



E2. INFORME DE LOS RBI O EQUIVALENTES

EVALUACIÓN TÉCNICA DE PROYECTOS GESTIONADOS POR LA EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DE ECUADOR

(LOTE 1) PROYECTO DE LA REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS

CÓDIGO: ICC-TEC-L1-G-IN-003

REV.: 3

N.º Páginas: 95

Realizado	Revisado	Aprobado
		
J. Calle Director de la Consultoría ICC-Tecnatom JCM 18/12/2018	F. Flores Consortiado ICC-Tecnatom FFS 18/12/2018	F. Luna Gerente del Consorcio ICC-Tecnatom FLH 18/12/2018



MOTIVO DE REVISIÓN DEL DOCUMENTO

Rev	Fecha	Aptdo.	Cambio
0	11/2018	-	Edición inicial del documento
1	12/2018	-	Ampliación general del alcance
2	12/2018	-	Incorporación de comentarios del PNUD
3	12/2018	-	Incorporación de comentarios finales

ÍNDICE

	<u>Página</u>
1	INTRODUCCIÓN.....5
2	OBJETIVOS.....7
2.1	OBJETIVO GENERAL.....7
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....7
2.2.1	OBJETIVOS TÉCNICOS.....7
2.2.2	OBJETIVOS OPERACIONALES.....8
3	GLOSARIO.....8
4	DOCUMENTOS Y NORMAS DE REFERENCIA.....11
4.1	DOCUMENTOS DE REFERENCIA.....11
4.2	NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES.....12
5	ESTABLECIMIENTO DE VENTANAS OPERACIONALES.....14
5.1	PROPÓSITO Y ALCANCE.....14
5.2	PARÁMETROS QUE PUEDEN REQUERIR DIFERENTES TIPOS DE IOW...15
5.3	HALLAZGO DE LA REVISIÓN DOCUMENTAL.....17
5.4	RECOMENDACIONES GENERALES DE MEJORA.....17
6	SISTEMATIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROCESOS.....17
6.1	HALLAZGOS DE LA REVISIÓN DOCUMENTAL.....18
6.2	RECOMENDACIONES GENERALES DE MEJORA.....19
7	ELABORACIÓN DE PLANES DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO.....21
7.1	PLANES DE INSPECCIÓN.....21
7.2	PLANES DE MANTENIMIENTO.....23
7.3	CONCLUSIONES.....23
7.4	RECOMENDACIONES GENERALES DE MEJORA.....24
8	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS.....25
8.1	HALLAZGO DE LA REVISIÓN DOCUMENTAL.....31
8.2	RECOMENDACIONES GENERALES DE MEJORA.....31
9	ANÁLISIS DE OBSOLESCENCIA DE EQUIPOS / SISTEMAS.....32
9.1	HALLAZGO DE LA REVISIÓN DOCUMENTAL.....32
9.2	RECOMENDACIONES GENERALES DE MEJORA.....33

10	SEGURIDAD DE LOS PROCESOS BASADO EN LA GESTIÓN DE ACTIVOS	33
10.1	HALLAZGO DE LA REVISIÓN DOCUMENTAL	34
10.2	RECOMENDACIONES GENERALES DE MEJORA.	34
11	ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS	34
11.1	ÍNDICE DE TABLAS	34
11.2	ÍNDICE DE FIGURAS	35
12	ANEXOS	35

1 INTRODUCCIÓN

La Refinería Estatal de Esmeraldas (REE) es la principal refinería de petróleo de Ecuador, con una capacidad de 110.000 barriles por día (BPD). Está situada en la provincia de Esmeraldas, en el sector noroccidental del país, a 3,8 kilómetros del Océano Pacífico.

La REE, al objeto de recuperar la capacidad de procesamiento de crudo, que en el año 2005 llegó a descender hasta el 85 %, estableció el “Programa de Rehabilitación de la REE”, que se reordenó en torno a 13 proyectos agrupados en tres grandes bloques: fase de sostenimiento, fase I y fase II.

El Gobierno del Ecuador, a través del actual Ministerio de Energía y EP PETROECUADOR, ha identificado la necesidad de fortalecer la gestión técnica y financiera de varios proyectos hidrocarburíferos estratégicos para el país. Para ello, ha solicitado la cooperación del PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo), a fin de llevar adelante la contratación de una evaluación técnico-económica del “Programa de Rehabilitación de la REE”, conducida por el consorcio ICC-Tecnatom para responder, los siguientes interrogantes presentados en la TABLA 1.

Tabla 1: Interrogantes clave del Programa de Rehabilitación de REE

PREGUNTA	INFORME ASOCIADO
1 ¿Se planificó, diseño y construyó de acuerdo con los estándares internacionales?	E1 - Informe detallado de la evaluación técnica – operacional.
2 ¿Los costos de implementación del proyecto fueron acordes a los precios de mercado?	E6 - Informe de la razonabilidad de los costos efectuados en el Programa de Rehabilitación de REE.
3 En caso de encontrar desviaciones respecto a los estándares internacionales, ¿Cuáles son las soluciones por implementar?	E3 - Informe de Análisis de Alternativas de mejoramiento y recomendaciones. E7 - Informe de los costos y tiempos estimados para la implementación de las soluciones técnicas recomendadas para lograr operación eficiente y confiabilidad.

Como complemento a los informes incluidos en la TABLA 1, se han realizado las siguientes evaluaciones, cuyos resultados se presentan en los siguientes informes:

- E2 - Informe de los RBI o equivalentes (RBI, implementación de las normas ASME, API 580 Risk-Based Inspection).
- E4 - Informe de evaluación del impacto ambiental, antes y después de la rehabilitación.
- E5 - Informe de evaluación del entorno organizativo.
- E8 - Informe final detallado con conclusiones y recomendaciones, presentación en power point con resumen ejecutivo.

Es importante resaltar que esta evaluación tiene dos aspectos importantes que deben discernirse de manera independiente:

- Por un lado, están las bases y criterios utilizados para establecer el nivel de rehabilitación de la REE, así como el proceso de selección de las empresas de ingeniería, construcción, fiscalización y comisionado; y en particular el sistema de evaluación relativo al cumplimiento de especificaciones, estrechamente relacionado con el aseguramiento de la calidad.
- Por otro lado, una vez tomada la decisión de rehabilitar la refinería, cómo se establecieron los criterios para el control de calidad de todos los procesos; para el cual se requiere un seguimiento sujeto a las normas particulares de diseño, construcción y puesta en marcha de cada sistema o equipo.

La evaluación busca determinar si el último Programa de Rehabilitación de la REE siguió los estándares internacionales de gestión de proyectos, gestión de cambio y si los parámetros de diseño y de construcción fueron los técnicamente adecuados conforme a las metodologías y normas internacionales que rigen para este tipo de instalaciones; si el costo final se encuentra dentro de los valores de mercado y si para las principales áreas de la refinería está asegurada la continuidad operacional, así como la actualización de los procesos, procedimientos y guías operativas e informes de gestión con sus respectivos planes de acción.

Para lograr este objetivo, el consorcio ICC-Tecnatom, ha reunido un grupo multidisciplinario para el Desarrollo de la Consultoría, aplicando una Metodología de Evaluación con base a una Matriz de Criterios de Evaluación con sus respectivos indicadores para todos y cada uno de los alcances, que dará como resultado final un Diagnóstico técnico-operacional y generará las recomendaciones a ser implementadas para obtener, en primer término, un modelo de gestión robusto, que pueda soportar la toma de decisiones y, en segundo término, verificar como la producción requerida por la planta puede ser alcanzada, cumpliendo con todos los parámetros y normativa internacional. Para ello, se estimarán los costos y el tiempo de ejecución de estas.

En el presente informe, más allá de evaluar el modelo de gestión actualmente implementado en la REE y diseñar los nuevos cambios necesarios para llevar dicho modelo hacia un Sistema de Gestión Integral de Activos, se recogen los aspectos generales para un aseguramiento de la integridad mecánica. Puesto que la evaluación consiste en la realización de un diagnóstico, se establecerá la estructura básica de la información para las diferentes metodologías, y en base a las evidencias documentales obtenidas en la documentación proporcionada por Petroecuador se identificarán las brechas y el plan de acción que recoja de manera transversal la matriz de evaluación creada. Además, se plantearán objetivos generales para la gestión integral de activos y a su vez de manera individual para las diferentes metodologías que se debieran estar implementando.

El presente informe está orientado a discernir si la estrategia que se plantea la REE para administrar los activos físicos de la instalación cubre los requerimientos operacionales y de negocio, en apego a los requerimientos normativos de mejora continua, así como si ésta se ha preparado siguiendo los elementos claves que deben cubrirse para disponer de un modelo de gestión de integridad y confiabilidad integrados. Adicionalmente se hace relación de las normas

y referencias que deben ser utilizadas, así como a los resultados esperados una vez éstas sean aplicadas.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

- Evaluar el plan de integridad de equipos e instalaciones que conforman la REE a largo plazo en cumplimiento con un Plan de Administración de Confiabilidad e Integridad de Instalaciones, desarrollado e integrado por los diferentes planes productivos existentes, para lograr una operación segura, libre de fallas y con sustentabilidad futura.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir y presentar el concepto de Ventanas de Integridad Operativa o IOWs para facilitar la inspección de equipos de ESMERALDAS.
- Identificar las fallas en Integridad mecánica de la Refinería para poder realizar propuestas de innovación y soluciones frente a las contingencias actuales de la planta.
- Integrar los requerimientos establecidos para la administración del proceso de seguridad, especificados en los estándares OSHAS y referencias DuPont sobre PSM (Process Safety Management).
- Establecer las bases para realizar un Plan de Integridad y Confiabilidad de la Función de los Activos Físicos (Equipos Dinámicos, Equipos Eléctricos, Instrumentación, Equipos Estáticos) durante un ciclo de vida.

2.2.1 OBJETIVOS TÉCNICOS

- Recopilar y revisar los datos y parámetros recopilados por la REE sobre Ventanas de Integridad Operativa, sistematización de Unidades de Proceso y Planes de Inspección y Mantenimiento.
- Cotejar la conformidad de la documentación con los requisitos establecidos por la normativa de referencia para un Modelo de Gestión Integral de activos como los descritos en la serie de normativa ISO 5500.
- Identificar la información documentada relativa tanto a Análisis de Confiabilidad de Sistemas como a Análisis de Obsolescencia de equipos y evaluar su conformidad con respecto a la normativa API RP 580 e ISO 31000.
- Evaluar y jerarquizar los Sistemas de las Instalaciones que conforman la REE, generando una línea base en la cual, se realice una división estructurada de la misma (área / unidad / sistema / equipo o circuito / elemento) y se definan los circuitos críticos de corrosión, los equipos y elementos críticos, los mecanismos de falla habituales y sus consecuencias.



2.2.2 OBJETIVOS OPERACIONALES

- Establecer las condiciones de seguridad operativa a fin de minimizar el impacto de los riesgos operativos al personal y al medio ambiente, encontrados en los sistemas y equipos eléctricos pertenecientes a las instalaciones.
- Detallar los aspectos esenciales para el establecimiento de Ventanas Operacionales (IOWs) y análisis de procesos basados en la identificación del riesgo.
- Detectar desviaciones en el comportamiento de las variables de los diferentes procesos a partir de los datos recolectados actualmente por la refinería con el fin de identificar las limitaciones en los lazos de control y en los sistemas críticos.
- Conocer la condición de la maquinaria y estado de sus indicadores a fin de determinar acciones para su operación de manera segura, eficiente y económica a través del uso óptimo de planes de mantenimiento predictivo y preventivo.
- Determinar la condición de operación de los equipos correspondientes a sistemas críticos del proceso, a fin de colaborar con el incremento de la confiabilidad de éstos.

3 GLOSARIO

- Activo o Activo Físico: Se define un activo físico como; planta, maquinaria, modulo funcional, edificios, vehículos y otros ítems y sistemas relacionados que posean una función o servicio distintivos cuantificables para el negocio (ISO 55000).
- Administración del Cambio: Proceso formal y obligatorio para que todo cambio que sea necesario realizar siga un proceso lógico y detallado para minimizar y controlar los riesgos asociados a dicho cambio. (Personal, operador, material, procesos, estrategia, equipos).
- Análisis de Causa Raíz (ACR): Es una metodología disciplinada, estructurada, de identificación y eliminación de las causas raíces desconocidas que generan cualquier tipo de evento no deseado, falla(s) en los equipos, accidentes, incidentes.
- Análisis Costo – Beneficio: Es una metodología que permite verificar que el beneficio logrado por disminución de costo o riesgo justifique el costo de la tarea recomendada.
- Cambio: Se considera un cambio toda nueva condición de servicio o funcionamiento de una instalación, equipo y/o proceso, inducida después de su puesta en marcha y que afecte sus especificaciones o propósito de diseño.
- Cambio de especificaciones: Cualquier acción tomada para cambiar la configuración física de un activo o sistema (rediseño o modificación); para cambiar el método utilizado por un operador o la persona que da el mantenimiento; para el desarrollo de una tarea específica; para cambiar el contexto operacional del sistema; o cambiar la capacidad de un operador o del que da el mantenimiento. (SAE JA-1011).



- Causa de la falla: Circunstancias durante el diseño, la fabricación, instalación, el uso o el mantenimiento, las cuales han conducido a una falla. (ISO 14224)
- Consecuencia de falla: Son las maneras en que se presenta el efecto de un modo de falla o de una falla múltiple (evidencia de falla, impacto en seguridad, el ambiente, capacidad operacional, y los costos directos e indirectos de la reparación) (SAE JA-1011).
- Criticidad: Es una medida del riesgo asociado al modo de falla y sus efectos. Este puede ser establecido cualitativamente (ej. alto, medio, bajo) o cuantitativamente (ej. 15 mdp por año o USD 15 MM año). Establecido por el análisis de comportamiento pasado.
- Efecto de falla: Consecuencia de un modo de falla, (SAE JA-1011). El efecto percibido por el responsable de un sistema, como resultado de la ocurrencia de un modo de falla.
- Equipamiento: Se refiere a instalaciones, sistemas, equipos, instrumentación que puede utilizarse para cumplir con una función específica.
- Equipo: Dentro del ámbito de este procedimiento se considera equipo como un ensamblaje de partes mantenibles que cumple una función en un sistema o subsistema.
- Equipo Crítico: Es aquel que por su condición actual puede tener una media o alta frecuencia de falla, combinada con una baja y media consecuencia. Por ejemplo: una bomba en la que sus sellos fallan varias veces al año, una fuga en una tubería sin afectación al ambiente y a la salud.
- Equipo Vital: Aquellos equipos que en caso de falla puedan generar grandes pérdidas económicas y operativas.
- Factibilidad técnica: Una tarea es factible técnicamente si posee un nivel de eficacia considerable contra las causas o las consecuencias de un modo de falla.
- Falla: Es la terminación de la habilidad de un ítem para realizar una función requerida. Se considera falla a partir del momento en que el equipo se para por sí mismo o se ve afectado por fuentes externas o tiene que ser detenido por personal de operaciones de manera NO programada o imprevista.
- Falla Crítica: Es la que ocasiona el cese inmediato de las funciones del equipo, es decir, es la que produce el paro o detención inmediata de la producción o seguridad.
- Falla Inherente: Se considera Falla Inherente a partir del momento en que el equipo se para por sí mismo de manera NO programada o imprevista, y es necesario realizar trabajos de mantenimiento para restaurarlo a su condición operativa.
- Falla no Crítica: No causa el cese de la función principal, pero compromete una o varias funciones secundarias.
- FMECA: Análisis de modos y efectos de falla y criticidad (siglas en inglés: Failure Modes Effect and Critical Analysis), es un conjunto de técnicas usadas para identificar las vías por las cuales un componente de un sistema puede fallar en el cumplimiento de su propósito de diseño.
- Función: Aquel propósito para el que se diseña un activo físico o sistema (SAE JA-1011).



- **Gestión del Conocimiento:** Proceso mediante el cual la organización captura y divulga las buenas prácticas. (Datos – Información - Toma de Decisiones – Conocimiento).
- **Indicador:** Relación entre variables cuantitativas o cualitativas, que permite observar la situación actual y la tendencia de cambio generadas en el objeto observado, respecto a objetivos, metas previstas.
- **Mantenimiento:** Es la combinación de todas las acciones técnicas y administrativas, incluyendo acciones de supervisión, encaminadas a recuperar o restaurar total o parcialmente la capacidad de un equipo, sistema o planta para cumplir con la función requerida.
- **Mantenimiento Predictivo:** Desarrolla una serie de acciones técnicas que se aplican con el objetivo de detectar posibles fallas y defectos de maquinaria en las etapas incipientes para evitar que estos fallos se manifiesten en uno más grande durante su funcionamiento, evitando que ocasionen paros de emergencia y tiempos muertos, causando impacto financiero negativo.
- **Mantenimiento Correctivo:** Mantenimiento realizado después de ser reconocida la falla, con la intención de retornar al equipo o sistema la capacidad para realizar la función requerida. (ISO 14224). Dentro de esta clasificación entra el mantenimiento que se ejecuta después de una actividad de inspección dado que este mantenimiento no ha sido planificado.
- **Mantenimiento Preventivo:** Es el mantenimiento realizado a intervalos determinados (tiempos, ciclos) de acuerdo a criterios establecidos: para prevenir la falla antes de que esta ocurra o se pierda la función del equipo. Se realiza independientemente de la condición en la que se encuentre el componente revisado.
- **Modo de falla:** Un evento único, que causa una falla funcional (SAE JA1011). Uno de los estados posibles de un componente fallado para una función requerida dada. (IEC 60300-3-11). Describe como un equipo falla y cómo esta falla desemboca potencialmente en una falla funcional.
- **Plan de Mantenimiento:** El plan que establece con respecto a un equipo o instalación qué tareas se ejecutarán, cómo se ejecutarán esas tareas y cada cuánto se ejecutarán (frecuencia de repetición). Asimismo, incluye los repuestos y recursos necesarios para llevarlas a cabo.
- **PMP: Plan de Mejores Prácticas.** Conjunto coherente de acciones que han rendido buen o incluso excelente servicio en un determinado contexto y que se espera que, en contextos similares, rindan similares resultados.
- **Recomendaciones:** Es la asignación para ejecutar una tarea o serie de tareas para resolver una causa identificada en la investigación de una falla.
- **Responsabilidades (Roles):** Grupo de tareas que son desempeñadas por una persona de acuerdo a su función específica dentro de la estructura organizativa.
- **Informe:** Documento para transmitir o comunicar las acciones o recomendaciones a ejecutar en relación al Plan de Integridad.

- Riesgo: Está compuesto por dos elementos, la probabilidad o frecuencia de falla y las consecuencias. Se define como el producto de la frecuencia con la cual se anticipa que un evento va a ocurrir y la severidad de la consecuencia luego de ocurrido el evento.
- Sistema: Conjunto que realiza una Función específica.
- Sistema Vital, de Procesos o de Seguridad: Sistema que, al fallar, puede comprometer la integridad total de la planta o un activo mayor, o que pueda poner en peligro la vida de las personas o afectar el medio ambiente de manera negativa y con un alto impacto.
- Subsistema: Son aquellos Equipos que posibilitan que el Sistema realice su función operativa y se pueden dividir por sus funciones específicas.
- Tarea: Es una acción o conjunto de acciones que se realizan para predecir o prevenir cada falla potencial, la tarea debe ser técnicamente factible y tener viabilidad económica (que valga la pena realizarla).
- Tarea Apropriada: Una tarea que es técnicamente factible y al mismo tiempo vale la pena realizar (Aplicable y efectiva).
- Tiempo de ejecución de tareas: Es la duración o tiempo que transcurre entre el comienzo y el fin de la realización de una tarea o paquete de tareas, que forman el Plan de Integridad.
- Viabilidad económica: Una tarea es viable económicamente si sus costos son justificados por las consecuencias que logra evitar o disminuir.

4 DOCUMENTOS Y NORMAS DE REFERENCIA

4.1 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

A lo largo proyecto de Evaluación de la Rehabilitación de REE, el consorcio ICC-Tecnatom ha elaborado documentos que han servido de referencia para la elaboración del presente informe. Dichos documentos se listan a continuación:

- ICC-TEC-L1-V-IN-001 - Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas Evaluación Procesos/Ingeniería
- ICC-TEC-L1-R-IN-001 - Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas - Evaluación PRL
- ICC-TEC-L1-A-IN-001 - Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas - Evaluación Medio Ambiente
- ICC-TEC-L1-G-IN-001.r1 – Informe de Avance Técnico. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-002.r2 – E1. Informe detalle de evaluación del entorno organizativo. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-003.r2 – E2. Informe de los RBI o equivalentes (RBI, implementación de las normas ASME, API 580 Risk-Based Inspection). ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-004.r2 – E3. Informe de Análisis de Alternativas de mejoramiento y recomendaciones. ICC-Tecnatom.

- ICC-TEC-L1-G-IN-005.r2 - E4. Informe de evaluación de impacto ambiental antes y después de la rehabilitación. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-006.r2 – E5. Informe de evaluación del Entorno Organizativo. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-007.r2 - E6. Informe de la razonabilidad de los costos efectuados durante la Rehabilitación y Repotenciación de la REE. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-008.r2 - E7. Informe de los costos y tiempos estimados para la implementación de las soluciones técnicas recomendadas para lograr operación eficiente y confiabilidad. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-009.r2 – E8. Informe final detallado con conclusiones y recomendaciones. ICC-Tecnatom.

Los siguientes son los documentos revisados específicamente para la ejecución de este informe:

Tabla 2: Documentación de referencia

No. Documento	Descripción
REF.06 Gestión de modificaciones. REF.06.FO.01 Solicitud de Gestión de modificación	Procedimiento del proceso de Gestión de Modificaciones
Reportes de inspección	Capturas de datos de equipos
Planes de mantenimiento	Tareas inherentes en función del tipo de equipo

4.2 NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES

- Asset Management Courses, *levels 1 to 5, The Woodhouse Partnership Ltd, 2006, John Woodhouse.*
- PAS 55-1, *Publicly Available Specification for Asset Management.*
- Asset Management Practical Guide, *Briceño José and Sojo Luis, 2005.*
- MIL-HDBK-217F *Reliability Prediction of Electronic Equipment*
- DOE-NE-STD-1004-92 *Root Cause Analysis Guidance Document*
- MIL-HDBK-472 *Maintainability Prediction*
- MIL-STD-756B *Reliability Modelling and Prediction*
- MIL-STD-1629A *Procedures for Performing A FMECA*



- MIL-STD-882D *Criticality Analysis*
- MIL-STD-1472F *Human Engineering*
- MIL-HDBK-217F *Reliability Prediction of Electronic Equipment*
- SAE JA 1012 *A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard*
- ABS 132 *Guía de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*
- IEC60300 *Guía de Aplicación de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*
- API RP 580 *Risk Based Inspection*
- API Public. 581 *Risk Based Inspection Procedure and Methodology*
- DNV-RP-G101 *Risk Based Inspection*
- API 510 *Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance, Inspection, Rating, Repair, and Alteration.*
- API 570 *Inspection, Repair, Alteration and Rerating of In-Service Piping Systems*
- API 571 *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*
- API 574 *Inspection Practices for Piping System Components – RP*
- API 579 *Fitness for Services*
- API 580 / 581 *Risk Based Inspection*
- API 584. *Integrity Operating Windows (IOW)*
- API RP 598 *“Valve Inspection and Testing”*
- ASME B31 *Code for Pressure Piping.*
- ASME B31.G *Manual of Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*
- ASME B31.8S *Supplement to B31.8 on Managing System Integrity of Gas Pipelines*
- API 1160 *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*
- ISO 14224 *Petroleum and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment*
- ISO 55000 *Asset management — Overview, principles and terminology*
- ISO 55001 *Asset management - Management systems – Requirements*
- ISO 55002 *Asset management - Management systems – Guidelines for the application of ISO 55001*
- ISO 31000 *Risk management — Principles and guidelines*
- ISO 31010 *Risk management — Risk assessment techniques*
- ISO 50001 *Energy management systems — Requirements with guidance for use*
- OSHAS 1910.119 & 120 *Occupational Safety & Health Standards*



- OSHAS 18001-1999 *Occupational health and safety management systems — Specification*
- OSHA 3133 *Process Safety Management Guidelines for Compliance.*
- NOM-027-SESH-2010 *Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos*
- NOM-001-SECRE-2010 *Especificaciones del gas natural*
- NOM-001-SESH-2014 *Plantas de distribución de gas L.P. diseño, construcción y condiciones seguras en su operación.*
- NOM-002-SECRE-2010, *Instalaciones de aprovechamiento de gas natural*
- NOM-003-SECRE-2011. *Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos*
- NOM-007-ASEA-2016. *Transporte de gas natural*
- NOM-009-SECRE-2002 *Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y GLP en ductos*
- NOM-EM-004-SECRE-2014, *Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo*

5 ESTABLECIMIENTO DE VENTANAS OPERACIONALES

5.1 PROPÓSITO Y ALCANCE

En el entorno operativo de hoy, no es suficiente ejecutar planes de inspección sobre bases históricas o conocidas de la condición de equipos. Se debe disponer de personal con un nivel de entendimiento de las condiciones de procesos, operación y daño de mecanismos. Estos elementos son necesarios para establecer y mantener un programa de inspección con suficiente precisión para detectar posibles daños. Los planes de inspección deben ser dinámicos, es decir, deben tomar en cuenta las condiciones de proceso y estado actual del equipo para realizar los ajustes de atención.

