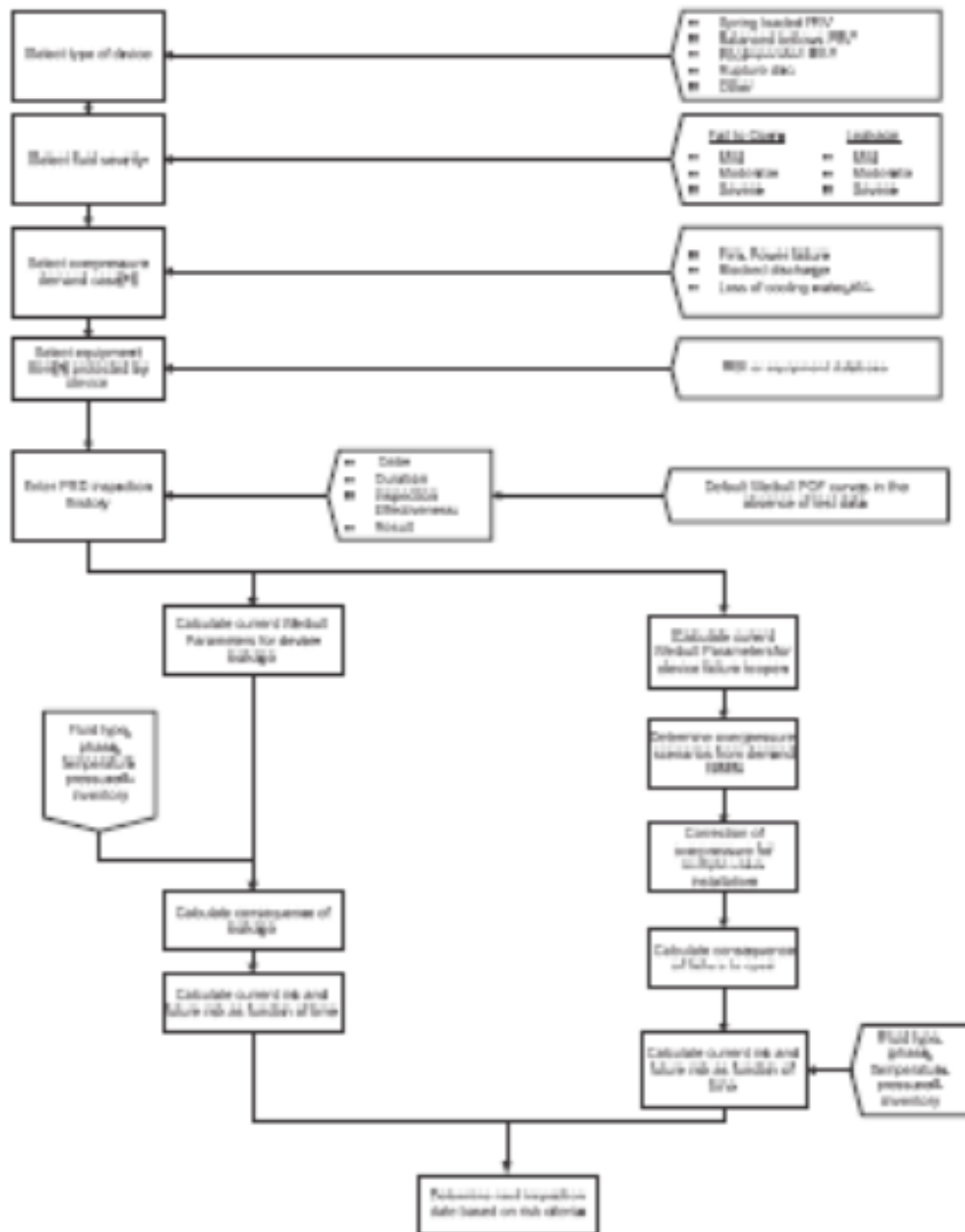


Figure 7.1 – PRD RBI Methodology

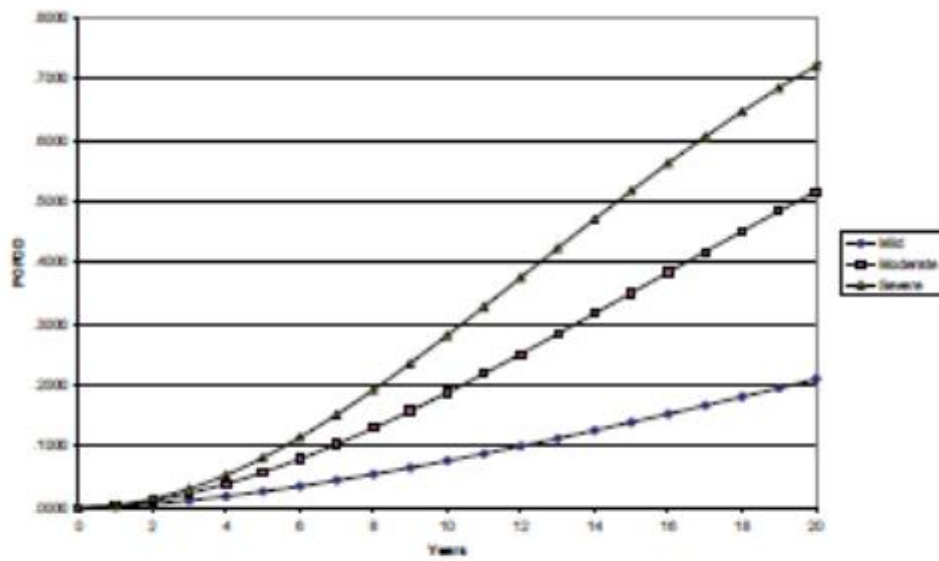


Figure 7.2 – Default Conventional PRV Fail to Open in Demand Weibull Curves

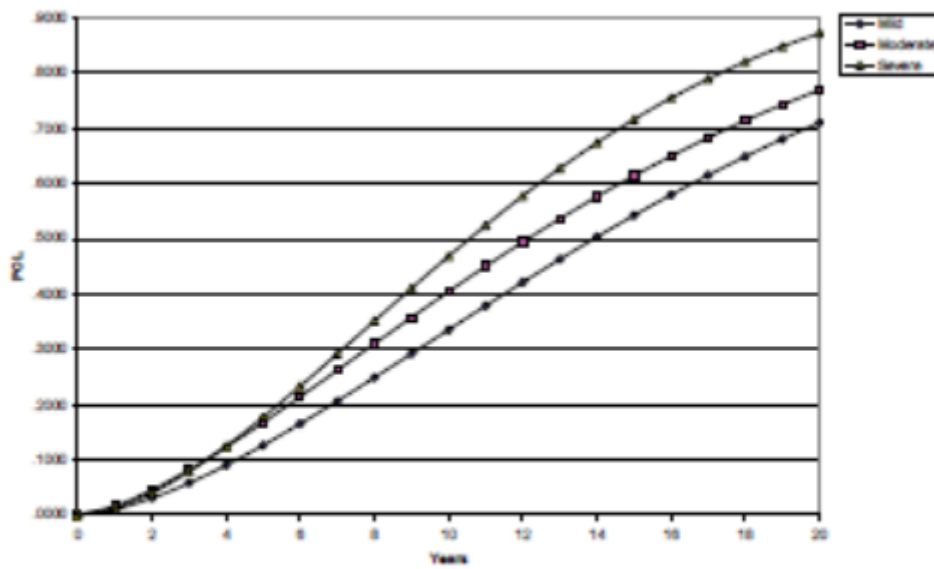


