

**MODELO ESTRATEGICO DE MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN PARA
VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN
(PRDS) EN LA NUEVA PLANTA DE GAS CPF FLOREÑA (CASANARE) –
PROPIEDAD DE EQUION ENERGÍA**

VICTOR DANIEL CUBIDES PERILLA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER-UIS
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2015**

**MODELO ESTRATEGICO DE MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN PARA
VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN
(PRDS) EN LA NUEVA PLANTA DE GAS CPF FLOREÑA (CASANARE) –
PROPIEDAD DE EQUION ENERGÍA**

VICTOR DANIEL CUBIDES PERILLA

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar al título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

Director:

**MILLER ROCHA CASTAÑO
Ingeniero Mecatrónico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER-UIS
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2015**

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
1.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	15
2. JUSTIFICACIÓN	16
3. OBJETIVOS	17
3.1 OBJETIVO GENERAL	17
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
4. MARCO CONTEXTUAL	18
4.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA Y SUS INSTALACIONES	18
4.1.1 Descripción General	18
4.1.2. Misión	18
4.1.3 Visión a 10 años	18
4.1.4. Operación	19
4.1.5. Prospectiva	19
4.1.6. Generalidades del proceso	21
5. MARCO CONCEPTUAL	22
5.1.1 Conceptualización Válvulas	22
5.2.1 Tipos de Válvulas	24
5.2.1.1 Válvula de seguridad de acción o presión directa	25
5.2.1.2 Válvula de seguridad convencional.	26
5.2.1.3 Válvula de seguridad de carga o presión supl.	27
5.2.1.4 Válvulas de seguridad accionadas por válvula piloto o de acción indirecta	28
5.2.1.5 Selección de dispositivos de alivio de presión	29
5.2.1.6 Criterios para elegir el tipo de válvula	30
5.2.1.7 Aseguramiento de competencias del personal para elevar estándares de confiabilidad en el mantenimiento de PRDs.	30
5.3.1 Planes y Programas de Inspección	33

5.4.1. Metodología RBI del API para Dispositivos de Alivio de Presión (Pressure Relief Devices PRD's)	33
5.4.1.1 Análisis Cuantitativo:	35
5.4.1.2 Análisis Cualitativo:	35
5.4.1.3 Análisis semi-cuantitativo (Mixto):	35
5.4.1.4. Riesgo, Probabilidad y Consecuencia de falla	35
6. DISEÑO METODOLÓGICO.	38
7. PRESENTACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS.	39
7.1 Inventario De Válvulas.	39
7.2 Evaluación del sistema de Gestión de Riesgo.	39
7.3 Determinación del Riesgo.	59
7.3.1 Jerarquización de válvulas y Dispositivos de alivio de presión Basados en los niveles de riesgo.	66
7.4 Jerarquización y clasificación del Riesgo.	68
8. MODELO ESTRATEGICO DE MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN, PRD, INSTALADOS EN LA FACILIDAD CPF FLOREÑA	70
8.1 Presentación:	70
8.2 Objetivos del Modelo:	70
9. CONCLUSIONES	72
10. RECOMENDACIONES	74
BIBLIOGRAFIA	75
ANEXOS	79

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Instalaciones Floreña	20
Figura 2. Situación actual: fase (I, II y III)	22
Figura 3 Régimen de presiones para una válvula de seguridad con sobrepresión del 10%	23
Figura 4 Válvula de seguridad de acción o presión directa (Imperial Chemical Industries (I.C.I.))	24
Figura 5 Efecto de la contrapresión sobre la presión de disparo para válvulas de seguridad convencionales o no compensadas	27
Figura 6 Válvula de seguridad accionada por piloto (American Petroleum Institute)	28
Figura 7 Árbol de decisión para la selección de dispositivos de alivio de presión	29
Figura 8 Resultados esperados del programa de inspección	30
Figura 9. Estrategias para minimizar Riesgos	31
Figura 10. Matriz de Riesgos RBI	33
Figura 11. Pasos para Determinar (Probability of Failure – POF)	34
Figura 12 Grafico Resultados por categorías Sistema del Riesgo	35
Figura 13 Procedimiento de análisis y selección de dispositivos	57
Figura 14 Matriz de Jerarquización de válvulas basada en los niveles de riesgo	66
Figura 15 Válvulas por nivel de riesgo	68
Figura 16. Clasificación y cuantificación del riesgo	69

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Valores de Consecuencia para determinar clasificación	36
Tabla 2. Escenarios de Análisis RBI	38
Tabla 3 Resultados auditoria interna CPF Floreña	40
Tabla 4 Resultados por categorías Sistema del Riesgo	57
Tabla 5 Categoría severidad de servicio	60
Tabla 6. Parámetros Weibull	60
Tabla 7 Factor de ajuste por Ambiente	61
Tabla 8. Confiabilidad de la Inspección	62
Tabla 9. Demanda en sobrepresión	63
Tabla 10. Factor de Daño	64
Tabla 11 Característica de Equipo protegido	65
Tabla 12 Relación de Factores Vs integridad de los sistemas	67
Tabla 13 Jerarquización de válvulas basada en los niveles de riesgo	68
Tabla 14 Frecuencia de re-certificación en meses	68
Tabla 15 Cuantificación del Riesgo CPF Floreña	69
Tabla 16. Propuesta de Estrategia Inspección de Válvulas	71

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A Inventario De Válvulas Y Dispositivos De Alivio CPF Floreña	74
ANEXO B Códigos De Falla CPF Floreña	83
ANEXO C Distribución Weibull	84

GLOSARIO

ANÁLISIS DE FALLA: aplicación de un procedimiento sistemático para determinar las causas probables de falla.

CAUDAL DE ALIVIO REQUERIDO: Es el flujo calculado de descarga de fluido en las condiciones de alivio requeridas para mantener la presión en el equipo protegido en el valor de la acumulación permitida o por debajo de ella.

DESGASTE: pérdida o desplazamiento no deseado, generalmente gradual, de material por la acción mecánica de un sólido, líquido o gas.

FACILIDAD DE PRODUCCIÓN: instalaciones, plantas, vasijas de producción y demás equipos para las actividades de producción, separación, tratamiento, conducción y almacenamiento de hidrocarburos en el campo.

FALLA: incapacidad de una parte o de un sistema completo, para realizar la función para la que fue diseñado, dejando de ser útil técnica o económicamente.

FMEA (Failure Modes and effects Analysis) es un método para identificar los efectos de las fallas en el nivel de componente.

FRICCIÓN: Resistencia al movimiento cuando dos cuerpos en contacto son forzados a un movimiento relativo entre sí. Está asociada al mecanismo de desgaste y con generación de calor.

FTA (Fault Tree Analysis)/ **ETA** (Event Tree Analysis) métodos lógicos usado para identificar y analizar los eventos que pueden originar accidentes.

GESTIÓN DEL RIESGO: Actividades coordinadas para dirigir y controlar una organización en relación al riesgo. Esto incluye Análisis de Riesgo, Evaluación del Riesgo, Mitigación del Riesgo, Aceptación del Riesgo, y Comunicación del Riesgo

HAZOP (Hazard and Operability Studies) es un ejercicio estructurado de “brainstorming” desarrollado por un equipo de técnicos multidisciplinario destinado a identificar potenciales variaciones y desviaciones respecto del diseño y sus potenciales consecuencias

HRA (Human Reliability Analysis) tiene por objeto evaluar sistemáticamente las interacciones entre los sistemas ingenieril y humano.

INSPECCIÓN: Proceso que verifica la conformidad con un requerimiento escrito y puede ser realizado a diferentes niveles. La Inspección involucra la planificación,

implementación y evaluación de exámenes para determinar la condición física y metalúrgica de equipos y estructuras en términos de aptitud para el servicio.

INSPECCIÓN DE TUBERÍAS U/S Y D/S: Búsqueda de evidencia de taponamiento, corrosión, suciedad u otras condiciones anormales.

LUBRICACIÓN: uso intencional de una sustancia para reducir la fricción y minimizar desgaste.

PRESIÓN ACUMULADA MÁXIMA PERMITIDA: Es la suma de la presión de diseño y la acumulación máxima permitida.

PRESIÓN DE DISEÑO: Es la máxima presión de trabajo a la temperatura de diseño y será utilizada para el cálculo resistente de las partes a presión del aparato. También se puede definir como la presión utilizada para el cálculo del espesor de un recipiente o un sistema de tuberías.

PRESIÓN DE TRABAJO O SERVICIO: Es la presión normal de trabajo del aparato o sistema a la temperatura de servicio.

RBI (RISK BASED INSPECCION): inspección basada en riesgo, estrategias orientadas a evitar la parada no programada de equipos y garantizar la protección al personal y el medio ambiente.

RIESGO: probabilidad de que algunos eventos ocurran, durante un periodo de tiempo, y la consecuencia (generalmente negativa) asociada con el evento.

COMPETENCIA: Capacidad para realizar un trabajo cumpliendo las normas y estándares de la compañía, del cliente, de la industria y de mantenimiento como una combinación de Conocimiento, Experiencia, Entrenamiento, Habilidad y Conciencia.

RESUMEN

TITULO: MODELO ESTRATEGICO DE MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN PARA VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN (PRDS) EN LA NUEVA PLANTA DE GAS CPF FLOREÑA (CASANARE) – PROPIEDAD DE EQUION ENERGÍA *

AUTORES: VICTOR DANIEL CUBIDES PERILLA **

PALABRAS CLAVE: Válvulas de relevo, Válvulas de alivio de presión, válvulas de seguridad, confiabilidad, integridad del sistema, inspección basada en riesgo RBI (Risk Based Inspeccion).

DESCRIPCION: Este proyecto presenta una modelo estratégico en la gestión del Mantenimiento llevada a cabo en la Facilidad de Producción CPF Floreña Departamento de Casanare propiedad de Equion Energía, para la nueva planta de gas. Parte de un inventario y evaluación de válvulas y dispositivos de presión (PRDS), como se definen en American Petroleum Institute API RP 520 (válvulas de relevo, válvulas de alivio de presión, válvulas de seguridad). Posteriormente a través de la metodología RBI (riesgo Basado en Inspección), se determina el riesgo, se asigna un nivel de criticidad y finalmente se propone la frecuencia en los planes de inspección para los dispositivos mencionados.

Con la implementación de este modelo se quiere garantizar la integridad de los sistemas, su disponibilidad y confiabilidad a través de un trabajo interdisciplinar de los actores que hacen parte de la facilidad pensando siempre en la protección del personal, del medio ambiente y en evitar la parada no programada de equipos en la planta.

Finalmente se establece una estrategia de implementación en la cual el personal de mantenimiento entienda el plan y su ejecución teniendo todas las medidas de seguridad respectiva. Adicionalmente esta estrategia incentiva; al cambio de hábitos del personal de mantenimiento, la programación de cada actividad de mantenimiento, a tener un presupuesto más acertado y mejorar los indicadores de mantenimiento del área de mantenimiento.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.
Director Miller Rocha Castaño

ABSTRACT

TITLE: STRATEGIC MODEL FOR MAINTENANCE AND INSPECTION AND SAFETY VALVES PRESSURE RELIEF DEVICES (PRDS) IN THE NEW GAS PLANT CPF FLORENA (CASANARE) - OWNERSHIP OF ENERGY EQUION *

AUTHORS: VICTOR DANIEL CUBIDES PERILLA **

KEYWORDS: Relief valves, pressure relief valves, safety valves, reliability, system integrity, risk-based inspection, Risk Based Inspection, maintenance, reliability, asset Management.

SUBJECT OF DESCRIPTION: This project is a strategic management model maintenance performed on CPF Floreña Production Facility owned Casanare Department Equion Energy, for the new gas plant. Begin of an inventory and assessment of valves and pressure devices (PRDS), as defined in American Petroleum Institute API RP 520 (relief valves, pressure relief valves, safety valves). Later through the methodology RBI (risk based on inspection), the risk is determined, it is assigned a level of criticality and finally the frequency proposed in the inspection plans for the above devices.

With the implementation of this model is to ensure system integrity, availability and reliability through an interdisciplinary work of the actors that are part of the facility always thinking about the protection of personnel, the environment and avoid shutdown unscheduled plant equipment.

Finally an implementation strategy in which maintenance personnel understand the plan and its execution taking all measures respective Safety. Additionally, this strategy encourages, the changing habits of maintenance personnel, scheduling each maintenance activity, to have a more successful and improve indicators maintenance area maintenance Budget.

* Monograph

** School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization. Director. Engineer. Miller Rocha Castaño

INTRODUCCIÓN

En el cambiante mundo globalizado en el cual la única constante es el cambio, todo tipo de industria demanda de sus grupos de interés, estrategias y competencias que propendan por la integridad de los sistemas frente a aspectos de seguridad, confiabilidad y rentabilidad. El sector de hidrocarburos es entonces uno de los principales llamados a implementar modelos eficientes de prevención y corrección en las facilidades de producción ya existentes y aquellas que están a punto de ser puestas en funcionamiento o modificadas.

El departamento de Casanare y la nueva planta de gas ubicada en la facilidad de Floreña, busca optimizar los recursos con los cuales cuenta sin descuidar aspectos críticos como la protección y seguridad del personal, el cuidado del medio ambiente y la parada no programada de los equipos.

Para lograr este resultado este proyecto desarrolla y propone un modelo estratégico de Mantenimiento e inspección para válvulas de seguridad y alivio de presión, basado en un análisis específico a los dispositivos instalados en el campo Floreña. Esta inspección y análisis es soportada en la metodología RBI (RISK BASED INSPECCION) la cual define intervalos de re-certificación, basándose en la evaluación de Riesgo producto de la probabilidad de falla bajo demanda y su consecuencia asociada. Por último se desarrolla una revisión bibliográfica de las normas API 580, Risk-Based inspection, API 581, Risk-Based Inspection Technology, API 576 Inspection of Pressure Relieving Devices, Guías de Buenas prácticas según Notas Técnicas de Prevención NTP 510, 42 y 346 con el fin de estructurar la propuesta final.

Se espera que con la puesta en marcha de este modelo la inauguración de la nueva planta de gas en la facilidad de Floreña proyectada para Noviembre de 2015, cuente con elementos interdisciplinarios que permita la garantía de una operación con altos estándares de calidad, productividad, seguridad y rentabilidad.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La preparación y el montaje de la nueva planta de gas en la facilidad de Floreña y propiedad de Equión Energy ha sido estructurada en dos fases: la fase I habilitada desde Diciembre de 2014, con capacidad de producción de 300 MMPCD y que a la fecha sigue en estabilización y monitoreo; fase II próxima a ser habilitada en Noviembre de 2015 con capacidad de producción de 200 MMPCD.

Tanto para la fase I como para la Fase II, la principal preocupación de la facilidad se relaciona con los dispositivos de alivio de presión (PRDs), pues de no realizarse inspecciones rutinarias, los dispositivos pueden fallar en un momento de sobrepresión, causando la falla en el equipo y generando una pérdida de contención del fluido manejado.

Por tal razón se debe estructurar desde el equipo de gestión de mantenimiento de válvulas de seguridad, un “programa de inspección basado en riesgo empleando una metodología que evalúe la probabilidad de falla y sus consecuencias¹.”

Dicha inspección, busca definir actividades necesarias para detectar el deterioro en servicio de los equipos antes de que se produzcan las fallas.

1.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Permite el modelo de mantenimiento e inspección para válvulas de seguridad propuesto garantizar la seguridad del personal, la protección del medio ambiente y el óptimo cuidado de los equipos dentro de la facilidad de Floreña, evidenciados en indicadores de rentabilidad?

¹ API 576 Inspection of Pressure Relieving Devices

2. JUSTIFICACIÓN

El Área de mantenimiento en la facilidad Floreña es la encargada de encontrar modelos de gestión prácticos, incluyentes y que permitan dar cumplimiento a estándares de orden internacional.

El enfoque basado en riesgo de API permite determinar la criticidad para estos dispositivos con el objetivo de fijar las frecuencias de inspección y prueba. Se fundamenta en utilizar una tasa de demanda para el dispositivo combinado con una probabilidad de falla a pedido determinada por los datos específicos del dispositivo y las consecuencias de la falla en los casos de generarse sobrepresión por la falla del PRD y las consecuencias adicionales asociadas a las fugas del dispositivo.

Dado el corto tiempo de funcionamiento de la primera y segunda fase de la nueva planta de gas en las instalaciones de Floreña, es necesario definir la estrategia que mejor oriente la definición de intervalos de re-certificación, basándose en la evaluación de Riesgo producto de la probabilidad de falla bajo demanda y su consecuencia asociada.

La implementación y puesta en marcha del modelo estratégico desarrollado buscará prevenir que ocurran fallas durante el ciclo de vida de los equipos, cañerías y ductos, y en particular evitar que se produzcan fallas categorizadas como severas. La metodología articula acciones e iniciativas basadas en análisis de riesgo, basadas en integridad estructural y restricciones establecidas por factores humanos y económicos.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un modelo estratégico de Mantenimiento e Inspección para válvulas de seguridad y dispositivos de alivio de presión (PRDS) en la nueva planta de gas CPF Floreña (Casanare) propiedad de Equion Energy.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Consultar Fuentes bibliográficas y referenciales con el fin de construir un estado del arte frente a las instalaciones en Floreña y el posible modelo a desarrollar según la realidad de la facilidad

Establecer ruta metodológica que permita identificar grupos de interés para la implementación del modelo en prueba piloto.

Desarrollar un modelo mixto para valoración de riesgo en función de las condiciones de diseño y operación de cada una de las válvulas de seguridad con el fin de identificar áreas de atención.

Elaborar y socializar modelo estratégico de gestión según resultados de la prueba piloto según el nivel de inspección y frecuencia.

4. MARCO CONTEXTUAL

4.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA Y SUS INSTALACIONES

4.1.1 Descripción General

“Las Facilidades de Producción comprenden los procesos, equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos, así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores, bien sea crudo, gas o agua e impurezas².

EQUION ENERGIA LIMITED es la nueva marca de la sucursal establecida en Colombia por BP plc en 1986 (BP Exploration Company), cuyos accionistas son, a partir del 24 de enero de 2011, Ecopetrol S.A. (51%) y desde abril de 2015 Repsol (49%).³

El centro de procesamiento de fluidos-floreña se encuentra ubicado en el departamento de Casanare jurisdicción del municipio de Yopal capital del departamento, en las estribaciones de la vertiente oriental de la cordillera de los andes sobre la cuenca alta del río Cravo Sur.

4.1.2. Misión

Somos líderes transformadores que generamos energía para la vida. Damos valor y bienestar al país, nuestros inversionistas, empleados, contratistas, comunidades y generaciones futuras a través de la exploración, producción, procesamiento, comercialización y transporte de hidrocarburos de forma segura, responsable y sostenible.

4.1.3 Visión a 10 años

Ser una compañía de clase mundial, reconocida por su valor por la vida, su excelencia operacional, su tecnología, rentabilidad y sostenibilidad. Ser líderes en Colombia en la producción y negocios de hidrocarburos, generando nuevas

² BECERRA, F y ESCOBAR, M. Facilidades de superficie: diseño, funcionamiento y operación. Petrogroup: Training & Consulting Company. Bogotá, Colombia. 2010, P.2.

³ EQUION ENERGIA LIMITED www.equion.com consultado Enero de 2015

oportunidades a partir de nuestras ventajas competitivas. Ser reconocidos por tener gente feliz, íntegra, innovadora, apasionada y con talento único.

4.1.4. Operación

Por más de 25 años hemos desarrollado actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el departamento de Casanare, donde somos operadores de cuatro Contratos de Asociación con Ecopetrol: Piedemonte, Recetor, Tauramena y Río Chitamena (estos dos últimos, ahora en compañía de Emerald Energy).

En la actualidad, nuestra producción operada asciende a 100 mil barriles equivalentes de petróleo por día; y Equión tiene reservas y recursos equivalentes de petróleo estimados de 63 millones de barriles en los campos productores de Floreña, Pauto, Dele y Cusiana. Tres instalaciones principales nos permiten una capacidad combinada de procesamiento de 200 mil barriles de crudo y 1.300 millones de pies cúbicos de gas por día.

En cuanto al negocio de gas, nuestros campos albergan reservas significativas que durante mucho tiempo se reinyectaron casi en su totalidad para mantener la presión del yacimiento y optimizar el factor de recobro de crudo campos. Sin embargo, la evolución en las condiciones del mercado y la creciente demanda de gas en los diferentes sectores de la economía colombiana se unieron para facilitar la participación en el mercado a largo plazo y en la monetización de estas reservas.

Equión es un jugador importante en gas y sus derivados, y tiene interés en profundizar este papel. Desde nuestras plantas en Casanare despachamos más de 300 millones de pies cúbicos de gas por día al mercado nacional, con lo que se cubre cerca de la tercera parte de la demanda diario del país. Y con el propósito de responder a los crecientes requerimientos de propano o GLP (Gas Licuado de Petróleo), operamos desde noviembre de 2011 una planta con capacidad nominal de 6.300 barriles por día, la cual está abasteciendo al oriente colombiano.