Con el fin de mantener la integridad y confiabilidad de equipos contenedores de presión, se hace necesario establecer modelos de gestión integrados y con niveles de protección por capas, para lograr disponer de un modelo de gestión de los procesos. Muchos de los sistemas de gestión están orientados hacia tener un programa de inspección rigurosa, así como todas las actividades de ingeniería de apoyo, para mantener la confiabilidad e integridad de equipos.

En resumen, los tres elementos clave que deben existir para disponer de un programa integrado que soporte la seguridad de los procesos son los siguientes:

- El establecimiento, implementación y mantenimiento de las Ventanas de Integridad Operativa (IOW), tal como se especifica en la Norma API 584. Integrity Operating Windows (IOW);
- Una transferencia de conocimiento efectiva y específica acerca de las Ventanas de Integridad Operativa a todo el personal. Plan de comunicaciones.

- Un programa eficaz de MoC (Management of Change) para identificar cualquier cambio en el proceso o el hardware que puede afectar la integridad de los equipos.

La finalidad es disponer de un modelo robusto de seguridad de los procesos, y que no se vea la integridad mecánica como sólo la ejecución de inspecciones de rutina, sino que también se guíe a los ingenieros a establecer de manera precisa las Ventanas de Integridad Operativa (IOW) y desarrollar el programa de seguimiento.

Como alcance genérico, se proponen las siguientes etapas para el desarrollo de IOWs:

- Definición de las IOWs
- Establecer el nivel de datos e información necesaria.
- Describir, documentar e implementar cada IOW
- Jerarquizar cada IOW en base a riesgo
- Establecer los criterios de monitoreo y seguimiento, así como los niveles de responsabilidades.

Es necesario que exista una descripción de los elementos esenciales para la definición, seguimiento y mantenimiento de IOW como un componente vital de la gerencia de la integridad (control de la degradación de materiales) proporcionando soporte a los procesos de planeación tales como: inspección basada en riesgo (RBI).

5.2 PARÁMETROS QUE PUEDEN REQUERIR DIFERENTES TIPOS DE IOW

Por lo general, los parámetros relacionados a las IOW, que pueden influir en la integridad mecánica o confiabilidad de los equipos se dividen en dos categorías: químicas y físicas.

- Parámetros químicos son aquellos que se relacionan con los elementos químicos contenidos en el fluido del proceso.
- Parámetros físicos (mecánicos, operativos) son aquellos que incluyen todos los aspectos de un proceso de diseño que son vitales para mantener el control dentro de los parámetros de diseño establecidos.

Una vez definidas las IOW se procede a establecer los límites y especificar las respuestas para cada variación, usando para ello el control de procesos, como se muestra en la FIGURA 1.

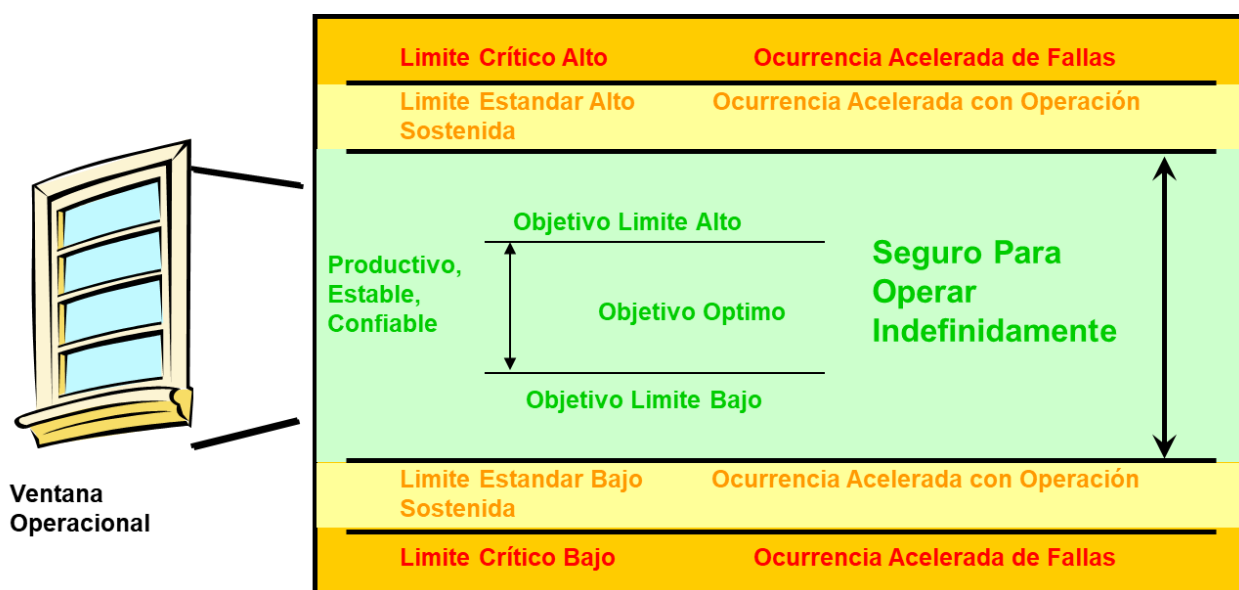


Figura 1: Límites para IOW

Y todo esto integrado con el resto de los modelos de gestión (ver informes E4 y E5 para tratar los aspectos ambientales y de calidad del modelo de gestión), nos dará una secuencia de integración.

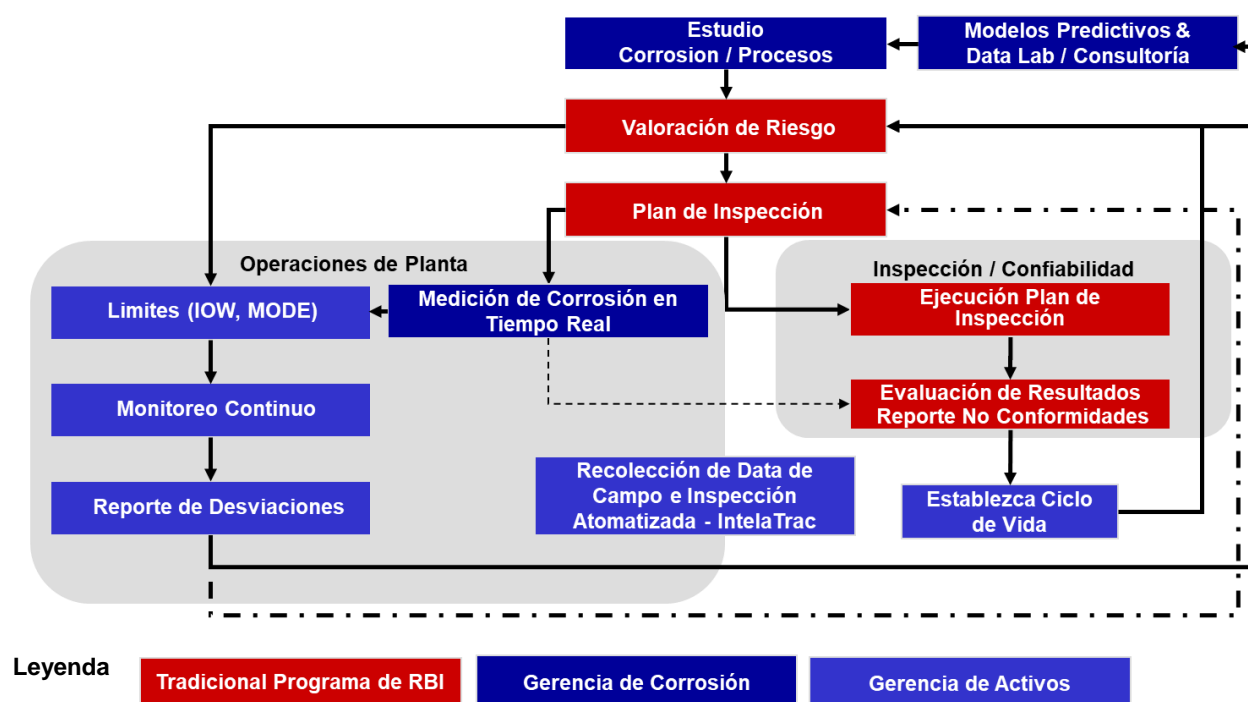


Figura 2: Gestión dinámica de procesos - basada en IOW

5.3 HALLAZGO DE LA REVISIÓN DOCUMENTAL

Una vez que se establecieron los criterios para el establecimiento de IOWs se hizo una revisión de todos los documentos proporcionados por EP PETROECUADOR, para verificar y evidenciar la existencia de una gestión de Ventanas de Integridad Operativa.

En la documentación disponible no existe información relativa al diseño, desarrollo, implementación y control de Ventanas de Integridad Operativa. No obstante, existe documentación muy útil para poder implementar o complementar el sistema integrado de gestión de activos, como son los reportes de inspección con captura de datos (incluyen medición de espesores y END's, monitoreo de vibraciones, análisis de causa raíz, etc.) que serán parte importante del desarrollo del propio sistema.

La evaluación también ha revelado una serie de hallazgos ligados a la integridad operativa de ciertos sistemas y equipos que concluyen que hay ciertos equipos que están sufriendo limitaciones de performance por una deficiente operativa diaria, en concreto los hornos que tienen como combustible el fuel oil (combustóleo generado en la propia refinería).

5.4 RECOMENDACIONES GENERALES DE MEJORA

Se debe iniciar el proceso para realizar diseño, implantación e implementación del modelo de IOW para controlar la seguridad de los procesos, asegurando las siguientes metodologías:

- Gestión de corrosión basada en criterios de lazos de corrosión
- Inspección basada en riesgo
- Mantenimiento centrado en confiabilidad
- Evaluación de ciclo de vida
- Mantenibilidad de plantas

Con esta forma integrada de gestión de activos, se pueden ahorrar el 50% de los tiempos de implantación de las metodologías respecto a la aplicación de cada una de ellas de forma individual. Adicionalmente, con esta forma de gestionar los activos, se dará el soporte preciso para la toma de decisiones. Ya no estará en sujeta a criterios individuales.

6 SISTEMATIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROCESOS

Con el fin de disponer de una estructura organizada de los equipos que conforman los procesos, se precisa realizar la sistematización o jerarquización de las unidades de proceso, utilizando criterios para establecer los límites de referencia, fluidos representativos y sus condiciones operacionales, metalurgia y mecanismo de daño, así como la taxonomía de estos.

Para ello la mejor referencia es la Norma ISO 14224, donde se destacan los aspectos importantes.

Los elementos resaltantes que estructuran la sistematización son:

- Límites y frontera de equipos y sistemas de proceso



- Taxonomía
- Diagramas o planos metalúrgicos

Se presenta un detalle más preciso de cómo se conforman estos elementos en el ANEXO V: DETALLES TÉCNICOS PARA SISTEMATIZACIÓN de este mismo informe.

Además de esta estructura que jerarquiza los equipos de las distintas unidades de procesos, es imprescindible contar con una estructura documental para el proceso de gestión integral de activos a diferentes niveles. Se enumera a continuación un listado de dicha documentación fundamental para el correcto funcionamiento del sistema. Esta documentación deberá ser organizada y catalogada para clasificarla como se indica, de forma jerárquica:

Nivel 1 - Declaraciones de negocios, sistemas y procedimientos (es decir, el marco general)

Nivel 2 - Sistemas y Procedimientos específicos para las instalaciones y gasoductos (es decir, el "qué", "cómo", "quién" y "cuándo" las cosas deben hacerse)

Nivel 3 - Registro de equipos (es decir, la información que describe lo que realmente se ha diseñado, construido, operado, inspeccionado, etc.)

La razón por la cual es necesario que se use como referencia información propia de la REE, es:

- Disponer del nivel de información apropiado de cada sistema para establecer los métodos de control, considerando las probabilidades de ocurrencia y consecuencias de los eventos y categorizarlos en:
 - Sistemas de Baja probabilidad y Altas consecuencias (Grupo A). Asociado a eventos maliciosos, terroristas, naturales, factores fuera de control de la organización (proveedores).
 - Sistemas de Media o Alta probabilidad y Baja o Media consecuencias (Grupo B). Asociado a pérdida de la función, incidentes, accidentes, operacional, error humano, diseño, procura, construcción, instalación, comisionado, inspección, monitoreo, rehabilitación, entre otros.
- Permitir el desarrollo de un plan de implementación y control de riesgo.
- Entender las causas de falla desconocidas y conocidas de los activos y generar los planes para su monitoreo o eliminación.
- Determinar, para el negocio, cuál es el riesgo tolerable.

6.1 HALLAZGOS DE LA REVISIÓN DOCUMENTAL

No existe constancia documental que demuestre que la REE dispone de los diagramas alineados con los mecanismos de daño y las IOWs.

Por otra parte, el equipo evaluador es consciente de la existencia de un contrato entre EP PETROECUADOR y KBC Advanced Technologies para el diseño de un Plan de Mejores Prácticas, dentro del cual destaca el desarrollo del proceso de MoC o Gestión del Cambio. La

elaboración de este procedimiento es importante de cara al Modelo Integral de Gestión de Activos para identificar cada una de las actualizaciones que se produzcan de ahora en adelante y poder medir el valor incremental de cada una de ellas, especialmente en los aspectos de integridad y confiabilidad mecánicas.

No obstante, no existe constancia documental que sustente la implementación del proceso de MoC dentro de la REE. Entendemos fundamental que la gerencia de la REE retome las labores de implementación de este Plan de Mejores Prácticas y supervise el proceso de comunicación para garantizar que todo el personal es consciente de la nueva dinámica establecida.

La falta de documentación relativa a IOWs y de pruebas de aplicación de un programa de Integridad Mecánica revela carencias en otros aspectos fundamentales de la planificación de la REE, como son los siguientes:

- No existe (o no se ha encontrado) un programa formal de Integridad Mecánica en las instalaciones de la REE.
- No existe una definición clara de los roles y responsabilidades que cada integrante debe realizar conforme a un plan de Integridad Mecánica (este ítem está asociado al punto 6 de este informe). Conviene destacar que en los reportes de causa-raíz recibidos al final de la evaluación se aprecia la existencia de equipos de trabajo integrados (de diversas disciplinas) que intervienen en el análisis desde diferentes ópticas.
- Conforme a los análisis de causa-raíz recibidos se aprecia alto conocimiento y buen desempeño en el equipo de confiabilidad de refinería, lo cual es un buen activo para generar un equipo de análisis de riesgo RBI y confiabilidad operacional.

6.2 RECOMENDACIONES GENERALES DE MEJORA

Se recomienda confirmar y consensuar, en función del modo en que se trabaje en la REE una estructura como se indica, en la TABLA 3 profundizando en los equipos asociados a cada unidad y los elementos dentro de los equipos susceptibles de análisis:

Tabla 3: Desglose (WBS) de REE en Áreas y Unidades

ÁREA	UNIDAD	CÓDIGO	UNIDAD Nº
NO CATALÍTICAS 1	CRUDO 1	C	11
	VACÍO 1	V	12
	VISCORREDUCTORA 1	TV	17
NO CATALÍTICAS 2	CRUDO 2	C	11
	VACÍO 2	VL	13
	VISCORREDUCTORA 2	TV1	18
CATALÍTICAS 1	FCC	F	14
	GASCON	G	15
	SEPARACIÓN C3/C4	G	16

ÁREA	UNIDAD	CÓDIGO	UNIDAD N°
	MEROX NAFTA (ME-200)	ME	20
	MEROX GLP (ME-300)	ME	21
CATALÍTICAS 2	MEROX JET FUEL (ME-100)	ME1	19
	ISOMERIZACIÓN	P	31
	HIDROTRATADORA NAFTA PESADA (HDT)	P1	25
	REFORMADO CATALÍTICO (CCR)	P2	26
	LAZO DE REGENERACIÓN DEL CCR	P3	27
	HIDROTRATADORA NAFTA LIVIANA (NHT)	H	32
CATALÍTICAS 3	DESPOJADORA AGUAS AMARGAS	Z1	22
	TRATAMIENTO GAS COMBUSTIBLE; UOP	U	23
	TRATAMIENTO GAS COMBUSTIBLE	U1	---
	RECUPERACIÓN AZUFRE (SRU)	S	24
	HIDRODESULFURADORA DE DIESEL (HDS)	D	28
	RECUPERACIÓN DE AZUFRE (SRU); NUEVA	S1	30
	AMINAS	UI	33
	TRATAMIENTO SOSA GASTADA	SC	34
	DESPOJADORA AGUAS AMARGAS; NUEVA	Z2	35
	DESPOJADORA AGUAS AMARGAS; UOP	Z3	---
OFF-SITES	ALMACENAMIENTO Y TRANSFERENCIA ASFALTO	AO	51
	ANTORCHA	Y-2000	52
	ALMACENAMIENTO, TRANSFERENCIA Y MEZCLA DE PRODUCTOS	Y-8000	53
UTILIDADES	AGUA CRUDA	Y-1000	---
	AIRE DE PLANTA E INSTRUMENTOS	Y-1500	71
	COMBUSTIBLES (GAS Y FUEL OIL)	Y-2500	72
	SISTEMAS DE AGUA	Y-3000	73
	GENERACIÓN DE VAPOR Y AGUA DE ALIMENTACIÓN	Y-7000	74
	TRATAMIENTO DE AGUA	Y-4000	75
	CARGA DE CAMIONES	Y-5000	---
	SISTEMA ELÉCTRICO	---	76
	VARIOS	---	77
	LAZO MEDICIÓN DE TERMINAL DE CRUDO	---	80



7 EVALUACIÓN DE PLANES DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

Tanto el diseño y desarrollo de los planes de inspección y mantenimiento, como la evaluación de estos planes, debe realizarse de manera integrada junto a la confiabilidad operacional, ya que ambos campos están intrínsecamente vinculados y no pueden estudiarse de manera aislada.

La evaluación de estos planes se debe hacer de manera integrada junto con la confiabilidad operacional, ya que son un todo que no puede aislarse desde el punto de vista de la gestión y ejecución con el fin de garantizar los activos de la planta.

7.1 PLANES DE INSPECCIÓN

Según la norma de aplicación API 580, INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO, existe una secuencia de trabajos que pretende optimizar los trabajos de inspección y mantenimiento y asegurar en la mayor porción de tiempo posible, la confiabilidad operacional de la Planta. Esta secuencia de trabajos sería:

1. Planificación de la evaluación RBI, en la cual se deben establecer los objetivos, las condiciones de contorno y los recursos y tiempos requeridos.
2. Captura de datos para evaluación RBI, en la cual, como se ha indicado, en función de la tipología de los equipos, se deben tener en cuenta los códigos internacionales marcados.
3. Inspección de Línea Base, para el establecimiento de las condiciones físicas reales de los equipos y tuberías como punto de partida del RBI.
4. Mecanismos de daño y modos de fallo, en el cual se identifica por cada equipo y sus condiciones de operación, la probabilidad de fallo en elementos, áreas o equipo completo, así como las consecuencias derivadas de los mismos.
5. Propuesta RBI, en la que se realiza la tabla de determinación del riesgo por equipo y los niveles aceptables para el mismo.
6. Gestión del riesgo, en esta actividad se maneja el riesgo a través de actividades de inspección individualizadas, aplicando los tiempos entre inspecciones requeridos, reduciendo incertidumbres, identificando oportunidades, determinando las acciones correctivas y optimizando los costes de inspección y mantenimiento.
7. Otras actividades de mitigación del riesgo, entre las cuales se calcula la vida útil remanente de cada equipo, su adecuación para el servicio que está dando, y si es necesario reemplazar o reparar en función de que se mantenga el mismo servicio para el que fue diseñado o exista alguna modificación.
8. Reevaluación y revisión de Plan RBI, en esta se reevalúan las matrices de riesgo por cada equipo con el histórico de datos recogidos. Se trata de una retroalimentación constante en función de los datos registrados, nuevas condiciones de proceso, implementación de nuevas prácticas de mantenimiento, etc.

9. Mantenimiento de documentación y registros RBI, esta tarea será fundamental para mantener una información detallada por cada equipo a lo largo de su ciclo de vida. En la que estarán incorporados las inspecciones y mantenimientos realizados, el nombre de los inspectores que los han realizado, los plazos entre inspecciones desarrolladas, los riesgos previstos y mitigados, etc.
10. Roles y responsabilidades. Equipo de trabajo, esta tarea, aunque aparezca en la última posición, se debe manifestar que es la más importante y origen de todas. En la misma, se implementa el equipo de trabajo que deberá constar de un Jefe de Equipo con dedicación completa y experto conocedor de la Planta (o área o unidad) en la que se habilite el Plan RBI. Por debajo se deberá habilitar especialistas en inspección, en corrosión, en procesos, y en operación y mantenimiento con dedicación completa o parcial en función de las necesidades.

Los planes de inspección de ESMERALDAS, ausentes hasta ahora, deben aplicarse según esta metodología en base a normas de inspección específicas para los distintos equipos, atendiendo a sus propiedades constructivas, así como a su función de diseño. Por tanto, en función del tipo de equipo, se tienen los códigos de aplicación descritos en la TABLA 4:

Tabla 4: Códigos de aplicación para inspección de equipos

PLAN	INSPECCIÓN EQUIPOS	Normas/Estándares
Plan de Inspección	Inspección recipientes a presión.	API 510 y API RP 572
	Inspección de tuberías	API 570
	Inspección de equipos estáticos sujetos a fuego	API RP 573
	Inspección de tanques baja presión o atmosféricos	API RP 575
	Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanque	API 653

Esta parte de inspecciones, en función de la tipología de equipos, se podrá asociar a la captura de datos para integrar en la inspección basada en el riesgo de la instalación, según la norma de aplicación API 580.

En la documentación recibida no se ha encontrado ningún procedimiento de inspección que incorpore todas las actividades y ensayos necesarios en función del tipo de equipo o tramo de tubería a inspeccionar (se desconoce si estos han sido objeto de trabajo por parte de KBC en la firma del contrato relativo al Plan de Mejora de Procesos).

Por último, y en base a la información recibida al final de la evaluación, se ha podido comprobar la existencia de varios documentos de análisis de causa raíz en equipos/circuitos que demuestran que existen equipos humanos de confiabilidad en REE con alto conocimiento del trabajo que desarrollan y enlazan los planes de inspección y mantenimiento necesarios para asegurar la confiabilidad en los equipos/circuitos objeto del análisis.

Una descripción detallada se presenta en el ANEXO VI. METODOLOGÍA DE RBI.

7.2 PLANES DE MANTENIMIENTO

Como se ha podido constatar a lo largo de esta sección, los planes de mantenimiento emanan directamente de la implementación de la API 580 (inspección basada en el riesgo de la instalación) y, conforme a la citada norma y a las recomendaciones efectuadas por el fabricante del equipo, se establecen unos planes individualizados por equipo que son revisados con las reevaluaciones del sistema RBI.

Lamentablemente, dentro de la información suministrada para esta evaluación no se ha hallado ni localizado un procedimiento relativo a la elaboración de planes de mantenimiento, así como ningún plan de mantenimiento desarrollado que se estructurase según lo comentado anteriormente (se desconoce si estos han sido objeto de trabajo por parte de KBC en la firma del contrato de Plan de Mejora de Procesos).

No obstante, si se han realizado los siguientes hallazgos relativos a los planes de mantenimiento de ESMERALDAS:

- Se encontraron procedimientos de mantenimiento eléctrico, y se constató que estos están redactados de manera genérica que no especifica la forma de proceder en cada punto del citado procedimiento. Es particularmente destacable la deficiencia en el procedimiento de mantenimiento en transformadores de aceite (MTO.02.04.PR.330), puesto que faltan comprobaciones indicadas en el “Standard for Maintenance Testing Specifications”. Más aún, es posible que el incidente “CORTOCIRCUITO TRANSFORMADOR Y-T1291” esté directamente relacionado con las comprobaciones ausentes en este procedimiento.
- Plan de mantenimiento preventivo y un plan de mantenimiento predictivo para diferentes equipos de la refinería. El plan de mantenimiento predictivo incluye las actividades de termografías, ultrasonido y monitoreo de vibraciones.
- En entrevista al personal de mantenimiento se identifica que la mayor parte del mantenimiento realizado en la Refinería Esmeraldas es del tipo Correctivo.
- Igualmente se han detectado las siguientes debilidades, las cuales pueden incidir de manera negativa y significativa en la gestión de la logística:
 - ✓ Los repuestos en almacén no se reponen a tiempo, ya que no hay un eficiente control de las cantidades de repuestos máximos y mínimos.
 - ✓ Los procesos contractuales son lentos y muy burocratizados y no permiten la adecuada reposición de materiales, repuestos y servicios.
 - ✓ El personal está desmotivado por causas relacionadas con el punto anterior.