Figure 7.3 – Default Leakage Failure Rate for Conventional PRVs

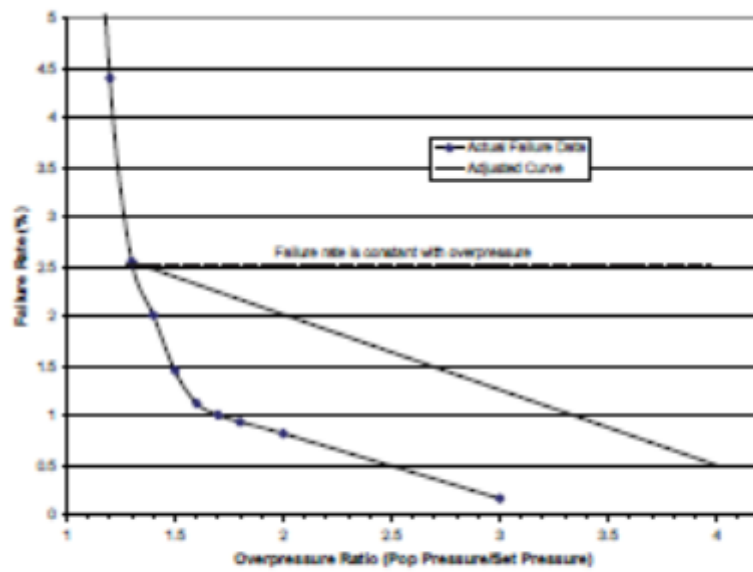


Figure 7.4 – PRD Failure Rate as a Function of Overpressure

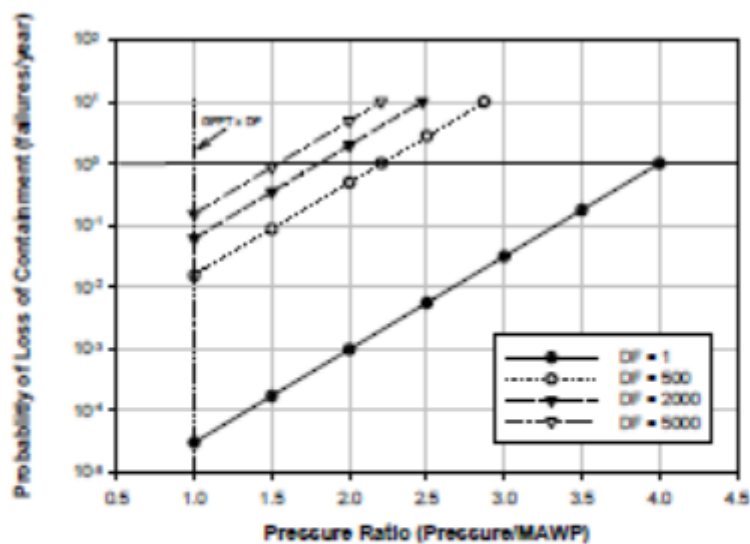