4.1.5. Prospectiva

Hoy estamos en pleno desarrollo completo de la licencia Piedemonte, ubicada en el Corregimiento de El Morro, municipio de Yopal. Esto supone la ampliación y

optimización de las instalaciones de Floreña, así como una intensa actividad de perforación en zonas de enormes retos técnicos dada la complejidad geológica en Casanare.

Figura 1 Instalaciones Floreña



Fuente: EQUION www.equion.com, consultado Enero de 2015

También en Casanare, Equión opera desde finales de enero de este año el bloque Niscota, en el cual la empresa Hocol S.A. hizo un importante descubrimiento a través del pozo Hurón 1. La compañía continuará allí las actividades de perforación y desarrollo.

Finalmente, la perforación del pozo exploratorio Mapalé 1 en el bloque RC5, empleando la plataforma Offshore Mischief, concluyó en el segundo semestre de 2012 con un hallazgo de gas seco a 10.845 pies de profundidad. Equión ahora adelanta la fase de evaluación técnica de la prospectividad y del caso económico del descubrimiento. Dicha etapa tarda varios meses.

Actualidad

Nuestra atención hoy se centra en el desarrollo completo de la licencia Piedemonte, ubicada en el Corregimiento de El Morro, Yopal. Este proyecto incluye la expansión de las instalaciones de procesamiento de Floreña, así como la construcción de líneas de flujo y la perforación de varios pozos.

En enero de 2013, Equión recibió el encargo de avanzar con el proyecto exploratorio Niscota, contrato que cubre los municipios de Nunchía y Támara. Dicho proyecto tiene dos componentes: por un lado construir un caso de negocio para el desarrollo temprano del descubrimiento de Hurón, hecho por la firma Hocol S.A. en el extremo sur del bloque Niscota; más al norte, los planes se enfocan en la realización de un programa de sísmica 3D con el fin de determinar nuevos prospectos perforables.

4.1.6. Generalidades del proceso

Las facilidades existentes reciben fluido de los pozos de producción en el cabezal de entrada donde pasa a través de los filtros de arena para eliminar este producto resultado de las operaciones de perforación.

El crudo ingresa a través de un tren de separación; el cual está compuesto de tres etapas (separadores de alta, media y baja presión). En cada etapa se separa los productos resultantes: agua, aceite de crudo y gas.

El gas producido en el tren de separación se destina una parte hacia una unidad regeneradora de vapores y otra para los compresores de gas.

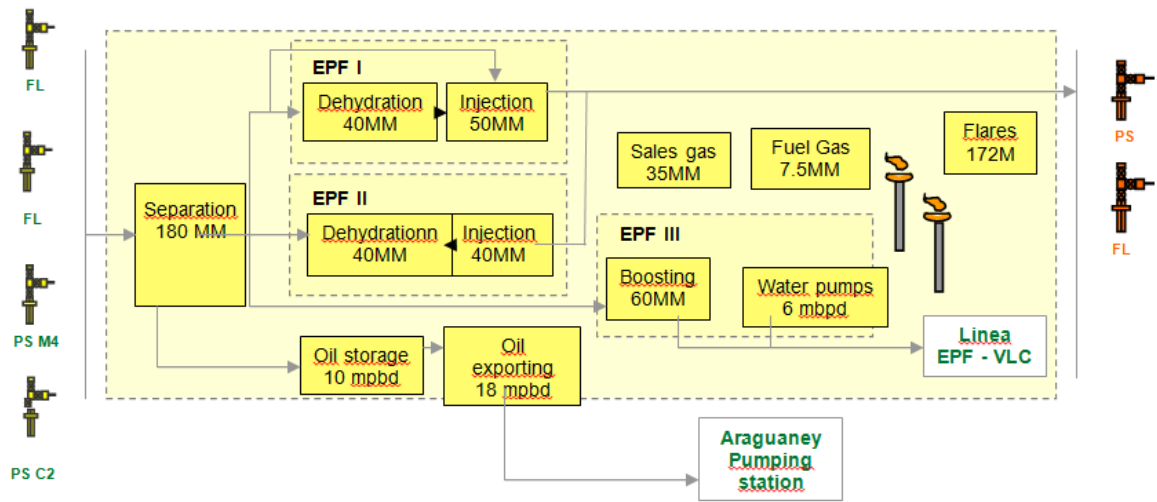
El gas comprimido se divide en dos partes: una parte enviada a los compresores boosting que se encargan de alimentar a la planta de Recetor y otra parte enviada a la torre de glicol, la cual tiene la función de eliminar el agua del gas.

El gas seco se envía a los compresores de inyección quienes finalmente lo inyectan en los pozos de Perenco cliente de Equión para este servicio.

El aceite de crudo producto del tren de separación va a dos tanques de almacenamiento de capacidad individual de 5000 bbs y finalmente bombeado por el oleoducto EMA (estación morro –araguaney) para incluirlo en el transporte de Ocesa.

El agua proveniente de separación se envía a vasijas de almacenamiento de aguas producidas con capacidad de 8000 bbl y finalmente es bombeada a la facilidad de recetor para inyección.

Figura 2. Situación actual: fase (I, II y III)



Fuente: CPF Floreña ARCHIVO-2015

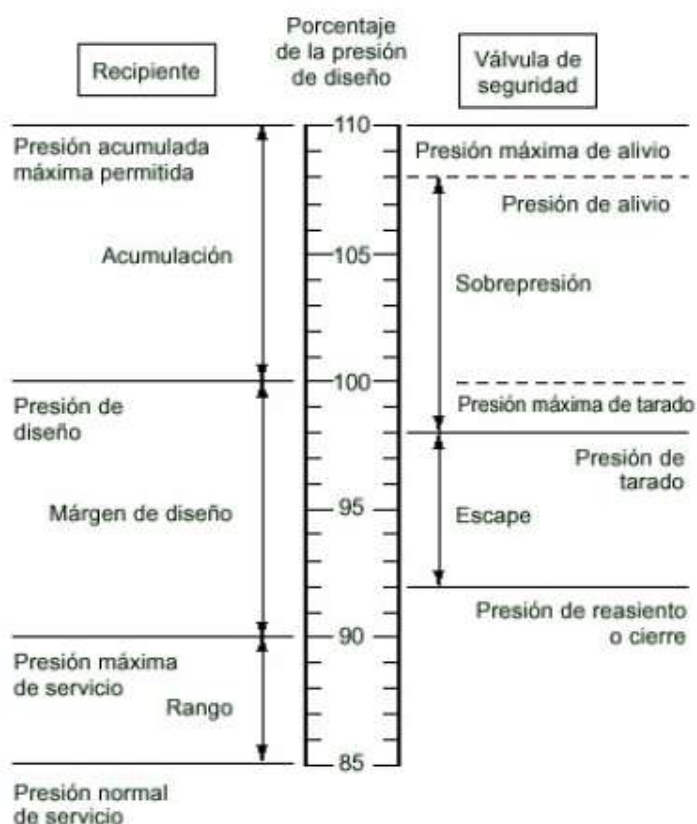
5. MARCO CONCEPTUAL

5.1.1 Conceptualización Válvulas

Siguiendo orientaciones de tipo técnico a continuación se relaciona la terminología básica de las válvulas, acompañada de su respectiva representación gráfica.

Desde lo conceptual la válvula se conoce “como un dispositivo que automáticamente sin otra asistencia de energía que la del propio fluido implicado, descarga fluido para evitar que se exceda una presión predeterminada y que está diseñada para que vuelva a cerrar y se evite el flujo adicional de fluido después de haberse restablecido las condiciones normales de presión”⁴

Figura 3 Régimen de presiones para una válvula de seguridad con sobrepresión del 10%



Fuente: Notas Técnicas de Prevención NTP 510, 42 y 346 consultado Enero 2015

⁴ Guías de Buenas prácticas según Notas Técnicas de Prevención NTP 510, 42 y 346

Presión de diseño: Es la máxima presión de trabajo a la temperatura de diseño y será utilizada para el cálculo resistente de las partes a presión del aparato. También se puede definir como la presión utilizada para el cálculo del espesor de un recipiente o un sistema de tuberías.

Presión de tarado o consigna: Es la presión manométrica predeterminada a la que empieza a ascender la válvula de seguridad.

Sobrepresión: Es el incremento de presión sobre la presión de tarado durante el ascenso de la válvula. Se alcanza el valor máximo cuando la válvula está completamente abierta. Se expresa normalmente como un porcentaje de la presión manométrica de tarado.

Presión de alivio: Es la suma de la presión de tarado más la sobrepresión.

Escape. Despresurización. Subpresión de reasiento. (Blowdown): Es la diferencia entre la presión de tarado y la presión del cierre de nuevo cuando la válvula retorna a su posición normal de descanso. Este término se expresa normalmente como un porcentaje de la presión de tarado.

Contrapresión: Es la presión estática existente en la boca de salida de una válvula de seguridad. La contrapresión puede estar impuesta por las condiciones de flujo en el sistema de descarga u originada por el flujo de escape desde la válvula de seguridad a través del sistema de descarga.

Acumulación: Es el incremento de presión sobre la presión de diseño del equipo durante la descarga a través del sistema de alivio. El término se refiere al equipo a proteger y no al dispositivo de alivio de presión. La acumulación máxima permitida está regulada por las normas y códigos de diseño o de trabajo de los equipos y sistemas. La acumulación es el aumento permitido en una situación de emergencia y puede variar del 10% de la presión de diseño, hasta el 25% para situaciones de incendio.

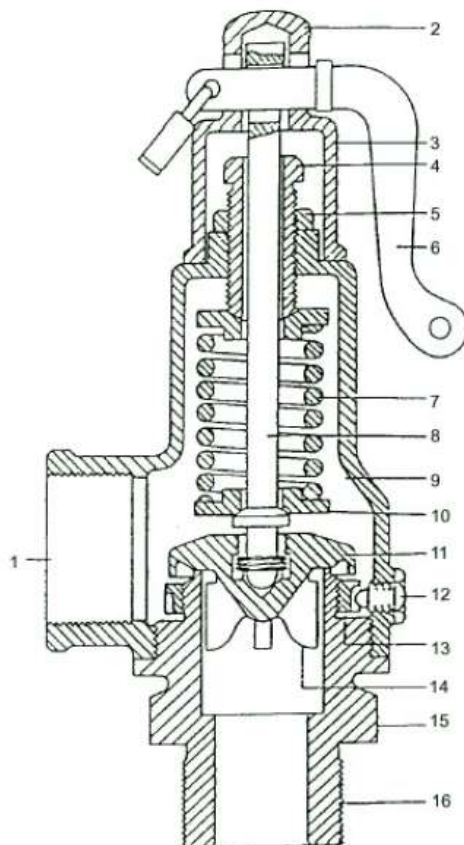
Caudal de alivio requerido: Es el flujo calculado de descarga de fluido en las condiciones de alivio requeridas para mantener la presión en el equipo protegido en el valor de la acumulación permitida o por debajo de ella.

Presión de trabajo o servicio: Es la presión normal de trabajo del aparato o sistema a la temperatura de servicio.

Las válvulas de seguridad cumplirán las disposiciones constructivas y de calidad recogidas en la Norma UNE-9-100-86.

5.2.1 Tipos de Válvulas: Según su accionamiento se relacionan tres tipos de válvulas: Válvulas de seguridad de acción directa o convencional, Válvulas de seguridad accionadas por válvula piloto o de acción indirecta y Válvulas de seguridad equilibradas.

5.2.1.1 Válvula de seguridad de acción o presión directa: Figura 4 Válvula de seguridad de acción o presión directa (Imperial Chemical Industries (I.C.I.))



1. Boca de salida lateral.
2. Caperuza.
3. Sombrerete o bonete.
4. Tornillo de ajuste.
5. Tuerca de fijación del ajuste.
6. Palanca de apertura manual.
7. Resorte.
8. Husillo o vástago.
9. Cuerpo.
10. Placa del extremo del resorte.
11. Disco de cierre de la válvula.
12. Tornillo de fijación del anillo de ajuste.
13. Anillo de ajuste del escape.
14. Elemento de guiado en parte inferior.
15. Asiento.
16. Conexión roscada al recipiente.

Fuente: Notas Técnicas de Prevención NTP 510, 42 y 346 consultado Enero 2015

Las válvulas de seguridad de acción directa son válvulas cargadas axialmente que al alcanzarse una presión prefijada de tarado se abren automáticamente debido a la acción del fluido o presión sobre el disco de cierre de la válvula. (Ver figura 2). La carga debida a la presión del fluido por debajo del disco de cierre de la válvula está contrarrestada sólo por una carga mecánica directa tal como un resorte, un peso o una palanca y un peso. Es el tipo más sencillo y de uso común sin características especiales para mejorar sus prestaciones. Normalmente alcanzan su capacidad de descarga certificada a una sobrepresión del 10% para gases y vapores y del 10 al 25% para líquidos

5.2.1.2 Válvula de seguridad convencional.

Corresponde a una válvula de seguridad del tipo de presión directa en la que la presión de tarado está afectada por cambios en la contrapresión superpuesta.

Es una válvula mantenida cerrada por la acción de un muelle o resorte con una boquilla de abertura total debajo del asiento, con sombrerete o bonete abierto o cerrado rodeando el resorte y unos anillos de ajuste para variar el margen o intervalo entre la presión de tarado y la presión de cierre después de la descarga de alivio de presión.

La parte exterior del disco de cierre de la válvula (parte que no está en contacto con el fluido del recipiente a presión) está sometida a la contrapresión existente a la salida de la válvula, por lo que la fuerza aplicada por el muelle debe equilibrarse con las fuerzas ocasionadas por la presión de tarado y la contrapresión.

Si la contrapresión varía, también lo hará la presión de tarado y esto puede ser un inconveniente por lo que el empleo de válvulas de seguridad convencionales se reserva para aplicaciones en que la contrapresión no supera el 10% de la presión de tarado.

El efecto de la contrapresión sobre la presión de disparo varía según que el sombrerete ventee a la atmósfera o a la boca de descarga de la propia válvula. Adoptando la simbología

F_s = Fuerza del resorte

P_1 = Presión interna del lado del equipo protegido

P_2 = Contrapresión en el lado de descarga

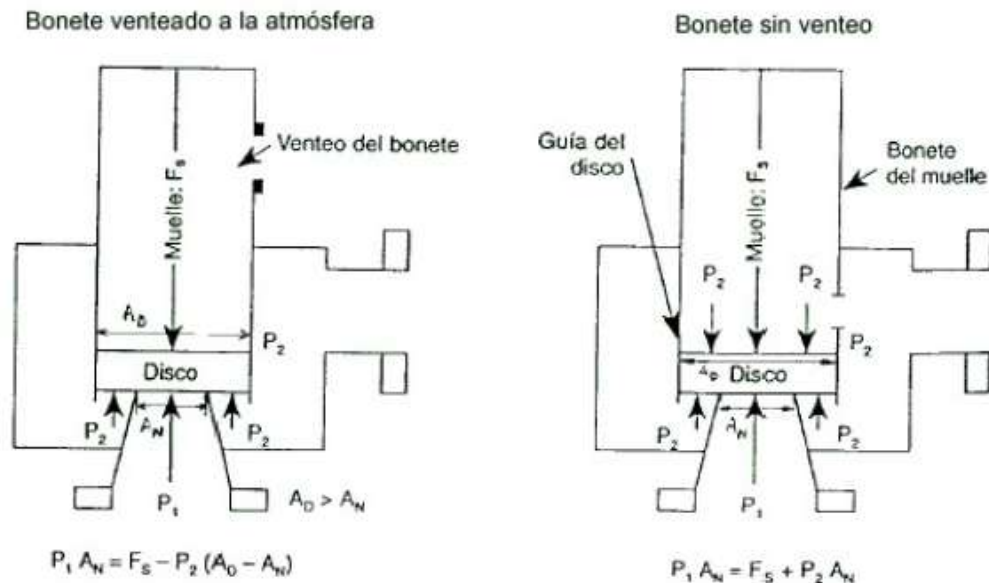
A_N = Área de la boquilla

A_D = Área del disco

A_P = Área de la sección del pistón en contacto con el disco

Estableciendo el equilibrio de fuerzas en el momento en que abre la válvula (desaparecen las fuerzas de reacción en el asiento) según puede verse de forma esquemática en la figura 5 se tiene para los dos subtipos de válvulas siguientes

Figura 5 Efecto de la contrapresión sobre la presión de disparo para válvulas de seguridad convencionales o no compensadas



La contrapresión *disminuye* la presión de disparo

La contrapresión *aumenta* la presión de disparo

Fuente: Notas Técnicas de Prevención NTP 510, 42 y 346 consultado Enero 2015

Cuando la contrapresión excede el 10%, se recomienda utilizar válvulas de seguridad equilibradas que permiten contrapresiones hasta el 50% de la presión absoluta de tarado. A partir de ese valor la capacidad de descarga de esas válvulas decrece notablemente. Los límites en casos particulares dependerán del fabricante y de la proporción relativa entre la contrapresión fija y variable.

5.2.1.3 Válvula de seguridad de carga o presión suplementaria.

Válvula de seguridad que tiene aplicada una fuerza adicional (la presión suplementaria) en la parte superior del disco de cierre de la válvula para aumentar la fuerza de sellado y mejorar la hermeticidad (o estanqueidad) del asiento de la válvula hasta que se alcanza la presión de tarado. La carga suplementaria deberá ser fácilmente eliminable al alcanzar la presión máxima admisible.

La fuerza adicional es proporcionada por una fuente de potencia externa (neumática, hidráulica o solenoide eléctrico) que se libera de forma fiable al alcanzar la presión de tarado permitiendo que abra la válvula y alivie el exceso de presión. Esta fuerza adicional vuelve a quedar aplicada para ayudar al reasiento de la válvula de seguridad, cuando la presión desciende por debajo de la presión de tarado.

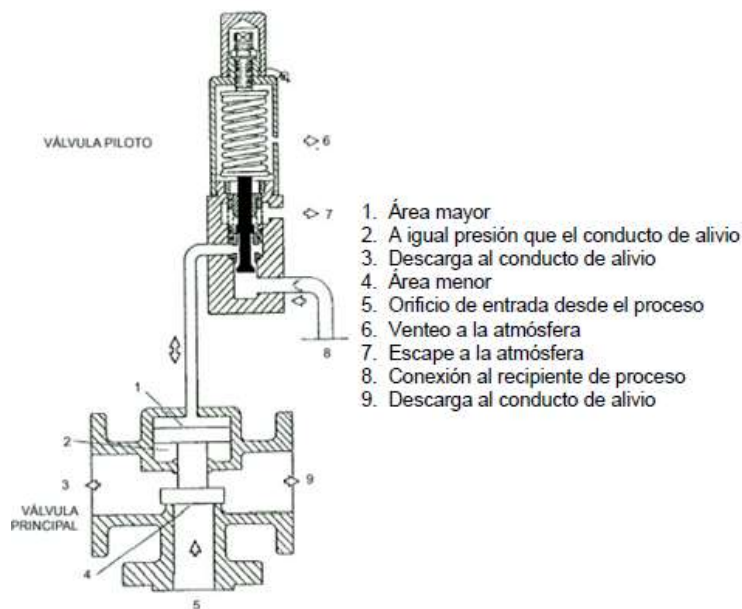
La presión suplementaria está limitada de forma que si por mal funcionamiento no se libera esa presión cuando se llega a la presión de tarado la capacidad de descarga certificada de la válvula se consigue a una sobrepresión del 15% (para gases o vapores). Este requisito significa que la presión de tarado será frecuentemente menor que la presión de diseño, de forma que la presión de alivio no exceda la presión acumulada máxima permitida.

5.2.1.4 Válvulas de seguridad accionadas por válvula piloto o de acción indirecta

Son aquellas en las que el soplado de la válvula principal se efectúa únicamente por la acción de una o varias válvulas de seguridad piloto.

Válvula de seguridad accionada por piloto o presión indirecta. (Ver Figura 6). Es accionada por el movimiento de una válvula piloto que es por sí misma una válvula de presión directa. La válvula piloto debe actuar debidamente sin ayuda de ninguna fuente exterior de energía. En una disposición típica la presión de cierre del asiento de la válvula principal es proporcionada por la propia presión del fluido que actúa sobre una superficie de área mayor que la situada por debajo del disco de la válvula.