- ✓ No se generan a tiempo las ordenes de trabajo para la intervención de los equipos.
- ✓ Un nuevo organigrama de mantenimiento fue implantado en el año 2015 pero solo de manera parcial, quedando pendiente la definición de varias responsabilidades de los puestos y la definición de las áreas de responsabilidad especialmente a nivel técnico.
- ✓ Escasez de personal

7.3 CONCLUSIONES

Las conclusiones principales acerca de los Planes de Inspección y Mantenimiento en la REE, atendiendo a los puntos anteriores, son las siguientes:

- No existen procedimientos de inspección y mantenimiento como output de salida de la implementación de un sistema RBI según API 580 (inspección basada en riesgo de la instalación). No obstante, existen elementos que se realizan (referentes a la captura de datos y mecanismos de falla) y que son muy útiles y válidos en la futura implementación del sistema RBI.
- Las inspecciones y mantenimientos en general no han sido predictivos y para mitigación de riesgos identificados hasta 2.015, por lo que se realizan de manera reactiva y a modo correctivo, lo que provoca paradas de instalación no programadas, con el consiguiente coste que ello conlleva. A partir de 2.015 se realizan análisis de causa raíz de fallas en sistemas, a partir de los cuales se recomiendan inspecciones y mantenimientos específicos.
- En comparación con otras refinerías de clase mundial, el mantenimiento correctivo debe ser menor al 10% de la carga total del mantenimiento realizado por unidad de tiempo, mientras que el mantenimiento preventivo y predictivo debe ser mayor al 90%, lo cual está alejado actualmente de los parámetros de REE.

7.4 RECOMENDACIONES GENERALES DE MEJORA

Implementar Modelo Integral de Gestión de Activos. El equipo evaluador resalta la necesidad de que este contenga un plan de Integridad Mecánica, que forma parte de los 14 elementos básicos de todo Sistema Gerencial de Seguridad de Procesos como indican las referencias establecidas por OSHA 1910.119.

- Como solución, por tanto, se propone organizar la implementación del sistema RBI con los equipos de trabajo de confiabilidad e inspección existentes, aprovechando actividades actuales que son válidas (reportes de análisis de causa raíz de fallas, reportes de captura de datos de inspección), y generando un equipo RBI de alto desempeño.
- Efectuar las actividades de Inspección en la Planta para el establecimiento de la "línea base" o "caso cero" de las condiciones físicas reales de los equipos y tuberías (espesores, corrosión, erosión, defectos, etc.), como etapa fundamental para la implementación del sistema RBI; la línea base se utilizará posteriormente como referencia para todas las



evaluaciones, análisis, valoraciones y toma de decisiones. La Inspección de la línea base se registrará por las definiciones de los circuitos críticos de corrosión y los equipos y elementos críticos, considerando las condiciones de servicio (características químicas de los fluidos de proceso), condiciones de diseño y operación (presión, temperatura, caudal, etc.) y la metalurgia de cada sistema.

- Existe una imperiosa necesidad de reforzar y soportar la implementación del PMP desarrollado por KBC motivada por el historial de fallas de equipos y al bajo factor de servicio de las unidades operacionales.

8 ANÁLISIS DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA

8.1 EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA

Una evaluación completa de la Integridad Mecánica de las instalaciones de cualquier planta requiere de dos análisis principales con criterios diferentes para cada uno de ellos y por lo tanto de una revisión desde las dos perspectivas siguientes:

1. Integridad mecánica en origen, en la que se considera toda la documentación del equipo o equipos sujetos a evaluación desde el punto de vista del diseño, construcción, pruebas de performance y manuales de operación y mantenimiento. Los criterios de evaluación relativos a la integridad mecánica en origen se desglosan detalladamente en la TABLA 5.
2. Integridad mecánica en operación, ligada al punto 7 de este informe, es decir ligada a la correcta elaboración de planes de inspección y mantenimiento durante el servicio. Los criterios de evaluación relativos a la integridad mecánica en operación se desglosan detalladamente en la TABLA 6.

En el caso concreto de ESMERALDAS, se constatan deficiencias principalmente en la documentación relacionada con la integridad mecánica en servicio como se verá a lo largo de este apartado.

Para validar la integridad mecánica en origen a nivel documental, se requiere poseer y custodiar la información documentada siguiente:

- HHDD Técnicos: Permite comprobar las condiciones de diseño y operación.
- Planos "Vendor": Permite verificar los certificados de materiales y ensayos realizados sobre el equipo, tanto presenciales como no presenciales, antes del envío del equipo.
- Certificados de pruebas de performance: Permite comprobar la capacidad hidráulica y performance de operación para los cuales el equipo está diseñado.
- Manuales de operación y mantenimiento: Permite trasladar las recomendaciones del fabricante (que es el mejor especialista del equipo) a los planes de mantenimiento y operación de las unidades de refinería que correspondan.



Las TABLAS 5 y 6 detallan, por tipo de equipos, la información requerida para validar la integridad mecánica en origen y en servicio respectivamente, así como si esta documentación estuvo disponible entre la documentación proporcionada:

Tabla 5: Validación de la integridad mecánica en origen

ÁREA	UNIDAD	EQUIPO	TIPOLOGÍA DE EQUIPO	DOCUMENTO	DOCUMENTO DISPONIBLE	NORMAS/ESTÁNDARES/BUENAS PRÁCTICAS
NO CATALÍTICAS	CRUDO 1 C-11	Compresores off gas C-C1 A/B	COMPRESORES	HHDD Técnicos	SI	API 618 (reciprocantes)
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 618 (reciprocantes)
	CRUDO 2 C-11	Compresores off gas C-C2 A/B		Certificación de pruebas de campo	NO	API 618 (reciprocantes)
				Manuales O&M	SI	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	CRUDO 1 C-11	Horno de crudo: C-H1	HORNOS	HHDD Técnicos	SI	API 560 / API 530
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 560 / API 530
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 560 / API 530
	CRUDO 2 C-11	Horno de crudo: C-H2		Manuales O&M	Manual de Operación: SI Manual de Mantenimiento solo de elementos del horno (quemadores, ventiladores y soplantes)	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	CRUDO 1 C-11	Enfriador descarga de compresor off gas C-E10	INTERCAMBIADORES DE CALOR	HHDD Técnicos	SI	API 660 / TEMA
	CRUDO 2 C-11	Tren de precalentamiento de crudo: C-E20		Planos As-Built Vendedor	SI	API 660 / TEMA
	CRUDO 2 C-11	Tren de precalentamiento de crudo: C-E22 A/B		Certificación de pruebas de campo	NO	API 660 / TEMA
	CRUDO 1 C-11	Intercambiador de Calor C-E53		Manuales O&M	NO	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	VACÍO 1 V-12	Horno de Vacío: V-H1	HORNOS	HHDD Técnicos	SI	API 560 / API 530
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 560 / API 530
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 560 / API 530
	VACÍO 2 VL-13	Horno de Vacío: VL-H1		Manuales O&M	Manual de Operación: NO Manual de Mantenimiento solo de elementos del horno (quemadores, ventiladores y soplantes)	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	VISBREAKING 1 VTV-17	Horno de Visbreaking TV-H1	HORNOS	HHDD Técnicos	SI	API 560 / API 530
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 560 / API 530
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 560 / API 530
	VISBREAKING 2 TV1-18	Horno de Visbreaking TV1-H1		Manuales O&M	Manual de Operación NO Manual de Mantenimiento solo de elementos del horno (quemadores, ventiladores y soplantes)	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
CATALÍTICAS 1	FCC F-14	Reactor FCC: 200F-V4	RECIPIENTES A PRESIÓN	HHDD Técnicos	SI	ASME VIII - Div 1
	FCC F-14	Regenerador FCC: 200F-V3		Planos As-Built Vendedor	SI	ASME VIII - Div 1
	FCC F-14	Fraccionadora FCC: 200F-V7		Certificación de pruebas de campo	NO	ASME VIII - Div 1
				Manuales O&M	NO	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	FCC F-14	FSSG FCC: 200-F-E21	RECIPIENTES A PRESIÓN	HHDD Técnicos	SI	ASME VIII - Div 1 / ASME II
				Planos As-Built Vendedor	SI	ASME VIII - Div 1 / ASME II

ÁREA	UNIDAD	EQUIPO	TIPOLOGÍA DE EQUIPO	DOCUMENTO	DOCUMENTO DISPONIBLE	NORMAS/ESTÁNDARES/BUENAS PRÁCTICAS
				Certificación de pruebas de campo	NO	ASME VIII - Div 1 / ASME II
				Manuales O&M	SI	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
CATALÍTICAS 2	CCR P2-26	Hornos de Cabina CCR; P2-H01/H02/H03	HORNOS	HHDD Técnicos	SI	API 560 / API 530
				Planos As-Built Vendedor	NO	API 560 / API 530
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 560 / API 530
				Manuales O&M	NO	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
CATALÍTICAS 3	HDS D28	Horno de Reactor HDS: D-H01	HORNOS	HHDD Técnicos	SI	API 560 / API 530
				Planos As-Built Vendedor	NO	API 560 / API 530
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 560 / API 530
				Manuales O&M	NO	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
UTILIDADES	VAPOR Y-7000-74	Calderas de vapor: Y-B7002; Y-B7003; Y-B7004; Y-B7005	RECIPIENTES A PRESIÓN	HHDD Técnicos	SI	ASME VIII - Div 1 / ASME II
				Planos As-Built Vendedor	SI	ASME VIII - Div 1 / ASME II
		Desaireador de Caldera: Y-ME 7002		Certificación de pruebas de campo	NO	ASME VIII - Div 1 / ASME II
				Manuales Mantenimiento/Operación	SI	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
		Turbogrupos de vapor YG-7005	TURBOGRUPOS DE VAPOR	HHDD Técnicos	SI	API 612
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 612
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 612
				Manuales O&M	SI	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	FUEL OIL Y-2500-72	Calentador de gasóleo: Y-E2550	INTERCAMBIADORES DE CALOR	HHDD Técnicos	SI	API 660 /TEMA
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 660 /TEMA
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 660 /TEMA
				Manuales O&M	NO	Recomendaciones de fabricantes de equipos y tuberías
	AGUA ENFRIAMIENTO Y-3000-73	Bombas agua enfriamiento: Y-P3008 A/B; Y-P3010 A/B	BOMBAS CENTRIFUGAS	HHDD Técnicos	SI	API 610
				Planos As-Built Vendedor	SI	API 610
				Certificación de pruebas de campo	NO	API 610
				Manuales O&M	SI	API 610

Tabla 6: Validación de la integridad mecánica durante el servicio

CATEGORÍA DE INTEGRIDAD	ACTIVIDADES/METODOLOGÍAS APLICABLES	NORMAS/ESTÁNDARES / BUENAS PRÁCTICAS	CRITERIO DE VALIDACIÓN
Variables de proceso	Integrated Operating Windows	API RP 584	No
Plan de Inspección	Inspección recipientes a presión.	API 510 y API RP 572	Parcial (existe el registro, pero no hay un plan de inspección)
	Inspección de tuberías	API 570	Parcial (existe el registro, pero no hay un plan de inspección)
	Inspección de equipos estáticos sujetos a fuego	API RP 573	Parcial (existe el registro, pero no hay un plan de inspección)
	Inspección de tanques baja presión o atmosféricos	API RP 575	Parcial (existe el registro, pero no hay un plan de inspección)
	Planes de Inspección RBI	API 580/581	No
	Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanque)	API 653	Parcial (existe el registro, pero no hay un plan de inspección)
Tipo de inspección / ensayo	Inspección recipientes a presión.	API 510 y API RP 572	Si
	Inspección de tuberías	API 570	Si
	Inspección de equipos estáticos sujetos a fuego	API RP 573	Si
	Inspección de tanques baja presión o atmosféricos	API RP 575	Si
	Inspección de equipos estáticos sujetos a fuego, recipientes a presión, tanques atmosféricos y tuberías RBI	API 580/581 API RP 573 API 510 / API RP 572 API 653 API 570	No
	Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanque	API 653	Si
Vida útil remanente	Aptitud para el servicio	API 579-1/ASME FFS-1	Parcial (cálculo de muy pocos equipos)
Intervalo de inspección	Inspección basada en Riesgo/Criticidad	API 579-1/ASME FFS-1	No
Plan de Mantenimiento		Recomendaciones fabricante Alineado con el Plan de Inspección	Parcial (Hay plan de mantenimiento pero no hay evidencias que este alineado con plan Inspección)

8.2 CONCLUSIONES

En base a la evaluación realizada y en función de la documentación disponible, el equipo evaluador concluye:

- En el caso de la integridad mecánica en origen, la documentación existente es adecuada a un servicio estándar de ingeniería y gestión de aprovisionamientos con alguna salvedad que no se ha podido verificar y cuya confirmación sería conveniente para certificar la perfecta integridad en origen.

De toda la documentación descrita, se puede certificar que existen las HHDD de los equipos, los planos de “vendor” de los mismos y los manuales de operación. No se han encontrado los certificados de pruebas de performance (se supone que estarían en documentación de comisionado y puesta en marcha y recepción provisional de la instalación) y existen algunos equipos en los que existe Manual de Operación, pero no de Mantenimiento. Por ello se indica que es imprescindible disponer en Planta de una gestión documental eficiente y ordenada que permita una fácil trazabilidad y cumplir con todos los demás requerimientos establecidos en las normas OSHA 1910.119.

- En cuanto a la integridad mecánica en operación, no existe un procedimiento (o no ha sido localizado entre la información suministrada) escrito que sea el output de una evaluación de riesgo RBI (API 580) y que integre las inspecciones individualizadas adecuadas a su probabilidad de falla y consecuencia de esta (tipos de ensayos a realizar, cálculo de la vida útil remanente e intervalos de los mimos). Por este motivo, queda condicionado el plan de mantenimiento en cuanto a trabajos y sus respectivos plazos y permite en las ventanas operacionales (IOW) que se consideren desde la Planta, ejecutar los mismos para asegurar la confiabilidad operacional. Sí se ha recibido en el último momento gran cantidad de estudios de análisis de causa raíz perfectamente procedimentados y complementados que pueden ser muy útiles en la implementación de un sistema de inspección basad en riesgo RBI (captura de datos y análisis de mecanismos de falla en equipos / sistemas).

Con ello se consigue asegurar la vida útil de los equipos, así como optimizar los costos de ejecución. Este procedimiento integrado (inspección, mantenimiento y confiabilidad operacional) es imprescindible para asegurar la integridad mecánica de las unidades a lo largo de su tiempo de vida.

- No existe (o no se ha encontrado) un programa formal de Integridad Mecánica en las instalaciones de la REE (este ítem está asociado a la sección 7 de este informe).
- No existe una definición clara de los roles y responsabilidades que cada integrante debe realizar conforme a un plan de Integridad Mecánica (este ítem está asociado al punto 6 de este informe). En los reportes de causa-raíz recibidos al final de la evaluación se aprecia la existencia de equipos de trabajo integrados (de diversas disciplinas) que intervienen en el análisis desde diferentes ópticas.

Todo lo anteriormente expuesto genera cierta confusión en la conclusión definitiva, puesto que existe constancia de que, en la REE, existen equipos integrados de personal con alto conocimiento de las necesidades de confiabilidad operacional, así como herramientas para ejecutarla. Existen reportes de análisis de causas raíces perfectamente definidas y estandarizadas con las consecuencias y acciones a realizar para mitigación de estas, sin embargo, estos reportes parece que no son parte de un procedimiento integrado sino un trabajo puntual y aislado.

En cualquier caso, el equipo evaluador entiende que se tiene una buena base para la implementación de un sistema de análisis de riesgo RBI y confiabilidad operacional. El siguiente paso para la REE consistirá en integrar estas metodologías dentro de su Sistema Integral de Gestión de activos.

9 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS

La palabra confiabilidad designa la probabilidad de que un sistema cumpla satisfactoriamente con la función para la que fue diseñado, durante determinado período y en condiciones específicas de operación, de manera que un evento que interrumpa ese funcionamiento se denomina falla.

En el ANEXO VIII. CONFIABILIDAD DE SISTEMAS, se presentan los aspectos que promueven el establecimiento de la confiabilidad, y como se interrelacionan los elementos que conforman los procesos.

9.1 HALLAZGO DE LA REVISIÓN DOCUMENTAL

Existe constancia de disponer en la REE de un equipo de confiabilidad en el que se integran diferentes especialidades y realizan reportes de análisis de causa raíz bien procedimentados y ejecutados, con exposición de conclusiones y seguimiento necesario detallado con responsables y fechas. En base a ello se concluye que hay una muy buena base de técnicos con conocimientos y capacidades que pueden estar en disposición de integrarse y colaborar en la implementación del sistema de gestión de activos físicos, RBI y confiabilidad necesarios para tomar las decisiones de la REE en base a los mismos.

9.2 RECOMENDACIONES GENERALES DE MEJORA

Implementar procedimiento de gestión de activos físicos, RBI y confiabilidad que reciba inputs de la instalación, los procese, analice, priorice, calcule sus impactos y tome decisiones conforme a las necesidades operativas de la REE.

10 ANÁLISIS DE OBSOLESCENCIA DE EQUIPOS/SISTEMAS

Como consecuencia de la competencia internacional y del rápido avance tecnológico, los sistemas y activos actuales instalados funcionan aceptablemente, aunque con menor productividad que el equipo que se fabricará en breve o de última generación. La disminución del tiempo que tardan los fabricantes en llegar al mercado con frecuencia es la razón de los análisis de reemplazo anticipado y análisis de obsolescencia, es decir, estudios realizados antes de que se produzca la amortización total del equipo.

Una de las causas de reemplazo es el deterioro acelerado. El equipo a través del tiempo experimenta cambios físicos y, a su vez, funcionales que delimitan su rendimiento o desempeño y por ende, acaban dejando de cumplir la demanda o expectativas para las que fue adquirido inicialmente. Esto lleva a la empresa a buscar nuevas alternativas de inversión tras realizar un análisis de reemplazo que arroje resultados acerca de la trayectoria a seguir para sustituir o repotenciar dicho equipo.

Debido al deterioro físico, la capacidad esperada de rendimiento a un nivel de confiabilidad (estar disponible y funcionar correctamente cuando sea necesario) o productividad (funcionar a un nivel dado de calidad y cantidad) no está presente. En la REE, esta situación provoca incrementos de costo de operación, altos niveles de desechos y costos de reelaboración, pérdida de ventas, disminución de calidad y seguridad, así como elevado gastos de mantenimiento.

En el ANEXO IX. OBSOLESCENCIA DE EQUIPOS se presentan los aspectos que promueven a realizar análisis de obsolescencia, buscando siempre la mayor productividad con la disminución de gastos por pérdidas.

10.1 HALLAZGO DE LA REVISIÓN DOCUMENTAL

- No se dispone de estudios de obsolescencia que soporten la toma de decisiones, solo existe el argumento dado por UOP para el cambio del reactor del FCC por uno de mejor tecnología y mayor capacidad.
- No existe constancia de análisis de obsolescencia de los hornos que justifiquen su reemplazo y cambio de la metalurgia de los tubos por un grado mayor (upgrade), solo se tiene evidencia de fallas de estos. No existen evidencias documentales sobre la recogida y análisis de información operacional (incluidas variables físicas) de la refinería desde la puesta en servicio de la rehabilitación y el sostenimiento. Aunque entendemos que esa información debe estar disponible REE y puede ser objeto de análisis.
- A partir de las bases de diseño de la rehabilitación de la unidad de FCC, se observa que durante las primeras fases de operación estaba previsto que la alimentación de la unidad se hiciera con un “blending” de productos de la unidad de vacío y de la columna atmosférica para completar la capacidad. Esto sugiere que debe analizarse esta unidad con datos de operación para verificar si los cambios en la alimentación afectan al

rendimiento previsto de la unidad. En la información suministrada sólo se han encontrado datos de diseño de la unidad FCC.

- Factores de Servicio de las Unidades y Equipos. No se disponen de los tiempos totales de mantenimiento, por unidad ni el número total de equipos por todas las unidades de la REE. Adicionalmente se desconoce si se implementaron los Estudios RAM (Reliability, Availability and Maintainability), en sus diferentes fases. Estos estudios tienen como objetivo, entre otros, definir los factores de servicio de la planta por unidad y por equipo, y de acuerdo a estos valores, definir los planes de inspección y mantenimiento de la Refinería.

10.2 RECOMENDACIONES GENERALES DE MEJORA

La principal recomendación se centra en iniciar un proceso de registro de datos relacionados con las IOW, alineados con los datos de las inspecciones y los datos recolectados por los sistemas que están automatizados para comenzar a generar las curvas de comportamiento de los mismos.

11 SEGURIDAD DE LOS PROCESOS BASADO EN LA GESTIÓN DE ACTIVOS

La seguridad de los procesos, tal como ha sido desarrollada por empresas de clase mundial en seguridad de activos, ejemplo de ello la empresa DuPont, establece una relación entre las amenazas de falla que se pueden visualizar y las amenazas de falla que permanecen ocultas, hasta que un factor externo las hace evidentes, en la FIGURA 3 se muestra una relación entre ambas amenazas y como se pueden relacionar.



Figura 3: Pirámide de Heinrich para Seguridad de los Procesos

Al poder integrar en un solo elemento, la Gestión del Riesgo Operativo, y Excelencia Operativa, se detonan mejoras en el desempeño humano, ambiental y financiero, proporcionando un triple resultado de negocios. Logrando que la organización disminuya las tasas de accidente e incremente la productividad, cumpla con la legislación y los reglamentos, mejore las tecnologías del proceso y reduzca los costos, además de estimular el retorno sobre la inversión a través de programa y soluciones de capacitación, configuradas a la medida de la empresa.

Para conocer los elementos que conforman el sistema de seguridad de los procesos, asociados a la tecnología, personal y la instalación; éstos se enumeran y describen en el ANEXO X. SEGURIDAD DE LOS PROCESOS.

11.1 HALLAZGO DE LA REVISIÓN DOCUMENTAL

No existe constancia de disponer de este tipo de estudios.

11.2 RECOMENDACIONES GENERALES DE MEJORA.

Como única recomendación es iniciar el proceso para realizar diseño, implantación e implementación para Gestionar la seguridad de los procesos bajo el modelo de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, que integre las siguientes metodologías:

- Seguimiento de las Ventanas de Integridad (IOW)
- Gestión de corrosión basada en criterios de Lazos de corrosión
- Inspección basada en riesgo.
- Mantenimiento centrado en confiabilidad
- Evaluación de ciclo de vida
- Mantenibilidad de plantas.

Con esta forma integrada de gestión de activos, se estarán ahorrando el 50% de los tiempos de implantación de las metodologías en relación a si se aplican individualmente. Adicionalmente, con esta forma de gestionar los activos, se dará el soporte preciso para la toma de decisiones, ya no estará en sujeta a criterios individuales.

12 ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS

12.1 ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: INTERROGANTES CLAVE DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN DE REE	5
TABLA 2: DOCUMENTACIÓN DE REFERENCIA	12
TABLA 3: DESGLOSE (WBS) DE REE EN ÁREAS Y UNIDADES.....	19
TABLA 4: CÓDIGOS DE APLICACIÓN PARA INSPECCIÓN DE EQUIPOS	22

TABLA 5: VALIDACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA EN ORIGEN27

TABLA 6: VALIDACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DURANTE EL SERVICIO ..29

12.2 ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: LÍMITES PARA IOW 16

FIGURA 2: GESTIÓN DINÁMICA DE PROCESOS - BASADA EN IOW 16

FIGURA 3: PIRÁMIDE DE HEINRICH PARA SEGURIDAD DE LOS PROCESOS33

13 ANEXOS

ANEXO I: RESUMEN DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS EN LA REE36

ANEXO II: CÓMO GESTIONAR LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE LA REE44

ANEXO III: ANTECEDENTES49

ANEXO IV: ALCANCE DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO.....55

ANEXO V: DETALLES TÉCNICOS PARA SISTEMATIZACIÓN.....61

ANEXO VI: METODOLOGÍA DE RBI67

ANEXO VIII: CONFIABILIDAD DE SISTEMAS76

ANEXO IX: OBSOLESCENCIA DE EQUIPOS.....87

ANEXO X: SEGURIDAD DE LOS PROCESOS91



ANEXO I:

RESUMEN DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS EN LA REE

Tomando como base el criterio de crear o quitar valor al activo, en la FIGURA I-1, se aprecian los indicadores principales asociados a seguridad y confiabilidad, reflejados en el nivel de exposición al riesgo.

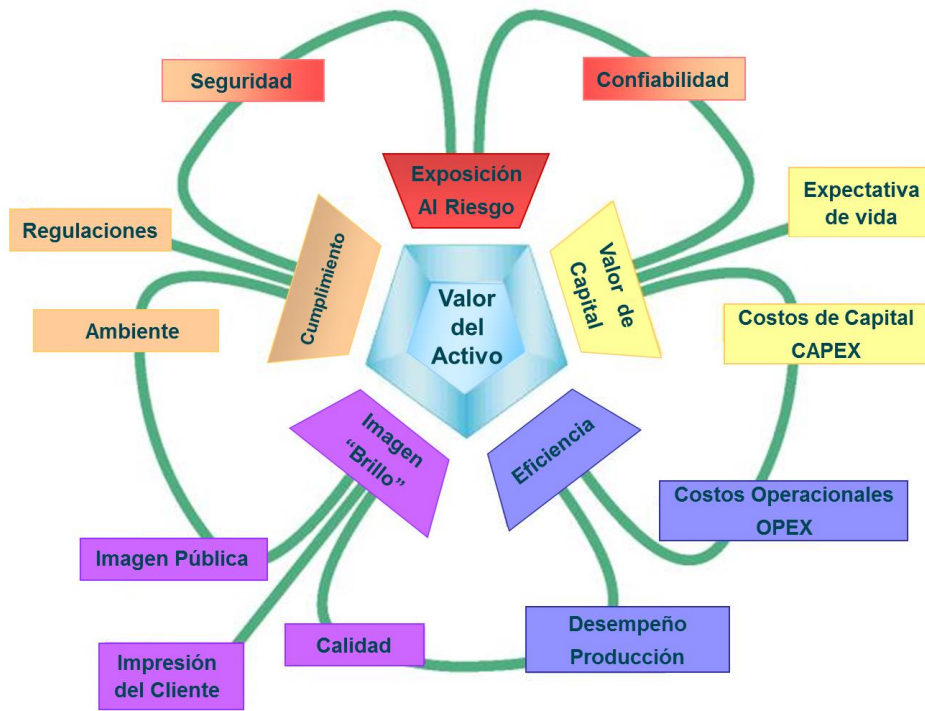


Figura I-1: Modelo de creación de valor al activo The Woodhouse Parnertship Ltd.

