

**METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN MITIGACIÓN Y PROPUESTA DE  
ELIMINACIÓN DE EQUIPOS MALOS ACTORES**

**JAIRO ALONSO GIRALDO PICÓN  
HERBER ARIEL RINCÓN CASTELLANOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2010**

**METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN MITIGACIÓN Y PROPUESTA DE  
ELIMINACIÓN DE EQUIPOS MALOS ACTORES**

**JAIRO ALONSO GIRALDO PICÓN  
HERBER ARIEL RINCÓN CASTELLANOS**

**Monografía de Grado**

**Presentada como requisito para optar el título de  
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO**

**Director**

**ROYMAN JOSÉ LÓPEZ BELTRÁN**

**M.Sc. Ingeniería Mecánica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2010**

## **DEDICATORIA**

A Dios.

A mi novia Luz Angélica por  
brindarme su apoyo para  
conseguir esta meta  
propuesta

A mis padres Alcides y Marina  
por el continuo apoyo  
en mis decisiones

**Herber Ariel Rincón Castellanos**

## **DEDICATORIA**

A mi esposa Olga, a mis hijos  
Olga Julieth y Jairo Alonso  
por su apoyo y  
compresión.

Al ser supremo por  
permitirme que este  
logro se hiciera  
realidad.

**Jairo Alonso Giraldo Picón**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores de esta monografía expresan sus agradecimientos a:

**ROYMAN JOSÉ LÓPEZ BELTRÁN**, M.Sc. Ingeniería Mecánica y director de este proyecto, en primer lugar por la amistad que nos ha brindado durante nuestro tiempo de permanencia en la empresa y por la continua motivación para la implementación de técnicas estadísticas en la gestión del riesgo y la confiabilidad de los activos

**WILSON GIRALDO PICÓN**, Ingeniero Electricista, profesor de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la UIS , por el tiempo y orientación brindada.

A todos los integrantes de la **Coordinación de Confiabilidad CCF**, y a todos nuestros amigos que siempre nos han motivado en la implementación de nuevas técnicas de confiabilidad

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	16
1. OBJETIVOS.....	17
1.1 OBJETIVOS GENERALES.....	17
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	17
2. CONTEXTO EMPRESARIAL.....	18
2.1 PRESPECTIVA HISTORICA.....	18
2.2 MARCO ESTRATEGICO.....	20
2.2.1 Misión.....	20
2.2.2 Visión.....	20
2.3 INFRAESTRUCTURA DEL NEGOCIO.....	20
2.3.1 Refinería de Cartagena.....	21
2.3.2 Estructura Organizacional.....	24
3. MARCO CONCEPTUAL.....	27
3.1 ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLA.....	27
3.1.1 FMEA en el Costo de Ciclo de Vida.....	29
3.1.2 Equipo de Trabajo para un FMEA.....	30
3.2 ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ.....	31
3.3 CONCEPTOS ESTADÍSTICOS.....	32
3.3.1 Distribuciones de probabilidad.....	33
3.3.2 Pruebas de bondad y ajuste.....	36
3.4 BASES DE DATOS A NIVEL MUNDIAL.....	38
3.4.1 OREDA (Offshore Reliability Data).....	39
3.4.2 ISO 14224 (Petroleum, petrochemical and natural gas industries Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment).....	41
4. GERENCIAMIENTO DE ACTIVO.....	46
4.1 COMPONENTES DE LA GERENCIA DE ACTIVOS.....	47
4.2 ELIMINACIÓN DE DEFECTOS.....	49

	pág.
4.2.1 Identificación del Mal Actor.....	49
4.2.2 Jerarquización del Mal Actor.....	50
5. METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN MITIGACIÓN Y PROPUESTA DE ELIMINACIÓN DE EQUIPOS MALOS ACTORES.....	51
5.1 PLANEAR.....	52
5.2 HACER.....	52
5.3 VERIFICAR.....	53
5.3.1 Descripción del sistema de bombeo de agua de alimentación a calderas.....	54
5.3.2 Identificación y jerarquización de malos actores.....	55
5.3.3 Evaluación de Modos de Falla predominantes.....	56
5.3.4 Análisis estadístico y pronóstico de fallas del sistema.....	59
5.3.5 Selección de alternativas para la Eliminación de Malos Actores.....	66
5.4 ACTUAR.....	68
6. CONCLUSIONES.....	70
7. BIBLIOGRAFIA.....	71
8. ANEXOS.....	74

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Grupo empresarial Ecopetrol .....	19
Figura 2 Estructura Organizacional.....	24
Figura 3. Procesos y Subprocesos .....	26
Figura 4. Porcentaje del costo de ciclo de vida Vs. Costos Asegurados.....	30
Figura 5. Relaciones entre áreas claves .....	32
Figura 6. Costo de ciclo de vida del activo productivo .....	44
Figura 7. Gerenciamiento de la Confiabilidad .....	46
Figura 8. Gestión de Malos Actores de Equipo Rotativo en el Ciclo PHVA. ....	53
Figura 9. Descripción del sistema de alimentación de agua a calderas .....	54
Figura 10. Matriz de identificación de Malos Actores de acuerdo a valoración RAM.....	55
Figura 11. Patrón de erosión y daño en anillos de desgaste presentado en falla de la SPP1C .....	58
Figura 12. Selección de los Modos de Falla para análisis.....	59
Figura 13. Caudal de la bomba SPP1A 2003-2009 .....	60
Figura 14. Caudal de la bomba SPP1C 2003-2009 .....	60
Figura 15. Caudal de la bomba SPP1D 2003-2009 .....	61
Figura 16. Distribuciones de probabilidad para el modo de falla pérdida de flujo (SPP1D/E).....	63
Figura 17. Distribuciones de probabilidad para el modo de falla bomba pegada (SPP1D/E).....	64
Figura 18. Distribuciones de probabilidad de falla por pérdida flujo estándar OREDA. ....	65
Figura 19. Ubicación de los Modos de falla de las bombas SPP1D y SPP1E en la curva de la bañera. ....	65
Figura 20. Disminución del riesgo de Malos Actores .....	69