Figura 6 Válvula de seguridad accionada por piloto (American Petroleum Institute)



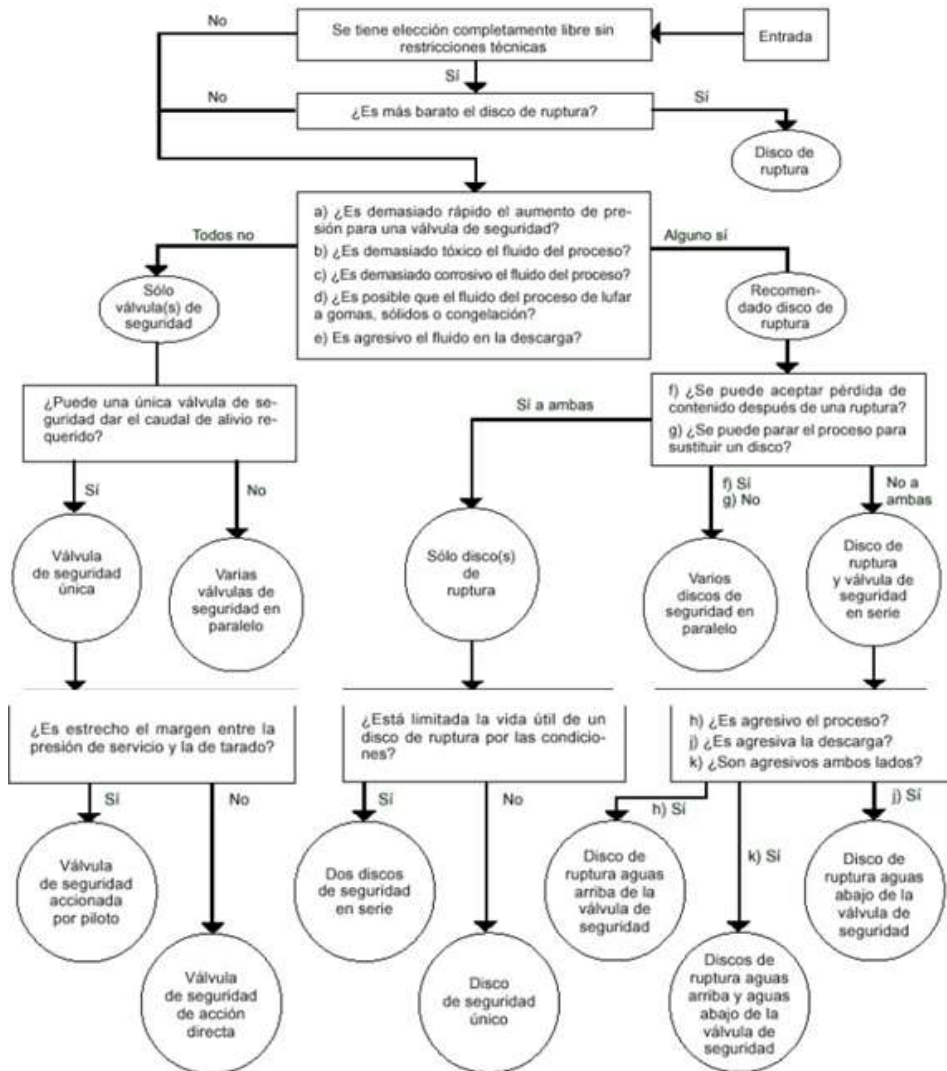
Fuente: Notas Técnicas de Prevención NTP 510, 42 y 346 consultado Enero 2015

5.2.1.5 Selección de dispositivos de alivio de presión

Los dispositivos más empleados en la industria para el alivio de presión son las válvulas de seguridad y los discos de ruptura. Existen otros dispositivos para tanques de almacenamiento a baja presión, protección de explosiones (NTP- 396, 427, 428, 402, 403, 456 y 457) y para subidas bruscas de presión hidráulica en tuberías de gran longitud.

La siguiente propuesta de selección se dirige a los sistemas presurizados con riesgo de estallido por aumento de la presión pero sin riesgo de explosión por combustión (deflagración).

Figura 7 Árbol de decisión para la selección de dispositivos de alivio de presión



Fuente: Notas Técnicas de Prevención NTP 510, 42 y 346 consultado Enero 2015

5.2.1.6 Criterios para elegir el tipo de válvula

Si la descarga se puede realizar directamente a la atmósfera: válvulas no equilibradas.

Si la descarga se envía a depósitos colectores con contrapresión muy baja (inferior al 10% de la presión de tarado): válvulas no equilibradas.

Si la descarga se envía a depósitos colectores con contrapresión elevada (hasta el 25% de la presión de tarado): válvulas equilibradas.

Si los productos son inocuos (nitrógeno, CO2, vapor de agua, etc.): válvulas de seguridad con sombrerete abierto a la atmósfera.

Para la descarga de todos los líquidos y para los vapores peligrosos (tóxicos, inflamables, etc.): válvula de seguridad con sombrerete cerrado a la atmósfera

5.2.1.7 Aseguramiento de competencias del personal para elevar estándares de confiabilidad en el mantenimiento de PRDs.

Se debe seguir el procedimiento de aseguramiento de competencias del personal inmerso en la disciplina de mantenimiento de PDRS; de tal forma que permita su evaluación y fortalecimiento mediante planes de entrenamiento acorde a cada perfil del cargo que desempeña.

Definición de cargos críticos.

Los cargos críticos se determinan mediante el nivel de riesgo de las actividades en las que cada cargo tiene impacto significativo, desde el punto de vista de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional, Integridad Técnica y cumplimiento de los objetivos globales de la organización.

Nivel de riesgo por actividad.

Actividad	HSEQ	Integridad	Objetivos	Critica
Inspección, mantenimiento y certificación de válvulas de seguridad PSVs.	ALTO	ALTO	BAJO	SI
Uso de equipos de medición de presión. (Manómetros)	MEDIO	ALTO	BAJO	SI
Torqueo de Juntas	ALTO	ALTO	BAJO	SI
Trabajos de mantenimiento en planta	ALTO	MEDIO	MEDIO	SI
Supervisión y manejo de personal	ALTO	ALTO	ALTO	SI
Labores de Ingeniería en válvulas como: especificación técnica, procesos de manejo del cambio,	BAJO	ALTO	MEDIO	SI
Procesos de compras y suministros	BAJO	MEDIO	ALTO	SI
Gestión de HSEQ	ALTO	BAJO	ALTO	SI
Labores administrativas	BAJO	BAJO	MEDIO	NO

Cargos con impacto en actividades críticas

Actividad	Cargos Involucrados
Inspección, mantenimiento y certificación de válvulas de seguridad PSVs.	Gerente de Ingeniería y Proyectos Coordinador de Certificación y Mantenimiento (Senior) Técnico Válvulas I Técnico Válvulas II Planeador de Mantenimiento
Uso de equipos de medición de presión. (Manómetros)	
Torqueo de Juntas	
Trabajos de mantenimiento en planta	

Supervisión y manejo de personal	Gerente de Ingeniería y Proyectos Coordinador de Certificación y Mantenimiento (Senior) Coordinador Ingeniería y Proyectos
Labores de Ingeniería en válvulas como: especificación técnica, procesos de manejo del cambio,	Gerente de Ingeniería y Proyectos Coordinador de Certificación y Mantenimiento (Senior)
Procesos de compras y suministros	Gerente General Coordinador de Ingeniería y Proyectos
Gestión de HSEQ	Gerente General Coordinador de HSEQ Gerente de Ingeniería y proyectos Coordinador de Certificación y Mantenimiento (Senior)

Verificación de competencias de ingreso al cargo.

Se ha establecido el documento DESCRIPCIÓN DE CARGOS, para cada uno de los cargos que tienen impacto en las actividades críticas de la empresa de acuerdo al análisis anterior.

Igualmente la DESCRIPCIÓN DE CARGOS establece los roles / funciones y responsabilidades de cada cargo, con el fin de definir los límites de responsabilidad.

Para asegurar el cumplimiento de lo descrito en dicho documento, la DESCRIPCIÓN DEL CARGO es comunicada a cada miembro de la organización para que conozca su rol en la compañía, cuando ingresa al cargo, cuando se hace alguna actualización o periódicamente.

Evaluación del nivel de competencia y desempeño

Se establece procedimiento administrativo que describe la metodología para realizar la evaluación del nivel de cumplimiento de las competencias requeridas para cada cargo considerado crítico.

Para la evaluación, se ha diseñado la Matriz de Competencias, en la cual se asignan las competencias mínimas para cada cargo en cada uno de los temas de evaluación incluidos. Estos temas de evaluación se han definido con base en los requisitos generales de competencia descritos en la descripción de cargos.

Se establece el rango de competencia en que se encuentra cada empleado para cada tema de evaluación y se determinan las diferencias, positivas y negativas. Las diferencias negativas indican las necesidades particulares y generales de entrenamiento. Las diferencias positivas en los rangos de cumplimiento del nivel de competencia, son indicador para el plan de sucesión

Mejoramiento y mantenimiento de competencias.

Para el mejoramiento de las competencias del personal, se revisan los resultados de la evaluación de competencias y se definen los temas de entrenamiento para cada período, los cuales son incluidos en la MATRIZ DE ENTRENAMIENTO.

Entrenamiento empírico o “hands on”

La formación del personal se basa, además de los conceptos y criterios fundamentales impartidos durante cursos y charlas formales, en la adquisición de conocimientos y habilidades mediante el acompañamiento e instrucción directa por parte de otro empleado que se encuentre calificado con capacidad para enseñar a otros en los diferentes temas.

Se lleva un proceso de formación, en el que los técnicos ingresan a la empresa en las posiciones de menor nivel de competencia requerida, y mediante la instrucción y acompañamientos permanentes van mejorando su competencia.

En la medida que el empleado aprende y mejora sus competencias, las cuales puede demostrar mediante las evaluaciones periódicas, cuando ha superado los niveles de competencia mínimos para los cargos inmediatamente superiores, puede llegar a ocupar temporal o definitivamente un cargo.

Periódicamente se realizan nuevas evaluaciones de competencias para verificar los resultados de las acciones tomadas y continuar con el plan de mejoramiento.

Entrenamiento bajo metodología de Easy2

Se emprende un plan de certificación de competencias bajo la metodología contenida en el CMAS de EQUIÓN, utilizando para ello la herramienta de nuestro contratante el EASY 2. Este sistema tiene como plan desarrollar y asegurar las competencias iniciando por las tareas más críticas para la operación como son el mantenimiento y pruebas de PSVS.

Plan de Sucesión

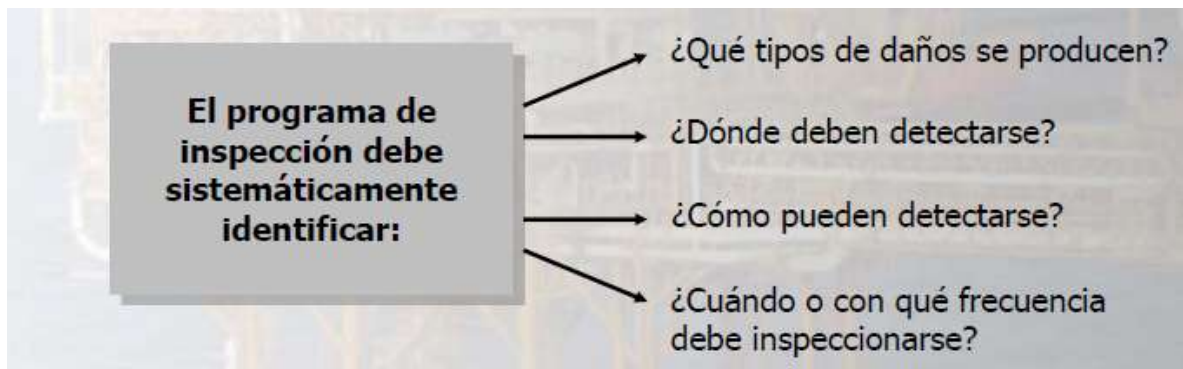
Para los cargos críticos en la organización se definirán planes de relevo con el objetivo de brindar a las personas oportunidades de desarrollo en diversos cargos y áreas, así como un plan de contingencia en caso que se requiera hacer reemplazos por movimientos organizacionales. Ver Plan de Sucesión y Ecas, de igual manera está a disposición del trabajador la información sobre temas a estudiar para poder tener probabilidad de acceso a mejoramiento de escalamiento.

Los criterios para selección de personal para los planes de sucesión están fundamentados en el logro de diferencias positivas en las evaluaciones de competencias, en la evidencia de mejoramiento de las competencias personales y el desempeño individual.

5.3.1 Planes y Programas de Inspección.

El propósito de un plan de inspección es definir las actividades necesarias para detectar el deterioro en servicio de los equipos antes de que se produzcan las fallas. Busca una inspección integrada y sistemática que dé cuenta de los factores identificados en la Figura 8

Figura 8 Resultados esperados del programa de inspección



.Fuente Adaptación autor recuperado de Integrity Assessment Service 2015

Antes de decidir cual el plan o programa de inspección es importante resaltar que éste se basa en el riesgo empleando herramientas y metodologías que tenga en cuenta la valoración de la probabilidad de falla y sus posibles consecuencias.

5.4.1. Metodología RBI del API para Dispositivos de Alivio de Presión (Pressure Relief Devices PRD's)

El enfoque basado en riesgo de API permite determinar la criticidad para estos dispositivos con el objetivo de fijar las frecuencias de inspección y prueba. Se fundamenta en utilizar una tasa de demanda para el dispositivo combinado con una probabilidad de falla a pedido determinada por los datos específicos del dispositivo y las consecuencias de la falla en los casos de generarse sobrepresión por la falla del PRD y las consecuencias adicionales asociadas a las fugas del dispositivo.

Con el objeto de prevenir que ocurran fallas durante el ciclo de vida de los equipos, cañerías y ductos, y en particular evitar que se produzcan fallas categorizadas como severas, se propone emplear una metodología que combina:

- iniciativas basadas en análisis de riesgo.
- iniciativas basadas en integridad estructural.
- restricciones impuestas por los factores económico y humano.

Figura 9. Estrategias para minimizar Riesgos



Fuente: ASME Authorized Global Instructor 2015

El alcance de esta metodología RBI del API para Dispositivos de Alivio de Presión (PRD's) abarca:

Todas las válvulas de alivio y discos de rupturas accionados bajo cargas por resortes u operados por piloto.

Válvulas de presión de venteo y explosión de tanques atmosféricos.

Para el caso de la evaluación del riesgo esta se enfoca bajo un tipo cualitativo o cuantitativo o combinación de los dos, la elección de la misma depende de las condiciones iniciales en el momento de desarrollar el análisis, tomando en cuenta variables como: número de equipos a evaluar, naturaleza y fiabilidad de los datos disponibles entre otros aspectos de importancia para el cálculo.

5.4.1.1 Análisis Cuantitativo: tal y como lo expresa Cano Juan (2012⁵), Requiere gran cantidad de datos e información específica, se basa en un análisis probabilístico de modelos lógicos cuyos resultados suelen presentarse como números de riesgo.

5.4.1.2 Análisis Cualitativo: la información es presentada como rangos⁶ basados en criterios de ingeniería y la experiencia del grupo evaluador para una mayor precisión en el análisis. Los resultados finales son presentados a manera de atributo (alto, medio, bajo) y pueden estar asociados a valores numéricos para cada una de esas categorías.

5.4.1.3 Análisis semi-cuantitativo (Mixto): Está enfocado a potencializar los mejores resultados a ser una combinación precisa de los análisis anteriores. La mayor parte de la información es expresada en valores cuantitativos, pero con menos detalle que en el análisis netamente cuantitativo. Los resultados se evidencian en categorías de consecuencia y probabilidad o como números de riesgo, sin embargo los valores numéricos pueden ser asociados a una categoría de aceptación⁷.

5.4.1.4. Riesgo, Probabilidad y Consecuencia de falla

El riesgo es la probabilidad de que algunos eventos ocurran, durante un periodo de tiempo, y la consecuencia (generalmente negativa) asociada con el evento. En términos matemáticos, el riesgo puede ser calculado por la ecuación:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia}$$

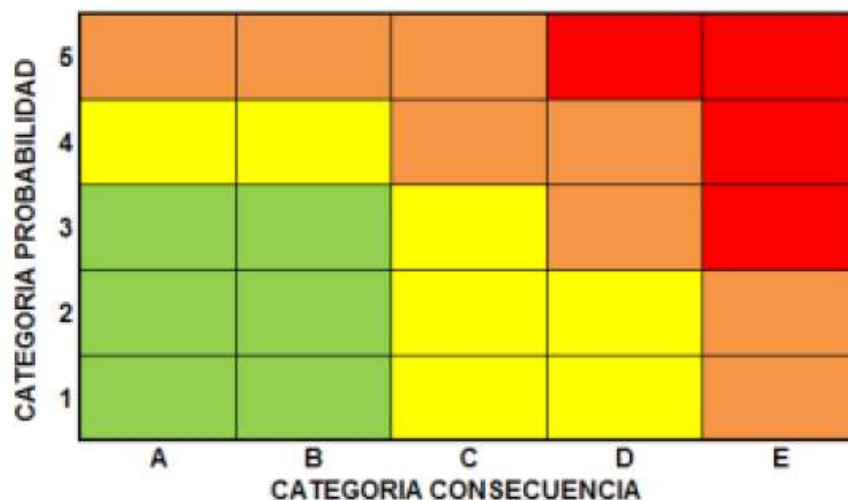
Los resultados de la evaluación del riesgo se representan gráficamente mediante una matriz 5x5 en donde las filas son representadas por la probabilidad de falla y las columnas por la consecuencia de falla, las cuales dividen cada una en 5 niveles que evidencian el grado de importancia que tiene cada una en el análisis.

Figura 10. Matriz de Riesgos RBI

⁵ Cano Juan Plan de Inspección y Mantenimiento conforme a la metodología RBI para las Líneas de proceso Ecopetrol Gerencia Barrancabermeja. Consultado Mayo de 2015

⁶ Ibíd.1

⁷ Ibid 2



	RIESGO ALTO	E3, E4,E5, D5
	RIESGO MEDIO ALTO	A5, B5, C5, C4,D4, D3, E2, E1
	RIEGO MEDIO	A4, B4, C3, C2, C1, D2, D1
	RIESGO BAJO	A3, A2, A1, B3, B2, B1

Fuente: Norma API 581 Consultado Febrero de 2015

En la matriz de riesgos, las categorías de consecuencia y probabilidad están dispuestos de tal manera que los componentes de alto riesgo se encuentran hacia la parte superior derecha de la matriz.

La norma API 581, recomienda los valores de consecuencia para determinar su Clasificación:

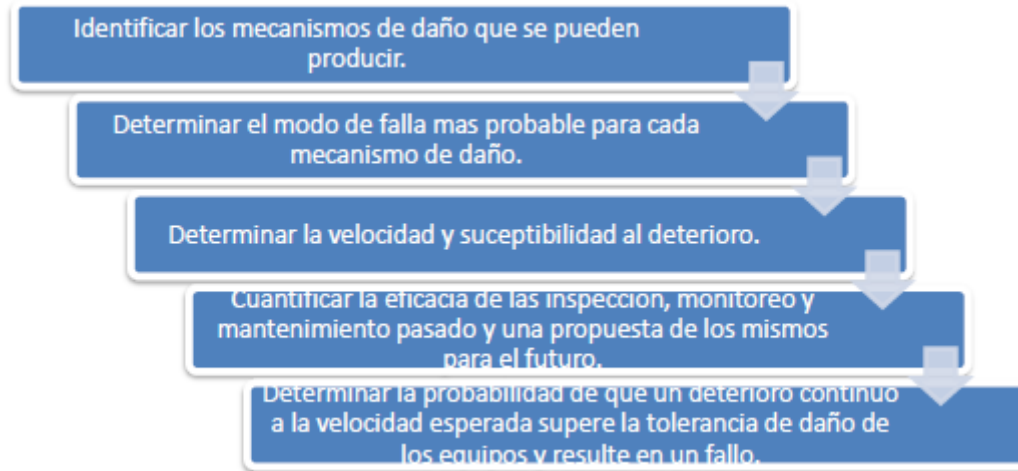
Tabla 1 Valores de Consecuencia para determinar clasificación

CATEGORIA	RANGO \$ US DÓLAR
A	$FC \leq 10.000$
B	$10.000 < FC \leq 100.000$
C	$100.000 < FC \leq 1'000.000$
D	$1'000.000 < FC \leq 10'000.000$
E	$FC \geq 10'000.000$

Fuente: Norma API 581 Consultado Febrero de 2015

La probabilidad (Probability of Failure – POF), debe abordar todos los mecanismos de daño al que el equipo objeto de estudio es o puede ser susceptible. Se determina principalmente por: Mecanismo de degradación, velocidad de degradación, materiales de construcción, historial de inspección, eficacia del programa de inspección y monitoreo.⁸

Figura 11. Pasos para Determinar (Probability of Failure – POF)



Fuente: Cano Juan David 2012

La consecuencia (Consequences of Failure – COF) es definida como el resultado de un evento en un intervalo objeto de interés y que puede llegar a ser considerado como pérdida, lesión, desventaja o ganancia y que dependen de las variables que intervienen en el evento.

El análisis de Consequences of Failure – COF se determina principalmente por: fluido de servicio, contaminantes, consecuencias ambientales, daño a instalaciones, fatalidades, sistemas de detección y bloqueo.⁹

Tabla 2. Escenarios de Análisis RBI

Consecuencias Salud y Seguridad	Consecuencias Ambientales	Consecuencias Económicas
Esta categoría es asociada a la gravedad de posibles lesiones producto de un evento no deseable. Entre los parámetros de medida se encuentra: No de	Presenta dificultad para evaluar, pues no existe un estándar para el daño y sus impactos. Algunos parámetros de daño ambiental: Hectáreas afectadas/año,	Se expresan en unidades monetarias relativas (pesos o dólares).

⁸ Ibid3

⁹ Ibíd. 4.

fatalidades o lesiones graves, incapacidades, casos de tratamientos médicos o primeros auxilios.	Restauración de los recursos ambientales, recursos biológicos o de uso humano que se consumen y costos por la perdida.	
--	--	--

Fuente: Adaptación del autor a partir de Cano Juan David 2012

6. DISEÑO METODOLÓGICO

El modelo estratégico de Mantenimiento e inspección fue desarrollado siguiendo una metodología de investigación mixta (Cualitativa y Cuantitativa), multidisciplinar al abordar variables y atributos que se estructuran en las siguientes fases o etapas:

Fase I: recolección de fuentes primarias y secundarias (artículos, monografías, información de la empresa, consulta a expertos, Normas API y NTP).