En la FIGURA I-2 se muestra el modelo de gestión de la seguridad de los procesos.

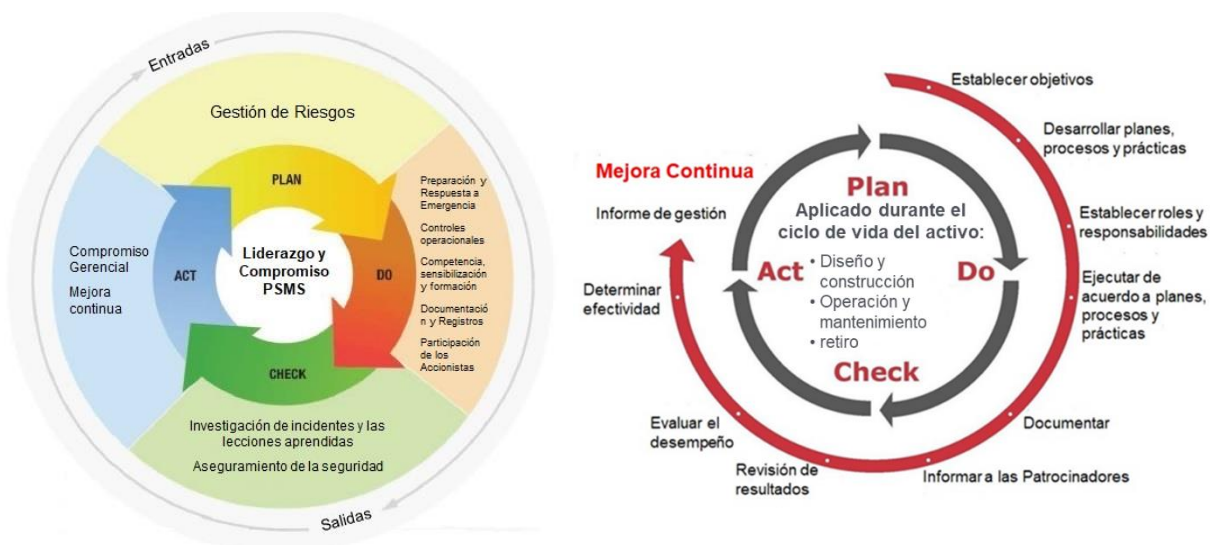


Figura I-2: Modelo de gestión de la seguridad de los procesos

En la FIGURA I-3 se establecen las relaciones e identificación de los riesgos:

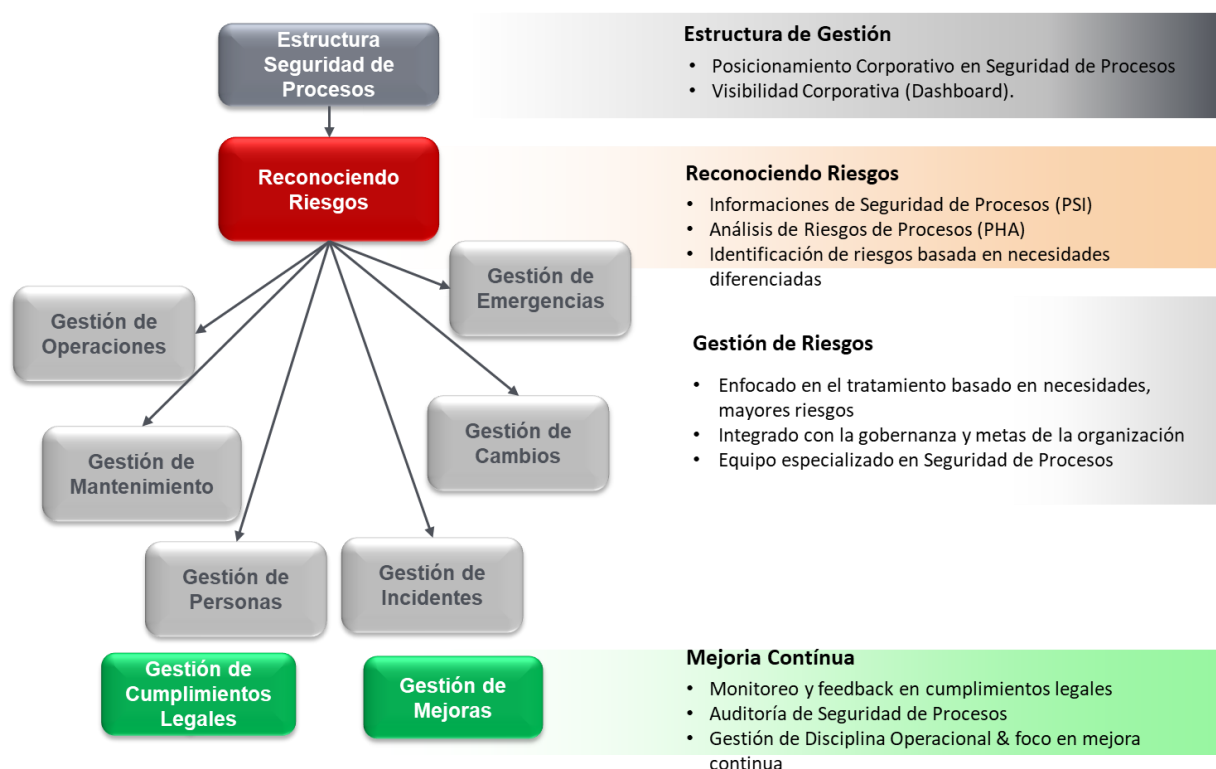


Figura I-3: Estructura jerárquica de identificación de los riesgos

La metodología establecida para realizar la evaluación en REE, consistió en diseñar una matriz de criterios y responsabilidades, usando para ello lo especificado en referencias internacionales de modelos de negocio en que se aplican tomas de decisión importantes y, en normas de carácter particular según las cuales se evalúan los procesos y equipos. Con esta matriz se podrán unificar criterios y establecer una línea base para luego ser comparada con las especificaciones particulares de Petroecuador.

Se hace importante resaltar que esta evaluación tiene dos aspectos importantes que deben ser discernidos de manera independiente: el primero, relacionado con las bases y criterios utilizados para establecer el nivel de rehabilitación de la REE, como se han seleccionado a las empresas de ingeniería, construcción, fiscalización y comisionamiento; y en particular, como sería evaluado el cumplimiento de las especificaciones del Proyecto (aseguramiento de calidad).

En segundo término, una vez tomada la decisión de la rehabilitación, como se establecieron los criterios para controlar la calidad de todos los procesos; donde se requiere un seguimiento apegado a las normas de diseño, construcción y puesta en marcha de cada sistema o equipo.

La Consultoría busca determinar si el último Programa de Rehabilitación de la REE siguió los estándares internacionales de gestión de proyectos, gestión de cambio y si los parámetros de diseño y de construcción fueron los técnicamente adecuados conforme a las metodologías y normas internacionales que rigen para este tipo de instalaciones. Si el costo final se encuentra dentro de los valores de mercado y si para las principales áreas de la refinería está asegurada la continuidad operacional, así como la actualización de los procesos, procedimientos y guías operativas e informes de gestión con sus respectivos planes de acción.

Para lograr esto, El consorcio ICC-Tecnatom, ha reunido un grupo multidisciplinario, aplicando una Metodología de Evaluación con base a una Matriz de Criterios de Evaluación con sus respectivos indicadores para todos y cada uno de los alcances, que dará como resultado final un Diagnóstico técnico-operacional y generará las recomendaciones a ser implementadas para obtener, en primer término, lograr un modelo de gestión robusto, que pueda soportar la toma de decisiones, en segundo término, verificar como el objetivo de producción requerido por la planta puede ser alcanzado, cumpliendo con todos los parámetros y normas internacionales y, por último, estimar que los costos y el tiempo de ejecución de las mismas han sido conforme a otros proyectos similares.

Con base a los requerimientos indicados anteriormente, se emiten a continuación detalles relacionados con: gestión de activos basado en conceptos de confiabilidad y riesgo, procesos y operaciones, costos, mantenimiento y aspectos relacionados a la gestión ambiental y de seguridad.

En referencia a la gestión de Activos en su forma integral, conforme a la ISO 55000, vigente desde el 2014 (antes de esa fecha se toma como referencia la PAS 55 de gestión de Activos con vigencia entre 2004 y 2014); la toma de decisiones es el aspecto más importante, donde se encontraron los siguientes hallazgos importantes:

1. El establecimiento del nivel de importancia y criticidad de equipos y plantas está sujeto a criterios operacionales, o de mantenimiento o de procesos de manera aislada, no de forma integrada como sería lo adecuado.
2. La estructura organizacional disponible no muestra la existencia de un equipo de alto desempeño que logre integrar estos aspectos. En asuntos importantes, como los mantenimientos mayores, solo queda sujeto a supervisar contratos, ya que externaliza estas actividades.
3. No se constata un modelo estructurado de negocio. Aquí hay causas de fallas Sistémicas y procedimentales; y se catalogan como Causa Raíz Latente u Organizacional: Se basa en que el origen de todos los problemas son las decisiones u omisiones del personal de Staff o de la gerencia. La falta de un procedimiento, falta de herramientas para facilitar tareas (softwares específicos, etc.), tiempos cortos de ejecución, etc., son las causas raíces latentes más comunes. Solo su erradicación garantizará que la falla no se repita en el equipo estudiado o en uno similar.
 - a. Las licitaciones tienen componentes técnicos relacionados con los alcances de los trabajos, componentes legales basados en los lineamientos de cumplimiento y aspectos

contractuales relacionados con la forma de pagos. Cualesquiera de estos aspectos que no estén bien claros es objeto de conflicto.

4. La confiabilidad de las unidades y equipos está relacionada con el seguimiento y registros de las desviaciones y su correspondiente análisis de datos para emitir las recomendaciones necesarias, registros de diseño, fabricación, construcción, puesta en marcha y vida operacional. A la fecha, se tiene información de tareas de mantenimiento (preventivo y predictivo) sin el correspondiente análisis posterior para verificar si estas son las necesarias, y más aún, basándose en el criterio de normas de evaluación de riesgos de proceso, donde se debe evaluar como un todo: comportamiento y habilidad humana, procesos de trabajo, comportamiento operacional, y tal como lo especifica la Norma ISO 17359 Condition monitoring and diagnostics of machines - General guidelines, no se tiene evidencia de como se ha establecido el nivel de criticidad de equipos. Aquí se resumen las directrices principales que habría que realizar:
 - a. La evaluación de la criticidad de todos los equipos es recomendada con el fin de crear una lista priorizada de los mismos a ser incluido (o no) en el programa de monitoreo de la condición (predictivo). Esto puede ser un sistema de clasificación simple basándose en factores como los siguientes:
 - Costos del tiempo muerto o paradas o costos de pérdida de producción;
 - Tiempo promedio entre fallas (MTBF) y tiempos promedios para reparar (MTTR);
 - Nivel de redundancia o flexibilidad operacional;
 - Daños consecuenciales o secundarios o en cascada;
 - Costos de remplazo de equipos;
 - Costos de mantenimiento y repuestos;
 - Impacto a la seguridad y al ambiente.
5. Existen esfuerzos importantes para el cumplimiento de los programas de mantenimiento. Se observa un trabajo reactivo. Donde predomina solo la captura del dato, sin los análisis correspondientes de esos datos.
6. A pesar de disponer de todos los criterios para los lazos de control automatizado no se observa la captura y análisis de datos para establecer los patrones de comportamiento y mejora de los procesos.
7. Los programas de mantenimiento no muestran estar basados en la condición de los equipos, bien sea por la función que ejecutan o por los mecanismos de daño que pueden estar presentes, usando para ello normas como API 580 (inspección basada en riesgo), SAE J1011 (Mantenimiento centrado en confiabilidad) y API 584 (ventanas de integridad operativa).

Como única conclusión está que no se dispone de un modelo de gestión de activos integrado que pueda soportar las acciones de mejora necesarias para lograr una operación segura, libre de fallas y con una productividad relacionada con los requerimientos del país.



En tal sentido se hace necesario el desarrollo, implantación e implementación de un modelo de gestión que satisfaga todos los requerimientos, y que en sí mismo posea las herramientas para minimizar la vulnerabilidad de la Refinería.

1. Organizar un equipo técnico de Proyecto que se encargue de recibir datos de los procesos productivos para generar las recomendaciones de mejora de estos y generen las bases técnicas para los proyectos de rehabilitación o conceptualización de nuevos procesos.
2. Generar los KPI de desempeño y seguimiento.
3. Establecer el nivel de Confiabilidad y mantenibilidad de plantas
4. Establecer la Estructura y las Responsabilidades del Mantenimiento y el Asset Management comenzando desde la adopción de las mejores prácticas.
5. Establecer el nivel de los entrenamientos y las certificaciones necesarias en los estándares mundiales en Mantenimiento y Asset Management.
6. Establecerá la Documentación y el Control necesarios para asegurar una base del conocimiento.
7. Establecer el nivel de obsolescencia de los equipos y procesos.
8. Especificar el relevamiento de competencias técnicas para los principales puestos de la estructura de mantenimiento, operaciones y procesos
9. Generar las bases técnicas para los procesos de contratación.
10. Mantener comunicación con la gerencia sobre el desempeño de la REE.
11. Aplicar todas las metodologías disponibles para asegurar planes basados en mitigación de riesgos.
12. Tener la responsabilidad de gestionar todos los cambios necesarios, incluyendo el personal.

NOTA: esta gerencia técnica debe estar conformada por personal de corrosión, inspección, mantenimiento, instrumentación y control, procesos, confiabilidad. Y debe ser un equipo por cada área de procesos; catalíticas, servicios auxiliares, No Catalíticas, Generación, etc.

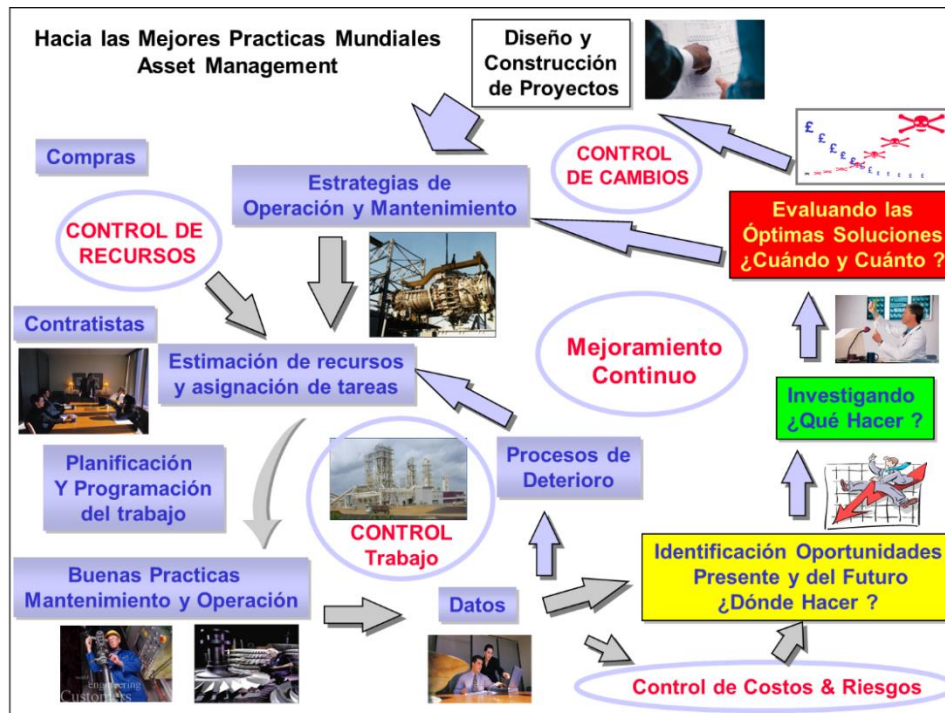


Figura I-4: Esquema de trabajo propuesto para el equipo técnico

Para establecer esto es necesario:

1. Realizar evaluación técnica del personal de Petroecuador para seleccionar quienes tienen las bases para formar parte de la gerencia técnica. Y, en caso necesario, establecer el perfil del personal a contratar.
2. Entrenar a este personal en herramientas de confiabilidad, control de procesos y gestión de activos.
3. Disponer de un líder guía de mucha experiencia en: Operación, Mantenimiento, Procesos y Confiabilidad; para realizar el diagnóstico, generar los planes de adiestramiento necesarios, crear las bases para contratar los adiestramientos, fiscalizar las actividades.
4. Diseñar, desarrollar e implementar un Sistema de Gerenciamiento de Activos basado en Mantenimiento, operación y procesos; que permita gestionar de una manera homogénea las distintas actividades que conforman las especialidades alineadas a una "Política de Integridad y Mantenimiento de la REE",

Como referencia de los indicadores a establecer en el programa de Gestión de Activos, se sugieren los siguientes:



Tabla I-1: Propuesta de KPI's

Indicadores Estratégicos (Benchmarking)	Indicadores Tácticos Corporativos	Indicadores Funcionales Operativos
Nivel de Confiabilidad (Negocio, Activo, Modulo funcional). Disponibilidad de activos Cumplimiento de programas Backlog Nivel de servicio de almacén Eficiencia energética VEA, ROCE Nivel de seguridad Mantenibilidad	Costo de generación de energía ponderado Disponibilidad de equipos Cumplimiento de presupuesto Relación Costo Preventivo y correctivo Confiabilidad Nivel de perdidas Mantenibilidad Nivel de seguridad	Costos de mantenimiento Nivel de servicio de almacén MTTF, MTBF, MTTR Backlog Uptime Utilización Cumplimiento de programa Retrabajo %ODT pendientes por repuesto Factor de servicio



ANEXO II:

CÓMO GESTIONAR LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE LA REE

Administrar la integridad y confiabilidad de los sistemas que conforman las instalaciones de la REE debe ser el objetivo principal de la gerencia para satisfacer las necesidades y requerimientos de Petroecuador. El uso de un programa de Integridad y Confiabilidad de Instalaciones permitirá acercarse a esta meta, la cual es traducida en los indicadores de comparación internacional como son: seguridad, confiabilidad y eficiencia.

Este tipo de programa desarrolla en sí mismo las actividades necesarias para establecer de manera precisa, la situación actual de los sistemas, visualizado en aspectos como:

- Seguridad para proteger los activos del negocio, tales como: activos físicos, informáticos, financieros, personas e imagen.
- Confiabilidad referida a la disponibilidad operacional y tiempos de parada. Donde la disponibilidad operacional debe estar entrelazada con las estrategias de negocio.
- Eficiencia, la cual viene a ser la razón del negocio, donde los factores a cubrir pretenden mejorar la productividad y optimizar costos (no es igual optimizar a reducir). Se trata de focalizar los presupuestos en aquellas actividades sustantivas de mitigación del riesgo.

En la FIGURA II-1 se muestra la relación y requerimientos de estos indicadores y es la base sobre la cual debe estar enfocado todo trabajo que sea desarrollado en la industria.



FIGURA II-1: Indicadores de desempeño

Este programa de Administración de la integridad y confiabilidad de las instalaciones debe incluir a su vez, la aplicación de acciones sucesivas para lograr la transferencia de tecnología y conocimientos, el cumplimiento sistemático, holístico, sistémico y basado en riesgo de los requerimientos generales de los inversionistas, los códigos y normas nacionales e internacionales; así como garantizar la sustentabilidad del negocio asociado al ciclo de vida de los activos.

El Programa de Administración de Confiabilidad e Integridad debe proponer en esencia aplicar metodologías para establecer:

- Un sistema para gerenciar el deterioro de los sistemas,
- Planes de mantenimiento para causas de falla conocidas (mantenimiento centrado en confiabilidad [RCM])
- Planes de mantenimiento e inspección para evaluar los mecanismos de deterioro de los equipos estáticos (Inspección Basada en Riesgo [RBI])
- Un sistema para gerenciar el proceso de adquisición y procura de materiales
- Un sistema para gerenciar y administrar los cambios necesarios para la continuidad operativa.

Esto con el firme propósito que, de forma integrada, se generen y garanticen la creación y ejecución de los planes y programas asociados a garantizar la integridad y confiabilidad de las instalaciones.

Es importante resaltar que cuando se habla de integridad se está hablado de los diferentes niveles de integridad, tal como se indican a continuación:

1. **Integridad Operacional:** Garantizar al Operador que realice sus operaciones adecuadamente para que la instalación/equipo no sufra daños.
 - Tareas cubiertas
 - Frecuencias
 - Respuesta a emergencias
2. **Integridad Estructural:** Todas aquellos estudios, análisis y acciones que permiten que el equipo resista las condiciones operacionales.
 - Esfuerzos operacionales / Falla
 - Vida remanente
 - Ciclo de vida
3. **Integridad Funcional:** Garantiza que el fluido se mantenga circulando dentro de los equipos.
 - Manejo del Cambio
 - Investigación de accidentes
 - Auditorias

Para lograr identificar, evaluar y establecer el nivel de madurez de las instalaciones y establecer las metas a corto, mediano y largo plazo, se deben generar mesas de trabajo multidisciplinarias, las cuales serán responsables de la creación de una línea base y así mismo realizar el adiestramiento del personal que formará parte de los desarrollos de los sistemas;

con el firme propósito de homogeneizar y homologar el nivel de conocimiento y manejo de la información; y así crear las bases técnicas necesarias.

La pregunta que siempre surge cuando se trata de implantar sistemas de mejoras en la gestión de activos, asociada a nuestra condición humana, es saber cuándo tendrá efecto real sobre el sistema. Realmente es aventurado indicar un tiempo sin tener un conocimiento de los sistemas, pero algo que tendremos de manera inmediata y que dará muchos resultados es lograr la configuración de equipos de trabajo de alto rendimiento, persiguiendo un único fin.

Siguiendo la curva de madurez de Bradley, el periodo máximo de espera para pasar de un estado reactivo a un estado independiente no debe ser mayor a 3 años, en tal sentido, podemos estar seguros que existirán sistemas que requieren menos tiempos y otros un poco más; y lo que se espera que al final del año tres deberá ser un sistema con vida propia, donde se retroalimentará de las lecciones aprendidas o mejores prácticas para comenzar con el proceso de optimización o interdependencia, dado que ya se ha cumplido con las fases de diagnóstico y control de los procesos. Esto permitirá lograr los objetivos planteados, año a año, de forma estructurada y sistemática, considerando las relaciones entre los diferentes programas establecidos a lo largo de ciclo de vida de los sistemas que la conforman. En la FIGURA II-2 se muestra el comportamiento esperado basado en criterios de mejora continua:



Figura II-2: Comportamiento de la mejora continua

En tal sentido, se pueden establecer matrices de riesgo relacionadas entre sí para establecer la matriz del negocio y poder visualizar, mediante análisis de capas de protección, como se pierde valor del activo. Un ejemplo de ellos se muestra en la FIGURA II-3, donde se establecen algunos criterios de probabilidad de falla, que pueden ocurrir y el nivel de consecuencias asociados.

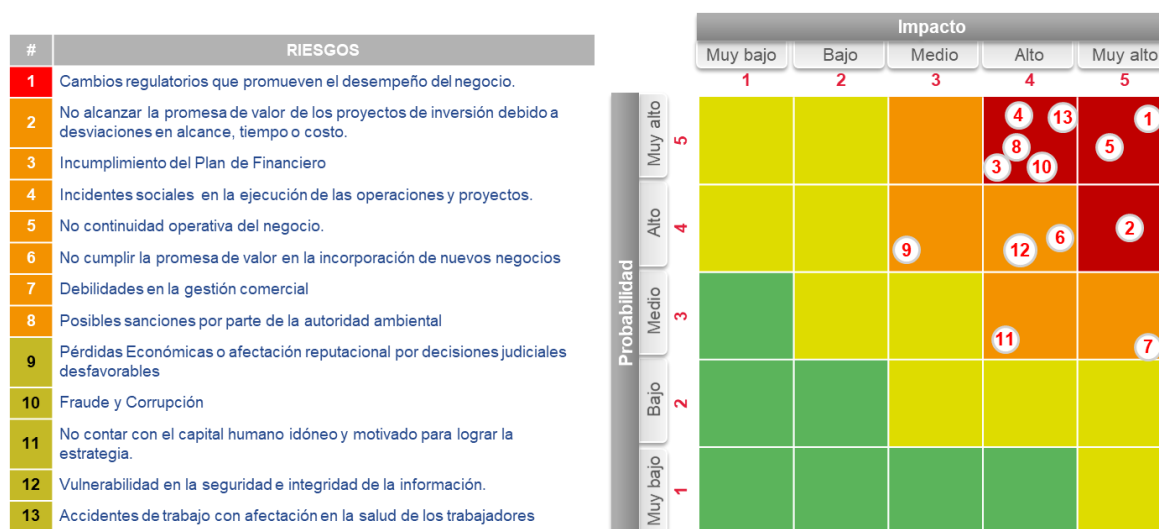


Figura II-3: Matriz de Riesgo del Negocio

La labor de cada una de las funciones asociadas a la mitigación o administración de riesgo, y aquí es donde se establece el nivel de madurez de la empresa.