Figure 7.6 – Probability of Loss of Containment as a Function of Overpressure

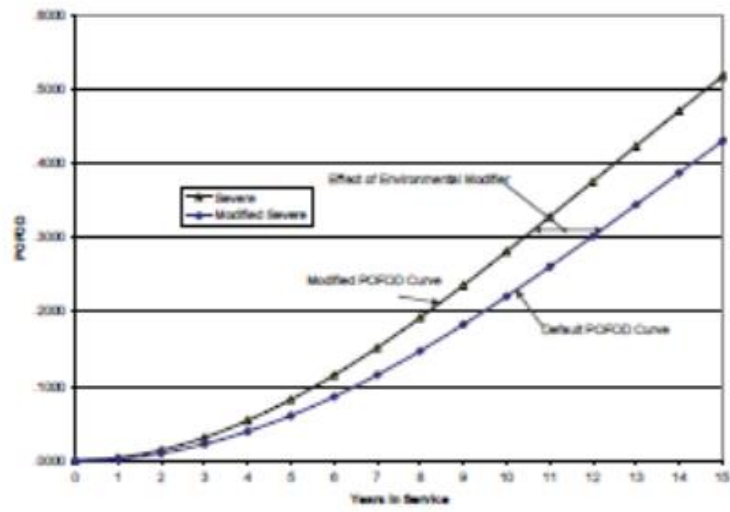


Figure 7.5 – Effect of Environmental Factors on PRD Weibull Curves

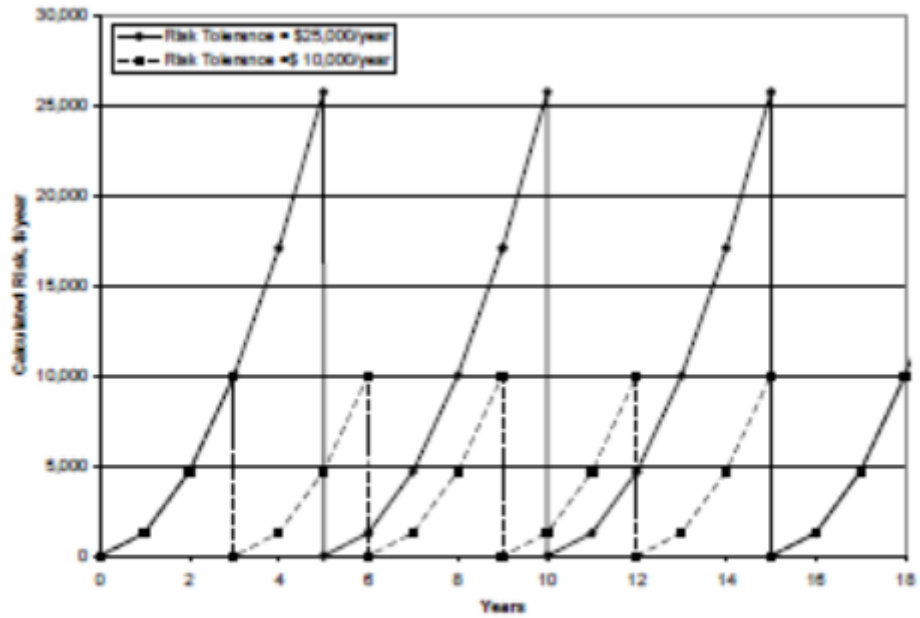


Figure 7.7 – Inspection Test Updating of PRDs