Fase II: Selección de la metodología base para el diseño del modelo estratégico para el dispositivo señalado (Válvulas de seguridad y alivio de presión)

Fase III: análisis de datos en Excel de los dispositivos de alivio de presión, PRD, instalados en la facilidad CPF Floreña.

Fase IV: Elaboración de la propuesta de Modelo estratégico de acuerdo a la información analizada

Fase V: Conclusiones y Recomendaciones.

Para el caso de la metodología utilizada esta ya fue explicada en el apartado anterior denominado: Metodología RBI del API para Dispositivos de Alivio de Presión (Pressure Relief Devices PRD's)

7. PRESENTACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS

7.1 INVENTARIO DE VÁLVULAS

La evaluación cubre todas las válvulas de alivio de resorte como se definen en el API RP 520 (válvulas de relevo, válvulas de alivio de presión, válvulas de seguridad, etc) y válvulas de alivio operadas por piloto, ubicadas en los campos de Floreña. Otros dispositivos de presión protectores tales como discos de ruptura, pines de ruptura, interruptores de vacío, válvulas de presión y vacío y válvulas anti-sobretensiones están fuera del alcance de este nivel de evaluación.

Una falla se considera como falla de una válvula para abrir bajo demanda, es decir, por fuera del +/-10% del set de presión ajustado en frío (cold set pressure CSP). Otras fallas de una válvula como la fuga externa en servicio o abrir dentro del +/-10% del set presión de ajuste en frío no se consideran para determinar la frecuencia de re certificación, pues no afecta a la capacidad de las válvulas para llevar a cabo su objetivo principal de proteger un sistema de sobrepresión.

Sin embargo, las válvulas con historial de fugas se resaltarán (especialmente en servicio peligrosos) y se incluirán las recomendaciones pertinentes. En la siguiente tabla, se muestra los códigos asignados a las fallas por requerimiento en las válvulas.

Dando Cumplimiento a los objetivos del modelo y con el fin de construirlo el Anexo A relaciona el inventario de válvulas y dispositivos de alivio de presión para la facilidad de Floreña. Se encuentra un total de 290 válvulas y dispositivos.

7.2 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE RIESGO

Como herramienta de gestión con fines de diagnóstico se llevó a cabo una auditoria interna orientada a medir los siguientes aspectos: liderazgo y gestión, información sobre seguridad en los procesos, análisis de peligros de procesos, gestión de los cambios, procedimientos operativos, practicas seguras de trabajo, entrenamiento, integridad mecánica, revisión de seguridad previo al arranque, respuesta a emergencias, investigación de incidentes, contratistas y evaluación del sistemas de gestión.

Los aspectos por factor y los resultados son los siguientes:

Tabla 3 Resultados auditoria interna CPF Floreña

1.- Liderazgo y Administración		Puntaje posible	Puntaje Real
El liderazgo es considerado crucial en la implementación y el mantenimiento de una Gestión de Seguridad de Procesos efectiva			
1.1	Tiene la empresa, a nivel local o corporativo, una política que refleje el compromiso de la dirección con una Gestión de la Seguridad, y enfatizando la seguridad y el control de daños?	10	10
1.2	Está la política		
	a.- Contenida en manuales?	2	2
	b.- Publicitada en varios lugares de la planta?	2	2
	c.- Incluida como parte de todos los folletos de reglas?	2	2
	d.- Mencionada en los programas de entrenamiento?	2	2
	e.- Usada de otras maneras (describirlo)?	2	2
1.3	Están claramente definidas las responsabilidades sobre salud y seguridad de procesos en las descripciones de puestos de cada responsable/gerente?	10	10
1.4	Se establecen objetivos anuales para todo el personal de dirección, en el área de salud y seguridad de procesos, y son incluidas como una consideración importante en sus evaluaciones de desempeño anuales?	15	15
1.5	Qué porcentaje del equipo de dirección ha participado en un curso de entrenamiento formal, o conferencias o seminarios sobre Gestión de Seguridad en los últimos tres años?	10	10
1.6	Hay un comité de seguridad en la planta?	5	5
	a.- Representan los integrantes del comité un corte diagonal de la organización?	5	5
	b.- El comité se reúne regularmente y documenta que las recomendaciones realizadas se implementan?	5	5
Total de puntos		70	70

2.- información sobre Seguridad de los Procesos		Puntaje posible	Puntaje Real
2.1	Hay Hojas de Datos de Seguridad de Materiales (MSDS) para todas las sustancias químicas usadas en cada unidad?	5	5
	a.- Está listado el máximo inventario en planta para cada una de estas sustancias?	2	1
	b.- Está la información disponible para el personal de operaciones y mantenimiento, y contratistas de la unidad?	2	
	c.- Están los efectos peligrosos, si existen, de la mezcla inadvertida de los materiales claramente establecidas en los procedimientos operativos estándar, y enfatizados en los programas de entrenamiento de los operadores?	2	1
2.2	Existen procedimientos de control de calidad, y se practican, para asegurar que los materiales cumplen las especificaciones cuando se los recibe?	10	5

2.3	Existe información actualizada, y fácilmente disponible, que: a.- Resuma la química de los procesos? b.- Liste los límites de seguridad superior e inferior para ítems tales como temperaturas, presiones, flujos y composiciones? c.- Establezca las consecuencias, relacionadas con la seguridad, de desviaciones a estos límites?	3 3 3	1 2 2
2.4	Existen diagramas de proceso simplificados para ayudar a que el operador entienda el proceso?	5	4
2.5	Existen P&ID para todas las unidades de la planta?	10	5
2.6	Existen documentos demostrando que todos los equipos de la unidad fueron diseñados y fabricados de acuerdo a todos los códigos, normas y prácticas recomendadas de la buena ingeniería?	8	4
2.7	- Se han identificado los equipos que no están en uso normal? - Se ha documentado que el diseño, mantenimiento, inspección y ensayo de tales equipos permitirá que sean operados de forma segura?	4 4	4 4
2.8	Se han compilado registros para cada equipo de proceso, en los que se incluya todo lo siguiente? a.- Material b.- Códigos y normas de diseño c.- Clasificación eléctrica d.- Diseño del sistema de alivio y bases para el diseño e.- Diseño del sistema de ventilación f.- Sistemas de seguridad, incluyendo sistemas de detección y supresión?	1 1 1 1 1 1	1 1 1 1 1 1
2.9	Existen procedimientos que aseguren que cada individuo con responsabilidad para el manejo de un proceso tiene un buen conocimiento de la información de seguridad del proceso correspondiente a sus responsabilidades?	5	3
2.10	Se mantiene como referencia en la planta una compilación de toda la información de seguridad de procesos arriba mencionada? (partes de la información pueden estar en distintas formas y lugares, pero la compilación debe confirmar la existencia y localización de cada parte).	8	6
Puntaje total		80	47

3.- Análisis de Peligros de Proceso		Puntaje posible	Puntaje Real
3.1	Qué porcentaje de todas las unidades de proceso que utilicen productos peligrosos han tenido un Análisis de Peligros de Proceso (PHA) formal en los últimos cinco años?	10	1
3.2	Se ha establecido algún orden de prioridad para realizar futuros PHA? Para fijar las prioridades, se han considerado los siguientes factores? a.- La cantidad de materiales, tóxicos, inflamables o explosivos en el sitio. b.- El nivel de toxicidad o reactividad de los materiales.	5 1 1	5 1 1

	c.- La cantidad de gente en las inmediaciones de la planta, incluyendo tanto dentro como fuera de la misma.	1	1
	d.- Complejidad del proceso.	1	1
	e.- Condiciones operativas severas o condiciones que puedan producir corrosión o erosión.	1	1
3.3	En los PHA realizados hasta la fecha, se ha considerado:		
	a.- La peligrosidad del proceso?	2	2
	b.- Una revisión de los informes de accidente/incidente de la unidad para identificar incidentes previos que tengan potencial para producir consecuencias catastróficas?	2	2
	c.- Controles de ingeniería y administrativos aplicables a los peligros y sus interrelaciones?	2	1
	d.- Consecuencias de la falla de los controles de ingeniería y administrativos?	2	
	e.- El sitio de la planta?	2	2
	f.- Factores humanos?	2	2
	g.- Una evaluación cualitativa de los efectos posibles sobre la seguridad y la salud de una falla en los controles por parte de los operadores?	2	2
3.4	Basado en el PHA más recientemente realizado:		
	a.- Era el líder del equipo experimentado en la técnica empleada?	3	2
	b.- Había recibido el líder del equipo un entrenamiento formal en la técnica empleada?	3	2
	c.- Era al menos un miembro del equipo experto en el proceso analizado?	3	2
	d.- Estaban todas las disciplinas representadas en el equipo, o convocadas cuando era necesario en el análisis?	3	2
	e.- Era al menos un miembro del equipo una persona que no participó del diseño original de la planta?	3	2
3.5	Existe un sistema formal para atender rápidamente los hallazgos y recomendaciones de un PHA para asegurar que los mismos se resuelven en un tiempo adecuado y que la solución se documenta?	8	8
	a.- Si es así, se fijan cronogramas para la implementación?	3	3
	b.- Requiere el sistema que las decisiones relativas a las recomendaciones del PHA y el estado de la implementación, sea comunicado a todo el personal de operaciones y mantenimiento que puedan estar afectados?	3	1
3.6	Es la metodología usada en PHA anteriores y en los PHA futuros planificados, apropiada para la complejidad de los procesos?	10	4
3.7	Son los PHA liderados por una persona entrenada en los métodos usados?	12	6
3.8	Basado en los PHA recientemente realizados, son las velocidades de análisis apropiadas para la complejidad de los sistemas analizados? (típicamente, 2-4 P&ID de complejidad media pueden ser analizados por día)	10	5
3.9	Después que los peligros del proceso se han identificado, se han evaluado las posibilidades y consecuencias de los escenarios de falla usando técnicas cualitativas o cuantitativas?	5	2

Puntaje total		100	61
4.- Gestión de los cambios		Puntaje posible	Puntaje Real
4.1	Tiene la planta un procedimiento escrito de Gestión de los Cambios que deba ser usado siempre que se agregan nuevas facilidades o se hacen cambios a algún proceso?	9	5
	Hay procedimientos de autorización claramente establecidos y a un nivel apropiado?	5	3
4.2	Están incluidos los siguientes cambios en el procedimiento de Gestión de Cambios?		
	a.- Cambios físicos en la planta, que no sean reemplazos (expansiones, modificaciones de equipos, revisiones de sistemas de alarma o instrumentos, etc.)	4	2
	b.- Cambios en los productos químicos de proceso (alimentación, catalizadores, solventes, etc.)	4	2
	c.- Cambios en condiciones de proceso (temperaturas de operación, presiones, etc.)	4	2
4.3	d.- Cambios significativos en procedimientos de operación (secuencias de arranque o parada, cantidad o responsabilidad del personal, etc.)	4	2
	Se entiende claramente en la planta qué constituye un "cambio temporal"?	5	2
	a.- Según la Gestión de Cambios, se trata de la misma forma un cambio temporal que uno permanente?	4	2
	b.- Se hace un seguimiento de los ítems instalados como temporarios, para asegurar que o son quitados después de un tiempo razonable, o son reclasificados como permanentes?	5	2
4.4	Requiere específicamente el procedimiento de gestión de Cambios las siguientes acciones siempre que se hace un cambio a un proceso?:		
	a.- Requiere un PHA apropiado para la unidad.	3	1
	b.- Actualizar todos los procedimientos operativos afectados.	3	1
	c.- Actualizar los programas de mantenimiento afectados y los cronogramas de inspección.	3	1
	d.- Modificar los P&ID, límites operativos, Hojas de Datos de Seguridad de Materiales, y toda otra información de seguridad de proceso afectada.	3	1
	e.- Notificar a todos los empleados de proceso y mantenimiento que trabajan en el área del cambio, y entrenarlos si es requerido.	3	1
	f.- Notificar a los contratistas afectados por el cambio.	3	1
g.- Revisar el efecto del cambio propuesto en los equipos, separados pero relacionados, upstream y downstream.	3	1	
4.5	Cuando se hacen cambios en el proceso o en procedimientos operativos, hay procedimientos escritos que requieran que el impacto de estos cambios en los equipos y materiales se revise para determinar si pueden causar un aumento en la velocidad de deterioro o falla, o producirán mecanismos de falla diferentes en los equipos del proceso?	10	8

4.6	Cuando se cambian equipos o materiales de fabricación por ítems de mantenimiento, hay algún sistema para revisar formalmente cambios metalúrgicos para asegurar que el nuevo material es adecuado para el proceso?	5	1
Puntaje total		80	38

5.- Procedimientos Operativos		Puntaje posible	Puntaje Real
5.1	Hay procedimientos operativos escritos disponibles para todo el personal de operaciones y mantenimiento en todas las unidades?	10	10
	Definen claramente los procedimientos operativos el cargo de la persona responsable por la operación de cada área aplicable?	5	5
5.2	Están las siguientes condiciones operativas cubiertas en todos los Procedimientos Operativos estándar?		
	a.- Arranque inicial.	2	2
	b.- Operación normal y de emergencia.	2	2
	c.- Parada normal.	2	2
	d.1.- Parada de emergencia.	2	2
	d.2.- Está definido el cargo de la persona que puede iniciar estos procedimientos?	2	2
	e.- Pasos requeridos para corregir o evitar desvíos de los límites de operación, y consecuencias de los desvíos.	2	2
	f.- Arranque después de un mantenimiento general.	2	1
	g.- Sistemas de seguridad y sus funciones.	2	1
5.3	Están las siguientes consideraciones sobre seguridad y salud tratadas en todos los Procedimientos para las sustancias químicas usadas en el proceso?		
	a.- Propiedades de, y peligros presentados por, las sustancias.	3	3
	b.- Precauciones necesarias para prevenir la exposición, incluyendo los controles y equipos de protección personal.	4	4
	c.- Medidas de control a ser tomadas si ocurre el contacto físico.	3	3
5.4	Están los Procedimientos escritos de forma clara y concisa para asegurar su comprensión y promover su uso?	10	10
5.5	Hay procedimientos adecuados para transferir información entre turnos?	10	8

5.6	Con qué frecuencia se revisan formalmente los Procedimientos para asegurar que reflejan las prácticas actuales, y se actualizan? - Al menos anualmente, o cuando ocurren los cambios. - Cada dos años. - Solo cuando ocurren grandes cambios en los procesos. - No se ha establecido una programación.	11 6 3 0	11
5.7	Con qué frecuencia se realiza una evaluación del nivel de cumplimiento con los procedimientos operativos escritos? - Cada 6 meses. - Anualmente. - Cada 3 años. - No se ha hecho.	8 4 2 0	4
Puntaje total		80	72

6.- Prácticas seguras de trabajo		Puntaje posible	Puntaje Real
6.1	Se han desarrollado e implementado prácticas de trabajo seguras para los empleados y contratistas, para controlar los peligros durante operación y mantenimiento, incluyendo: a.- Trabajo en caliente. b.- Procedimiento para abrir una línea. c.- Lockout/tagout. d.- Entrada en espacios confinados. e.- Apertura de equipos de proceso o cañerías. f.- Entrada a una instalación por personal de mantenimiento, contratistas, laboratorio u otro personal de apoyo. g.- Entrada de vehículos. h.- Uso de grúas. i.- Uso de materiales especialmente peligrosos (tóxicos, etc.) j.- Inspección o mantenimiento de equipos en operación.	2 2 2 2 2 2 2 2	2 2 2 2 2 2 2
6.2	Requieren todas las prácticas de trabajo seguro listadas en 6.1 un formulario o permiso de autorización de trabajo para iniciar la	10	10

	<p>actividad?</p> <p>Si es así, se incluyen los aspectos siguientes en el procedimiento de permiso?:</p> <p>a.- Formularios que cubren adecuadamente el tema.</p> <p>b.- Instrucciones claras respecto de la cantidad de copias y quién recibe cada copia.</p> <p>c.- Autoridad requerida para la emisión.</p> <p>d.- Procedimiento de liberación al terminar el trabajo.</p> <p>e.- Procedimiento para la extensión o re-emisión después de un cambio de turno.</p>	<p>1</p> <p>1</p> <p>1</p> <p>1</p> <p>1</p>	<p>1</p> <p>1</p> <p>1</p> <p>1</p> <p>1</p>
6.3	Hay un entrenamiento formal para las personas que emiten los permisos arriba mencionados?	10	10
6.4	Se entrena al personal afectado en los requerimientos de permiso y procedimientos arriba mencionados?	10	10
6.5	<p>Con que frecuencia se hace una evaluación independiente (p.ej. por el Dpto. de Seguridad o grupo similar), con los resultados comunicados a la dirección, para determinar el grado de cumplimiento con los requerimientos de los permisos de trabajo y procedimientos especializados?:</p> <p>- Cada 3 meses.</p> <p>- Cada 6 meses.</p> <p>- Anualmente.</p> <p>- No se ha hecho.</p>	<p>8</p> <p>4</p> <p>2</p> <p>0</p>	<p>2</p>
6.6	<p>Hay un procedimiento que requiera que todos los procedimientos de permisos de trabajo y reglas para el trabajo sean formalmente revisados al menos cada tres últimos y actualizados cuando sea necesario?</p> <p>Indican los registros que estas revisiones son realizadas de acuerdo a lo planificado?</p>	<p>10</p> <p>5</p>	<p>10</p> <p>5</p>
6.7	<p>Se han realizado evaluaciones para determinar si los ambientes de trabajo están de acuerdo a los estándares de ergonomía?</p> <p>O no se han detectado deficiencias en la evaluación, o si se han detectado, han sido corregidas?</p>	<p>4</p> <p>4</p>	<p>4</p> <p>4</p>
Puntaje total		86	80

7.- Entrenamiento	puntaje posible	Puntaje Real
--------------------------	------------------------	---------------------

7.1	Hay un procedimiento escrito que defina el entrenamiento en procedimientos de seguridad, prácticas de trabajo, etc., que un recién empleado ha de recibir?	10	10
7.2	Hay un procedimiento escrito que defina la intensidad y contenido de entrenamiento específico para la planta, además del entrenamiento general indicado en 7.1, que un empleado recién asignado a un cargo de operación debe recibir antes de asumir sus responsabilidades?	10	4
7.3	Requiere el procedimiento descrito en 7.2 que el entrenamiento incluya lo siguiente?: a.- Una descripción general del proceso y sus riesgos específicos para la seguridad y salud. b.- Entrenamiento en todos los procedimientos operativos. c.- Entrenamiento en procedimientos de emergencias. d.- Énfasis en temas relacionados con la seguridad, tales como permisos de trabajo, importancia de interlocks y otros sistemas de seguridad, etc. e.- Prácticas de trabajo seguras. f.- Habilidades básicas adecuadas.	3 3 3 3 3 3	3 3 3 3 2
7.4	Cuando se completa el entrenamiento formal del personal de operaciones, que método se usa para verificar que el empleado ha entendido la información presentada? (Elegir uno) a.- Ensayos de desempeño, seguidos por una observación documentada. b.- Ensayos de desempeño solamente. c.- Opinión del instructor. d.- No hay verificación.	10 7 3 0	3
7.5	Con qué frecuencia se le da a los empleados de operaciones un entrenamiento formal de refresco? (Elegir uno) a.- Al menos una vez cada tres años. b.- Sólo cuando hay cambios importantes de procesos. c.- Nunca,	10 5 0	5
7.6	Cuál es el promedio de entrenamiento dado a cada empleado de operaciones por año, promediado a todos los cargos? (Elegir uno) a.- 15 días/año o más. b.- 11 a 14 días/año	10 7	

	c.- 7 a 10 días/año	5	
	d.- 3 a 6 días/año	3	3
	e.- Menos de 3 días/año	0	
7.7	Se ha utilizado un método sistemático (p.ej. evaluación de los empleados, análisis de trabajos, etc.) para identificar las necesidades de entrenamiento de todos los empleados de la planta, incluyendo los programas de entrenamiento referidos en 7.1 y 7.2?	4	2
	a.- Se han establecido programas de entrenamiento para las necesidades identificadas?	4	2
	b.- Las necesidades de entrenamiento se revisan y actualizan periódicamente?	4	2
7.8	Se han incorporado los siguientes aspectos en el programa formal de entrenamiento de la planta?:		
	a.- Las calificaciones de los entrenadores se han establecido y se han documentado para cada uno de ellos.	5	0
	b.- Se usan planes escritos de clase que han sido revisados y aprobados para asegurar que el tema se cubre totalmente.	5	2
	c.- Se usan ayudas y simuladores, cuando corresponde, para permitir un entrenamiento "hands-on".	5	1
	d.- Se mantienen registros para cada empleado conteniendo la fecha de entrenamiento y los medios utilizados para verificar que el entrenamiento ha sido entendido.	5	2
Puntaje total		100	53