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Distribuciones de Probabilidad más utilizadas .....	36
Tabla 2. Evaluación de Riesgo anual del sistema de bombeo de agua de alimentación a calderas Año 2008 .....	56
Tabla 3. Cálculo de TMER y TMPR por modo de falla para los equipos del sistema de agua de alimentación a calderas .....	57
Tabla 4. Cálculo de Disponibilidad por modo de falla para los equipos del sistema de agua de alimentación a calderas. ....	57
Tabla 5. Comparación de beneficios en disponibilidad e impacto económico entre las alternativas evaluadas. ....	67
Tabla 6. Beneficios obtenidos con la ejecución de las acciones de mitigación de malos actores en el sistema de agua de alimentación a calderas. ....	69

## ANEXOS

	pág.
ANEXO A Corte Bomba Agua Alimentación a Calderas.....	74
ANEXO B Procedimiento de Soldadura de la Carcasa.....	75

## GLOSARIO

- **Confiabilidad:** En su concepto básico la confiabilidad se define como la capacidad probada de los equipos, el proceso y las personas de una organización de producción, para cumplir con las expectativas establecidas en las áreas claves de desempeño a unas condiciones dadas en intervalo dado.
- **Costo de Ciclo de Vida:** Es la metodología que permite cuantificar detalladamente los costos asociados a la adquisición, instalación, operación, mantenimiento y disposición final de un activo, orientando los aspectos claves del desempeño de los activos hacia la optimización de los costos durante todo su ciclo de vida.
- **Mantenimiento:** Es la combinación de todas las acciones técnicas y administrativas asociadas, incluyendo acciones de supervisión, encaminadas a mantener un componente, o a restaurarlo a un estado en el cual puede realizar la función requerida.
- **Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM):** Es un proceso estructurado y multidisciplinario que soporta la decisión para determinar efectivamente los costos y los requerimientos del mantenimiento óptimo de un activo físico en su contexto operativo. Permite establecer las estrategias óptimas de mantenimiento, ya sea de carácter preventivo, por condición y a rotura, mediante la estructuración de un paquete de requerimientos de mantenimiento optimizados en cuanto al costo o en términos de frecuencia e intervalo de ejecución.
- **Riesgo:** Es una combinación de probabilidades, o frecuencia, de ocurrencia de un peligro definido y la magnitud de las consecuencias de ocurrencia.

## RESUMEN

**TITULO:** METODOLOGIA DE IDENTIFICACIÓN MITIGACIÓN Y PROPUESTA DE ELIMINACIÓN DE EQUIPOS MALOS ACTORES\*

**AUTORES:** Herber Ariel Rincón Castellanos, Jairo Alonso Giraldo Picón\*\*

**PALABRA CLAVES:** Malos Actores, Equipo Rotativo, Disponibilidad, Mantenibilidad, Pronósticos, Análisis de Ingeniería de Confiabilidad.

### **DESCRIPCION:**

La Refinería de Cartagena es la segunda en extensión en Colombia, con una capacidad de carga de 80.500 BPD de crudo. La Unidad de Servicios Industriales (USI) suministra los servicios de electricidad, vapor y aire industrial requeridos por los procesos e instalaciones de la Refinería. El sistema de agua de alimentación a calderas garantiza la disponibilidad de generación eléctrica y vapor industrial de alta y media presión. El diseño original de la planta mantiene cinco (5) bombas de agua de alimentación a calderas (SPP1A/B/C/D/E) que deben garantizar 350.000 Lb/h de agua de alimentación a una presión de cabezal de 795 psig.

Normalmente los requerimientos de proceso se cumplen con tres bombas cuando estas operan en buenas condiciones. Estas bombas han sido calificadas en continuas ocasiones como “Malos Actores” los cuales se definen por sus altos costos anuales de mantenimiento y su bajo Tiempo Medio Entre Fallas (TMEF).

Los beneficios de este trabajo alcanzaron \$ 125.591 USD al final del año 2009 con la implementación de las recomendaciones para mitigación. Se estiman beneficios del orden de \$ 536.000 USD en los cinco años posteriores a la implementación de las recomendaciones para eliminación de la condición de equipo mal actor.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: Royman José López Beltrán, M.Sc. Ingeniería Mecánica.

## SUMMARY

**TITLE:** METHODOLOGY FOR IDENTIFICATION, MITIGATION AND PROPOSAL FOR BAD ACTORS ELIMINATION\*

**AUTHORS:** Herber Ariel Rincón Castellanos, Jairo Alonso Giraldo Picón\*\*

**KEYWORDS:** Bad actor, rotating equipment, availability, maintainability, prognostic, reliability and engineering analysis.

### **DESCRIPTION:**

Refinery of Cartagena is the second largest in Colombia. It has a capacity of 80.500 barrel per day of crude processing. The power plant supplies the energy, steam and air required for process and buildings. The boiler feed pumping system is the main sub-system the reliability in the steam and power generation system. The original configuration have installed five pump stations (SPP1A/B/C/D/E), in order to provide 350.000 Pound per hour of water for the boiler feed system with discharge pressure of 795 psig.