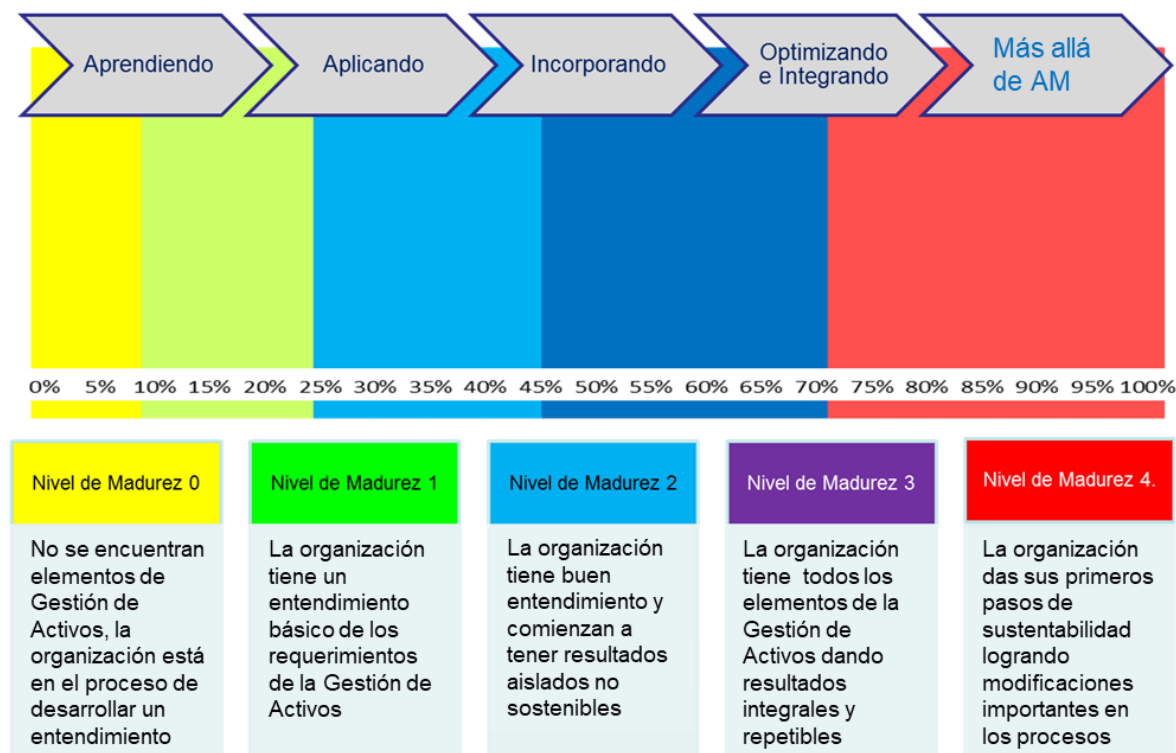


Figura II-4: Nivel de madurez sustentable



ANEXO III:

ANTECEDENTES

Es un hecho que las empresas con prácticas de excelencia tienen un óptimo programa de mantenimiento y confiabilidad que les garantiza que sus activos puedan cumplir con los planes de producción, enmarcados dentro de la visión del negocio de la empresa. Por otra parte, es bastante común ver en grandes corporaciones como las oportunidades de mejoramiento se diluyen en iniciativas individuales llenas de buenas intenciones, debido entre otros factores a: falta de metodologías, prácticas, perfiles, estructuras únicas y estándares dentro de la misma corporación.

Cada vez que surge una nueva práctica, técnica, norma o nueva tendencia, o nuevas modas, las empresas y los profesionales comienzan a desarrollar acciones entorno a ello; sin embargo, muchas veces, ocurre que se corren muchos kilómetros (en lo que a implementaciones se refiere) pero siguen estando en el mismo lugar, y en ocasiones se produce un retroceso...la pregunta es:

¿Por qué si corremos tanto seguimos o permanecemos en el mismo lugar?

Una de las respuestas de acuerdo con la experiencia en el área de Asset Management a nivel de diagnósticos, implementaciones y optimización de la gestión de activos en el mundo, sería que muchas veces las empresas y los profesionales inician un camino sin saber muy bien cuál es la meta o cuál debería ser la meta y cuál es el tiempo óptimo; o conociendo la meta y el tiempo óptimo; el personal no está preparado para afrontar los cambios y retos; lo que conduce muchas veces a un camino lleno de espinas, implementaciones fallidas, pérdida de energía. Y más aún, se someten a implantaciones solo porque les ha parecido que puede funcionar.

Algunos ejemplos comunes:

- Implementación de Estrategias de Confiabilidad (por ejemplo, RCM) con las que no se alcanzan mejoras o los resultados esperados.
- Implementaciones de herramientas para CMMS (por ejemplo, MAXIMO, SAP, ELLIPSE, etc.) para el soporte a la gestión del mantenimiento y activos que no es usado al máximo de sus capacidades.
- Desarrollos de programas de formación que no se encuentran alineados al activo o a las estrategias de gestión optimizadas de activos físicos que requiere el negocio.
- Proyectos o iniciativas fallidas que inician y luego no culminan.
- Implementación de un sistema de indicadores no sostenible, que requieren de un alto esfuerzo de mantenimiento y gestión...o que ofrecen indicadores que no son confiables o que ofrecen información pertinente.
- Desarrollo e implementación de procesos, manuales de mantenimiento, modelos...sin embargo lo que está en papel no es lo que se ejecuta en la realidad (papel mojado).

Innumerables son los accidentes ocurridos en la industria petrolera causados por fallas en las líneas de transporte de hidrocarburos, fallas en equipos, explosiones o incendios y elevadas son las sumas de dinero destinado a las acciones de mantenimiento o recuperación de los espacios dañados por dichos accidentes. Esto ha logrado que la población, la empresa o el gobierno ejerzan una fuerte presión sobre estas industrias, obligándolas a buscar métodos o

medios más eficaces en evaluación de integridad, análisis predictivos y prolongación de la vida de sus activos, para mejorar la relación Empresa-Ambiente y aumentar las utilidades del negocio.

Hoy existen diversas técnicas de mejoramiento del Mantenimiento y la Confiabilidad de los Activos, así como prácticas de excelencia (llamadas también mejores prácticas), lo cual ha generado un bombardeo de publicidad que conduce a mucha confusión, y es así como nos planteamos: ¿Cuáles debería usar en mi tipo de industria y que me aporte el mayor valor?, ¿Qué limitaciones o barreras he de enfrentar con mis empleados?, ¿Serán efectivas en mi empresa o industria y en mi país sería la más adecuada?, ¿Qué debo hacer para implementarlas?, ¿Cómo comenzar?, ¿Cuáles beneficios obtendré?

Estas son las típicas preguntas que las gerencias de plantas, de operaciones y de mantenimiento tratan de responder. Las respuestas no son simples. Lo que funciona con éxito en una empresa, puede que falle en otra. Una mala estrategia sería muy costosa, más no por el dinero invertido en la misma, sino por los beneficios dejados de obtener o por el tiempo empleado.

En la actualidad, empresas de referencia mundial como: Shell, Total, Exxon, PEMEX por mencionar algunas, como empresas líderes han incorporado como objetivo estratégico de su gestión migrar hacia prácticas que en conjunto con sus relaciones estratégicas pueda administrar la Integridad y Confiabilidad de los activos que conforman sus instalaciones, siempre en la búsqueda de mejorar sus índices de rendimiento y productividad para hacerse más competitivas ante la exigente demanda que plantea la globalización del mercado; y con esto convertirse en una empresa generadora de valor por naturaleza.

Para hacer referencia específica de PAIS, en México, donde luego de Venezuela tiene importantes procesos en la industria petrolera, a través de un órgano de reciente creación, como es la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA, <https://www.gob.mx/asea>), mediante normativas y regulaciones, está llevando de forma estructurada y homologada a proteger el medio ambiente, mediante el cumplimiento de las normas de integridad y confiabilidad, aplicable a este momento solo a empresas del sector energía y petróleo.

Para lograr este cambio, es necesario establecer planes de acción de ejecución inmediata, a corto, mediano y largo plazo y dentro de estos, deben estar incluidas la captura de la información necesaria, el manejo del dato, y la administración adecuada de los procesos, de manera que conduzcan a la organización al logro de sus objetivos clave. Y para ello es recomendable definir como punto de partida una referencia que permita identificar el estado actual de cumplimiento de cada una de las diferentes organizaciones, y posteriormente tomar mejores decisiones a través de la definición de un plan de acción.

Administrar la integridad y confiabilidad de los sistemas que conforman las instalaciones para satisfacer necesidades y requerimientos, debe tener como función principal la operación segura de sus instalaciones, proporcionar a sus clientes una entrega segura y confiable de productos sin efectos adversos a empleados, público, clientes o el medio ambiente; es la **política** integral a trazar, donde garantizar una operación continua y libre de incidentes es la **estrategia** que debe ser establecida, el uso de un modelo de gestión integrado permitirá acercarse a esta

meta, la cual es traducida en los indicadores de comparación internacional como son: Seguridad, Confiabilidad y Eficiencia.

Poder lograr esto de forma sistemática requiere de un compromiso que debe ir a todos los niveles de la organización, donde cada uno de sus integrantes es responsable por cada logro, donde para algunos estará reflejado en el desempeño y para otros en solo seguimiento; con el pleno conocimiento de la configuración de las instalaciones, lo cual indicará el camino a seguir para la implantación e implementación de metodologías de mejora.

El enfoque debe ser planteado como un análisis integrado y comparativo con las mejores prácticas a nivel mundial, planteado en diferentes marcos normativos como son La Norma British Standard en Asset Management (ISO 55000, ISO 55001 e ISO 55002), las normas ISO 9000, ISO 14000, HSE, OSHA, ISO 18000 y Correlacionando estas normas con el modelo de excelencia generado por European Foundation Of Quality Management (EFQM) y el The Institute of Asset Management (IAM) de Inglaterra.

EXIGENCIA DE LOS ESTÁNDARES ACTUALES 2018

Para lograr una eficiente y efectiva implantación de un programa de administración de integridad y confiabilidad y al mismo tiempo permitir la transferencia de tecnología y conocimiento, es necesario tener presente las siguientes consideraciones (las cuales de no existir generarán un nivel de actividades adicionales a lo contemplado en la aplicación de las metodologías aquí especificadas):

- Debe existir una política y estrategia de gerencia del activo físico (equipos) acorde a los requerimientos generales de la REE y específicamente estrategias para las aquellas unidades que por su configuración intrínseca y comportamiento en el sistema son las que afectan en mayor medida los resultados.
- Hacer evaluaciones del ciclo de vida del negocio acorde a los estándares actualizados. Con esto se podrá visualizar donde están las mayores pérdidas para la organización.
- Trabajar desde los niveles estratégicos los cuales deben establecer una clara Misión de la dirección visible y sostenible a seguir con compromisos y soporte. Son ellos quienes **“Establecen por Qué Hacer”**
- Trabajar con los niveles tácticos que establecen más estrategias y métodos para mejorar los procesos de trabajos. Son ellos quienes **“Facilitan el Qué, Cuándo y Cuánto Hacer”**
- Trabajar con los niveles operativos que le presta atención al detalle y al trabajo en equipo multidisciplinario. Son ellos quienes **“Deciden el Cómo Hacer”**
- Definir el **POR QUÉ** hacer, Por **DONDE**, el **QUÉ** hacer y **CUÁNDO** y **CUÁNTO** Hacer y Tener.
- Dar resultados a corto plazo y con visión a Mediano y a largo plazo (durante el ciclo de vida del negocio de la instalación)
- El **APRENDER HACIENDO**, permite que se logre la transferencia de las tecnologías y metodologías enmarcadas por las normas internacionales de gerencia de activos. Muy



bien la contratación de consultores para el desarrollo, pero esto debe ampararse en que se haga una transferencia.

- Aportar un valor cuantitativo a la seguridad al minimizar las condiciones inseguras relacionadas a los activos físicos y los actos inseguros relacionados con la intervención humana, al nivel de afectación al ambiente al ocurrir fallas imprevistas y a mejorar la calidad de los productos cuando se minimicen las desviaciones en los procesos.
- Iniciar un proceso formal de mejora continua de los activos físicos, que también irá cubriendo los activos humanos, los activos financieros, los activos de información y los activos intangibles.
- Comenzar a medir la gestión de las operaciones, el mantenimiento y el apoyo técnico para garantizar la integridad de la función de los sistemas/activos a todos los niveles.

El proceso de mejora continua que las empresas están llevando en sus instalaciones está logrando grandes cambios, los cuales se ven materializados con resultados puntuales y en la mayoría de los casos no repetibles. Una de las razones es que los esfuerzos aplicados no son sostenidos en el tiempo y más aún a que estos esfuerzos no son estructurados de forma integral. En nuestra experiencia esto es ocasionado por la aplicación de herramientas de optimización sin antes tener los sistemas en control.

En la FIGURA III-1 se muestra un enfoque sistemático y holístico para lograr la ejecución adecuada de las actividades, encaminadas a poder lograr la retroalimentación de los resultados alineada con el logro de resultados repetibles en el tiempo.

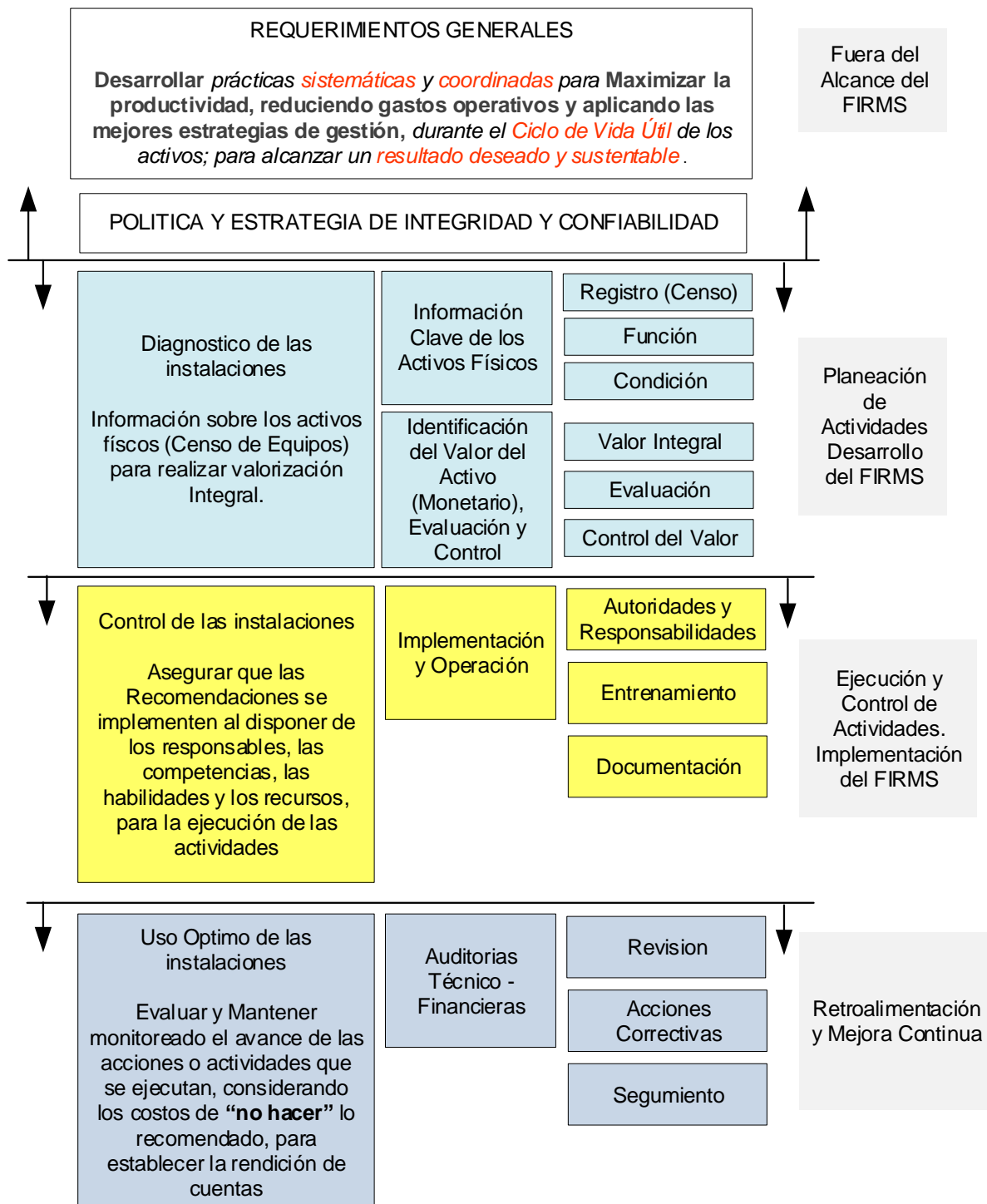


Figura III-1: Esquema de interrelación de administración del mantenimiento

Es importante hacer notar que el establecimiento de las políticas y estrategias es la labor principal de la Gerencia General, dado que son ellos los que conocen y entienden el nivel de compromiso de los accionistas.



ANEXO IV:

ALCANCE DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Extensión de la Vida del Activo

Limpieza. Este programa de mantenimiento preventivo posee tareas intrínsecas en cada tarea a ejecutar que no se pueden obviar por razones de calidad y confiabilidad, como es la Limpieza, es parte de uno de los pilares del TPM (Total Productive Maintenance). Cada actividad de mantenimiento establecida debe ser precedida por una actividad o programa de limpieza para evitar impactos adversos sobre los cuidados de los activos, eliminación de puntos de fricción y calentamiento, posibles causas eléctricas y disminución de la confiabilidad humana dentro del personal de operaciones. La limpieza de equipos es una de las mejores prácticas para identificar o detectar cualquier falla, mediante la inspección visual.

Lista de Verificación de Limpieza

- Limpiar el cuerpo principal del equipo, verificación y ajustes de parte y/o tuercas, en partes móviles.
- Limpiar equipos auxiliares, verificación y ajustes de parte.
- Limpiar áreas de lubricación, antes de desempeñar la tarea de lubricación.
- Limpiar alrededor del equipo.
- Visualizar y mitigar o eliminar las causas de contaminación, fugas, etc.
- Desarrollar lineamientos de limpieza.

Ajuste y/o apriete. Las tareas de mantenimiento concerniente al ajuste y/o apriete de partes, permite reducir las fugas y eliminar las distorsiones, ya que la pérdida del ajuste contribuye a la aparición de la vibración, sea por degradación o por expansión y contracción. Las indicaciones sobre ajustes deben ser cuantificadas según los manuales de los fabricantes, el personal de mantenimiento debe establecer guías de operación de herramientas y la procura de las mismas. En aquellos equipos donde se presente alta presión se deben visualizar métodos de tensión correspondientes. Evidenciar en aquellas partes donde se ha presentado pérdida del ajuste la verificación de oxidación y realizar su eliminación.

Lubricación. La tarea de lubricación es parte del esfuerzo realizado entre operaciones y mantenimiento, ya que la realización de estas actividades debe tener el objetivo de eliminar desgaste o deterioro propio de los activos, se debe destacar que estas actividades están ligadas a acciones de mantenimiento predictivo. Por lo tanto, los responsables de ejecutar estas actividades de forma rutinaria son compartidos por el departamento de operaciones y mantenimiento, y aquellas actividades complejas deben ser realizadas por mantenimiento. Se debe considerar evaluar el alcance, frecuencia y tipo de requerimiento de lubricación según información técnica del fabricante. Las actividades de lubricación deben contemplar un nivel técnico, considerado como Nivel I, que permita:

- Manejo de la procura, almacenamiento y despacho de lubricantes.
- Manejo y/o conocimiento de la ruta de equipos a lubricar.

- Uso y/o selección de lubricantes (o grasas) apropiados con base de lubricante específica y aditivos para equipos mecánicos específicos.
- Uso y/o selección de técnicas apropiadas de lubricación.
- Uso y/o selección de técnicas para estimar los volúmenes de reengrasado como intervalos de frecuencia.
- Evaluar, operar y mantener sistemas de lubricación automáticos.
- Aplicar análisis técnicos de aceites (Mtto. Predictivo).

Errores de lubricación, tales como la selección errónea del tipo de lubricante, puede ser devastadoras.

Reemplazo de partes. Los fabricantes han establecido frecuencias y tareas específicas durante la reparación o mantenimiento de los equipos. Será responsabilidad del personal de mantenimiento la procura de aquellas partes establecidas por el fabricante, según su vida útil, como su reemplazo en el momento de la realización del mantenimiento preventivo. Se requerirá de apoyo técnico del fabricante cuando se visualice la modificación o desviaciones del diseño original de los equipos.

Procedimientos Operacionales. La mayoría de las fallas de los equipos ocurren en el arranque y fuera de servicio de estos, por lo tanto es responsabilidad de operaciones, con apoyo del fabricante, la realización de procedimientos operacionales para minimizar las posibles fallas durante estos periodos de transición. Estos procedimientos operacionales deben contener información de parámetros, niveles permitidos para su respectivo monitoreo, de igual forma se conviene establecer instrucciones o procedimientos en caso de presentarse condiciones de emergencia.

Calibración de Instrumentos. La calibración de instrumentos es parte indispensable del mantenimiento preventivo. La frecuencia de las tareas asociadas debe ser determinada con base en su fuente de utilización. La calibración demasiado frecuente resulta en un incremento del tiempo fuera de servicio del instrumento. Es recomendable utilizar métodos prácticos como la Inter-calibración (utilizar instrumentos iguales en los mismos lugares) para auto chequear uno con otro y realizar la calibración solo cuando sea realmente necesario. Todos los medidores de flujo deben disponer de un equipo de calibración (probador, medidor patrón, etc.) con el fin de verificar y ajustar la precisión de los instrumentos en general.

Calibración de Lazos de Control. La sintonización de los lazos de control debe ser realizados cada vez que se presente algún cambio de las condiciones operacionales, de proceso o instalación de equipos nuevos; y deben ser verificados después de la calibración de transmisores y elementos finales. Consiste en lograr la operación estable, mediante la respuesta apropiada del lazo de control a un cambio en la variable medida. Los sistemas de control presentan las facilidades de auto sintonía en donde se produce un cambio tipo paso (5% a 10%) en el punto de ajuste del lazo y el sistema mide la amplitud y frecuencia de oscilación de la respuesta recalculando los parámetros del lazo.

Detección

Inspección. El desarrollo de actividades de mantenimiento preventivas operacionales están compuestas por tareas de inspección destinadas a visualizar desviaciones basadas en la búsqueda, medición, toma de datos, toma de muestras, observación de partes, manejo de equipo, seguimiento de variables, etc. Solo con el objetivo de identificar fallas potenciales o fallas ocultas, estas actividades deben ser programadas visualizando el Intervalo de Falla Potencial para evitar la ocurrencia de falla y/o deterioro de los activos o sus partes.

Obtención de Información confiable. El uso de instrumentación inteligente (con protocolos Foundation Fieldbus y Hart) facilita el acceso desde el cuarto de control a la información propia de los sensores, transmisores y elementos finales, facilitando la detección temprana de fallas potenciales.

PROGRAMAS MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Análisis de Vibración. La utilización de esta actividad dirigida a equipos rotativos es ampliamente utilizada, con baja inversión, los resultados obtenidos pueden ser altamente beneficiosos, especialmente en sistemas donde la existencia de equipos de respaldo es baja. Basado en el estudio de las frecuencias de los componentes y la evaluación continua de esta variable para estimar desviaciones del comportamiento que permita identificar deterioro de dichas partes. Existen nueve diferentes tipos de análisis de vibración, cada análisis posee una técnica centralizado sobre un aspecto específico de vía de deterioro, detectable por el análisis de vibraciones. Estas técnicas incluyen Análisis de Proximidad, Análisis de Banda, Análisis de Frecuencia de Ancho de Banda, Análisis en Tiempo Real, Monitoreo de choque de pulso, Kurtosis, Emisión Acústica, y otros. El aseguramiento de esta técnica dependerá de las herramientas y adiestramiento que posea el personal de mantenimiento, a nivel de herramientas, se requiere de colectores de datos de campo con su respectivo software, que puedan realizar análisis a engranajes y cojinetes, análisis de cruce de canal, análisis transiente, balanceo y alineación de equipos, monitoreo de motores eléctricos y de equipos a distancias. Elementos para la puesta en marcha de un programa de análisis de vibración son: utilización de un equipo de medición de vibración, ruta de inspección, procedimiento de inspección con tareas específicas, establecer límites de control de evaluación de frecuencia, almacenamiento de la información de intervalos de frecuencia, toma de información después de la instalación de un equipo para su reparación, comparar lecturas para poder estimar futuros mantenimientos, evidenciar elementos críticos para su futuro reemplazo, revisar lecturas de vibración antes de un mantenimiento mayor y elaboración de informe de recomendación.