8.- Integridad mecánica		Puntaje posible	Puntaje Real
8.1	Existe un plan de inspección para la unidad que incluya los siguientes elementos?:		
	a.- Se han identificado todos los equipos que necesitan inspección.	2	2
	b.- Se han asignado las responsabilidades para realizar las inspecciones.	2	2
	c.- Se han establecido las frecuencias de inspección.	2	1
	d.- Se han especificado los métodos y lugares a inspeccionar.	2	1
	e.- Se han definido los requisitos de los informes de inspección.	2	1

8.2	Incluye el plan de inspección referido en 8.1 un programa de inspección visual externa de todas las unidades de proceso?	2	1
	a.- Se han considerado todos los factores siguientes en el programa de inspección visual: las condiciones de la superficie externa del equipo, aislación, pintura/recubrimiento, soportes y attachments, y la identificación de daños mecánicos, corrosión, vibración, pérdidas, o reparaciones defectuosas?	1	0,5
	b.- Basado en el plan de inspección mencionado en 8.1, reciben todos los recipientes a presión la inspección visual externa al menos cada 5 años?	2	2
	c.- Basado en este plan de inspección, reciben todos los sistemas de cañerías que manejan productos inflamables, volátiles, ácidos y cáusticos, y otros materiales similares, una inspección visual externa al menos cada 5 años?	2	2
8.3	Basado en el plan de inspección, reciben todos los recipientes a presión una inspección interna o detallada usando procedimientos de examen no destructivo apropiados al menos cada 10 años?	5	5
8.4	Se ha revisado cada ítem de los equipos de proceso, por personal apropiado, para identificar las causas probables de deterioro o falla?	5	5
	a.- Ha sido usada esta información para establecer el método, lugares y frecuencias de inspección y el programa de mantenimiento preventivo?	1	0,5
	b.- Se han establecido límites a los defectos, basado en consideraciones de adecuación al servicio?	1	0
8.5	Existe un programa formal para la medición de espesores de cañerías y de recipientes?	3	2
	a.- Cuando se eligen los lugares para las mediciones de espesores:		
	1.- Es un factor importante la posibilidad y las consecuencias de la falla?	1	0
	2.- Se considera la posibilidad de erosión y corrosión localizada?	1	1
	b.- Están claramente marcados los lugares para la medición de espesores en planos de inspección y sobre el recipiente o cañería para permitir mediciones repetitivas en el mismo lugar?	2	0
	c.- Están actualizadas las mediciones de espesores?	2	2
d.- Se utilizan los resultados para predecir la vida remanente y ajustar la frecuencia futura de la inspección?	2	1	

8.6	Se ha establecido la presión máxima de trabajo admisible (MAWP) para todos los sistemas de cañerías, usando los códigos aplicables y las condiciones operativas actuales?	3	2
	Se actualizan los cálculos de la MAWP después de cada medición de espesores, utilizando los últimos espesores de pared y velocidades de corrosión?	2	2
8.7	Hay un procedimiento escrito que requiera un nivel adecuado de revisión y autorización antes de cualquier cambio en las frecuencias de inspección o métodos de ensayo?	5	0
8.8	Se han desarrollado checklists adecuadas, y se las está usando?	3	0
	Se las revisa y actualiza periódicamente, a medida que los equipos o procesos cambian?	2	0
8.9	Se documentan inmediatamente todas las inspecciones, ensayos y reparaciones realizados sobre los equipos de proceso?	3	3
	Incluye la documentación la siguiente información? a.- La fecha de la inspección. b.- El nombre de la persona que realizó la inspección. c.- Identificación del equipo inspeccionado. d.- Una descripción de la inspección o ensayo. e.- El resultado de la inspección. f.- Las recomendaciones resultantes de la inspección. g.- Fecha y descripción del mantenimiento realizado.	3	3
8.10	Hay un procedimiento escrito que requiera que todas las deficiencias de equipos de proceso encontradas en una inspección sean corregidas de forma segura y en tiempo, y que sean seguidas para asegurar su completamiento?	5	0
	a.- Se usa algún sistema para ayudar a determinar las prioridades?	1	1
	b.- Si se encontraran defectos, se basan las decisiones de continuar operando el equipo en evaluaciones de ingeniería tal como adecuación para el servicio?	2	2
8.11	Existe un archivo central completo, actualizado, para toda la información e informes del programa de inspección?	3	3
	Está la información disponible para todos los que trabajan con el proceso?	2	2

8.12	Se han entrenado todos los empleados que trabajan en la inspección y mantenimiento de los equipos de proceso sobre sus funciones y sus peligros?	5	5
8.13	Se han entrenado todos los empleados que trabajan en inspección y mantenimiento de los equipos de proceso en todos los procedimientos aplicables a su trabajo, para asegurar que lo pueden realizar de forma segura y efectiva? Al completar el entrenamiento descrito arriba, se usan métodos formales para verificar que los empleados entienden lo que les enseñaron?	3 2	3 2
8.14	Están los inspectores certificados de acuerdo a las normas y códigos industriales? (p.ej. API 510, 570 y 653)	5	0
8.15	Se realizan programas de entrenamiento para empleados de contratistas, cuando se requieren habilidades especiales o técnicas propias de la planta para realizar el trabajo en forma segura?	5	5
8.16	Se ha establecido un cronograma para la inspección o ensayo de todas las válvulas de alivio de la planta? a.- Se está cumpliendo con el cronograma? b.- Se documentan todas las inspecciones y reparaciones? c.- Se hacen todas las reparaciones por personal entrenado y experimentado en mantenimiento de válvulas de alivio?	3 1 1 1	3 1 1 1
8.17	Cumple el programa de mantenimiento preventivo los siguientes criterios? a.- Todos los ítems críticos para la seguridad, y otros componentes importantes, tales como equipos rotativos y armarios eléctricos, están específicamente considerados. b.- Se usan check lists y hojas de inspección. c.- El trabajo se completa a tiempo. d.- El programa se modifica continuamente basado en la realimentación de la inspección. e.- Las reparaciones se identifican, siguen y completan como resultado del programa de mantenimiento preventivo.	1 1 1 1 1	1 1 1 0,5 0,5
8.18	Tiene la planta un programa de aseguramiento de la calidad para la construcción y el mantenimiento que asegure que: a.- Se usen los materiales de construcción adecuados? b.- Los procedimientos de fabricación e inspección son adecuados? c.- Los equipos son mantenidos de acuerdo a los códigos y normas.	1 1 1	0 0 0

	d.- Las bridas se arman y ajustan adecuadamente?	1	1
	e.- Los materiales de remplazo y mantenimiento son adecuadamente especificados, inspeccionados y almacenados?	1	1
8.19	Existe un registro permanente y progresivo para todos los recipientes a presión que incluya todo lo siguiente?: a.- Informes de datos del fabricante y otros registros pertinentes. b.- Número de identificación del recipiente. c.- Información de la válvula de alivio. d.- Resultados de todas las inspecciones, reparaciones, alteraciones, que han sido realizadas.	5	2
8.20	Existe algún sistema, tal como requisitos escritos o firmas por el supervisor, tal que asegure que todas las reparaciones o alteraciones realizadas sobre cualquier recipiente a presión o sistema de cañerías sea realizado de acuerdo al código con el que fue fabricado, o con el código de inspección y reparación en servicio?	5	0
Puntaje total		120	76

9.- Revisión de Seguridad previo al arranque		Puntaje posible	Puntaje Real
9.1	Requiere la política de la empresa un Análisis de Peligros de Proceso en la fase conceptual o de Diseño de todos los proyectos de desarrollo, construcción o grandes modificaciones?	10	10
9.2	Existe un procedimiento escrito que requiera que todos los items siguientes han sido cumplidos antes del arranque de una nueva unidad o de una significativamente modificada? a.- Se han emitido procedimientos operativos escritos. b.- Se ha completado el entrenamiento de todo el personal involucrado en el proceso. c.- Existen procedimientos adecuados para mantenimiento, inspección, seguridad y emergencia. d.- Se han completado todas las recomendaciones resultantes del Análisis de Peligros del Proceso.	10	3
9.3	Hay un procedimiento escrito que requiera que todos los equipos sean inspeccionados antes del arranque para confirmar que han sido instalados de acuerdo con las especificaciones de diseño y las recomendaciones del fabricante?	10	0

	a.- Requiere el procedimiento informes formales de inspección en etapas apropiadas de la fabricación y construcción?	5	0
	b.- Define el procedimiento las acciones correctivas y el seguimiento necesarios cuando se encuentran deficiencias?	5	0
9.4	En la revisión de seguridad previa al arranque, se requiere que se realicen chequeos físicos para verificar lo siguiente:?		
	a.- Ausencia de pérdidas en todos los equipos mecánicos antes de la introducción de productos altamente peligrosos en el proceso.	5	3
	b.- Operación adecuada de todos los equipos de control antes del arranque.	5	2
	c.- Instalación y operación adecuada de todos los equipos de seguridad (válvulas de alivio, interlocks, equipos de detección de pérdidas, etc.)	5	1
9.5	Existe algún requerimiento de documentar formalmente el haber completado los Items de 9.1 a 9.4 antes del arranque, con una copia a la dirección de la planta?	5	0
Puntaje total		60	19

10.- Respuestas a Emergencias		Puntaje posible	Puntaje real
10.1	Tiene la planta un plan de emergencia por escrito que contemple todas las emergencias probables?	10	10
10.2	Existe el requisito de revisar y actualizar el plan de emergencia según un cronograma especificado?		
	a.- Incluye el procedimiento de Gestión de Cambios el requisito de considerar impactos posibles en el plan de emergencias?	2	2
	b.- Se revisan los resultados de los Análisis de Peligros del Proceso para determinar si los peligros recientemente identificados hacen necesario un cambio en el plan de emergencias?	2	2
10.3	Incluye el plan de emergencias al menos los siguientes puntos:?		
	a.- Procedimientos para designar a una persona como Coordinador en una situación de emergencia, con una definición clara de sus responsabilidades.	2	2
	b.- Asignaciones para procedimientos de escape de emergencia y rutas de escape de emergencia.	2	2
	c.- Procedimientos a seguir por los empleados que permanecen para realizar operaciones críticas antes de su evacuación.	2	2

	d.- Procedimientos para contar los empleados después que se ha completado la evacuación de emergencia.	2	1
	e.- Actividades de rescate y médicas y los empleados designados para realizarlas.	2	2
	f.- Medios preferidos para informar sobre incendios y otras emergencias.	2	2
	g.- Procedimientos para el control de materiales peligrosos.	2	1
	h.- Un plan de búsqueda y rescate.	2	2
	i.- Un procedimiento para el reingreso.	2	0
10.4	Se ha designado un centro de control de emergencias para la planta? Tiene los recursos mínimos siguientes:?	5	0
	a.- Fuente de alimentación de emergencia.	2	0
	b.- Facilidades de comunicación adecuadas.	2	0
	c.- Copias de P&ID, Procedimientos operativos, Hojas de Datos de Seguridad de Materiales, y toda otra información de seguridad crítica para todas las unidades de proceso de la planta.	2	0
10.5	Se han designado personas que puedan ser contactadas para información adicional o explicación de responsabilidades bajo condiciones de emergencia? Se encuentra esta lista de nombres en todos los lugares apropiados (sala de control, oficina de seguridad, centro de control de emergencias, etc.)?	5	5
		2	2
10.6	Se realizan ensayos regularmente para evaluar y reforzar el plan de emergencias?	10	10
Puntaje total		60	45

11.- investigación de incidentes		Puntaje posible	Puntaje Real
11.1	Existe un procedimiento escrito para la investigación de accidentes/incidentes que incluya tanto accidentes como situaciones próximas a un accidente Requiere el procedimiento que los hallazgos y recomendaciones de las investigaciones sean tratados y resueltos rápidamente?	10	10
		5	5
11.2	Requiere el procedimiento que el equipo de investigaciones incluya: a.- Un miembro entrenado en técnicas de investigación de accidentes.	3	3

	b.- El supervisor de la línea o alguien igualmente familiarizado con el proceso.	3	3
11.3	Indicar si el procedimiento de investigación requiere la investigación de los siguientes ítems por el supervisor inmediato con los resultados registrados en un formato estándar: a.- Fuego y explosiones. b.- Pérdidas de capital por encima de una cierta base. c.- Todas las enfermedades ocupacionales o lesiones. d.- Descarga de sustancias peligrosas. e.- Otros accidentes/incidentes.	2 2 2 2 2	0 0 0 0 0
11.4	Existe un formulario estándar para la Investigación de accidentes/incidentes que incluya la siguiente Información:? a.- Fecha del incidente. b.- Fecha de comienzo de la Investigación. c.- Descripción del incidente. d.- Causas del incidente. e.- Evaluación de la severidad potencial y frecuencia probable de recurrencia. f.- Recomendaciones para prevenir la recurrencia.	2 2 2 2 2 2	2 2 2 2 2 2
11.5	Basado en una revisión de los registros de la planta, en que grado parece cumplirse el procedimiento de investigación de accidentes?	5	5
11.6	Si el incidente/accidente involucra la falla de un equipo, se requiere la participación de personal apropiado de inspección o ingeniería en el análisis de la falla para identificar las condiciones o prácticas que la han producido?	10	10
11.7	Se revisan los informes de investigación de incidentes con todo el personal afectado cuyas actividades son relevantes con respecto a los hallazgos de la investigación, incluyendo contratistas, cuando corresponde?	5	4
11.8	Durante los últimos 12 meses, se han transmitido informes de incidentes/accidentes o conclusiones a otras plantas de la misma empresa que operan en condiciones similares?	6	6
11.9	Requieren los procedimientos de informes de incidentes y/o análisis de peligros del proceso que los hallazgos aplicables sean revisados e incorporados en futuros análisis de peligros?	6	4
Puntaje total		75	62

12.- Contratistas		puntaje posible	Puntaje Real
12.1	Los procedimientos de selección de contratistas incluyen lo siguiente antes de otorgar un contrato:? a.- Una revisión del programa existente de seguridad y salud del contratista. b.- Una revisión de los datos de pérdidas previos del contratista. c.- Una revisión de la documentación de la experiencia y habilidades necesarias para esperar razonablemente que el contratista hará su trabajo de manera segura y eficiente.	3 3 3	3 3 3
12.2	Antes de comenzar el trabajo, se le avisa por escrito al empleador de: a.- Todos los riesgos potenciales conocidos del proceso y del trabajo del contratista? b.- Practicas de trabajo seguro de la planta? c.- Controles de entrada/acceso? d.- Todas las partes aplicables del plan de respuestas a emergencias?	2 2 2 2	2 2 2 2
12.3	Se realizan reuniones previas con los contratistas para revisar el alcance del trabajo más los requisitos de la planta sobre seguridad, aseguramiento de la calidad y desempeño?	9	9
12.4	Se realizan evaluaciones periódicas para asegurar que el contratista le provee a sus empleados el entrenamiento, instrucción, etc. requeridos para que los empleados respeten las prácticas de trabajo seguro de la planta?	9	9
12.5	Están todos los contratistas que realizan mantenimiento, reparación, o trabajos especiales cubiertos por los procedimientos que tratamos en esta sección?	10	10
Puntaje total		45	45

13.- evaluación del Sistema de gestión		Puntaje posible	Puntaje Real
13.1	Con que frecuencia se realiza una evaluación formal del sistema de gestión de la Seguridad de los Procesos? (Elegir uno) -- Todos los años. -- Cada tres años. -- No se ha hecho.	10 7 0	10

13.2	Se ha desarrollado un plan de acción para cumplir con las necesidades indicadas por la última evaluación?	10	10
13.3	Basado en la evaluación más reciente, incluyó el equipo de evaluación personal con las siguientes características?:		
	a.- Entrenamiento formal en técnicas de evaluación.	5	2
	b.- Conocimiento profundo del proceso evaluado.	5	5
13.4	Basado en una revisión de la evaluación más reciente, fué apropiada la profundidad y extensión de la evaluación para la planta?	10	5
Puntaje total		40	32

Fuente CPF Floreña 2014

De manera específica cada factor se resume en la tabla 3

Tabla 4 Resultados por categorías Sistema del Riesgo

ASPECTO EVALUADO	TOTAL	%	MAX
1.- Liderazgo y Administración	70	100%	70
2.- Información sobre Seguridad de los Procesos	47	59%	80
3.- Análisis de Peligros de Proceso	61	61%	100
4.- Gestión de los Cambios	38	48%	80
5.- Procedimientos Operativos	72	90%	80
6.- Prácticas Seguras de Trabajo	80	93%	86
7.- Entrenamiento	53	53%	100
8.- Integridad Mecánica	76	63%	120
9.- Revisión de Seguridad previo al Arranque	19	32%	60
10.- Respuestas a Emergencias	45	75%	60
11.- Investigación de Incidentes	62	83%	75
12.- Contratistas	45	100%	45
13.- Evaluación del Sistema de gestión	32	80%	40
TOTAL	700	70%	996

Fuente: Informe CPF Floreña 2014

Como aspectos a resaltar producto de este informe de auditoría se evidencia un 70 % de cumplimiento lo cual debe emanar por parte de los grupos de interés un plan de mejoramiento frente a los factores críticos.

Dentro de estos factores críticos es preocupante el 32 % de cumplimiento frente a la revisión de seguridad previo arranque.

Es interesante resaltar que el personal menciona que aún no existen procedimientos adecuados para mantenimiento, inspección, seguridad y emergencia. Así mismo que es deficiente o falta por perfeccionar un procedimiento escrito que requiera que todos los equipos sean inspeccionados antes del arranque para confirmar que han sido instalados de acuerdo con las especificaciones de diseño y las recomendaciones del fabricante

Frente al factor Integridad Mecánica, existe un 63 % de cumplimiento. Entre los aspectos susceptibles de mejora se encuentran los de:

- ✓ Elaborar un procedimiento escrito que requiera un nivel adecuado de revisión y autorización antes de cualquier cambio en las frecuencias de inspección o métodos de ensayo
- ✓ Mejorar procedimiento escrito que requiera que todas las deficiencias de equipos de proceso encontradas en una inspección sean corregidas de forma segura y en tiempo, y que sean seguidas para asegurar su completamiento

Como un aspecto con menor impacto y susceptible de mejora se encontró que el programa de mantenimiento no viene siendo modificado continuamente o no se realiza de acuerdo a la realimentación de la inspección. Se debe velar por el cumplimiento estricto para el mantenimiento preventivo desarrollado por el grupo de gestión de mantenimiento.

Figura 12 Grafico Resultados por categorías Sistema del Riesgo

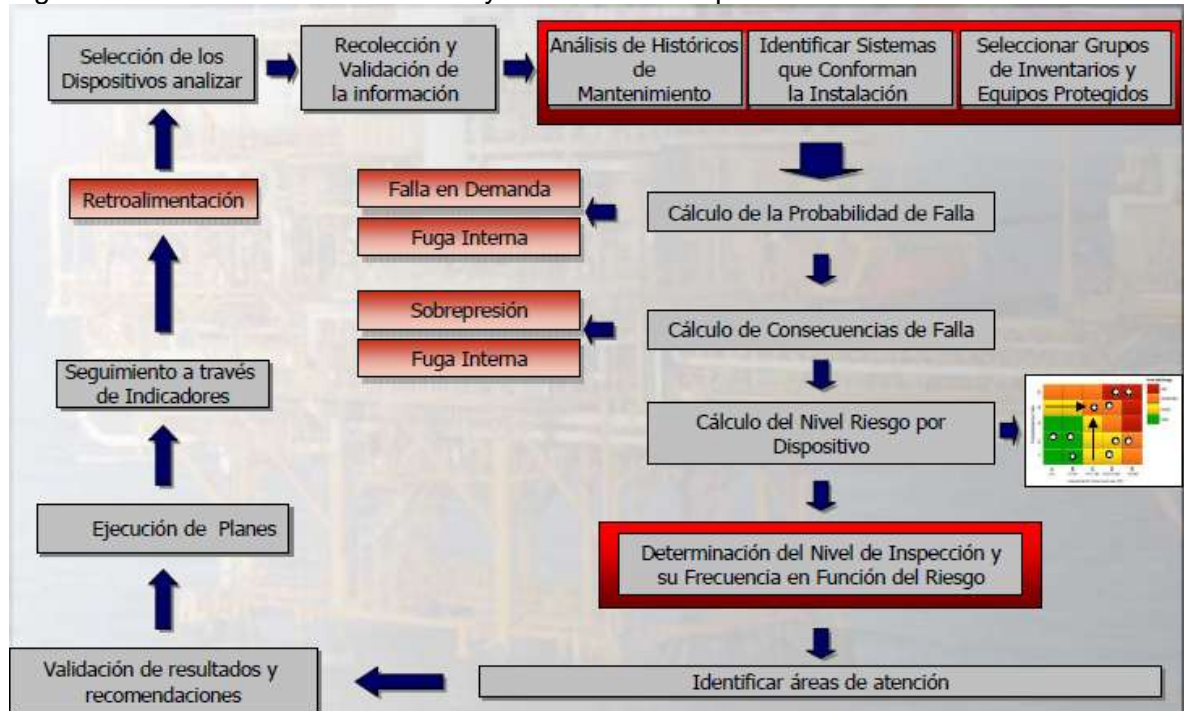


Fuente: A partir de Informe CPF Floreña 2014

7.3 DETERMINACIÓN DEL RIESGO

Para llevar a cabo el análisis de la información se definieron los siguientes aspectos:

Figura 13 Procedimiento de análisis y selección de dispositivos



Fuente: Equion Energy-2015.