Normally, three reliable pumps operating in parallel accomplish with process requirements. These pumps have been scored as “bad actors” during the last years, according to the high annual repair costs and low Mid Time Between Failures (MTBF).

The profits after the implementation of bad actor mitigation proposal reach \$125.591 USD at the end of 2009. The profits after implementation of bad actor elimination program are estimated on \$536.000 USD, for first five years of return of investment.

---

\* Monograph

\*\* School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization. Director: Royman José López Beltrán, M.Sc. Mechanical Engineering.

## INTRODUCCION

Ecopetrol S.A. contempla en su *Política Corporativa de Gestión de Activos* la eliminación de Defectos como herramienta de mejoramiento continuo dentro del Ciclo PHVA (*Planear-Hacer-Verificar-Actuar*) de la empresa. Lo anterior da lugar a las estrategias sostenibles para la mitigación y posterior eliminación de la condición de “*Mal Actor*” en cualquier activo productivo del negocio. En las empresas intensivas en activos, la población de equipos malos actores origina altos costos en mantenimiento, impactando severamente la rentabilidad del negocio y la seguridad de la operación. Ecopetrol S.A. ha dado vital importancia a este tema, dado que esta condición no es ajena a presentarse en el ciclo de vida de sus activos.

Este documento presenta una experiencia exitosa en la Mitigación y Eliminación de Equipos *Malos Actores* en el sistema de agua de alimentación a calderas, mediante la implementación de la técnica de *Análisis de Modos Falla* en conjunto con la aplicación de *técnicas estadísticas de pronóstico* y formulación de actividades claves con impacto directo en la confiabilidad, seguridad y disponibilidad de los activos.

Es de resaltar que el trabajo no necesito inversiones de capital relevantes y todo fue desarrollado con recurso humano propio de la organización, lo que facilita la aplicación de estas técnicas en cualquier tipo de Industria.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVOS GENERALES**

Desarrollar e implementar en la refinería de Cartagena una estrategia solida y sostenible para la eliminación de malos Actores en Equipos Rotativos asociados a activos productivos del negocio. Alineada con la Política de gestión de Activos de ECOPETROL S.A.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Desarrollar metodología de Análisis de Ingeniería de Confiabilidad para Identificación, mitigación y propuesta de eliminación de equipos malos actores.
- Implementar un enfoque de gestión de eliminación de defectos en Equipo Rotativo por medio del Ciclo PHVA.
- Realizar análisis Estadísticos de modos y Efectos de falla a partir de datos obtenidos de los sistemas de información.
- Aplicar pronósticos para la selección de la mejor alternativa de mitigación y/o eliminación de equipos malos Actores.
- Identificar y aplicar la Metodología en casos prácticos de Malos Actores, usando como piloto el sistema de Bombeo de agua de alimentación a calderas en la Refinería de Cartagena.

## **2. CONTEXTO EMPRESARIAL**

### **2.1 PERSPECTIVA HISTORICA**

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión de Mares en el año 1951 dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación.

En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En 1983 se produjo el descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY. Gracias a este campo, la Empresa inició una nueva era y en el año de 1986 Colombia volvió a ser en un país exportador de petróleo. En los años noventa Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte Llanero, en asocio con la British Petroleum Company.

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos, convirtiéndola en ECOPETROL S.A, una sociedad pública por acciones.

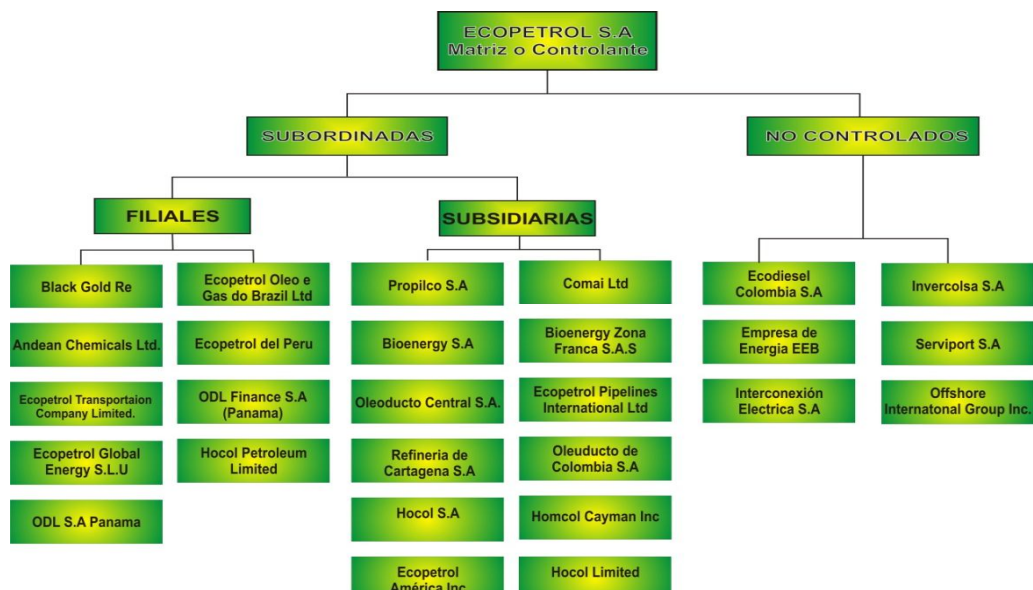
Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

A partir de 2003, Ecopetrol S.A. inició una era en la que, con mayor autonomía, ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de obtener resultados con visión empresarial y comercial, y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial.