Inspección de Ultrasonido. Al igual que el análisis de vibración la inspección mediante equipos de ultrasonido es de baja inversión con beneficios potenciales, en la mitigación de la ocurrencia de las fallas en los equipos. El ultrasonido puede determinar espesores de pinturas, metal, tubería, corrosión y casi cualquier material homogéneo. Los medidores de espesores pueden identificar las trazas, ya sea por corrosión o por erosión. Puede ser capaz mediante múltiples ecos de interpretar la aparición de hoyos, vacíos y obstrucciones. El ultrasonido es usado para la detección de problemas ocultos en casing de los equipos que podrían resultar en fallas catastróficas. Otra diferente aplicación del ultrasonido es la detección de fugas, ruido en los cojinetes de equipos rotativos y filtración de aire mediante la emisión de ondas ultrasónicas.

Monitoreo de la Condición. El mantenimiento basado en la condición de equipos se centra en la inspección de algunas variables de estos, que permite identificar algún patrón de deterioro, indicativo para la realización de mantenimiento capaz de reestablecer las condiciones originales del equipo. Son tareas establecidas en el mantenimiento preventivo o predictivo y que se realizan de forma periódica (diariamente, semanalmente, mensualmente, etc.). Estos procedimientos son efectivos, pero requieren de personal capacitado capaz de detectar estos tipos de desviaciones. El Mantenimiento Predictivo usa el monitoreo de la condición como una herramienta para evidenciar patrones de deterioro, especialmente en equipos de instrumentación, se debe destacar que una de las ventajas de este tipo de actividad es que no requiere parar los equipos para realizar la inspección o mantenimiento.

Medición de la Temperatura. La detección de puntos calientes es uno de los objetivos de esta actividad de mantenimiento predictivo, ya que se presentan en equipos de alta criticidad que podrían ocasionar altos impactos, la evaluación periódica es requerida en algunos equipos específicos. La utilización de la inspección mediante infrarrojo podría ser usada en: cojinetes, hornos, paneles de distribución, motores, transformadores de subestaciones, tuberías, equipos de transmisión de energía, sellos térmicos, capacitares, breakers, equipos de inducción de calentamiento, etc.

Análisis de Aceite. Esta actividad predictiva, perteneciente a la tribología (ciencia que estudia la fricción y sus efectos asociados, como el desgaste, tratando de prevenirlos con mejores diseños y prácticas de lubricación), dirigida a equipos rotativos equipados con sistemas de lubricación, tiene el objetivo de detectar partículas de índole no aceitosa (metales y/o contaminantes) disueltas o suspendidas en el sistema de lubricación de estos equipos. Dentro de la filosofía de mantenimiento deben evaluarse la viscosidad de los lubricantes, los aditivos para evitar la corrosión de los equipos y su limpieza, por lo tanto, deben ser considerados en la planificación del plan de mantenimiento predictivo, este tipo de análisis es relativamente no muy costoso y permite tomar decisiones sobre el reemplazo de equipos antes de que ocurra una falla catastrófica. La utilización de este análisis se evidencia:

- Después de una sobrecarga o esfuerzo inusual.
- Cuando se ha supuesto una mala operación.
- Antes de comprar una unidad usada.
- Cuando se considere que la garantía de utilización del lubricante ha pasado y este posea bacterias presentes.
- Después de un mantenimiento mayor.
- Después de una contingencia ambiental.

Estos análisis se extrapolan a los transformadores que utilicen elementos aceitosos como dieléctricos.

Medición de la Corrosión. Los equipos estáticos (recipientes, líneas de flujo, etc.) presentan como política de mantenimiento predictivo la evaluación de su integridad mecánica mediante la medición de la corrosión, por lo tanto, en la etapa de ingeniería se deben considerar sistemas,



controles, inhibidores de corrosión como sus respectivos puntos de inyección para evitar el deterioro de los equipos. La elaboración de un programa de mantenimiento permitirá reducir o eliminar áreas de crecimiento de corrosión, como el reemplazo de secciones de tuberías con mínimo espesor.

Búsqueda de falla mediante la Calibración de Instrumentos. El software de mantenimiento asociado al sistema de control registra todos los cambios, diagnostica potenciales fallas con base en las desviaciones del instrumento y elementos finales, temperaturas internas y auto-chequeo de la electrónica, entre otros. De esta forma define tareas de mantenimiento, fechas óptimas y alerta sobre la necesidad de ordenar partes de repuesto.



ANEXO V:

DETALLES TÉCNICOS PARA SISTEMATIZACIÓN

LÍMITES Y FRONTERA DE EQUIPOS Y SISTEMAS DE PROCESO

Una descripción clara de los límites es imprescindible para recolectar, fusionar y analizar datos de Confiabilidad y Mantenimiento (R&M) de diferentes industrias, plantas o fuentes. También facilita la comunicación entre los operadores y los fabricantes de equipos. De lo contrario, la fusión y el análisis se basan en datos incompatibles.

Para cada clase de equipo, se definirá un límite que indique qué datos de R&M se van a recopilar.

En la FIGURA V-1 se da un ejemplo de un diagrama de límites y luego se da un ejemplo del texto que debe acompañar el diagrama como se indica:

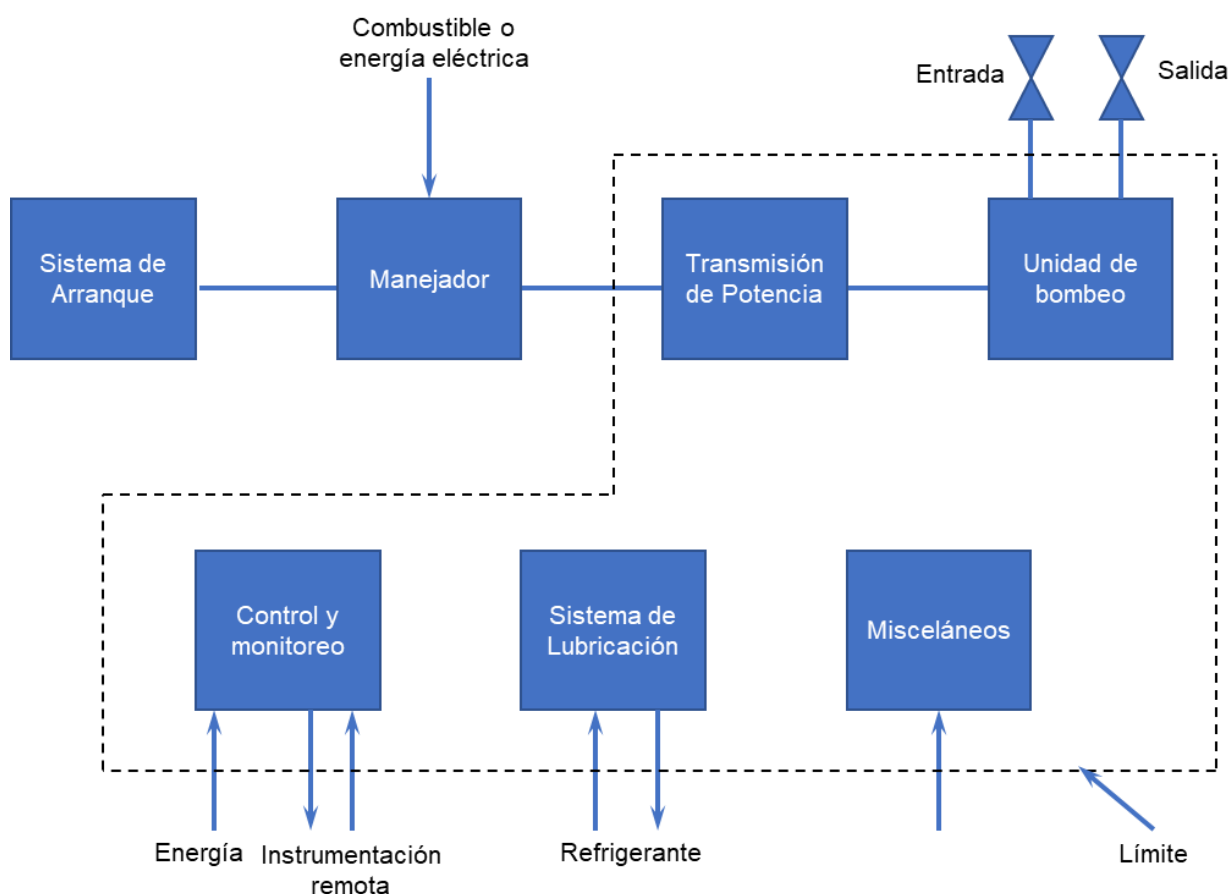


Figura V-1: Ejemplo del diagrama de límite (bomba)

EJEMPLO el límite se aplica tanto a las bombas de servicio general como a las del sistema contra incendios. Las válvulas de entrada y salida y el filtro de succión no están dentro del límite. Además, los manejadores de la bomba junto con sus sistemas auxiliares no se incluyen. Las unidades del manejador se registran como inventarios separados (motor eléctrico, turbina

de gas o motor de combustión) y es importante que las fallas en el conductor, si se registran, se registren como parte de las unidades del manejador.

TAXONOMÍA

La taxonomía es una clasificación sistemática de los ítems en grupos genéricos basados en factores posiblemente comunes a varios de los elementos (ubicación, uso, Subdivisión de equipos, etc.). Una clasificación de los datos pertinentes que se recogerán de acuerdo con esta norma internacional está representada por una jerarquía como se muestra en la FIGURA V-2.

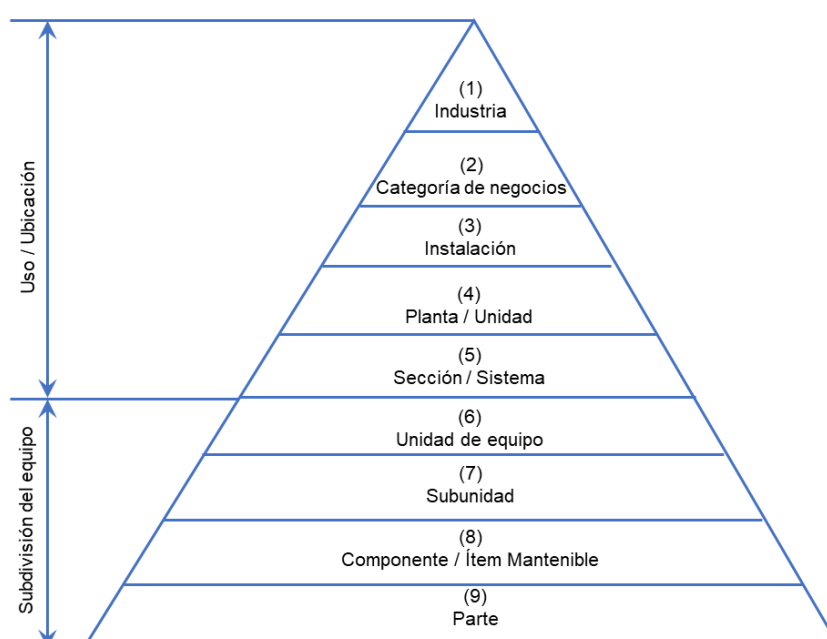


Figura V-2: Clasificación y niveles de taxonomía

Las definiciones de cada segmento se proporcionan a continuación, además de ejemplos de diferentes flujos de negocio y tipos de equipos, se muestran en las TABLAS V-1 y V-2.

Tabla V-1: Ejemplo de Taxonomía (Categoría principal uso/ubicación)

Nivel Taxonómico	Jerarquía de taxonomía	Definición	Ejemplos
1	Industria	Tipo de Industria	Petróleo, gas natural, petroquímica.
2	Categoría de negocios	Negocio o procesamiento Corriente	Upstream (E&P), midstream, downstream (Refinación), Petroquímica
3	Instalación	Tipo de instalación	Producción de petróleo/gas, transporte, perforación, GNL, refinería, petroquímica
4	Planta / Unidad	Tipo de planta/unidad	Plataforma, semi-sumergible, hidrocraqueador, planta de metanol
5	Sección / Sistema	Sección principal/sistema del Planta	Aceite de vacío, sección de la oxidación, sistema de reacción, sección de la destilación, sistema de carga de crudo

Tabla V-2: Ejemplo de Taxonomía (Categoría principal subdivisión del equipo)

Nivel Taxonómico	Jerarquía de taxonomía	Definición	Ejemplos
6	Unidad de equipo	Clase de equipo similar Unidades. Cada clase de equipo contiene equipos comparables unidades (p. ej. Compresores).	Intercambiadores de calor, compresores, tuberías, bombas, turbinas de gas, pozo y árboles, botes salvavidas
7	Subunidad	Un subsistema necesario para que la unidad del equipo funcione	Subunidad de lubricación, subunidad de refrigeración, control y monitorización, subunidad de calefacción, subunidad de peletización, subunidad de amortiguación, subunidad de refrigeración, subunidad de reflujo, subunidad de control distribuido
8	Componente / Ítem Mantenible ^a	El grupo de partes de la unidad de equipo que son comúnmente mantenido (reparado/ restaurado) en su conjunto	Enfriador, acoplador, caja de engranajes, bomba de aceite de la lubricación, lazo del instrumento, motor, válvula, filtro, sensor de la presión, sensor de temperatura, circuito eléctrico
9	Parte ^b	Una sola pieza del equipo	Sello, tubo, carcasa, aspas, empaadura, elemento filtrante, perno, tuerca, etc.

Los niveles 1 a 5 representan una categorización de alto nivel que se relaciona con las industrias y la aplicación de la planta, independientemente de las unidades de equipo (ver nivel 6) involucrados. Esto se debe a una unidad de equipo (p. ej. bomba) se puede utilizar en muchas diversas industrias y configuraciones de la planta y, para analizar la confiabilidad de equipo similar, es necesario tener el contexto de funcionamiento. La información taxonómica sobre estos niveles (1 a 5) se incluirá en la base de datos para cada unidad de equipo como "datos de uso/localización"

Los niveles 6 a 9 están relacionados con la unidad de equipo (inventario) con la subdivisión en niveles de subdivisión, correspondientes a una relación padre-hijo. Esta norma internacional se centra en el nivel de la unidad de equipo (nivel 6) para la recolección de datos de Confiabilidad y Mantenimiento, y también indirectamente en los elementos de la parte inferior, tales como subunidades y componentes. El número de niveles de subdivisión para la recopilación de datos de Confiabilidad y Mantenimiento depende de la complejidad de la unidad y del uso de los datos Para los datos utilizados en los análisis de disponibilidad, la confiabilidad en el nivel equipo-unidad puede ser la única información requerida, mientras que un análisis RCM y el RCA pueden requerir datos sobre el mecanismo de falla en el componente/elemento mantenible.

ESTABLECIMIENTO DE PLANOS METALÚRGICOS

Un factor de gran complejidad en una evaluación de adecuación al servicio (FFS) o un estudio RBI para equipos o sistemas de proceso en refinerías, es que las interacciones materiales y condición ambiental u operacional son extremadamente variadas. Las refinerías contienen muchas unidades de procesamiento diferentes, cada una con su propia combinación de flujos de procesos agresivos y condiciones de temperatura/presión. Donde de forma general, los siguientes tipos de daños se encuentran en los equipos de sistemas de refino de petróleo:

- Pérdida de metal general y local por corrosión y/o erosión
- Agrietamiento superficial
- Grietas subsuperficiales
- Formación de Microfisuras o microporos
- Cambios metalúrgicos

Cada uno de estos tipos generales de daño pueden ser causados por un mecanismo de daño único o múltiple. Además, cada uno de los mecanismos del daño ocurre bajo combinaciones muy específicas de materiales, de ambientes del proceso, y de condiciones de funcionamiento.

La información para cada mecanismo de daño debe ser proporcionada para facilitar el establecimiento de los mecanismos de daño, tal que facilite el desarrollo de programas de inspección, evaluación de integridad estructural y adecuación al servicio y aplicaciones RBI. La información que se debe suministrar es como se muestra:

- Descripción del daño – una descripción básica del mecanismo de daño.
- Materiales afectados – una lista de los materiales propensos al mecanismo de daño.
- Factores críticos – una lista de factores que afectan el mecanismo de daño (es decir, la tasa de daño).
- Unidades o equipos afectados – una lista de los equipos y/o unidades afectados donde se produce el mecanismo de daño comúnmente. Esta información también se muestra en diagramas de flujo de proceso para las unidades de proceso típicas.
- Apariencia o morfología del daño – una descripción del mecanismo de daño, con imágenes en algunos casos, para ayudar con el reconocimiento de los daños.
- Prevención/mitigación – métodos para prevenir y/o mitigar daños.
- Inspección y monitoreo – recomendaciones para NDE para detectar y dimensionar los tipos de fallas asociado con el mecanismo de daños.
- Mecanismos relacionados – una discusión de los mecanismos relacionados del daño.
- Referencias – una lista de referencias que proporcionan antecedentes y otra información pertinente.

Diagramas de flujo de proceso simplificados son los de mayor utilidad para representar los sistemas, la metalurgia y los mecanismos de daño y deben estar disponibles para el personal



de procesos, corrosión e inspección y así establecer las IOW. Estos diagramas deben ser elaborados para cada unidad de procesos, la FIGURA V-3 presenta un ejemplo típico para una unidad FCC.

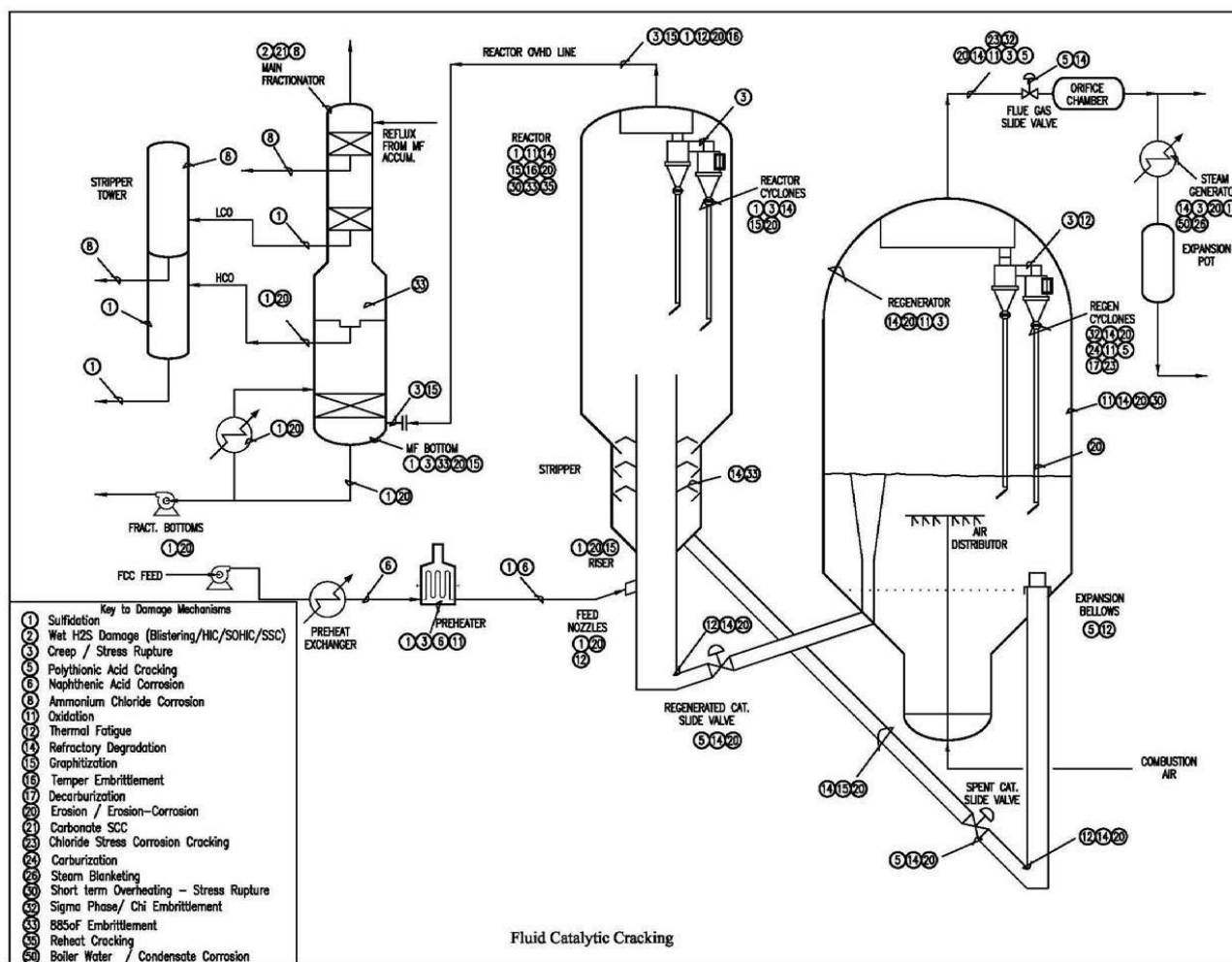


Figura A 3: PFD FCC



ANEXO VI:

METODOLOGÍA DE RBI

Al igual que el resto de las metodologías especificadas en este documento, las cuales se integran para definir si se logrará alcanzar una confiabilidad operacional, es necesario el desarrollo de un procedimiento RBI y aplicarlo a todos los equipos estáticos que pertenecen a la REE con el fin de:

Determinar la frecuencia de las inspecciones aplicando la vida de diseño como base para la vida remanente del activo usando las evaluaciones basadas en riesgos.

Racionalizar el programa de inspecciones periódicas afinando los planes de inspección en “Evaluaciones de Riesgos”, basados en el historial de inspección, materiales, parámetros operativos y de diseño, en lugar de intervalos de tiempo fijos.

Focalizar el nivel de recursos para los sistemas de mayor impacto al negocio.

A nivel de refinación, a estas condiciones se suman otras características operativas que pueden si la falla es en cascada, conducir a una falla catastrófica mayor, en tal sentido, la metodología debe ser aplicada a todo proceso que exista; por ejemplo el sistema de agua de enfriamiento o el sistema de generación de vapor, al fallar estos, la refinería pierde completamente el proceso y debe ser parada causando pérdidas de producción que se igualan al ocurrir un incendio, en la magnitud de dinero que se pierde.

Los modos de fallas tales como falla para operar en demanda, filtraciones a través de juntas bridadas, vástagos de válvulas, atascamiento de válvulas, obstrucción de tuberías, vandalismos y fenómenos naturales no se consideran para ser evaluados mediante RBI, solo son tratados como amenazas que en un momento dado deben ser desarrolladas a través de los planes de contingencias establecidos por la REE

Todo documento de RBI que se genere debe incluir los siguientes tipos de componentes dentro de su alcance:

- Sistemas y accesorios de tuberías de procesos diseñadas bajo ASME B.31.3.
- Los recipientes sujetos a presión interna y externa construidos con un código de recipiente de presión reconocido.
- Tanques Atmosféricos construidos con un código de fabricación de tanques reconocido.
- Intercambiadores de calor diseñados y construidos de acuerdo con TEMA y/o un código de recipiente a presión apropiada, ejemplo ASME VIII.
- Calderas generadoras de vapor.
- Equipos que Manejan Calor, incluyendo: Calentadores de Agua, Incineradores y Unidades de recuperación de Calor, así como también los rehervidores no expuestos a llama directa
- Válvulas de Seguridad

Los siguientes componentes o equipos están excluidos del alcance de este documento:

- Componentes estructurales de instalaciones y equipos
- Instrumentación y Tubería de instrumentos más allá de la primera válvula de bloqueo
- Equipos eléctricos
- Equipos rotativos (Excepto carcasas de bombas y compresores)
- Sistemas de desfogue o quemadores atmosféricos de gas (Mechones)

La Inspección Basada en Riesgos RBI evalúa la condición del límite de presión, asociada al esfuerzo de falla, para cada activo y recomienda los niveles de inspección y mantenimiento requeridos para asegurar la integridad mecánica. Este lineamiento es proporcionado por las referencias especificadas en las normas vigentes (DNV G101, API 580/581, ASME PCC-3), a fin de asegurar la integridad del proceso y del activo. El programa RBI debe considerar el impacto a:

- Disponibilidad de la Unidad de Procesos e Integridad del Activo.
- Higiene y Seguridad del personal.
- El ambiente – El Entorno - El Riesgo a la Comunidad.

El programa RBI debe considerar cualquier combinación de los riesgos identificados a ser considerados dentro de los factores para la toma de decisiones concernientes a: ¿Qué? ¿Cuándo?, ¿Dónde?, y ¿Cómo? inspeccionar una planta de procesos.

Donde existirán niveles de jerarquización para una mayor atención en aquellos equipos, componentes o activos con las mayores categorías de riesgos, las cuales deberán monitorearse más frecuentemente y con un nivel de precisión mayor, mientras que los equipos, o componentes con los menores de niveles de Riesgo evaluará los condicionamientos para mantener el plan de mantenimiento o inspección existentes o crearlos en el caso de no existir y solo basarse en mantener el ciclo de vida del activo; en muchos casos para equipos con niveles de riesgo solo asociado a gastos de material se condicionarían a ser corridos hasta la falla o manejados con mínimos niveles de mantenimiento.