Partiendo de esta hoja de ruta es necesario definir:

Población objetivo: análisis cuantitativo de 290 Dispositivos de alivio de presión, PRD, instalados en el campo Floreña propiedad de Equion Energia.

Marcos de Referencia: API 580, Risk-Based inspection, API 581, Risk-Based Inspection Technology

Bases datos y cálculos: Para un manejo óptimo de la información, que permita minimizar el error debido al volumen de datos, se aplicó la modelo de Identidad-Relación, abordado desde Microsoft Excel.

Para establecer el modelo a implementar a futuro se analiza información histórica de la facilidad florea, que permita el cálculo de probabilidad apoyados en una distribución de Weibull, según lo indica API 581.

Paso 1. Definir el intervalo de inspección t_{insp} : Tomando como base el periodo en el cual están disponibles los datos de mantenimiento de las PRD, se fija en tiempo de inspección en 5 años, comprendido entre el 2005 y 2009

Paso 2. Determinar los valores de los parámetros de Weibull, factor de forma β , y vida característica η : Para determinar estos valores, se clasifica la severidad del servicio de cada PRD. La severidad del servicio, depende de tres (3) factores, la temperatura de operación, el tiempo medio entre fallas y el fluido que maneja.

La norma API 581, recomienda valores generales para diferentes equipos, para este caso, se han fijado los parámetros de la tabla 3 a partir de la consulta a expertos en el área.

Tabla 5 Categoría severidad de servicio

Servicio	Rango Temperatura (Límites fijados con relación a la temperatura de chispa)	Tiempo Medio entre fallas	Corrosividad del fluido
Leve	<200°F	5	1
Moderado	200°F-500°F	3	2
Severo	<500°F	1,4	3

Fuente: Comisionados Equion Energy 2014

Tabla 6. Parámetros Weibull

Severidad del fluido	PRD Convencionales		PRD Operadas por piloto	
	β	η	β	η
Leve	1,8	50,5	1,8	33,7
Moderado	1,8	23,9	1,8	8,0
Severo	1,8	17,6	1,8	3,5

Fuente: Norma API 581 Consultado Octubre 2014

Paso 3. Determinar el factor de ajuste por ambiente, F_{env} : Existen algunos factores ambientales en la instalación que pueden afectar la fiabilidad de los

dispositivos de alivio de presión. Estos incluyen la existencia de vibración en la tubería instalada, temperatura de funcionamiento y la relación operativa.

La relación de funcionamiento (o radio de operación) de un dispositivo de alivio de presión, es la relación entre la presión de funcionamiento máxima del sistema y presión de set. Cuando la relación de funcionamiento es mayor que 90% para válvulas de resorte, la presión del sistema está cerca de la fuerza de cierre proporcionada por el muelle sobre la superficie de asiento y el PRD será más propenso a tener fugas. Este potencial de fugas se tiene en cuenta mediante la aplicación de un factor ambiental para la curva de fuga predeterminada. De manera similar, un factor ambiental se aplica cuando el margen de operación es mayor que 95% para válvulas operadas por piloto.

Tabla 7 Factor de ajuste por Ambiente

Ambiente Modificador	Ajuste a la POFOD del parámetro n	Ajuste a la POL del parámetro n
La válvula opera a temperatura entre $200 < T < 500$ °F	1,0	0,8
La válvula opera a temperatura mayores a 500 °F	1,0	0,6
Radio de operación, > 90% para válvulas actuadas por resorte, >95% para válvulas actuadas por piloto	1,0	0,5
Válvula ubicada en tubería donde se percibe vibraciones	1,0	0,8
Válvula ubicada aguas debajo de equipos de desplazamiento positivo o maquinas rotativas	1,0	0,8
Historial de disparo excesivo (mas de 5 por año)	0,5	0,5
Historial de Chárter	0,5	0,5

Fuente: Comisionados Equion Energy 2014

Paso 3. Determinar los factores de confianza de inspección, CF: Se determina el factor de confianza de la inspección dependiendo de la ejecución de ciertas actividades realizadas durante la inspección programada. A continuación se muestran las actividades:

Desarrollo de pre prueba: Verificaron del set de disparo y prueba de hermeticidad en banco.

Prelimpieza: Limpieza de internos antes de preprueba.

Inspección interna de componentes.

Prueba y recertificación.

Prueba en sitio con fluido del proceso: Líquidos con Líquido, Gases con Nitrógeno.

Inspección de tuberías U/S y D/S: Búsqueda de evidencia de taponamiento, corrosión, suciedad u otras condiciones anormales.

Registro adecuado: Completo diligenciamiento de certificado incluyendo códigos de gestión.

De acuerdo a la combinación de estas actividades, se clasifica la confiabilidad de la inspección y se asigna un coeficiente, Ver tabla 6

Tabla 8. Confiabilidad de la Inspección

Calificación de la inspección	Aspecto a cumplir	Factor de inspección CF
Altamente efectivo A	Preprueba, No Prelimpieza, Prueba y recertificación, Inspección de tuberías, Registro y documentación de la inspección completo.	0,95
Efectivo B	Preprueba, Prelimpieza, Inspección de internos, Prueba y recertificación, Prueba en sitio con fluido del proceso, Registro y documentación de la inspección completa	0,95
Inefectivo C	No preprueba, No prueba en sitio y recertificación	0,7

Fuente: Comisionados Equion Energy 2014

Paso 4. Para cada escenario de sobrepresión, determinar la frecuencia del evento iniciador EFJ. : El primer paso en la evaluación de la probabilidad de un falla del PRD, es determinar la tasa de demanda (demandas o eventos / año). API RBI proporciona estimaciones de las frecuencias de eventos, basándose en los diversos casos de alivio de sobrepresión bajo demanda del dispositivo protegido. Ver tabla 7.

Paso 5. Determinar el factor de reducción de la tasa de demanda, DRRFj: Se considera un factor de reducción de la demanda, debido a otras barreras de protección que disminuye la probabilidad de sobrepresión. Estos pueden ser los sistemas de control, la instrumentación, los sistemas de paradas e incluso las acertadas intervenciones del operador. Ver tabla 5

Tabla 9. Demanda en sobrepresión

Caso demanda en sobrepresión	Factor de reducción de la tasa de demanda DRRFj	Frecuencia del evento iniciador (eventos/año) Efj
Fuego	0,1	0,004
Bloqueo de la descarga con controles administrativos en sitio	1	0,01
Bloqueo de la descarga sin controles administrativos en sitio	1	0,1
Perdida de refrigerante	1	0,1
Relevo térmico con controles administrativos en sitio	1	0,01
Relevo térmico sin controles administrativos en sitio	1	0,1
Falla del sistema de potencia Eléctrica	1	0,08
Falla válvula de control, evento iniciador es en la posición normal de falla	1	0,1
Falla válvula de control, evento iniciador es en la posición opuesta de falla	1	0,02
Falla la torre de la bomba	1	0,2
Se presenta reacción química	1	1

Sobrellenado de líquido con controles administrativos en sitio	0,1	0,01
Sobrellenado de líquido sin controles administrativos en sitio	0,1	0,01
Ruptura de un tubo del intercambiador de calor	1	0,001

Fuente: Comisionados Equion Energy 2014

Paso 6. Determinar el factor de daño: Debido a que el equipo protegido no cuenta con un estudio de RBI terminado, se determina un factor de daño dependiendo de características actuales del equipo protegido. Ver tabla 6.

Tabla 10. Factor de Daño

Clase de factor daño del equipo protegido	Factor daño
Ninguno	1
Mínimo	20
Menor	200
Moderado	750
Severo	2000

Fuente: Comisionados Equion Energy 2015

Para determinar la clase de factor de daño, el especialista definió los siguientes ítems: Característica del equipo protegido. de la tabla 9, se asigna una calificación dependiendo de la característica del equipo protegido:

Tabla 11 Característica de Equipo protegido

Descripción	Característica
A	Equipo tiene menos de una año en servicio
B	Se ha cumplido con el plan de inspección del

	equipo y no se ha encontrado daños
C	En la ultima inspección se encontró con daños y no han sido reparados
D	En la ultima inspección se encontró con daños han sido reparados
E	No se ha cumplido con la rutina de inspección del plan de integridad (IM)

Fuente: Comisionados Equion Energy 2015

Factor de corrosión: Se identifica la “pérdida del corrosión allowance, 30%, 60%, o mayor a 90%, si lo hay, del equipo protegido.

Perdida de espesor: Se identifica si existe perdida de espesor del equipo protegido por algún mecanismo de falla diferente a la corrosión.

7.3.1 Jerarquización de válvulas y Dispositivos de alivio de presión Basados en los niveles de riesgo.

Los resultados luego de implementar la metodología RBI descrita en el marco contextual, presentan una manera eficaz de evidenciar la distribución de los riesgos para los diferentes componentes en una unidad de proceso sin valores numéricos. En la matriz de riesgos, las categorías de consecuencia y probabilidad están dispuestos de tal manera que los componentes de alto riesgo se encuentran hacia la parte superior derecha de la matriz. La matriz de riesgos resultante es la siguiente:

Tabla 12 Relación de Factores Vs integridad de los sistemas

Incidental	Menor	Moderado	Mayor	Grave	Catastrófico	Factor
Ninguna. Costos < 20K	Algunos daños, pérdida de activos y/o tiempo de inactividad Costos 20k - 100K.	Pérdida de activos, daños a la instalación y/o tiempo de inactividad serios. Costo entre 100K y 1MM.	: Pérdida de activos, daños a la instalación y/o tiempo de inactividad serios Costos entre 1MM – 50MM.	Pérdida de activos y/o daños a la instalación serios. Tiempo de inactividad significativo, con efecto económico apreciable. Costo entre 50MM y 500MM.	Destrucción o daño total. Posibilidad de pérdida de la producción permanente. Costo > a 500 MM.	Daño de Equipos / Pérdida de Valor Negocio
Primeros Auxilios.	Lesiones o Enfermedades que requieran tratamiento médico o trabajo restringido.	Lesiones incapacitantes / serias/Significativas o con ausencia del trabajo.	De 1 a 10 fatalidades dentro y fuera de las instalaciones, entre 10 o más lesionados que requieran tratamiento de hospitalización.	De 11 a 100 fatalidades dentro o fuera de las instalaciones.	De 101 o más fatalidades dentro o fuera de las instalaciones.	Salud y Seguridad
Afectación de área interna de las Instalaciones con recuperación menor a 7 días.	Afectación de un área Externa con recuperación inmediata menor a dos semanas.	: Afectación de un área sensible con recuperación menor a 2 semanas o > 2 y < a 4 Semanas.	Afectación de un área sensible con recuperación en un período mayor a 2 semanas y < 1 año o afectación a área no sensible con recuperación de un periodo > a 4 semanas y > a 6 meses.	Daño extensivo con afectación de un área sensible con recuperación entre 1 y 5 años.	Daño extensivo a un área ambientalmente sensible con una recuperación > 5 años.	Medio Ambiente
Quejas procedentes por parte de vecinos, quejas procedentes de proveedores o terceras partes.	Cubrimiento por medios locales, Municipales. Incumplimiento compromisos con terceras partes del ámbito local.	Cubrimiento por medios regionales a corto plazo. Incumplimiento compromisos con terceras partes del ámbito Regional.	Cubrimiento por medios regionales y nacionales de mediana duración. Afectación de las relaciones en la industria con proveedores de bienes y servicios a nivel nacional e internacional.	Pérdida de una licencia local o regional, Impacto en la reputación de los accionistas, rechazo por parte del público en general, rechazo por parte de los inversionistas, Impacto en la reputación de los accionistas, Cubrimiento por medios internacionales a corto plazo.	Afectación a la reputación a nivel internacional, Cubrimiento por medios internacionales de larga duración, rechazo por parte de los accionistas de Equion y publico a nivel internacional.	Privilegio para operar / Reputación

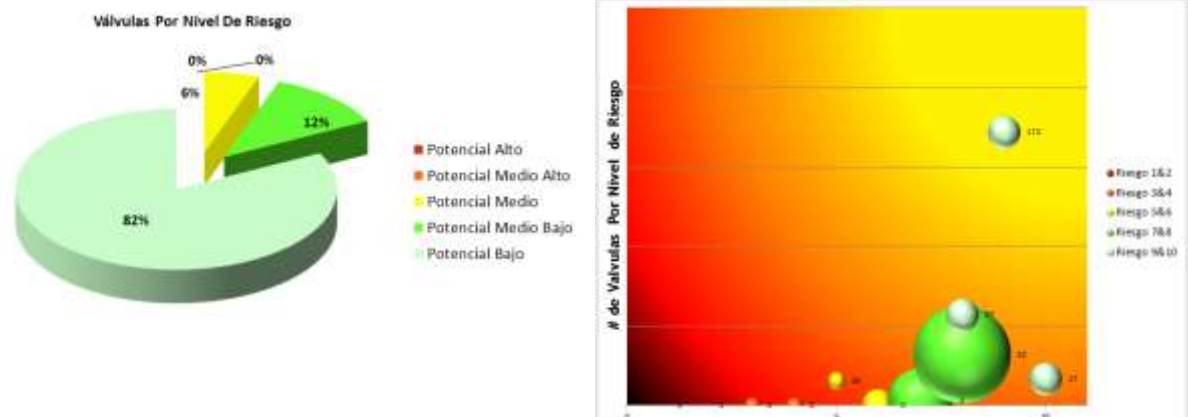
Fuente: A partir de información compartida por el CPF Julio 2015

Tabla 13 Jerarquización de válvulas basada en los niveles de riesgo

1 y 2	Potencial Alto	0	0%
3 y 4	Potencial Medio Alto	0	0%
5 y 6	Potencial Medio	16	6%
7 y 8	Potencial Medio Bajo	35	12%
9 y 10	Potencial Bajo	239	82%
TOTAL		290	

Fuente: A partir de información compartida por el CPF Julio 2015

Figura 15 Válvulas por nivel de riesgo



Fuente: A partir de información compartida por el CPF Julio 2015

7.4 Jerarquización y clasificación del Riesgo.

El objetivo final del análisis es determinar la frecuencia de Inspección. Esto se consigue mediante el cálculo de la probabilidad y consecuencia, para determinar el Riesgo arriba descritos. El valor de riesgo determina el intervalo de la nueva certificación de la válvula de alivio. En la siguiente tabla, se muestra la frecuencia de re-certificación en meses dependiendo del grado de riesgo calculado.

Tabla 14 Frecuencia de re-certificación en meses

RIESGO ALTO	RIESGO MEDIO ALTO	RIEGO MEDIO	RIESGO BAJO
12	24	48	60

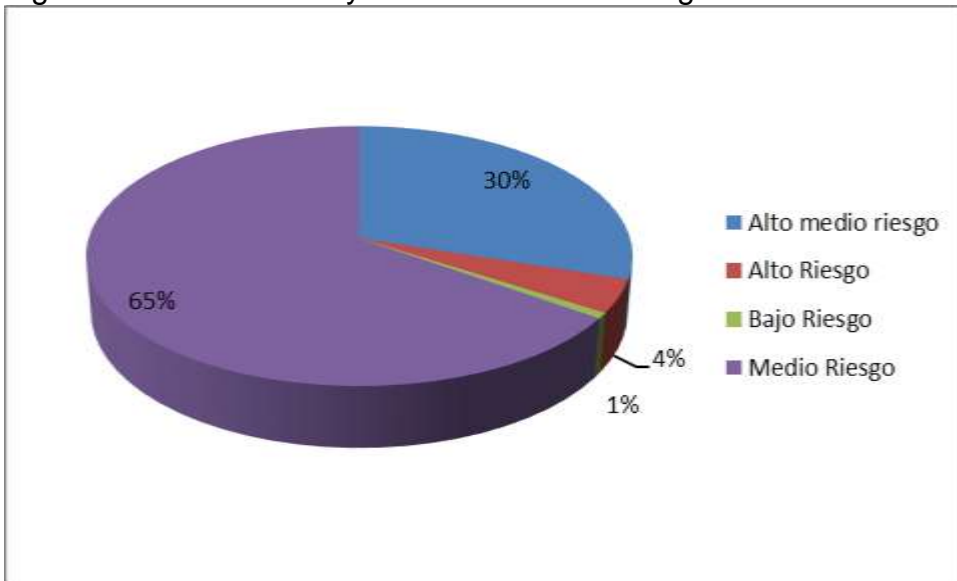
Para el caso de la cuantificación de los riesgos la siguiente tabla y su grafico lo ilustra:

Tabla 15 Cuantificación del Riesgo CPF Floreña

Categoría	No
Alto medio riesgo	87
Alto Riesgo	12
Bajo Riesgo	2
Medio Riesgo	189
TOTAL	290

Fuente: A partir de información compartida por el CPF Julio 2015

Figura 16. Clasificación y cuantificación del riesgo



Fuente: A partir de información compartida por el CPF Julio 2015.

8. MODELO ESTRATEGICO DE MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN, PRD, INSTALADOS EN LA FACILIDAD CPF FLOREÑA

8.1 PRESENTACIÓN

Los dispositivos de alivio de presión (PRDs) juegan un papel de suma importancia en todas las facilidades de producción y la razón estriba en que las PRD pueden fallar al aliviar la presión en un recipiente y por lo tanto conducir a eventos de sobrepresiones que pongan en riesgo la integridad de los equipos, las personas que allí intervienen y generar un impacto negativo en el medio ambiente. Existen también consecuencias asociadas a pérdidas por las PRD.

Este modelo estratégico de mantenimiento presenta una aproximación para calcular frecuencias de inspección usando las técnicas de inspección basada en riesgo.

Se incluyen en el alcance todas las válvulas operadas por resorte o por piloto y los discos de ruptura dispuestas en la facilidad

Otros tipos de dispositivos PRD pueden ser analizados: como las válvulas de venteo, o de presión y vacío de tanques, para lo cual son necesarios datos confiables para determinar los parámetros de Weibull.

Se asume que los PRDs han sido diseñados de acuerdo con API y, dimensionados, seleccionados e instalados de acuerdo a API 520. También se asume que las prácticas mínimas de inspección cumplen con API 576.

El método de aproximación implica el uso de un rango de demanda, combinado con la probabilidad de falla de la válvula en la demanda determinada a partir de los datos de la planta.

Estos datos son usados para generar curvas de probabilidad de falla con las aproximaciones estadísticas de Weibull

8.2 OBJETIVOS DEL MODELO

- ✓ Gestionar el mantenimiento integral de las válvulas de seguridad de todas las instalaciones de superficie del CPF Floreña.
- ✓ El óptimo mantenimiento, se lograra cumpliendo con las normas de aplicación y las mejores prácticas recomendadas.

- ✓ Asegurar trazabilidad del equipo mediante el sistema de gestión SAP PM

Tabla 16. Propuesta de Estrategia Inspección de Válvulas

<u>TIPO DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO</u>	<u>ALCANCE</u>	Frecuencias en meses según clasificación de Riesgo.									
		<small>(Donde 1=Extra Alto a 10= Súper Bajo)</small>									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RECERTIFICACIÓN Y OVERHAUL (MONTHS) SAFETY VALVES Y PVV	Desmante, inspección líneas aguas arriba y abajo, pre-pop test, Des-Ensamble, Cambio Partes Blandas, Inspección interno, resortes, bujes, guías, verificación dimensional y corrección de elementos deteriorados. Prueba, Recertificación y registro de inspección.	12	12	24	24	36	36	48	48	60	60
PRUEBA OPERATIVA DE DESEMPEÑO SAFETY VALVES	Inspección y prueba de disparo (puede ser en línea o en taller según disponibilidad de la planta, identificación de anomalías, como fugas, juntas, bonete, accesorios ,placa de identificación, según API 576, set de apertura, hermeticidad y fugas.	6	6	12	12	18	18	24	24	30	30
VISUAL ON-STREAM INSPECTION (MONTH) SAFETY VALVES & PVV	Inspección en sitio, identificación de anomalías, como fugas, juntas, bonete, accesorios, placa de identificación, según API 576	3	3	6	6	12	12	12	12	12	12
OVERHOUL (MONTHS) RUPTURE ELEMENT	Desmante, limpieza e inspección líneas aguas arriba y abajo, limpieza e Inspección elemento, accesorio y porta disco. Verificación de identificación. Reemplazo elemento, verificación de fugas y registro de inspección.	24	24	48	48	60	60	72	72	96	96

Fuente: A partir de información compartida por el CPF Julio 2015

9. CONCLUSIONES

El desarrollo industrial y más aún en el sector de hidrocarburos exige de los grupos de interés, un trabajo interdisciplinar que dé cumplimiento a los altos estándares internacionales frente a normatividad y al desarrollo conjunto de modelos y estrategias que busquen garantizar la protección al personal, al medio ambiente y que eviten la parada no programada de equipos.

Todo modelo estratégico para una adecuada gestión de mantenimiento permite y posibilitan: disminuir el riesgo de ingeniería, determinar la vida útil remanente, realizar acciones correctivas con una justificación técnica y económica, extender la vida útil manteniendo un nivel de riesgo admisible, Optimizar la disponibilidad, confiabilidad y seguridad de los equipos.