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$5,25 billones registrada en 2009 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica.

En cumplimiento de lo establecido en la legislación colombiana, Ecopetrol S.A. ha declarado su situación de **Grupo Empresarial** con las siguientes sociedades subordinadas, ver Figura 1.

**Figura 1.** Grupo empresarial Ecopetrol



Fuente: ECOPETROL S.A.

## **2.2 MARCO ESTRATEGICO**

### **2.2.1 Misión**

Descubrimos fuentes de energía y las convertimos en valor para nuestros clientes y accionistas, asegurando el cuidado del medio ambiente, la seguridad de los procesos e integridad de las personas, contribuyendo al bienestar de las áreas donde operamos, con personal comprometido que busca la excelencia, su desarrollo integral y la construcción de relaciones de largo plazo con nuestros grupos de interés.

### **2.2.2 Visión**

Al 2015 Ecopetrol será una empresa global de energía y petroquímica, con énfasis en petróleo, gas y combustibles alternativos; reconocida por ser competitiva; con talento humano de clase mundial y socialmente responsable.

## **2.3 INFRAESTRUCTURA DEL NEGOCIO**

Ecopetrol S.A. es dueña absoluta o se tiene la participación mayoritaria de la infraestructura de transporte y refinación del país, se posee el mayor conocimiento geológico de las diferentes cuencas, se cuenta con una respetada política de buena vecindad entre las comunidades donde se realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos, somos reconocidos por la gestión ambiental, y tanto en el Upstream (Actividades relativas a la exploración, producción y entrega a una terminal de exportación de petróleo crudo) como en el Downstream (Comprende el transporte de aceite crudo, el abastecimiento y la comercialización, la refinación, la distribución y el mercadeo de los productos derivados del petróleo.), se han establecido negocios con las más importantes petroleras del mundo.

Se cuenta con campos de extracción de hidrocarburos en el Centro, el Sur, el Oriente y el Norte de Colombia; dos refinerías; puertos para exportación e importación de combustibles y crudos en ambas costas; y una red de transporte de 8.500 kilómetros de oleoductos y poliductos a lo largo de toda la geografía nacional, que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos.

Se tiene a disposición de nuestros socios el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), considerado el más completo centro de investigación y laboratorio científico de su género en el país, donde reposa el acervo geológico de un siglo de historia petrolera de Colombia.

Ecopetrol S.A. cuenta con una infraestructura que integra el proceso de transformación de hidrocarburos, para garantizar la demanda y el consumo nacional de combustibles y petroquímicos de manera rentable con estándares de calidad cada vez más altos.

Las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena suplen la producción nacional de combustibles que permite atender la demanda del país y la salida de productos de exportación.

En Colombia operan, adicionalmente, dos pequeñas refinerías en Orito y Apiay (6.000 barriles cada una), que producen combustibles para uso local.

### **2.3.1 Refinería de Cartagena**

El 7 de diciembre de 1957, la Internacional Petroleum Co. Ltd. inauguró la Refinería de Cartagena. Su ubicación en el área de Mamonal, actual zona industrial de Cartagena, fue elegida debido a la existencia del Terminal del Oleoducto de la Andian National Corporation, hoy terminal de Refinería, las facilidades portuarias de la Bahía y su proximidad a la ciudad.

Alrededor de la refinería se desarrolló un grupo de empresas que encontró una fuente de materias primas en los productos y subproductos de la refinación. Nació así el área de Mamonal como zona industrial en la ciudad de Cartagena.

#### 2.3.1.1 Evolución Técnica

La Refinería fue construida con una capacidad de 26,3 Kbd., pero su capacidad efectiva fue elevada hasta los 28 Kbd.. En 1962, se instaló un nuevo horno atmosférico con el cual incrementó la capacidad a 33,2 Kbd. y en 1964 un horno adicional de vacío con sus facilidades que aumentó la capacidad de refinación a 42 Kbd.

Adquirida por Ecopetrol, la Refinería dio un nuevo salto al aumentar su capacidad refinadora hasta 70,7 Kbd. en la Planta de Destilación Combinada -Crudo-, 29 Kbd. en Ruptura Catalítica y 5,8 Kbd. en Polimerización. En la misma expansión se construyó la Planta Viscosreductora con capacidad de 20 Kbd. y se montó la primera Torre para agua de enfriamiento, y la Unidad Desmineralizadora de Agua entre otras facilidades.

Estas especificaciones son las que ha manejado la refinería desde entonces, modificando tan sólo hasta 1996 la carga de crudo, cuando, gracias a una optimización del tren de precalentamiento y una modificación menor a la Torre de Destilación Atmosférica, se llevó la capacidad de la planta a un promedio de 75 Kbd.

En el año 2006, Glencore, con el 51% de participación, y Ecopetrol, con el 49%, crearon la sociedad Refinería de Cartagena S.A. con el fin de adelantar el proyecto de modernización y ampliación de la refinería. En mayo de 2009, Ecopetrol se convirtió en la propietaria del 100% de la compañía, al comprar las acciones de Glencore.

Durante el 2009 se concluyeron las etapas de ingeniería básica del Plan Maestro de Desarrollo de la Refinería de Cartagena, se inició la búsqueda de financiación del proyecto y la compra de maquinaria de larga entrega. También continuaron las adecuaciones de los terrenos en los cuales se instalarán las nuevas plantas. La refinería ampliará su capacidad hasta 165 mil barriles por día.