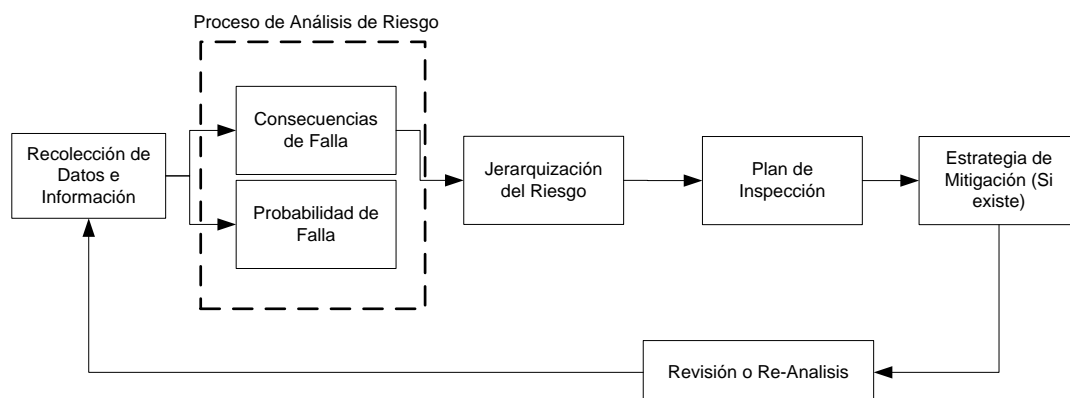


Figura VI-1: Proceso de Planeación de la Inspección Basada en Riesgo

Basándose en los datos e información de los equipos que conforman los sistemas, se calcula la consecuencia y la probabilidad de falla, para determinar el riesgo total. Analizado este nivel de riesgo asociado con cada componente del activo, se desarrollará el Programa Anual de Trabajo (PAT), en el cual se incluyen las fechas de ejecución de las actividades, tipo de inspección, recursos requeridos y toda la información necesaria para determinar las ventanas de tiempo para el Programa de Mantenimiento Planificado y programado; y la logística necesaria para

ejecutar las actividades. Luego que se ha ejecutado el PAT debe reevaluarse el Riesgo, para establecer el nivel de certeza y confianza del plan de mantenimiento y verificar que las acciones tomadas están disminuyendo el nivel de riesgo global.

Cuando se evalúa el nivel de riesgo y en especial de las instalaciones que conforman los procesos, se bajará en la cadena operativa a componentes y partes, pero las acciones estarán enfocadas a mantener la función o funcionalidad de los sistemas; en otras palabras, es lograr la relación de afectación del negocio, tal como se muestra en la FIGURA VI-2

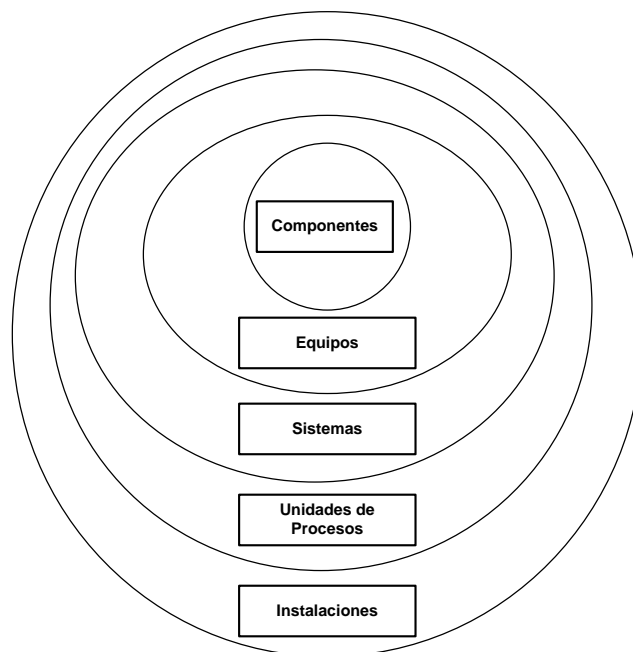


Figura VI-2: Relación entre Componentes, Equipos, Sistemas, Unidades de Proceso e Instalaciones

El enfoque del RBI es una metodología integrada que factoriza el riesgo en la toma de decisiones a fin de establecer de manera óptima los planes de inspección y mantenimiento. Esta metodología se considera “integrada” porque es un proceso cualitativo y cuantitativo; que combina tanto la posibilidad de falla como la consecuencia de la misma, de manera sistemática para establecer un orden jerárquico de los equipos sometidos a presión usando el riesgo total como base, donde el usuario puede diseñar un programa de inspección que gerencia el riesgo de las fallas de los equipos y así establecer una estrategia para reducir o mantener el nivel de riesgo a un valor aceptable para el negocio.

A diferencia de muchas creencias, el proceso RBI es multidisciplinario ya que requiere la actualización continua a medida que nueva información esté disponible. Este proceso de actualización permite que los esfuerzos de inspección se individualicen y exista una retroalimentación de manera continuada hacia las áreas donde la integridad pueda estar amenazada o comprometida, maximizando la confianza de los activos a costos de inspección o mantenimientos mínimos.

OBJETIVOS GENERALES DE LA APLICACIÓN DE UN PROCESO DE RBI

- Tener un procedimiento apropiado para establecer los métodos de control, considerando las probabilidades de ocurrencia y consecuencias de los eventos y categorizarlos en:
 - Sistemas de Baja probabilidad y Altas consecuencias (Grupo A). Asociado a eventos maliciosos, terroristas, naturales, factores fuera de control de la organización (suplidores).
 - Sistemas de Media o Alta probabilidad y Baja o Media consecuencias (Grupo B). Asociado a pérdida de la función, incidentes, accidentes, operacional, error humano, diseño, procura, construcción, instalación, comisionado, inspección, monitoreo, rehabilitación, entre otros.
- Generar estrategias de mitigación asociadas al nivel de riesgo determinado y en relación con la clasificación establecida.
- Desarrollo de un plan de implementación y control de riesgo.
- Establecer los indicadores para evaluar el desempeño de los activos físicos.
- Entender las causas de falla desconocidas y conocidas de los activos y generar los planes para su monitoreo o eliminación.
- Determinar, para el negocio, cual es el riesgo tolerable.

BASE DE DATOS PARA DESARROLLAR UN PROGRAMA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO.

Para efectuar el desarrollo de un análisis RBI se debe elaborar una base de datos de equipos la cual debe ser usada para recopilar los datos necesarios de todos los renglones para los cuales el proceso de análisis deba ser aplicado; dependiendo del tipo de análisis, el nivel de certeza de la data debe tan cercana a la realidad como sea posible, para poder realizar un análisis cuantitativo, ya que los resultados de análisis deberán ser precisos, reproducibles y consistentes durante la vida operativa de los equipos. Es necesario poder garantizar que la información, la recopilación de datos sea consistente; la misma debe ser efectuada por personal entrenado o con experiencia.

En primer lugar, se debe seleccionar e identificar el área del sistema productivo que va a ser sometido a estudio, luego se procede a clasificar los equipos tomando en cuenta las características corrosivas y propiedades físicas de los fluidos manejados a través de ellos, así como su estado actual de operación. Para realizar esto, se recopila información concerniente a:

- Descripción del proceso que ocurre en la planta en estudio y realización simultánea del diagrama simplificado de la misma.
- Materiales de Construcción.
- Parámetros de Diseño.
- Condiciones de Operación.
- Diagramas de procesos
- Tipo de Fluido Manejado.
- Sistemas de protección contra incendio
- Sistemas de detección

- Mecanismos de deterioros presentes
- Velocidades de corrosión
- Sistemas de aislamiento o bloqueo instalados
- Planos de Equipos y Planta.
- Historial de Inspecciones
- Historial de fallas/reemplazos.
- Especificaciones pintura / aislamiento térmico.

Esta recolección tiene el objeto de construir una base de datos que contenga la información necesaria para identificar los mecanismos de degradación que pueden afectar el desempeño del equipo durante su vida operativa y llevar un registro de la unidad a través de los años; información que será utilizada en las siguientes etapas de esta metodología para establecer los niveles de riesgo. La verificación de los datos de entrada, así como la actualización regular de los mismos (cambios detectados después de inspección, reparación y proceso o instalación) se describen como el proceso de revisión/retroalimentación, ya que éste prevé una revisión de los datos de inspección, mantenimiento y operativos recolectados por el equipo de RBI que luego serán retroalimentados en la base de datos de integridad de equipos estáticos.

INDICADORES CLAVES DE INSPECCIÓN

Con la aplicación de esta metodología se desarrollan todos los indicadores claves tal como se especifican en la norma BS EN 15341:2007, y solo se hará referencia a dos de ellos, que son los que al final modulan los programas de mantenimiento.

Riesgo medio y bajo de instalaciones. Como se expresó anteriormente, el Riesgo es la pérdida potencial que puede surgir por un proceso presente, inmediato o suceso futuro. También se utiliza como sinónimo de probabilidad. El Riesgo de las Instalaciones se basa en el modelo semi cuantitativo de riesgo utilizado en los estudios de Análisis de Modos y Efecto de Falla (AMEF) denominado Número Prioritario de Riesgo. Aunque su aplicación es para equipos Dinámicos, se empleará este mismo modelo para equipos Estáticos.

Para el caso de equipos Estáticos y Dinámicos se incorporó un factor adicional como lo es la Integridad. Aunque el modelo original evalúa la criticidad basada en el contexto de los equipos, las modificaciones incorporadas establecen que este indicador evalúa el Riesgo de los Equipos considerando la Integridad de los mismos, ya que evalúa la potencialidad de la Integridad y Confiabilidad de estos ante una falla potencial.

Por lo tanto, la función de Riesgo para Instalación es una función de la frecuencia de ocurrencia de los modos o mecanismos de falla, su impacto y de la suma del Cumplimiento de las Tareas de Mantenimientos Planificadas (MP, MPd y actualizaciones) como variable de Detección, y el factor de la Integridad.

Riesgo de Instalación = Probabilidad de Falla x Consecuencias x f(Cumpl. del Mto + Integridad)

El Riesgo de Instalaciones se utiliza como valor de referencia que permite jerarquizar o comparar el estado de criticidad entre activos, a través de una escala prefijada que permite la comparación, se calcula según modelos de decisión con matrices de valores ponderados. Refleja las posibles consecuencias que pudieran ocurrir en un periodo de tiempo estimado.

Dentro de las matemáticas de este modelo, se establece como el mínimo valor que se puede adoptar es dos (2) y el máximo valor es 2000. Estableciendo los niveles de Riesgo como:

- Bajo entre 2 a 128 puntos
- Medio entre 129 a 432 puntos, y
- Alto mayores a 432 puntos.

El modelo matemático para establecer el Riesgo Medio y Bajo de Instalaciones es:

$$\text{Riesgo}_{\text{Medio y Bajo de Instalaciones}} = \frac{\text{No. de Instalaciones con Riesgo Medio y Bajo}}{\text{No. de Instalaciones}} \times 100\%$$

NIVEL DE RIESGO PARA EQUIPOS ESTÁTICOS

Las variables del Modelo de Riesgo establecido es el siguiente:

Tabla VI-1: Frecuencia de Falla para Equipo Estáticos

Frecuencia de Falla			
Nivel de Frec de Falla	Descripción	Frecuencia de Falla	Escala
Minima	Fallas no esperadas, Fallas no ocurridas en la Industria	$< 10^{-5}$	1 2
Baja	Varias fallas pueden ocurrir durante la vida de la instalación para un sistema que comprende un gran numero de componentes, Fallas ocurridas en la Industria	10^{-5}	3 4
Moderada	Varias fallas pueden ocurrir durante la vida de la instalación para un sistema que comprende un gran numero de componentes, Fallas ocurridas en operaciones de la compañía	10^{-4}	5 6
Alto	Una o mas fallas pueden ser esperadas anualmente, fallas han ocurrido varias veces al año en operaciones de la empresa	10^{-3}	7 8
Muy Alto	Una o mas fallas pueden ser esperadas anualmente, fallas han ocurrido varias veces al año en una misma ubicación	$> 10^{-2}$	9 10



Tabla VI-2: Escala de puntuación para la estimación de Impactos para Equipos Estáticos

Impacto Equipos Estático			
Nivel	Descripción	Rango CoF (MUSD)	Escala
Minima	Sin efecto en las operaciones, daños leve con impacto menor a 10 KUSD	< 0.01	1 2
Baja	Breve interrupción de las Operaciones con daño menor en las operaciones impacto potencial 10-100 KUSD	>0.05-0.1 0.01-0.05	3 4
Moderada	Paralización parcial de las operaciones, que puede ser reiniciada rapidamente con daños potenciales 0.1-1 MUSD	>0.5-1 0.1-0.5	5 6
Alto	Perdida Parcial de la operacion con impacto total en las operaciones, tiempo fuera de operación mayor o igual a 1 semana, impacto potencial con daños mayor igual a 1-10 MUSD	>5-10 1-5	7 8
Muy Alto	Perdida total de las operacionnes con impacto total en las operaciones con tiempo de recuperación de las actividades mayores a 2 semanas con daños mayores a 10 MUSD	>10	9 10

Tabla VI-3: Escala de puntuación para la estimación del Cumplimiento del Mtto. Equipos Estáticos

Mtto & Inspección			
Nivel	Descripción	Rango (% Cumplim.)	Escala
Minima	Actividades planificadas fueron logradas en un rango mayor a 10%	<20 10	1 2
Baja	Actividades planificadas fueron logradas en un rango mayor a 20%	<40 20	3 4
Moderada	Actividades planificadas fueron logradas en un rango mayor a 40%	<60 40	5 6
Alto	Actividades planificadas fueron logradas en un rango mayor a 60%	<80 60	7 8
Muy Alto	Actividades planificadas fueron logradas en un rango mayor a 80%	100 80	9 10



Tabla VI-4: Escala de puntuación para la estimación de Integridad Equipos Estáticos

<u>Integridad</u>		
Nivel	Descripción	Escala
Muy Alto	Equipo posee integridad con espesor mayor o igual al CA no Requiere reparacion	1
		2
Alto	Equipo posee integridad con espesor menor al CA Requiere reparacion dentro de los proximos 5 años	3
		4
Moderada	Equipo posee Integridad, el esfuerzo de falla es igual al espesor remanente del equipo, requiere reparacion en los proximos 2 años	5
		6
Baja	Equipo posee Integridad esfuerzo de falla es igual al espesor remanente del equipo requiere reparacion en el siguiente año	7
		8
Minima	Equipo No posee Integridad esfuerzo de falla es mayor al espesor requerido por diseño pero menor al espesor requerido por Operación el equipo requiere reparacion inmediata	9
		10



ANEXO VIII:

CONFIABILIDAD DE SISTEMAS

La Teoría de la Confiabilidad se ocupa principalmente de las fallas de los sistemas. Sin embargo, no indaga tanto en los fenómenos que las causan sino en la frecuencia con que ocurren. Por lo tanto, no es una teoría física de las fallas, sino una teoría estadística, una teoría de probabilidades.

El objetivo del análisis de confiabilidad estructural es determinar la probabilidad de falla de estructuras tomando en consideración las incertidumbres asociadas con las resistencias y cargas. La respuesta de una estructura se evalúa por medio de modelos basados en datos estadísticos recopilados previamente. La teoría de confiabilidad estructural toma como base el modelo probabilístico de estas incertidumbres y provee los métodos para la cuantificación de la probabilidad de que las estructuras no cumplan con la función para la que fueron diseñadas.

La confiabilidad de un sistema o un equipo es la probabilidad que dicha entidad pueda operar durante un determinado periodo de tiempo sin pérdida de su función. El fin último del Análisis de confiabilidad de los activos físicos es cambiar las actividades reactivas y correctivas, no programadas y altamente costosas, por acciones preventivas planeadas que dependan de análisis objetivos, situación actual e historial de equipos y permitan un adecuado control de costos.

La Confiabilidad Operacional se define como una serie de procesos de mejora continua, que incorporan en forma sistemática, avanzadas herramientas de diagnóstico, metodologías de análisis y nuevas tecnologías, para optimizar la gestión, planeación, ejecución y control de la producción industrial. La Confiabilidad Operacional lleva implícita la capacidad de una instalación (procesos, tecnología, gente), para cumplir su función o el propósito que se espera de ella, dentro de sus límites de diseño y bajo un específico contexto operacional.

Las estrategias de Confiabilidad Operacional se usan ampliamente en los casos relacionados con:

Elaboración de los planes y programas de mantenimiento e inspección de equipos e instalaciones industriales. Solución de problemas recurrentes en los activos fijos que afecten los costos y la efectividad de las operaciones. Determinación de las tareas que permitan minimizar riesgos en los procesos, equipos e instalaciones y medio ambiente. Establecer procedimientos operacionales y prácticas de trabajo seguro. Determinar el alcance y frecuencia óptima de paradas de planta.

La Confiabilidad Operacional impulsa el establecimiento de tecnologías que faciliten la optimización industrial, entre las cuales se pueden destacar:

- Modelaje de sistemas, en la confiabilidad operacional se realiza a nivel de elementos (equipos, procesos y clima organizacional) y se establecen beneficios a nivel de planta.
- Confiabilidad Organizacional, llamada también en forma sesgada error humano siendo este el ancla más fuerte.
- Gestión del Conocimiento, valor agregado de nuevas prácticas y conocimientos, a través de mediciones sistémicas, bancos de datos, correlaciones, simulaciones, minería de datos y estadísticas.

- Manejo de la incertidumbre, a través del análisis probabilístico de incertidumbre y riesgo asociado.
- Optimización Integral de la Productividad, a través de pruebas piloto en seguridad y confiabilidad desde el diseño.

Aquí no es nuestra intención hacer una descripción de todos los elementos que intervienen en este tipo de evaluación, pero si dejar claro algunos criterios y resultados esperados, y dado que puede que esta no sea una filosofía que se esté usando con regularidad, dejar abierta la discusión para poder lograr una mayor comprensión, más aún cuando esta herramienta es fundamental en la toma de decisiones.

CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS:

SISTEMA EN SERIE:

Un sistema en serie se caracteriza porque todos sus componentes están relacionados de tal manera que el sistema deja de funcionar si alguno de sus componentes falla. No implica específicamente que los componentes deban estar conectados físicamente en secuencia. Sin embargo, el concepto de un circuito en serie se utiliza generalmente para representar gráficamente una estructura en serie. Los diagramas de bloques utilizados para representar los sistemas muchas veces son útiles a la hora de comprender las relaciones entre componentes, en el grafico se muestra un diagrama de bloques generalmente usado para la representación de un sistema en serie:

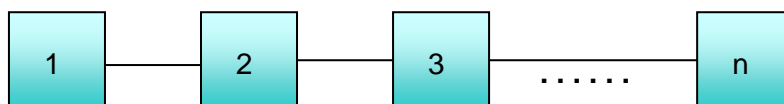


Figura VIII-1: Representación gráfica de Sistemas en Serie

SISTEMA EN PARALELO:

Un sistema en paralelo es aquel que sólo deja de funcionar cuando todos sus componentes fallan. Es decir, el funcionamiento de cualquiera de los componentes implica el funcionamiento del sistema.

Y gráficamente suelen asociarse a un circuito en paralelo, por lo que se asemejan a:

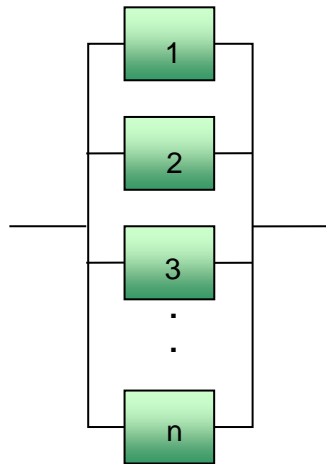


Figura VIII-2: Representación gráfica de Sistemas en Paralelo

Mientras que un sistema en serie se rige por el producto de las confiabilidades de sus componentes, un sistema en paralelo se rige por el producto de las inestabilidades de sus componentes.

CONFIABILIDAD DE SISTEMAS

El método que permite evaluar la confiabilidad de Sistemas es el Diagrama de Bloques de Confiabilidad, enmarcado en los Modelos de Estimación de la Confiabilidad de Sistema, es un método de análisis de arriba hacia abajo en el cual el diagrama resultante muestra la organización del sistema, permitiendo visualizar muy convenientemente la interrelación funcional de los subsistemas.

El análisis matemático que soporta los diagramas de bloque de confiabilidad utiliza técnicas soportadas en álgebra Booleana y “sets” de combinaciones entre otros. La principal ventaja de este método es que el mismo permite analizar caminos paralelos, redundantes y caminos caracterizados por tener componentes en espera (“stand by”), los cuales pueden ser construidos bien sea con base a la probabilidad de falla o a la probabilidad de éxito. Adicionalmente el método provee modelos para la predicción de la confiabilidad del sistema en términos probabilísticos.

El primer nivel de análisis es a nivel de sistema. Posteriormente, el sistema es dividido en subsistemas y los subsistemas en componentes hasta que es alcanzado el último nivel seleccionado para análisis.

En cada caso se deben evaluar la estructura o la disposición de cada activo, pueden estar en serie o paralelo, o combinación de las dos disposiciones.

Sistema en Serie: desde el punto de vista de confiabilidad, un sistema en serie es definido como aquel sistema en donde todos sus componentes deben operar para que el sistema en su totalidad opere.



Figura VIII-3: Sistema en Serie

Tal como puede apreciarse, la confiabilidad de un sistema constituido por elementos en serie siempre es inferior a la menor de las confiabilidades existente; de allí que la sensibilidad de este arreglo a la confiabilidad de cada uno de sus componentes sea alta.

Corresponde a la confiabilidad en serie la Teoría de falla por el eslabón más débil (Weakest-link). Cada componente es tratado como una cadena de muchos eslabones la cual falla cuando falla el eslabón más débil.

La confiabilidad del sistema en serie de un sistema compuesto por varios equipos funcionalmente en serie y con confiabilidades expresadas en fracciones decimales, es el producto de las confiabilidades de correspondientes a cada uno de los equipos.

Sistema en Paralelo: desde el punto de vista de confiabilidad, un sistema en paralelo es definido como aquel sistema en donde todos sus componentes deben fallar para que el sistema en su totalidad no opere.

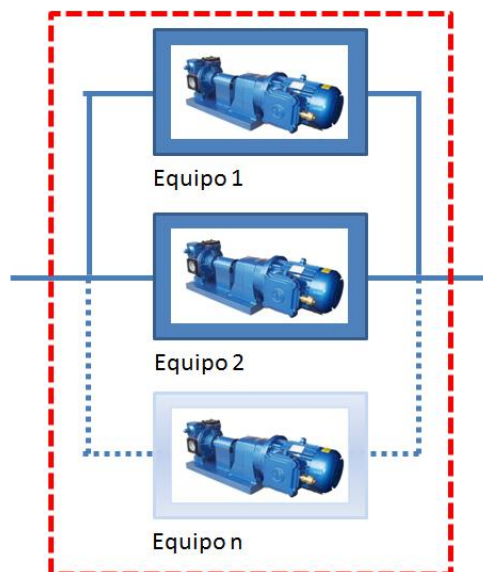


Figura VIII-4: Sistema en Paralelo

La confiabilidad en paralelo se basa en la Teoría de falla por el hilo paralelo (parallel-strand) cada componente es tratado como un cable de muchos hilos el cual no falla hasta que todos sus hilos se rompan.

Sistema L de N. Algunos esquemas de redundancia contemplan el uso de un número de componentes o unidades mayor que el requerido, a fin de poder establecer esquemas de operacionales que permitan incrementar la confiabilidad global del sistema. Son sistema con la configuración en Paralelo, pero con la particularidad que solo se requiere que trabaje L equipos (L: número de equipos requeridos para trabajar), de los n equipos (N: total de número de equipos) instalados.

Tal como puede apreciarse, la confiabilidad de un sistema constituido por elementos en serie siempre es inferior a la menor de las confiabilidades existente; de allí que la sensibilidad de este arreglo a la confiabilidad de cada uno de sus componentes sea alta.

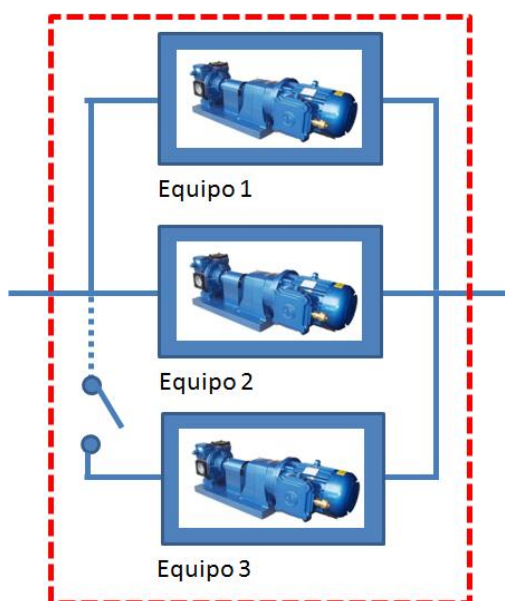


Figura VIII-5: Sistema L de N

TASA DE FALLA

Una variable que define el comportamiento de la Confiabilidad es la Tasa de Falla $h(t)$ o Failure Rate, la función $h(t)$ describe el comportamiento del número de fallas de una población por unidad de tiempo, y la misma puede ser creciente (el número de componentes de la población que fallan por unidad de tiempo aumenta progresivamente), decreciente (el número de componentes de la población que fallan por unidad de tiempo disminuye progresivamente), o constante.

El análisis del comportamiento de fallas de una gran cantidad de poblaciones de componentes o equipos observados durante largos periodos de estudio, han mostrado una función tasa de fallas decreciente en el primer periodo, donde la primera etapa del periodo de observación conocido como mortalidad infantil, seguido por una función tasa de fallas aproximadamente

constante, y finalmente una función tasa de fallas creciente durante la última etapa del periodo de observación.