Se llevó a cabo un proceso metodológico que involucró a toda la comisión de mantenimiento de la Facilidad de Producción Floreña el cual se evidencia en la recopilación y análisis de la información frente a dispositivos de alivio y presión, análisis de riesgos y el establecimiento de un modelo estratégico de gestión para las nuevas instalaciones en la planta de gas.

Los dispositivos de alivio de presión (PRDs) juegan un papel de suma importancia en todas las facilidades de producción y la razón estriba en que las PRD pueden fallar al aliviar la presión en un recipiente y por lo tanto conducir a eventos de sobrepresiones que pongan en riesgo la integridad de los equipos.

Implementar una estrategia de mantenimiento que permita definir frecuencias de intervención, dependientes del nivel de criticidad de los equipos, sin duda conlleva a la concentración de esfuerzos y recursos hacia los equipos más críticos, permitiendo ahorro en los equipos menos críticos. En comparación con estrategias rígidas, existe una diferencia en magnitud del recurso dispuesto.

Existen diversas metodologías y estrategias orientadas a desarrollar inspecciones y mantenimiento según el nivel de riesgo. Es responsabilidad de cada organización establecer de acuerdo a sus procesos y criticidad de los mismos definir cuál es la que mejor se ajusta para garantizar tal fin.

Frente a la jerarquización de riesgos en los dispositivos de alivio de presión (válvulas), se encontró que un 18 % de las válvulas analizadas cuenta con un riesgo potencialmente medio y bajo, el 82 % restante se ubica dentro de una escala potencialmente bajo.

10.RECOMENDACIONES

Un adecuado mantenimiento preventivo de las válvulas de seguridad y dispositivos de presión esta implica una reducción del número de paradas de emergencia o de accidentes que puedan suceder por deficiente funcionamiento de estos elementos y la consiguiente rentabilidad y seguridad de la instalación Floreña.

Para los mejores resultados en la implementación del proyecto se recomienda una adecuada socialización del mismo a los diferentes actores que intervienen en la gestión del mantenimiento de la facilidad de producción.

Se hace necesario fortalecer en el equipo directivo y de análisis de reportes el manejo de bases de datos (Excel), Software de Mantenimiento, distribuciones de probabilidad y análisis de información con fines estadísticos de control y monitoreo de tal manera que se constituyan en elementos de gestión para la toma de decisiones.

Actualmente se ejecutan todos los planes de mantenimiento con frecuencia anual, pero ciertos procesos y legislaciones permiten trabajar con frecuencias bianuales o menores. Al recomendar un ajuste en la frecuencia se puede pensar en una optimización de resultados que resultarían en aumento de la productividad por la minimización en costos de mantenimiento.

Con El fin de contar con insumos de calidad para posterior análisis y monitoreo frente a la estrategia se debe velar porque los reportes e informes de tipo técnico cuenten para el caso de análisis de fallos con: descripción del componente fallado, condiciones de Servicio al tiempo de la falla, Historial de servicio, Historial de proyecto y fabricación del componente, Estudio mecánico y metalúrgico de la falla, Evaluación metalúrgica de la calidad, Resumen del mecanismo que originó la falla, Recomendaciones para su prevención o corrección de componentes similares

Se debe garantizar y fortalecer el adecuado nivel de competencia del personal inmerso en el mantenimiento y certificación de PRDS, por tratarse de elementos con nivel elevado de criticidad y considerados elementos de seguridad con potencial de fallos catastróficos dentro de la industria que han generado cientos de fatalidades en diferentes plantas de proceso de hidrocarburos en el mundo.

BIBLIOGRAFIA

A.I.Ch.E Guidelines for Engineering Design for Process Safety New York,

American Institute of Chemical Engineers, 1993

American Petroleum Institute, API 580- Risk-based Inspection, 2002 (1st edition).

American Petroleum Institute, API 581 – Risk-Based Inspection Technology Inspección basada en riesgo, 2008 (2nd edition).

American Petroleum Institute, API 6D - Specification piping valve

American Petroleum Institute API-RP-576 – Inspección de válvulas de seguridad.

American Petroleum Institute API 527: Seat Tightness of Pressure relief Valves.

ASME VIII D1: Boilers and Pressure Vessel Code. “Rules for Constructions of Pressure Vessels”

ASME PTC 25-2008: Pressure Relief Devices.

BECERRA, F y ESCOBAR, M. Facilidades de superficie: diseño, funcionamiento y operación. Petrogroup: Training & Consulting Company. Bogotá, Colombia. 2010, P.2.

CANO Juan David, Plan de Inspección y Mantenimiento conforme a la Metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) para las líneas de proceso de las unidades U2900 del Departamento de Servicios industriales Balance, Ecopetrol S.A. Gerencia Refinería de Barrancabermeja. Universidad Industrial de Santander Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Bucaramanga 2014

ECOPETROL Empresa Colombiana de Petróleos ECP-ICP-GCM-I-02 Estudio del Procedimiento para el desarrollo de RBI, según lo descrito en el Instructivo de Ecopetrol. Bogotá 2014

GIRALDO, Sebastián. Instructor TPM. Mantenimiento productivo total. UIS. Especialización gerencia de mantenimiento. Cohorte 2. Yopal. 2015.

GONZALEZ, Isnardo. Seminario I. Profundización Bibliográfica. Especialización Gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. 2014. p 26-38.

HERNANDEZ SAMPIERI, Roberto; FERNANDEZ COLLADO, Carlos y BAPTISTA LUCIO, Pilar, Metodología de la investigación. Cuarta Edición. 2006.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Presentación de Tesis, trabajos de grado y otros trabajo de Investigación 6 Edición, ICONTEC, 2012 (NTC 1486)

GUIA TÉCNICA DE SEGURIDAD Criterios para Ensayo de Válvulas de Seguridad (Pre-pop test) de Repsol YPF

Mº DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO Código español de recipientes y aparatos a presión (CERAP) Madrid, Mº Industria, Comercio y Turismo, 1992

NTP 510: Válvulas de seguridad: selección. Emilio Turmo Sierra. Barcelona 1993 Resolución N° 231/96. Aparatos sometidos a presión - Prov. Bs. As.

PARRY, C.F. Relief Systems Handbook Rugby, UK, Institution of Chemical Engineers, 1992

Resolución N° 1126/07. Modificatoria Resolución N° 231/96 - Prov. Bs. As.

Resolución N° 129/97. Modificatoria Resolución N° 231/96 - Prov. Bs. As.

STORCH de GRACIA, J.M. Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras. Fundamentos, Evaluación de Riesgos y Diseño Madrid, McGrawHill / Interamericana de España, S.A.U., 1998

ANEXOS

ANEXO A

INVENTARIO DE VÁLVULAS Y DISPOSITIVOS DE ALIVIO CPF FLOREÑA

ITEM	LINE SERVICE (inch)	VALVE FUNCTION		EQUIPO PADRE	INLET				OUTLET				FROM SIZE	SET PRESSURE (PSD)	MDP/MAX OPERATING PRESSURE (PSI)	Mains min Temp	Mains max Temp	MARR/BAC YEAR	Indicador ABC (Criticidad por Inspección)	CRITICALITY AS PER STRATEGY (See 10 to 11)
		VALVE FUNCTION DESCRIPTION	APPLICATION TYPE		SIZE (DN)	RATING	CONNECT JOBS	GASKET TYPE	SIZE (DN)	RATING	CONNECTIONS	GASKET TYPE								
1	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	M	1050	1440	-20	150	2015	1	8	
2	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	M	1050	1440	-20	150	2015	1	8	
3	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	M	1100	1440	-20	150	2015	1	8	
4	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	M	1050	1440	-20	150	2015	1	8	
5	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	M	1050	1440	-20	150	2015	1	8	
6	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	M	1100	1440	-20	150	2015	1	8	
7	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-F-301	1,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	2 ANSI 150	RF	Spiral wounded	O	1100	1440	-20	250	2015	1	9	
8	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	P	682	1440	-20	147	2015	1	8	
9	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	P	682	1440	-20	147	2015	1	8	
10	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	P	682	1440	-20	147	2015	1	8	
11	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	P	650	1440	-20	147	2015	1	8	
12	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	P	650	1440	-20	147	2015	1	8	
13	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	P	650	1440	-20	147	2015	1	8	
14	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-302	1,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	4 ANSI 150	RF	Spiral wounded	J	200	740	-20	600	2015	1	9	
15	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-302	6,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	8 ANSI 150	RF	Spiral wounded	CI	210	740	-20	148	2015	1	8	
16	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-302	6,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	8 ANSI 150	RF	Spiral wounded	CI	210	740	-20	148	2015	1	8	
17	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-302	6,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	8 ANSI 150	RF	Spiral wounded	CI	210	740	-20	148	2015	1	8	
18	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-302	1,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	4 ANSI 150	RF	Spiral wounded	J	200	740	-20	210	2015	1	9	
19	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-302	6,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	8 ANSI 150	RF	Spiral wounded	CI	210	740	-20	148	2015	1	8	
20	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-303	4,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	P	75	740	-20	210	2015	1	9	
21	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-303	4,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	P	75	285	-20	210	2015	1	9	
22	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-303	4,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	P	75	285	-20	210	2015	1	9	
23	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-304	4,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	N	50	740	-20	220	2015	1	9	
24	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-304	4,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	N	50	285	-20	220	2015	1	9	
25	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-304	4,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	N	50	285	-20	220	2015	1	9	
26	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-304	1,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	4 ANSI 150	RF	Spiral wounded	L	50	285	-20	220	2015	1	9	
27	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-V-304	1,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	4 ANSI 150	RF	Spiral wounded	L	50	285	-20	220	2015	1	9	
28	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	M	1100	1440	-20	150	2015	1	8	
29	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-ME-301	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	M	1100	1440	-20	150	2015	1	8	
30	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-HE-302	1,50	ANSI 600	RF	Spiral wounded	3 ANSI 150	RF	Spiral wounded	CI	1100	1440	-20	230	2015	1	9	
31	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-HE-302	1,50	ANSI 600	RF	Spiral wounded	3 ANSI 150	RF	Spiral wounded	CI	1100	1440	-20	210	2015	1	9	
32	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-HE-301	4,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	3 ANSI 150	RF	Spiral wounded	P	160	740	-20	235	2015	1	9	
33	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-HE-301	4,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	P	160	740	-20	210	2015	1	9	
34	CRUDE/WATER /NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-HE-301	4,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	P	160	740	-20	708	2015	1	9	
35	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-HE-302	4,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	L	600	740	-20	150	2015	1	8	
36	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-HE-302	4,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	6 ANSI 150	RF	Spiral wounded	J	600	740	-20	150	2015	1	8	
37	GLYCOL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-20-HE-302	1,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	2 ANSI 150	RF	Spiral wounded	O	600	740	-20	165	2015	1	8	
38	CRUDE OIL	RV - Relief Valve	Safety and Relief	FL-20-HE-301	0,75	ANSI 150	RF	Spiral wounded	2 ANSI 150	RF	Spiral wounded	O	180	285	-20	105	2015	1	10	
39	CRUDE OIL	RV - Relief Valve	Safety and Relief	FL-20-HE-301	0,75	ANSI 150	RF	Spiral wounded	1 ANSI 150	RF	Spiral wounded	O	180	285	-20	105	2015	1	10	

40	CRUDE OIL	RV - Relief Valve	Safety and Relief	FL-21-P-303A	0,75	ANSI 1500	RTI	oval ring	1	ANSI 300	RF	Spiral wounded	D	2700	3405	-20	105	2013	2	9
41	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-21-P-303A	3,00	ANSI 1500	RTI	oval ring	6	ANSI 300	RF	Spiral wounded	E	1923	3405	-20	105	2013	1	8
42	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-21-P-303A	3,00	ANSI 1500	RTI	oval ring	6	ANSI 300	RTI	Spiral wounded	E	1923	3405	-20	105	2013	1	8
43	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-21-ME-301	3,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	4	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	550	740	-20	190	2013	2	9
44	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-21-ME-301	3,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	4	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	550	740	-20	190	2013	2	9
45	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-21-ME-301	0,75	800 WOG	FNPT	Spiral wounded	1	800WOG	FNPT	Spiral wounded	D	285	800	-20	105	2013	2	9
46	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-21-ME-301	0,75	800 WOG	FNPT	oval ring	1	800WOG	FNPT	Spiral wounded	D	285	800	-20	105	2013	2	9
47	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-21-ME-301	0,75	800 WOG	FNPT	Spiral wounded	1	800WOG	FNPT	Spiral wounded	D	285	800	-20	105	2013	2	9
48	CRUDE OIL	RV - Relief Valve	Safety and Relief	FL-21-TK-303A	0,75	ANSI 150	RF	Spiral wounded	1	ANSI 150	RF	Spiral wounded	D	160	285	-20	105	2013	1	10
49	CRUDE OIL	RV - Relief Valve	Safety and Relief	FL-21-TK-303B	0,75	ANSI 150	RF	Spiral wounded	1	ANSI 150	RF	Spiral wounded	D	160	285	-20	105	2013	1	10
50	CRUDE OIL	RV - Relief Valve	Safety and Relief	FL-21-P-303A	0,75	ANSI 150	RF	Spiral wounded	1	ANSI 150	RF	Spiral wounded	D	50	285	-20	150	2013	1	10
51	CRUDE OIL	RV - Relief Valve	Safety and Relief	FL-21-P-303C	0,75	ANSI 150	RF	Spiral wounded	1	ANSI 150	RF	Spiral wounded	D	205	285	-20	150	2013	1	10
52	CRUDE OIL	RV - Relief Valve	Safety and Relief	FL-21-P-303A	1,50	ANSI 1500	RTI	oval ring	2	ANSI 300	RTI	Spiral wounded	D	2700	3405	-20	105	2013	1	8
53	CRUDE OIL	RV - Relief Valve	Safety and Relief	FL-21-P-303A	1,50	ANSI 1500	RTI	oval ring	2	ANSI 300	RTI	Spiral wounded	D	2700	3405	-20	105	2013	1	8
54	CRUDE OIL	RV - Relief Valve	Safety and Relief	FL-21-P-303A	0,75	ANSI 1500	RTI	oval ring	1	ANSI 300	RTI	Spiral wounded	D	2700	3405	-20	105	2013	1	9
55	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-22-TG-2220	0,75	ANSI 600	RF	Spiral wounded	1	ANSI 150	RF	Spiral wounded	D	1245	1440	-20	105	2013	2	8
56	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-22-TG-2220	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6	ANSI 150	RF	Spiral wounded	L	1245	1440	-20	105	2013	2	7
57	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-22-TG-2220	4,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	6	ANSI 150	RF	Spiral wounded	L	1245	1440	-20	105	2013	2	7
58	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-22-GN-ME-301	0,75	ANSI 900	RF	Spiral wounded	1	ANSI 300	RF	Spiral wounded	D	1923	3405	-20	105	2013	1	9
59	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-V-305	4,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	6	ANSI 150	RF	Spiral wounded	N	75	740	-20	113	2013	1	9
60	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-V-305	4,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	6	ANSI 150	RF	Spiral wounded	N	75	740	-20	103	2013	1	9
61	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-V-306	4,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	6	ANSI 150	RF	Spiral wounded	L	200	740	-20	115	2013	1	9
62	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-V-306	4,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	6	ANSI 150	RF	Spiral wounded	L	200	740	-20	115	2013	1	9
63	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-ME-303	1,50	ANSI 600	RF	Spiral wounded	2	ANSI 150	RF	Spiral wounded	H	635	1440	-20	220	2013	1	9
64	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-ME-305	1,50	ANSI 300	RF	Spiral wounded	3	ANSI 150	RF	Spiral wounded	H	860	740	-20	180	2013	1	8
65	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-ME-305	1,50	ANSI 150	RF	Spiral wounded	3	ANSI 150	RF	Spiral wounded	G	250	285	-20	165	2013	1	8
66	FUEL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-ME-303	1,50	ANSI 150	RF	Spiral wounded	2	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	85	285	-20	150	2013	1	9
67	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-TK-312	1,00	300 WOG	FNPT	NA	NA	NA	NA	E	7	20	-20	100	2013	3	10	
68	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-TK-313	1,00	300 WOG	FNPT	NA	NA	NA	NA	E	7	20	-20	100	2013	3	10	
69	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-TK-314	0,50	300 WOG	FNPT	NA	0,75	300 WOG	FNPT	NA	D	160	280	-20	120	2013	3	10
70	CRUDE/NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-V-307A	2,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	8	ANSI 150	RF	Spiral wounded	H	650	1440	-20	455	2013	1	9
71	CRUDE/NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-V-307A	2,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	2,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	H	650	750	-20	220	2013	1	1
72	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-ME-301	1,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	1,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	E	180	285	-20	210	2013	1	10
73	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-ME-301	1,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	1,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	L	113	285	-20	160	2013	1	9
74	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-P-332	0,75	ANSI 300	WNPT	Spiral wounded	0,75	ANSI 150	WNPT	Spiral wounded	D	215	740	-20	130	2013	3	10
75	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-ME-301	0,50	ANSI 150	RF	Spiral wounded	0,50	ANSI 150	RF	Spiral wounded	G	250	285	-20	110	2013	1	9
76	FUEL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-ME-301	1,50	ANSI 150	RF	Spiral wounded	1,50	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	85	285	-20	125	2013	1	9

77	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-T8-331	1,00	300 WOG	FMPT	NA	NA	NA	NA	NA	E	7	20	-20	100	2013	3	10
78	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-T8-332	1,00	300 WOG	FMPT	NA	NA	NA	NA	NA	E	7	20	-20	100	2013	3	10
79	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-T8-334	0,50	ANSI 300	RF	Spiral wounded	0,50	ANSI 150	RF	Spiral wounded	D	160	240	-20	120	2013	3	10
80	CRUDE/NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-V-308	2,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	2,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	H	650	1440	-20	210	2013	1	9
81	CRUDE/NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-V-308	2,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	3	ANSI 150	RF	Spiral wounded	H	650	1440	-20	210	2013	1	9
82	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-V-331	3,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	4	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	200	240	-20	120	2013	1	9
83	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-V-333	3,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	4	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	200	240	-20	203	2013	1	9
84	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-V-231	3,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	4	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	200	240	-20	120	2013	1	9
85	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-ME-102	3,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	4	ANSI 150	RF	Spiral wounded	L	150	285	-20	125	2013	1	9
86	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-ME-102	3,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	4	ANSI 150	RF	Spiral wounded	L	300	240	-20	125	2013	1	9
87	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-F-340	1,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	2	ANSI 150	RF	Spiral wounded	D	650	240	-20	125	2013	3	8
88	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-F9-302	1,00	800 WOG	FMPT	NA	1	800WOG	FMPT	NA	D	185	800	-150	125	2013	3	9
89	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-23-F-342	1,00	800 WOG	FMPT	NA	1	800WOG	FMPT	NA	D	85	800	-20	125	2013	3	9
90	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-303A	2,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	3	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	1280	1440	-20	114	2013	1	8
91	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-MBI-302A	2,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	3	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	1280	1440	-20	300	2013	1	5
92	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	MBL-302B	2,00	ANSI 1500	RTJ	oval ring	3	ANSI 300	RF	Spiral wounded	H	2415	3405	-20	300	2013	1	3
93	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	MBL-302C	1,50	API 10000	HUB	Graylock	2	ANSI 300	RF	Spiral wounded	F	6200	6700	-20	350	2013	1	3
94	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-304A	1,50	ANSI 150	RF	Spiral wounded	3	ANSI 150	RF	Spiral wounded	H	260	285	-20	150	2013	1	8
95	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-318A	1,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	1	ANSI 150	RF	Spiral wounded	D	260	285	-20	150	2013	4	3
96	FUEL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-318A	1,50	ANSI 150	RF	Spiral wounded	2	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	80	285	-20	250	2013	4	3
97	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-312A/SI W	1,00	300 WOG	NPT	NA	NA	NA	NA	NA	E	7	20	-20	100	2013	4	10
98	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-313A/AU X	1,00	300 WOG	NPT	NA	NA	NA	NA	NA	E	7	20	-20	100	2013	4	10
99	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-323	1,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	2	ANSI 150	RF	Spiral wounded	D	650	1440	-20	230	2013	1	9
100	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-323	1,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	2	ANSI 150	RF	Spiral wounded	D	650	1440	-20	230	2013	1	9
101	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-303C	2,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	3	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	1280	1440	-20	230	2013	1	5
102	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-MBI-302B	2,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	3	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	1280	1440	-20	230	2013	1	5
103	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-MBI-302C	2,00	ANSI 1500	RTJ	oval ring	3	ANSI 300	RF	Spiral wounded	H	2415	3000	-20	300	2013	1	5
104	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-MBI-302C	1,50	API 10000	HUB	Graylock	2	ANSI 300	RF	Spiral wounded	F	6200	6700	-20	350	2013	1	3
105	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-304C	1,50	ANSI 150	RF	Spiral wounded	3	ANSI 150	RF	Spiral wounded	H	260	285	-20	160	2013	1	8
106	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-318C	1,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	1	ANSI 150	RF	Spiral wounded	D	260	285	-20	130	2013	2	9
107	FUEL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-318C	0,50	ANSI 150	RF	Spiral wounded	2	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	80	285	-20	230	2013	2	9
108	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-312C/EI	1,00	300 WOG	NPT	NA	NA	NA	NA	NA	E	7	20	-20	100	2013	4	10
109	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-313C/AU X	1,00	300 WOG	NPT	NA	NA	NA	NA	NA	E	7	20	-20	100	2013	4	10
110	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-303D	2,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	3	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	1280	1440	-20	160	2013	1	8
111	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-MBI-302D	2,00	ANSI 600	RF	Spiral wounded	3,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	F	1280	1440	-20	120	2013	1	8
112	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-MBI-304D	2,00	ANSI 1500	RTJ	oval ring	3	ANSI 300	RF	Spiral wounded	H	2415	3000	-20	300	2013	1	3
113	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-MBI-303D	1,50	API 10000	HUB	Graylock	2,00	ANSI 300	RF	Spiral wounded	F	6200	6700	-20	350	2013	1	3
114	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-304D	1,50	ANSI 150	RF	Spiral wounded	3,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	H	260	285	-20	130	2013	1	8
115	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-318D	1,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	1,00	ANSI 150	RF	Spiral wounded	D	260	285	-20	120	2013	2	9