#### 2.3.1.2 Situación Actual

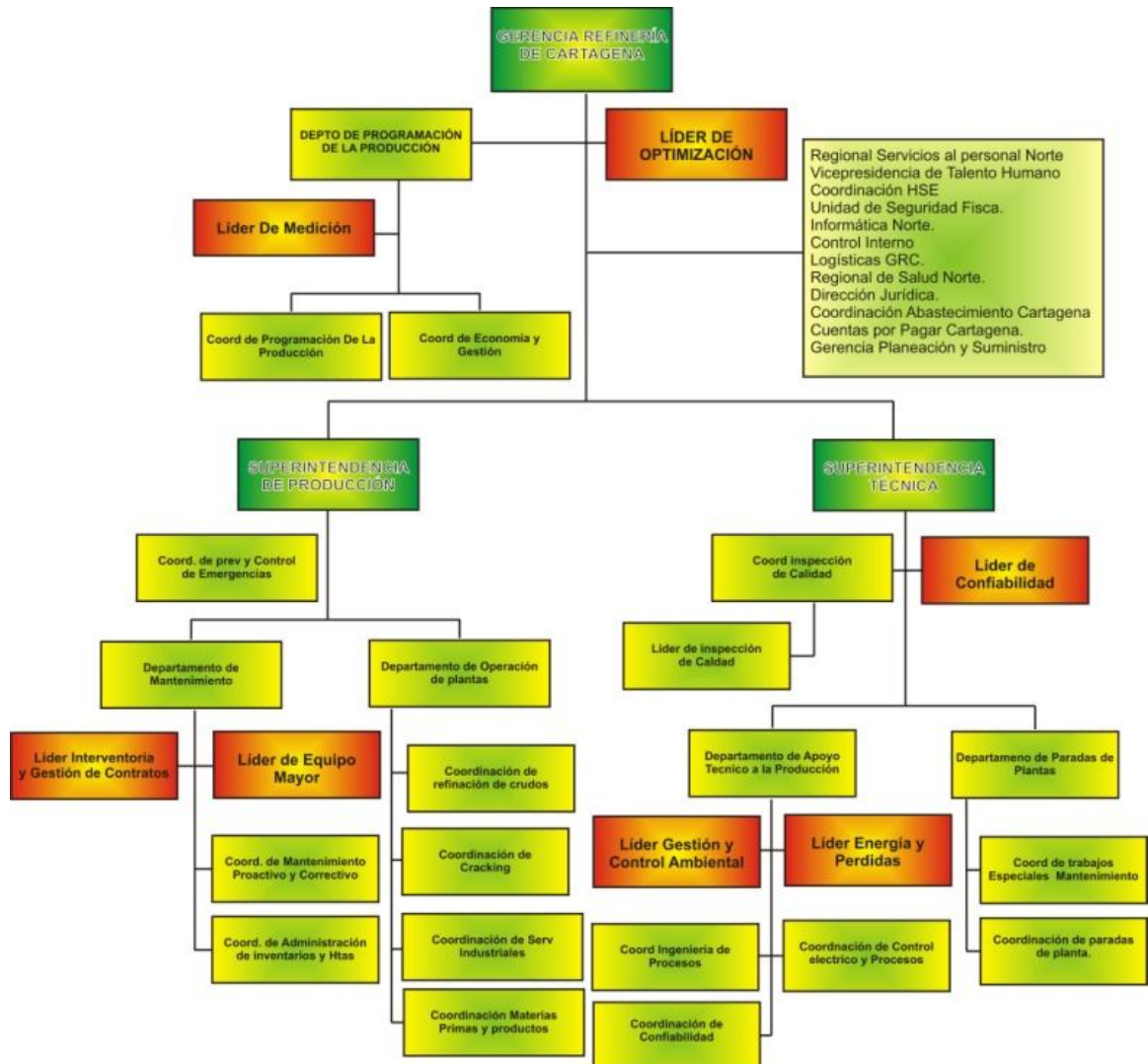
La Refinería de Cartagena se encuentra en un proceso de Mejoramiento continuo, apalancado con la aplicación de las mejores prácticas adquiridas a partir del proceso de optimización de la Refinería. Este proceso fue iniciado a principios de esta década con el apoyo de pares externos y sostenido en el tiempo con talento humano de Ecopetrol S.A.

El proceso de optimización ha requerido de trabajo en equipo para el desarrollo de programas estratégicos en áreas de alto impacto del negocio (excelencia operacional, gestión de activos, seguridad y medio ambiente, etc.). Como parte de los elementos claves en la cadena de activos productivos, la confiabilidad de equipos constituye un aspecto importante para garantizar a costos razonables las metas de disponibilidad y seguridad que el negocio establece.

La Refinería de Cartagena S.A. – ECOPETROL, cuenta con 627 Equipos Rotativos distribuidos en las unidades productivas (Unidad Atmosférica, Vacio, Viscosreductora, Unidad de Craqueo Catalítico, Polimerización, Amina, Azufre, Servicios Industriales, etc.) entre los cuales se tienen unidades de bombeo y compresión antiguas, algunas provienen desde la puesta en servicio de la Refinería (1957).

## 2.3.2 Estructura Organizacional

Figura 2 Estructura Organizacional



Fuente: GRC-GRC-M-0001

La refinería cuenta con una organización por procesos, con la siguiente jerarquía por niveles así:

- Nivel 1: La Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica (VRP).
- Nivel 2: La Gerencia Refinería de Cartagena (GRC) y La Gerencia Refinería de Barrancabermeja (GRB).