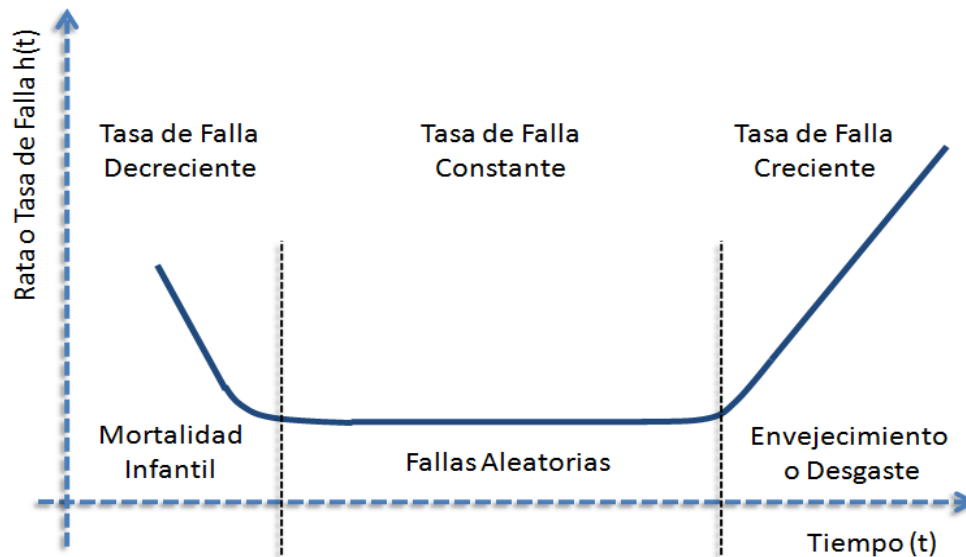


Figura VIII-6: Curva de la Bañera (BathTub)

La forma de la función $h(t)$ mostrada en la figura anterior, es ampliamente conocida como curva de la bañera (bathtub). En la siguiente sección explicaremos como interpretar en detalle la curva mencionada.

La tasa de falla es la frecuencia con que un sistema o componente falla, expresado por ejemplo en fallos por hora. Se denota con la letra griega λ (lambda), este término es parte de la ingeniería de confiabilidad, ya que permite definir los patrones de falla, según su comportamiento. La tasa de falla de un sistema por lo general depende del tiempo, con una tasa que varía durante el ciclo de vida del sistema.

CURVA DE LA BAÑERA (BATH TUBE)

La Curva de la Bañera es un gráfico que muestra el probable comportamiento de la tasa de fallas de un tipo de componente o equipo para diferentes instantes de tiempo; y se construye observando y registrando el comportamiento histórico de fallas de una población de ese tipo de componente o equipo. Este concepto es extrapolable a componentes y equipos. Si se dispone de un número significativo de unidades de un mismo componente o equipo, y se les pusiera a operar a partir de un tiempo inicial t , se podría observar el comportamiento en el número de fallas por unidad de tiempo y construir su particular curva de la bañera. Se puede observar los diversos patrones de fallas encontrados para varios equipos y sistemas en función de sus edades operativas.



Figura VIII-7: Patrones de Falla por Edad o Envejecimiento

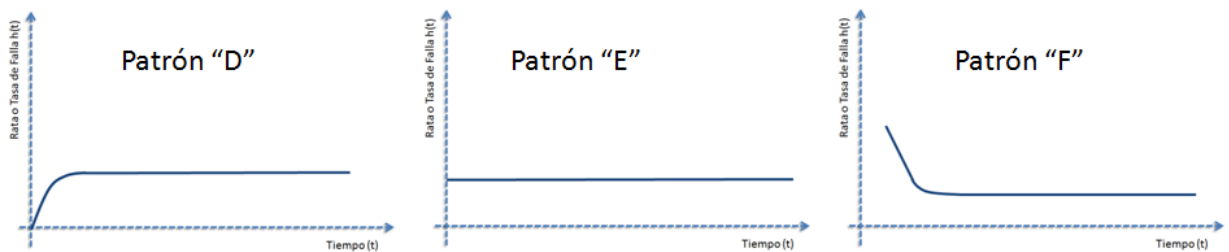


Figura VIII-8: Patrones de Falla Aleatorios

Estudios realizados han mostrado que el 4% de los sistemas se corresponden con el patrón "A", 2% con el patrón "B", 5% con el patrón "C", 7% con el patrón "D", 14% con el patrón "E" y aproximadamente el 68% con el patrón "F".

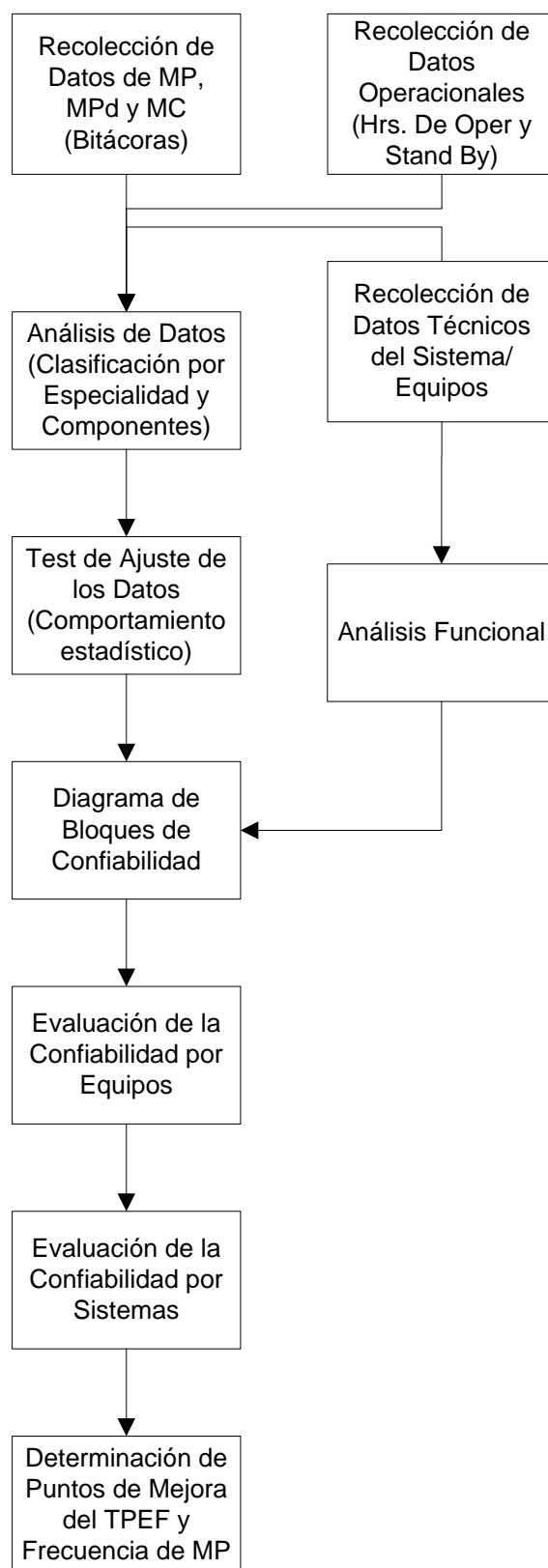


Figura VIII-9: Modelo genérico de análisis de confiabilidad

COSTO DE CICLO DE VIDA

El Costo de Ciclo de Vida son una serie de Metodologías que permite lograr una combinación óptima entre los costos asociados al realizar un proyecto de ingeniería o mantenimiento y los logros o beneficios esperados que dicho proyecto genera, considerando el costo del riesgo que involucra la realización o no de tal actividad a lo largo del ciclo de vida del activo.

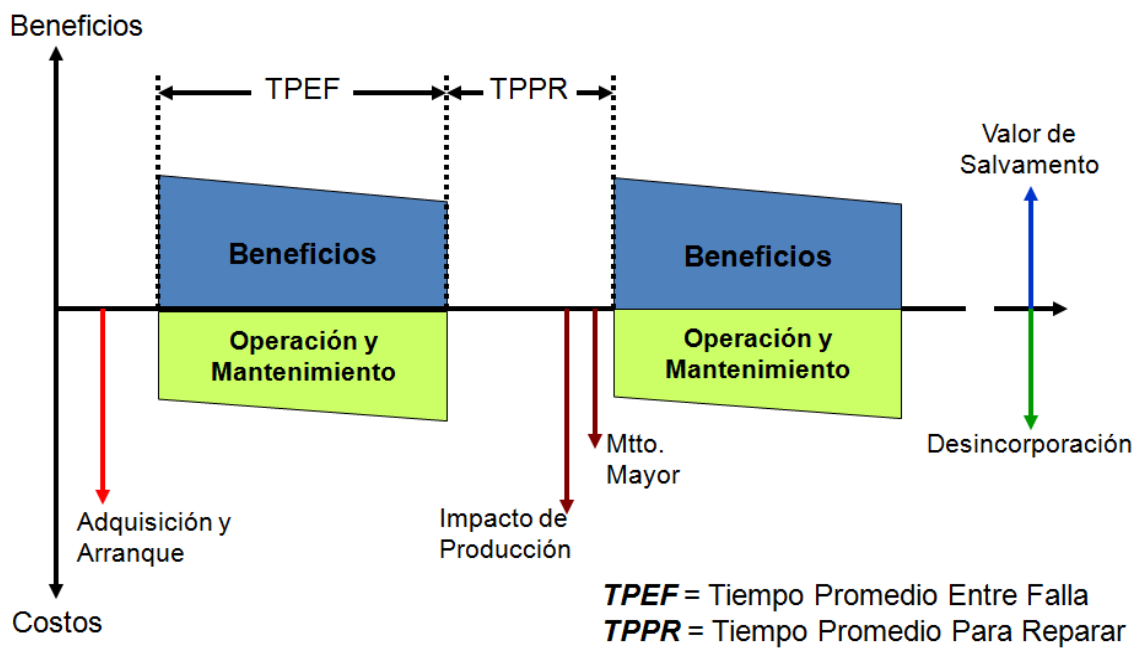


Figura VIII-10: Costo de Ciclo de Vida Genérico de un Activo

Tabla VIII-1: Análisis Económico y Costo de Ciclo de Vida (LCC)

Beneficios	Usos y Aplicaciones	Área de Aplicación
<p>Visualiza la Eficiencia de Inversión de un Proyecto de un Activo.</p> <p>Cuantifica la rentabilidad de un proyecto o entre proyectos.</p> <p>Soporta la toma de decisiones entre uno o más proyectos.</p> <p>Permite estimar la vida económica de un activo.</p> <p>Permite identificar el punto óptimo de reemplazo, mantenimiento o actualización tecnológica a través de evaluaciones financieras</p> <p>Genera resultados certeros, considerando todos los costos a lo largo del ciclo de vida del activo, reflejando finalmente el impacto total en el negocio.</p> <p>Evidencia el Riesgo.</p> <p>Incrementa la Confiabilidad y la Planificación a lo largo de su Vida Útil.</p>	<p>Comparación de Proyectos y Licitaciones.</p> <p>Estimación de Presupuestos Futuros y Planificación de Producción como de Mantenimiento y generar su respectivo control.</p> <p>En la selección de la más beneficiosa Estrategia de Procura.</p> <p>Determinar los Elementos de Costos.</p> <p>Optimización del Adiestramiento y visualización de necesidades.</p> <p>Mejoramiento de la comprensión de los diseños de ingeniería conceptual y básicos asociados a parámetros de producción.</p> <p>Formulación de incentivos a los Contratistas.</p> <p>Establecimientos de lineamientos para la Toma de Decisión.</p> <p>Evaluación de Nueva Tecnología.</p>	<p>Equipos / sistemas críticos para la producción o seguridad y ambiente.</p> <p>Equipos / sistemas con altos costos de mantenimiento.</p> <p>Equipos / sistemas con altos costos en consecuencias por fallas.</p> <p>Equipos / sistemas genéricos con un alto número de mantenimientos.</p>



ANEXO IX:

OBSOLESCENCIA DE EQUIPOS



En el presente ANEXO se presentan los factores a considerar para soportar la toma de decisiones en los estudios de obsolescencia.

REQUISITOS ALTERADOS (CAPACIDAD INADECUADA)

El equipo o sistema existente no puede cumplir con los nuevos requisitos de exactitud, velocidad u otras especificaciones; en otras palabras, el equipo no es capaz de mantener las condiciones operacionales o la calidad del producto, presentando variaciones frecuentes o fallas repetitivas. A menudo las opciones son reemplazar por completo el equipo, o rehabilitarlo mediante ajuste o cambios de materiales, por ejemplo.

CAUSAS DEL DETERIORO, OBSOLESCENCIA, Y CAPACIDAD INADECUADA

Esto se convierte en el corazón de la obsolescencia, donde operar al equipo por encima de su capacidad de diseño, o fuera de las IOW o con fluido no especificado genera efectos significativos, se pueden resumir en:

- mal uso de un equipo
- falta de mantenimiento
- el equipo no puede responder a los constantes cambios en la demanda de una empresa
- fallas técnicas
- finalización de la vida útil del equipo

En tal sentido se debe realizar un análisis para establecer las pautas para lograr los objetivos, bien sea por realizar un reemplazo o sustitución del equipo o maquinaria por otro equipo de la misma índole acorde con las necesidades de la empresa de tal manera que se optimice o se satisfaga la causa del reemplazo. O por uno con mejor tecnología o con menor cantidad de modos de falla. Todo esto, analizado desde el punto de vista económico, claro está. Esta sustitución nace por diversas causas, deterioro, obsolescencia, capacidad inadecuada, menor desempeño, alteración de requisitos, entre muchos otros factores.

REEMPLAZO DEBIDO A EFICIENCIA DECRECIENTE (DETERIORO)

El equipo opera por lo general a eficiencia pico inicialmente y experimenta una pérdida de esta con el uso y la edad. Cuando la pérdida de la eficiencia se debe a un mal funcionamiento de sólo unas pocas partes de toda la máquina, es económico a menudo reemplazarlas periódicamente y en esta forma mantener el buen nivel de eficiencia durante un periodo largo de vida del equipo.

FACTORES QUE DETERMINAN EL DETERIORO

- Aumento del consumo de combustible y de energía eléctrica, como consecuencia de la disminución de eficiencia de la máquina.
- Incremento de mantenimiento y reparaciones como consecuencia de fallas de las piezas.
- Incremento de mano de obra, a causa de la disminución de la velocidad y la productividad más baja.
- Aumento de gastos generales, debido al equipo poco confiable.

CAPACIDAD INADECUADA

Un activo físico que tiene una capacidad inadecuada para prestar los servicios requeridos es un candidato lógico para reemplazo. Cuando el equipo es insuficiente, se tiene generalmente a la mano una unidad utilizable que a menudo está en excelentes condiciones. Frecuentemente la mayor capacidad requerida puede satisfacerse únicamente adquiriendo una máquina que tenga esa capacidad.

El nivel de obsolescencia por capacidad inadecuada motiva al reemplazo de un activo generalmente antes del momento de su depreciación. Puede ser planificada o no:

1. Planificada. Es el resultado de un equipo más grande y mejor, hecho en el mundo actual de los negocios.
2. No planificada. Es el resultado de la distribución no anticipada en la demanda del producto o la posibilidad de tomar en arrendamiento en lugar de ser propietario del equipo.

CAMBIO DE TECNOLOGÍA

El cambio tecnológico rápido y el progreso son características de nuestra economía. No sólo los productos mejoran, sino también los cambios en la tecnología del proceso pueden volver obsoletas las instalaciones existentes.

FACTORES QUE DETERMINAN LA OBSOLESCENCIA

- Mayor consumo de combustible y energía eléctrica, debido a la menor eficiencia de diseño.
- Menor productividad, debido a las velocidades productivas más bajas.
- Más descomposturas por fallas de diseño.
- Más espacio de suelo por el diseño menos compacto.

VIDA ÚTIL

Es la vida productora que se supone tendrá un activo, antes de que sea necesario arreglarlo o reemplazarlo. Se le llama también periodo de recuperación.

VIDA ÚTIL ECONÓMICA (SIGNIFICADO DE N)

Para una alternativa es el número de años en los que se presenta el valor anual de costo más bajo. Los cálculos de equivalencia para determinar la VUE establecen el valor n de la vida para el mejor retador, y también establecen el valor del costo de la vida menor para el defensor en un estudio de reemplazo.

VIDA PROPIEDAD

Tiempo que transcurre hasta que se vende el equipo o se dispone de él en otra forma.

VIDA ECONÓMICA

Tiempo que se puede usar de forma competitiva un activo físico. Cuando este ya no se pueda usar provechosamente desaparece su valor comercial. El activo se debería depreciar totalmente durante este tiempo.



VIDA CONTABLE

El periodo seleccionado por el contador sobre el que se depreciará el equipo en los libros de la compañía. El contador utiliza un periodo igual a la vida útil; aunque, cuando lo permitan las leyes fiscales puede llevar a cabo una depreciación rápida (sin embargo en general, el contador explicará la "la depreciación rápida" del equipo sobre la base de una vida útil prevista como corta)

VIDA FÍSICA

Habitualmente más larga que cualquiera de las vidas anteriores. Una pieza de equipo puede tener varios propietarios, varias vidas útiles; pero puede estar en buenas condiciones físicas incluso después de que ya no pueda rendir ningún servicio útil.



ANEXO X:

SEGURIDAD DE LOS PROCESOS

Los elementos que normalmente se evalúan, para poder disponer de un sistema de seguridad integral de activos, donde Colocando a México como ejemplo, han establecido mediante la Agencia de Seguridad y Ambiente (ASEA, <https://www.gob.mx/asea>), una estrategia a seguir para lograr la protección al medio ambiente basado en los siguientes conceptos, los cuales se relaciona entre sí:

TECNOLOGÍA

a) Tecnología del Proceso

El paquete de tecnología del proceso proporciona una descripción del proceso o de la operación (ejemplo: procesamiento, transporte, manejo, suministro, carga, descarga de gas natural LPG y productos petroquímicos). Proporciona también los fundamentos para identificar y entender los riesgos del proceso - primeros pasos en los esfuerzos para administrar la Seguridad de los Procesos. El paquete de Tecnología consta de tres partes: Riesgos de los Materiales, las Bases para el Diseño del Proceso y las Bases para el Diseño del Equipo.

b) Análisis de Riesgos de Proceso

Se usan para identificar, entender, evaluar, controlar o eliminar los riesgos asociados con las instalaciones del proceso de manera que:

- Se utilice un enfoque organizado, metódico y sistemático.
- Se busque y obtenga un consenso entre las diversas disciplinas participantes.
- Se documenten los resultados para su uso posterior en el seguimiento de las recomendaciones y en el entrenamiento del personal.

De manera que se prevengan los incidentes y las lesiones relacionadas con el proceso.

Un Análisis de Riesgos de Proceso consta de dos partes: un Análisis de Consecuencias (Valoración de Riesgos) y una Revisión de Riesgos de Procesos (RRP).

c) Procedimientos de Operación y Prácticas Seguras

Los procedimientos de operación proporcionan un claro entendimiento de los parámetros detallados de operación y los límites para una operación segura para aquellos que están operando el proceso. También explican claramente las consecuencias en la seguridad, la salud y el medio ambiente al operar fuera de los límites del proceso, y describen los pasos a tomar para corregir o evitar desviaciones, así como la forma de actuar en casos de emergencia.

Las prácticas seguras proporcionan un sistema de procedimientos y/o permisos planeados adecuadamente, que incluyen inspecciones y autorizaciones, antes de hacer trabajo no rutinario en las áreas de proceso. Ejemplo: todos los procedimientos para los trabajos controlados por el permiso de trabajos peligrosos, como Tarjeta, Candado, Despeje y Prueba, Apertura de Línea de Proceso, Entrada a Espacios Confinados, Trabajos de Soldadura, etc.

d) Administración de Cambios de Tecnología

Los Cambios a la Tecnología del Proceso documentada (ejemplo, riesgos de los materiales, bases para el Diseño del Proceso o bases para el Diseño de los Equipos del Proceso) potencialmente invalidan los Análisis o valoraciones de Riesgos de Proceso anteriores, creando a la vez, riesgos nuevos; por lo tanto, todos los cambios a la Tecnología documentada deben ser correctamente formulados, revisados, autorizados y documentados.

PERSONAL

a) Entrenamiento y Desempeño

El personal que actúa correctamente y está bien entrenado no sólo es una característica clave, sino un requisito indispensable para garantizar el manejo seguro de materiales peligrosos y mantener el equipo de proceso operando con seguridad. Se pueden tener implantados todos los demás elementos de la Seguridad del Proceso, pero sin un personal dedicado a seguir consistentemente las políticas y procedimientos documentados, las oportunidades de operar con seguridad se reducen considerablemente. Los empleados deben ser físicamente capaces, estar mentalmente alerta y tener la habilidad de usar un buen juicio para seguir cabalmente las prácticas y procedimientos establecidos.

b) Contratistas

Es esencial que todos los trabajos sean terminados con seguridad y desarrollados de acuerdo con los procedimientos y/o prácticas de trabajo seguro establecidas, consistentemente con los principios de la Administración de la Seguridad de los Procesos, ya sea que los trabajos los realice personal de esta empresa o personal contratista.

c) Investigación de Incidentes y Accidentes

Los incidentes serios y potencialmente serios pueden volver a ocurrir a menos que sus causas sean identificadas y se tomen acciones para evitarlos. Se requieren investigaciones completas y minuciosas, compartiendo los aprendizajes obtenidos entre todos los Centros de Trabajo de esta empresa, para mejorar continuamente el desempeño en Seguridad.

Los accidentes pueden ser recurrentes o catastróficos, en tal sentido, se debe establecer los criterios para seleccionar todos aquellos accidentes con impacto al negocio que son necesarios evaluar con prontitud.

d) Administración de Cambios de Personal

En reconocimiento de que la gente es el ingrediente esencial entrelazado a través de todos los elementos de la Seguridad del Proceso, es importante mantener un nivel mínimo de:

- (1) Experiencia directa y específica en el proceso, y
- (2) Conocimientos y habilidades en la Seguridad del Proceso.

Al igual que los cambios en la tecnología o en las instalaciones, la pérdida de los niveles de experiencia y conocimientos mínimos de personal y de organización, tienen el potencial de invalidar los análisis o valores de riesgo anteriores, las cuales habían sido basadas en la

presencia y autoridad de un personal conocedor y experimentado, los cambios de personal a todos niveles deben cumplir los criterios previamente establecidos para garantizar que se mantengan unos niveles mínimos de experiencia y conocimiento a fin de proporcionar una base sólida para todas las decisiones que puedan afectar la Seguridad del Proceso.

e) Planeación y Respuesta a Emergencias

Se requiere una planeación profunda de las emergencias potenciales para garantizar una respuesta efectiva por parte del personal del Centro de Trabajo en conjunto con las organizaciones de respuesta de la comunidad.

f) Auditorias

Las Auditorias proporcionan la forma de saber, comprender y medir el desempeño y el cumplimiento del programa de Análisis de Seguridad del Proceso, establecido a nivel central y en cada Centro de Trabajo. Mediante las observaciones en el campo, se obtienen los datos para determinar el desempeño actual, comparado con los estándares establecidos. Una auditoria efectiva y positiva reporta las fortalezas y las oportunidades de mejora. La realización de auditorías es una responsabilidad de la Línea de Mando, desde la Dirección y Subdirecciones y la Función Central de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, hasta los grupos directivos de los Centros de Trabajo.

INSTALACIÓN

a) Aseguramiento de Calidad

El aseguramiento de calidad de equipos y materiales es “el puente” entre las especificaciones de diseño y la instalación inicial. Los esfuerzos de aseguramiento de calidad están enfocados en garantizar que los equipos del proceso están:

- Fabricados conforme a las especificaciones de diseño.
- Ensamblados e instalados correctamente.

b) Revisión de Seguridad de Pre-arranque

Las Revisiones de Seguridad de Pre-arranque proporcionan la revisión final a los equipos e instalaciones nuevos o modificados para confirmar que los elementos del Análisis de Seguridad del Proceso han sido cubiertos correctamente y que la instalación es segura para entrar en operación.

c) Integridad Mecánica

El elemento de la Integridad Mecánica cubre la vida útil de los equipos e instalaciones, desde su instalación inicial hasta su desmantelamiento. La Integridad Mecánica se enfoca en garantizar que se mantenga la integridad del sistema para contener las sustancias peligrosas durante toda la vida útil de la instalación. Se ocupa de temas como:

- Procedimientos de mantenimiento.



- Entrenamiento y desempeño del personal de mantenimiento.
- Procedimientos de control de calidad.
- Inspecciones y pruebas a equipos, incluyendo el mantenimiento preventivo y predictivo.
- La ingeniería de confiabilidad.

El mantenimiento preventivo y predictivo son importantes y necesarios para garantizar una operación confiable y libre de incidentes. Dichos programas sirven para evitar las fallas prematuras y ayudan a garantizar la operabilidad del sistema, necesario para el control de emergencias.

d) Administración de Cambios “Menores”

Los Cambios Menores en el área pueden conducir a eventos catastróficos. Todos los cambios incluyendo aquellos que se efectúan dentro de la Tecnología del Proceso documentada, pero que no constituyen un “reemplazo en sí”; deben ser correctamente formulados, revisados, autorizados y documentados. Los requisitos de todos los elementos de Análisis de Seguridad del Proceso, aplicables deben ser completados antes de implantar el cambio.