116	FUEL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-318D	1,50	ANSI 150	RF	Spiral welded	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	F	80	285	-20	120	2013	2	8
117	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-312D/ED	1,00	300 WOG	NPT	NA	NA	NA	NA	NA	E	7	20	-20	100	2013	2	10
118	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-T-3130/ADJ	1,00	300 WOG	NPT	NA	NA	NA	NA	NA	E	7	20	-20	100	2013	2	10
119	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-K-302A	1	API 10000	HOB	Graylock	2	ANSI 300	RF	Spiral welded	D	6200	6700	-20	350	2013	2	5
120	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-K-302A	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	200	285	-20	120	2013	2	10
121	FUEL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-K-302A	1,50	ANSI 150	RF	Spiral welded	3	ANSI 150	RF	Spiral welded	F	84	285	-20	60	2013	2	8
122	FUEL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-K-302A	1,50	ANSI 150	RF	Spiral welded	3	ANSI 150	RF	Spiral welded	F	84	285	-20	60	2013	2	8
123	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-306A	2,00	ANSI 900	RTJ	oval ring	3	ANSI 300	RF	Spiral welded	H	2045	2220	-20	200	2013	2	5
124	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-HE-305A	4,00	ANSI 1500	RTJ	oval ring	6,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	L	2960	3485	-20	230	2013	2	5
125	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-307A	1,50	ANSI 2500	RTJ	oval ring	3,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	G	3990	4200	-20	230	2013	2	5
126	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-HE-306A	4	API 10000	HOB	Graylock	4	ANSI 300	RF	Spiral welded	D	6250	6700	-20	350	2013	4	5
127	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-305	1,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	650	1440	-20	180	2013	1	9
128	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-305	1,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	650	1440	-20	180	2013	1	9
129	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-801	1,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	650	725	-20	120	2013	2	8
130	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-H-602A	1,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	650	725	-20	120	2013	4	8
131	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-H-602B	1,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	650	725	-20	120	2013	4	8
132	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-603A	1,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	650	725	-20	120	2013	4	8
133	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-603B	1,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	650	725	-20	120	2013	2	8
134	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-301B	2,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	3,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	J	1280	1440	-20	120	2013	1	8
135	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-MBL-300B	2,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	3,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	J	1280	1440	-20	114	2013	1	8
136	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-MBL-300A	2,00	ANSI 1500	RTJ	oval ring	3,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	H	2415	3000	-20	300	2013	1	5
137	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-MBL-307B	1,5	API 10000	HOB	Graylock	2	ANSI 600	RF	Spiral welded	F	6200	6700	-20	350	2013	1	5
138	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-V-304B	0,50	ANSI 150	RF	Spiral welded	3,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	H	260	285	-20	100	2013	1	9
139	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-318B	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	5,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	260	285	-20	150	2013	4	9
140	FUEL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-318B	1,50	ANSI 150	RF	Spiral welded	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	F	80	285	-30	120	2013	4	10
141	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-T-312B/EDW	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	200	285	-20	120	2013	4	10
142	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-T-313B/ADJX	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	200	285	-20	120	2013	4	10
143	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-P-605A	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	58	285	-20	120	2013	4	10
144	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-NE-302A	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	174	285	-20	120	2013	4	10
145	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-NE-302A	1,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	754	1440	-20	120	2013	4	9
146	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-P-017A	1,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	400	435	-20	120	2013	4	9
147	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-P-625A	1,00	ANSI 2500	RTJ	oval ring	2	ANSI 300	RF	Spiral welded	D	5220	6200	-20	120	2013	4	8
148	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-F-626A	1,00	ANSI 2500	RTJ	oval ring	2	ANSI 300	RF	Spiral welded	D	4930	6200	-20	120	2013	4	8
149	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-P-625A	1,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	D	870	1440	-20	120	2013	4	8
150	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-ME-302A	0,50	3000 WOG	NPT	NA	0,5	3000 WOG	NPT	NA	-4	2450	3000	-20	120	2013	2	8

151	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-ME-302A	0,50	5000 WOG	NPT	NA	0,5	5000 WOG	NPT	NA	-4	2450	3000	-20	120	2013	2	8
152	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-GTB-301	0,50	300 WOG	NPT	NA	0,5	300 WOG	NPT	NA	-4	10	285	-20	120	2013	4	10
153	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-GTB-301	0,50	300 WOG	NPT	NA	0,5	300 WOG	NPT	NA	-4	160	285	-20	120	2013	4	10
154	OIL/WATER	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-26-GTB-301	0,50	500 WOG	NPT	NA	0,5	500 WOG	NPT	NA	-4	30,5	285	-20	120	2013	4	10
155	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-CT-301	1,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	E	650	1440	-20	180	2013	1	9
156	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-CT-301	1,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	E	650	1440	-20	180	2013	1	9
157	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-FH-301A	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	3	ANSI 150	RF	Spiral welded	J	10	285	-20	120	2013	1	9
158	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-FH-301A	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	3	ANSI 150	RF	Spiral welded	J	10	285	-20	120	2013	1	9
159	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-P-301A	1,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	A	700	740	-20	180	2013	1	9
160	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-P-301B	1,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	A	700	740	-20	180	2013	1	9
161	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-F-301A	1,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	A	707	740	-20	180	2013	4	10
162	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-V-301A	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	3	ANSI 150	RF	Spiral welded	G	150	285	-20	120	2013	1	9
163	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-V-301A	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	3	ANSI 150	RF	Spiral welded	G	150	285	-20	120	2013	1	9
164	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-F-302A	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	A	150	285	-20	120	2013	1	9
165	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-F-302A	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	A	200	285	-20	120	2013	1	9
166	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-V-304A	1,50	ANSI 150	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	F	10	285	-20	120	2013	1	9
167	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-V-304A	1,50	ANSI 150	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	F	10	285	-20	120	2013	1	9
168	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-CT-311A	2,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	3	ANSI 150	RF	Spiral welded	H	650	740	-20	180	2013	1	8
169	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-CT-311A	2,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	3	ANSI 150	RF	Spiral welded	H	650	740	-20	203	2013	1	8
170	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-CT-301	1,50	ANSI 300	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	F	650	740	-20	110	2013	2	8
171	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-V-307A	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	K	125	285	-20	180	2013	1	9
172	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-FH-321	3,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	4	ANSI 150	RF	Spiral welded	L	10	285	-20	120	2013	1	9
173	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-FH-321	3,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	4	ANSI 150	RF	Spiral welded	L	10	285	-20	120	2013	1	9
174	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-P-321A	1,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	K	700	1440	-20	180	2013	1	9
175	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-P-321B	1,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	K	700	1440	-20	180	2013	1	9
176	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-P-321C	1,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	K	700	1440	-20	180	2013	1	9
177	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-F-321	1,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	K	707	740	-20	180	2013	1	9
177	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-F-321	1,00	ANSI 300	RF	Spiral welded	1	ANSI 150	RF	Spiral welded	K	707	740	-20	180	2013	1	9
178	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-V-321	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	3	ANSI 150	RF	Spiral welded	J	150	285	-20	120	2013	1	9
179	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-V-321	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	3	ANSI 150	RF	Spiral welded	J	150	285	-20	120	2013	1	9
180	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-F-322	1,50	ANSI 150	RF	Spiral welded	2	ANSI 150	RF	Spiral welded	G	150	285	-20	120	2013	1	9
181	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-F-322	1,50	ANSI 150	RF	Spiral welded	1,50	ANSI 150	RF	Spiral welded	K	200	285	-20	120	2013	1	9
182	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-V-325	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	J	10	285	-20	120	2013	1	9
183	CRUDE OIL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-V-325	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	2,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	J	10	285	-20	120	2013	1	9
184	GLYCOL	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-V-327	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	K	125	285	-20	120	2013	1	9
185	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-CT-312	1,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	E	650	1440	-20	180	2013	1	9
186	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-27-CT-312	1,00	ANSI 600	RF	Spiral welded	1,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	E	650	1440	-20	180	2013	1	9
187	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-30-P-302A	1,50	ANSI 1500	RTJ	oval ring	1,50	ANSI 150	RTJ	Spiral welded	D	2200	3405	-20	235	2013	1	9
188	NATURAL GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-30-P-302B	1,50	ANSI 1500	RTJ	oval ring	1,50	ANSI 150	RTJ	Spiral welded	D	2200	3405	-20	235	2013	1	9
189	CRUDE/WATER/NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-30-V-110	4,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	4,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	N	100	285	-20	145	2013	1	9
190	CRUDE/WATER/NAT GAS	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-30-V-110	4,00	ANSI 150	RF	Spiral welded	4,00	ANSI 150	RF	NA	N	100	285	-20	145	2013	1	9
191	CHEM INJECT	PSV - pressure safety Valve	Safety and Relief	FL-42-ME-301	0,50	3000 WOG	MNPT	N/A	0,50	3000 WOG	OD	N/A	0,0	718	285	-20	145	2013	1	9

247	OL/WATER	PSV - pressure	Safety and	FL-34-TR	1,00	ANSI 150	RF	Spiral	1,50	ANSI 150	RF	Spiral	E	45	245	-20	100	2013	3	10
248	OL/WATER	Safety Valve	Relief	FL-34-TR	0,75	ANSI 150	RF	Spiral	1	ANSI 150	RF	Spiral	D	40	245	-20	100	2013	3	10
249	GLYCOL	PSV - pressure	Safety and	FL-35-V	1,00	ANSI 300	RF	Spiral	2	ANSI 150	RF	Spiral	D	600	740	-20	255	2013	3	8
250	GLYCOL	Safety Valve	Relief	FL-35-V	1,00	ANSI 300	RF	Spiral	2	ANSI 150	RF	Spiral	D	600	740	-20	260	2013	3	8
251	GLYCOL	PSV - pressure	Safety and	FL-36	1,00	ANSI 300	RF	Spiral	1,00	ANSI 150	RF	Spiral	D	600	740	-20	120	2013	3	9
252	GLYCOL	Safety Valve	Relief	FL-36	1,00	ANSI 300	RF	Spiral	1,00	ANSI 150	RF	Spiral	D	600	740	-20	120	2013	3	9
253	GLYCOL	PSV - pressure	Safety and	FL-37	1,00	ANSI 300	RF	Spiral	1,00	ANSI 150	RF	Spiral	D	600	740	-20	120	2013	3	9
254	NATURAL GAS	Relief Element	Safety and	FL-37-V	6,00	ANSI 150	RF	Spiral	6,00	ANSI 150	RF	Spiral	FC	50	245	-20	120	2013	1	9
255	NATURAL GAS	Safety Element	Relief	FL-37-V	6,00	ANSI 150	RF	Spiral	6,00	ANSI 150	RF	Spiral	FC	50	245	-20	120	2013	1	9
256	AIR	PSV - pressure	Safety and	FL-33-V	0,50	ANSI 600	RF	Spiral	0,50	ANSI 150	RF	Spiral	D	150	1440	-20	120	2013	3	10
257	OL/WATER	Safety Valve	Relief	FL-33-K	0,25	300 WOG	MMPT	N/A	0,25	ATM	FNPT	NA	0,1	275	740	-20	120	2013	3	10
258	OL/WATER	PSV - pressure	Safety and	FL-33-K	0,25	300 WOG	MMPT	N/A	0,25	ATM	FNPT	NA	0,1	275	740	-20	120	2013	3	10
259	OL/WATER	Safety Valve	Relief	FL-33-K	0,25	300 WOG	MMPT	N/A	0,25	ATM	FNPT	NA	0,1	275	740	-20	120	2013	3	10
260	OL/WATER	PSV - pressure	Safety and	FL-33-K	0,25	300 WOG	MMPT	N/A	0,25	ATM	FNPT	NA	D	275	245	-20	120	2013	3	10
261	OL/WATER	PSV - pressure	Safety and	FL-33-V	1	ANSI 150	RF	Spiral	1,00	ANSI 150	RF	Spiral	D	185	245	-20	120	2013	3	10
262	OL/WATER	PSV - pressure	Safety and	FL-34	1	ANSI 300	RF	Spiral	1,00	ANSI 150	RF	Spiral	D	640	740	-20	120	2013	3	8
263	OL/WATER	Safety Valve	Relief	FL-34	1	ANSI 300	RF	Spiral	1,00	ANSI 150	RF	Spiral	D	640	740	-20	120	2013	3	8
264	OL/WATER	PSV - pressure	Safety and	ME-301	1	ANSI 300	RF	Spiral	1,00	ANSI 150	RF	Spiral	D	640	740	-20	120	2013	3	8
265	NATURAL GAS	Safety Valve	Relief	FL-71-P-301A	6,00	ANSI 500	RF	Spiral	6,00	ANSI 150	RF	Spiral	N/E	204	740	-20	120	2013	2	9
266	NATURAL GAS	PSV - pressure	Safety and	FL-71-P-301B	6,00	ANSI 300	RF	Spiral	6,00	ANSI 150	RF	Spiral	N/E	204	740	-20	120	2013	2	9
267	CRUDE OIL	PSV - pressure	Safety and	FL-97	0,75	ANSI 900	RTI	oval ring	0,75	ANSI 300	RF	Spiral	D	2540	3405	-20	120	2013	1	9
268	NATURAL GAS	Safety Valve	Relief	FL-97	0,75	ANSI 900	RTI	oval ring	0,75	ANSI 300	RTI	Spiral	D	1850	3405	-20	120	2013	1	9
269	NATURAL GAS	PSV - pressure	Safety and	FL-97	0,75	ANSI 900	RTI	oval ring	0,75	ANSI 300	RTI	Spiral	D	1850	3405	-20	120	2013	1	9
270	OL/WATER	PSV - pressure	Safety and	FL-97	0,75	ANSI 900	RTI	oval ring	0,75	ANSI 300	RTI	Spiral	D	1850	3405	-20	120	2013	2	9
271	NATURAL GAS	Safety Valve	Relief	FL-97	4,00	ANSI 900	RTI	oval ring	6	ANSI 300	RF	Spiral	L	1400	3000	-20	200	2013	1	8
272	NATURAL GAS	PSV - pressure	Safety and	FL-97	4,00	ANSI 900	RTI	oval ring	6	ANSI 300	RF	Spiral	L	1450	3000	-20	200	2013	1	8
273	NATURAL GAS	Safety Valve	Relief	FL-97	4,00	ANSI 900	RTI	oval ring	6	ANSI 300	RF	Spiral	L	1400	3000	-20	200	2013	1	8
274	NATURAL GAS	PSV - pressure	Safety and	FL-97	4,00	ANSI 600	RF	Spiral	6	ANSI 150	RF	Spiral	M	1050	1440	-20	152	2013	1	9
275	NATURAL GAS	Safety Valve	Relief	FL-97	4,00	ANSI 600	RF	Spiral	6	ANSI 150	RF	Spiral	M	1100	1440	-20	152	2013	1	9
276	NATURAL GAS	PSV - pressure	Safety and	FL-97	4,00	ANSI 600	RF	Spiral	6	ANSI 150	RF	Spiral	M	1100	1440	-20	152	2013	1	9
277	NATURAL GAS	Safety Valve	Relief	FL-97	4,00	ANSI 600	RF	Spiral	6	ANSI 150	RF	Spiral	M	1050	1440	-20	152	2013	1	9
278	NATURAL GAS	PSV - pressure	Safety and	FL-97	0,75	ANSI 900	RTI	oval ring	1	ANSI 300	RF	Spiral	D	1850	1440	-20	105	2013	1	8
279	OL/WATER	Safety Valve	Relief	FL-82-TK-302A	1	ANSI 300	RF	Spiral	1,00	ANSI 150	RF	Spiral	D	640	740	-20	120	2013	3	8
280	OL/WATER	PSV - pressure	Safety and	FL-82-TK-302B	1	ANSI 300	RF	Spiral	1,00	ANSI 150	RF	Spiral	D	640	740	-20	120	2013	3	8
281	OL/WATER	Safety Valve	Relief	FL-82-TK-302A	1	ANSI 300	RF	Spiral	1,00	ANSI 150	RF	Spiral	D	640	740	-20	120	2013	3	8
282	OL/WATER	PSV - pressure	Safety and	FL-82-TK-302B	1	ANSI 300	RF	Spiral	1,00	ANSI 150	RF	Spiral	D	640	740	-20	120	2013	3	8
283	OL/WATER	Safety Valve	Relief	FL-82-TK-302A	2,00	ANSI 300	RF	Spiral	3	ANSI 150	RF	Spiral	D	640	740	-20	120	2013	3	9
284	OL/WATER	PSV - pressure	Safety and	FL-82-TK-302B	2,00	ANSI 300	RF	Spiral	3	ANSI 150	RF	Spiral	D	640	740	-20	120	2013	3	9
285	OL/WATER	Safety Valve	Relief	FL-82-ME-301A	0,50	300 WOG	NPT	N/A	0,5	300 WOG	NPT	N/A	4	150	800	-20	120	2013	3	10
286	OL/WATER	PSV - pressure	Safety and	FL-82-ME-301B	0,50	300 WOG	NPT	N/A	0,5	300 WOG	NPT	N/A	4	150	800	-20	120	2013	3	10
287	NATURAL GAS	Relief Element	Safety and	FL-44-ME-301	36	ANSI 150	RF	Spiral	36	ANSI 150	RF	Spiral	FC	85	90	-20	120	2013	1	8
288	OL/WATER	PSV - Pressure	Safety and	FL-21-TK-301A	12	ANSI 900	RF	Spiral	NA	NA	NA	NA	FC	1	1,3	-20	120	2013	3	9
289	OL/WATER	PSV - Pressure	Safety and	FL-21-TK-301B	12	ANSI 150	RF	Spiral	NA	NA	NA	NA	FC	1	1,3	-20	120	2013	3	9
290	OL/WATER	PSV - Pressure	Safety and	FL-54-TK-301	4	ANSI 150	RF	Spiral	NA	NA	NA	NA	FC	1	1,3	-20	120	2013	3	9

ANEXO B

CÓDIGOS DE FALLA CPF FLOREÑA

CONCEPTO	CODIGO	DEFINICION
REQUERIMIENTO	OIO	Apertura en operación (disparo)
	SCH	Actividad de mantenimiento/inspección programada
	ELP	La válvula presenta fuga externa de crudo, gas o agua.
	ELU	La válvula presenta fuga externa de utilidades
	OTH	La falla no es una de las que aquí se indican
	FTF	La válvula no dispara correctamente (Dentro del +/- 10% del set)
	FOD	La válvula genera incidente de integridad (Desviación del set esta por encima del 10% ó por debajo del 10%) FALLA DE OPERACIÓN POR DEMANDA
	LCP	La válvula presenta fuga estando cerrada.
	INL	La válvula presenta pase interno.
CAUSA	DSC	Se encuentra asiento con defecto que causa fuga.
	RBQ	Rallas en boquilla.
	DCL	Válvula con set descalibrado.
	ICN	Se encuentran elementos corroídos o con depósitos anormales.
	FOE	Falla otro equipo (p.e Válvula corte U/S or D/S)
	ISG	Se encuentran partes con defectos de ajuste.
	JTL	Se encuentra junta o conexión con falla.
	FMCH	Se encuentra cualquier falla mecánica (rotura, desgaste, etc.)
	FOTH	La causa no es una de las que aquí se indican.
	PVV	El piloto de la válvula se encuentra en malas condiciones.
	SZE	Se encuentran fisuras.
ACCION	OK	Se completa la tarea sin encontrar fallas.
	DA	Se ajustan partes desajustadas
	DC	Se cambian partes desajustadas o dañadas
	DF	Se requiere trabajo futuro.
	DR	se reparan partes degradadas.
	FA	Fallo y se ajustan partes desajustadas.
	FF	Fallo y se requiere trabajo futuro.
	FR	Fallo y se reparan partes degradadas.
	CJ	Se cancela el trabajo por causas externas.
	AJ	Se realiza ajuste del set.
	FC	Fallo y se cambian partes degradadas o dañadas.
	IVE	Safety relieg valve repareded.
RMV	Requiere mantenimiento válvula de corte.	

ANEXO C

DISTRIBUCIÓN WEIBULL