- Nivel 3: Procesos - La GRC cuenta con un número de catorce (14) procesos.
- Nivel 4: Subprocesos - Actividades afines identificadas dentro de cada proceso.

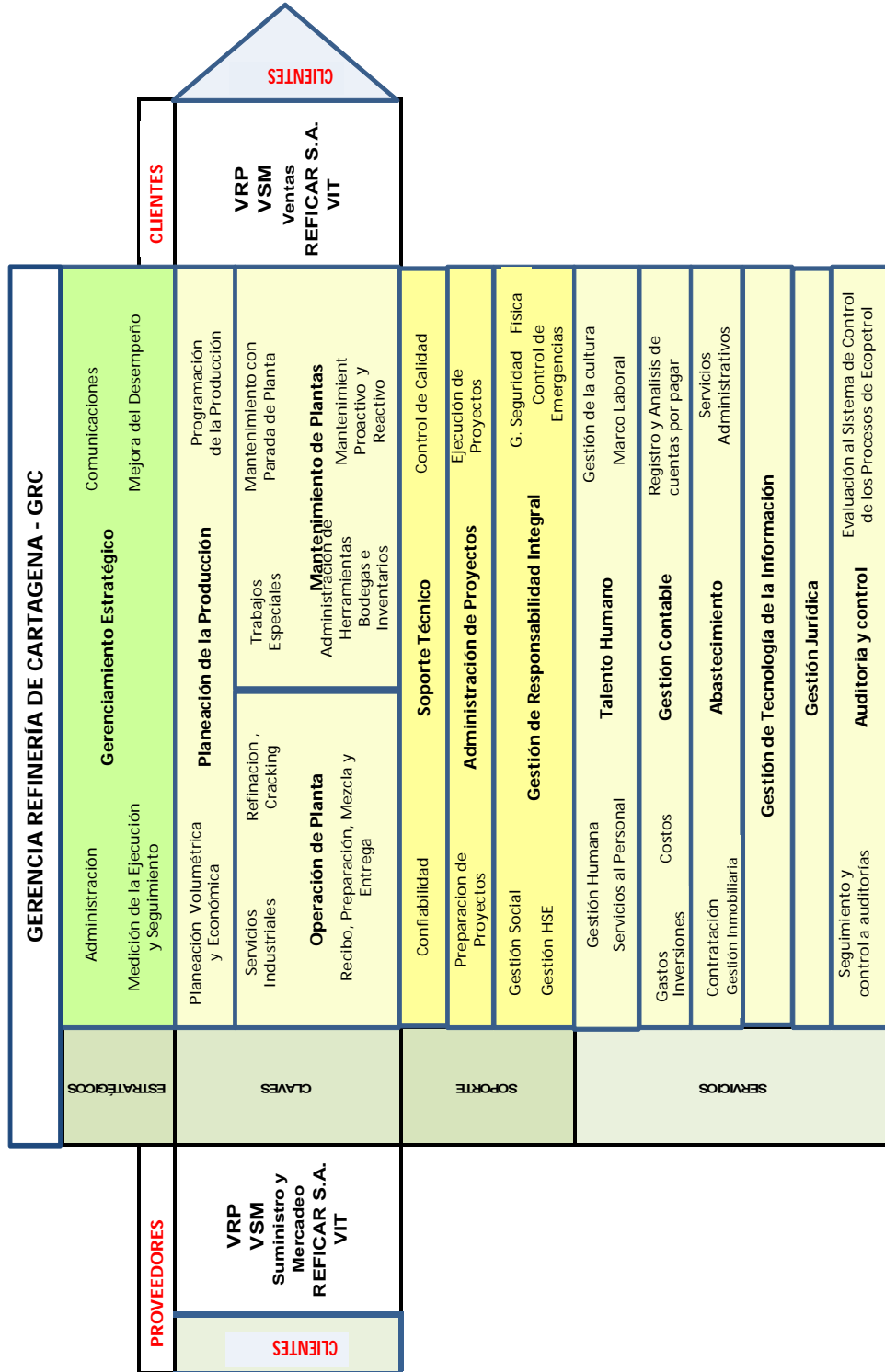
El talento Humano de la **Refinería de Cartagena** está conformado por 348 personas, las cuales están distribuidos siguiendo la estructura organizacional, con el fin de soportar a cada uno de los procesos, como se muestra en la figura 2.

Los procesos son clasificados en:

- Procesos estratégicos: Responsables de analizar las necesidades y condicionantes propias y del entorno, para proporcionar directrices a todos los demás procesos que permitan desarrollar e implantar la estrategia de la empresa.
- Procesos claves o de producción: Actividades esenciales del negocio, que dan valor agregado a la materia prima e insumos, a partir de los cuales el cliente percibirá y valorará la calidad de los productos entregados y del servicio prestado.
- Procesos de soporte: Responsables de proveer a la GRC todos los soportes especializados que aseguren la generación de valor agregado en el mediano y largo plazo.
- Procesos de servicios: son los procesos de gestión responsables por proveer el soporte logístico para el suministro de insumos o recursos, talento humano, compras, servicios generales, contabilidad.

Los procesos y subprocesos identificados para la correcta gestión de la Refinería de Cartagena se encuentran plasmados en el mapa de procesos de la empresa, ver Figura 3:

Figura 3. Procesos y Subprocesos



Fuente: GRC-GRC-M-0001

### **3. MARCO CONCEPTUAL**

#### **3.1 ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLA**

El análisis de los modos y de los efectos de falla (Failure Mode and Effects Analysis FMEA) es una metodología de análisis de riesgos para analizar problemas potenciales en equipos, procesos y/o sistemas. Por lo tanto, el FMEA puede ser considerado como un método analítico estandarizado para detectar y eliminar problemas potenciales de forma sistemática y total, cuyos objetivos principales son:

- Reconocer y evaluar los modos de fallas potenciales y las causas asociadas con el diseño y/o manufactura de un producto.
- Determinar los efectos de las fallas potenciales en el desempeño del sistema – Probabilidad, consecuencia y exposición (RIESGO).
- Identificar las acciones que podrán eliminar o mitigar la oportunidad de que ocurra la falla potencial

La disciplina del FMEA fue desarrollada en el ejercito de la Estados Unidos por los ingenieros de la National Agency of Space and Aeronautical (NASA), y era conocido como el procedimiento militar MIL-P-1629. Este era empleado como una técnica para evaluar la confiabilidad y para determinar los efectos de las fallas de los equipos y sistemas, en el éxito de la misión y la seguridad del personal o de los equipos.

En 1988, la industria automotriz (Chrysler Corporation, Ford Motor Company y General Motors Corporation), desarrollaron un sistema de calidad llamado: Planeación de la Calidad del Producto Avanzada (APQP), la cual incluía como herramienta de análisis la técnica FMEA de diseño y de proceso, así como también un plan de control.

Posteriormente, en 1993 el grupo de acción automotriz industrial (AIAG) y la Sociedad Americana para el Control de Calidad (ASQC), registraron las normas

FMEA para su implementación en la industria. Estas normas son el equivalente al procedimiento técnico de la Sociedad de Ingenieros Automotrices SAE J - 1739.

La realización de un FMEA tiene los siguientes beneficios:

- Ayuda en la selección de alternativas durante el diseño.
- Incrementa la probabilidad de que los modos de fallas potenciales y sus efectos sobre la operación del sistema, sean considerados durante el diseño.
- Proporciona información adicional para ayudar en la planeación de programas de pruebas eficientes.
- Desarrolla una lista de modos de fallas potenciales, clasificados conforme a su probable efecto sobre la operación futura.
- Proporciona un formato documentado abierto para recomendar acciones que reduzcan el riesgo.
- Detecta fallas en donde son necesarias características de auto corrección o de leve protección.
- Identifica los modos de fallas conocidos y potenciales que de otra manera podrían pasar desapercibidos.
- Detecta fallas primarias, pero a menudo mínimas, que pueden causar ciertas fallas secundarias.
- Proporciona un punto de vista fresco en la comprensión de las funciones de un sistema.

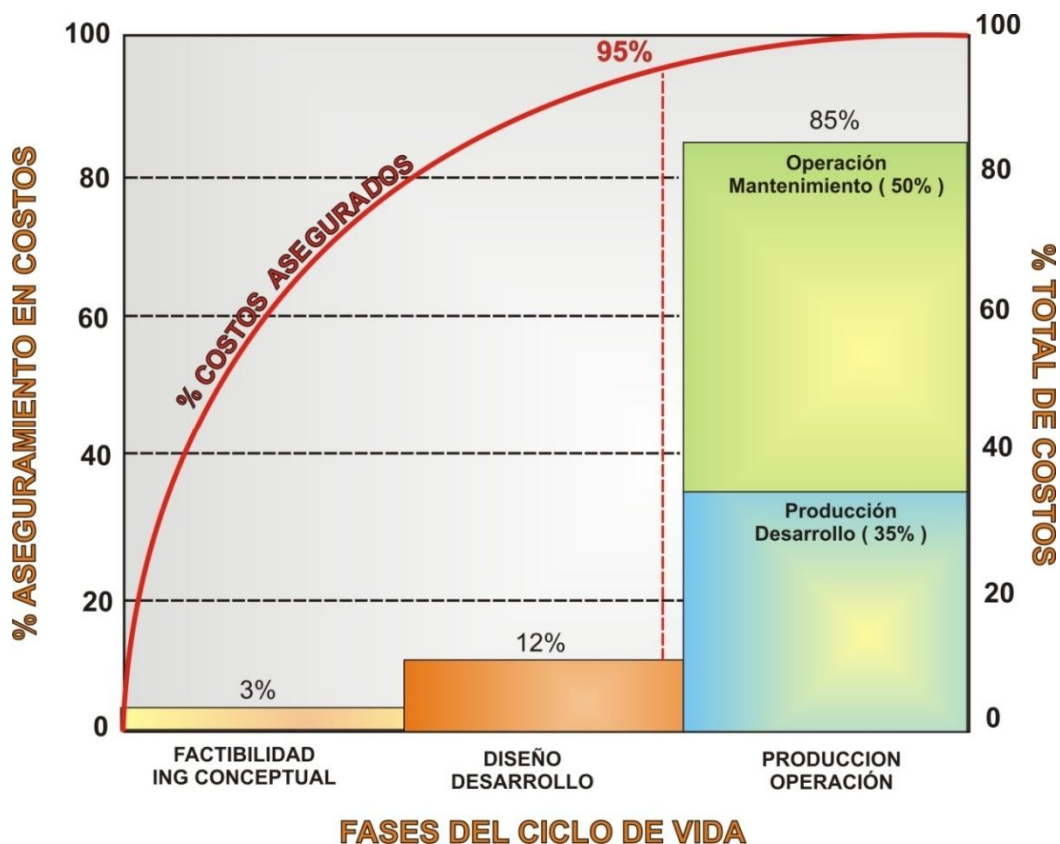
### **3.1.1 FMEA en el Costo de Ciclo de Vida<sup>1</sup>**

El método recomendado para la realización de un FMEA es orientado por el ciclo de vida del activo. Las primeras etapas del ciclo de vida de los equipos representan la región donde el mayor impacto sobre la confiabilidad de los activos se puede hacer. Conforme el diseño madura, se vuelve más difícil de modificar. Lamentablemente, el tiempo, costo, y los recursos necesarios para corregir un problema también se incrementan. Hacia el final del diseño/desarrollo del ciclo de vida, sólo el 15% de los costos del ciclo de vida se han consumido, porque aproximadamente al 95% del total de los costos del ciclo de vida se han asegurado para operación y producción

---

<sup>1</sup> Source: HOYLAND, Arnjot; RAUSAND, Marvin. System Reliability Theory (2nd ed). Wiley. 2004

**Figura 4.** Porcentaje del costo de ciclo de vida Vs. Costos Asegurados



Fuente. System Reliability Theory.

### 3.1.2 Equipo de trabajo para un FMEA

El FMEA debe ser iniciado por el ingeniero de diseño con el enfoque de los equipos y los ingenieros de procesos con el enfoque funcional. Una vez que el FMEA inicial se ha completado, el equipo de ingeniería debe participar en el proceso de revisión. El equipo de revisión en consenso identifica las áreas de alto riesgo que deben abordarse para garantizar la integridad. Los cambios son luego identificados y aplicados para una mayor confiabilidad del producto. El siguiente es un equipo sugerido para la realización / revisión de un FMEA:

- Gerente del proyecto.

- Ingeniero de diseño
- Ingeniero de Confiabilidad
- Ingeniero de Calidad.
- Ingeniero de servicio en campo.
- Ingeniero de procesos/ Producción.
- Ingeniero de Seguridad

### **3.2 ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ**

El Análisis de Causa Raíz es un proceso estructurado con el que buscan detalles de la cadena de eventos y condiciones (causas y efectos) que generaron el “Efecto Primario” (el problema). Este tipo de análisis se requiere por qué:

- Las Causas y Soluciones a problemas complejos rara vez son obvios,
- El adherirse al proceso asegura que las Causas y Soluciones sean soportadas en evidencias o hechos.
- El adherirse al proceso asegura Soluciones directamente ligadas a la Causa.

El Análisis de Causa Raíz es el corazón de cualquier programa de eliminación de “defectos o malos actores”. La eliminación efectiva de defectos es uno de los parámetros claves de éxito de un proceso de gerenciamiento de la confiabilidad.

La administración moderna del mantenimiento utiliza los sistemas necesarios para manejar cuatro áreas principales:

- Eliminación de Defectos
- Optimización del volumen de trabajo
- Eficiencia en la ejecución

- Manejo de la confiabilidad y la integridad

Estas áreas principales están relacionadas entre sí y la mejora en una de ellas, típicamente, tienen impacto en una o más de las otras áreas. De las cuatro, sólo la de “Eliminación de Defectos” tiene impacto sobre las otras tres, como lo indica la figura 5. Con esta consideración, con recursos limitados, y por ende con la capacidad de tratar sólo una de las áreas, el mayor beneficio se logra a través de la Eliminación de Defectos, lo que requiere una capacidad bien estructurada en la solución de problemas basada en hechos (Análisis de Causa Raíz, ACR).

**Figura 5.** Relaciones entre áreas claves



**Fuente:** ECP-ICP-GCM-M-001

### 3.3 CONCEPTOS ESTADÍSTICOS

Mediante la utilización de herramientas estadísticas se puede encontrar la frecuencia óptima de intervención de mantenimiento en los componentes o sistemas que se consideraron críticos desde el inicio, esto dependiendo del tipo de distribución a emplear.

En general, la mayoría de distribuciones usadas en Confiabilidad tienen, a lo sumo, tres parámetros:

- **Parámetro de escala  $\beta$ :** Este es el parámetro que caracteriza a las distribuciones uniparamétricas. El parámetro de escala define cuán dispersa se encuentra la distribución (en el caso de la distribución normal, el parámetro de escala es la desviación típica).
- **Parámetro de forma  $\alpha$ :** Este parámetro define la forma de la distribución. Algunas distribuciones (como la exponencial o la normal) carecen de este parámetro pues tienen una forma predeterminada que nunca varía (en el caso de la normal, ésta tiene siempre forma de campana).
- **Parámetro de localización  $\delta$ :** Se usa para desplazar una distribución hacia un lado u otro. Esto significa que, dada una distribución cuyo dominio habitual sea  $[0, +\infty)$ , la inclusión de un parámetro de  $\delta$  localización cambiará el dominio a  $[\delta, +\infty)$

### 3.3.1 Distribuciones de probabilidad

#### 3.3.1.1 Distribución Gamma:

Esta distribución se emplea de manera extensa en una gran variedad de áreas; por ejemplo, para representar el tiempo aleatorio de falla de un sistema que falla sólo si de manera exacta los componentes fallan y la falla de cada componente ocurre con una frecuencia constante  $\lambda=1/\beta$  por unidad de tiempo.

La distribución Gamma es versátil puesto que exhibe varios perfiles que dependen del valor del parámetro  $\alpha$ , para  $\alpha \leq 1$  la distribución Gamma tiene un perfil en forma de J transpuesta. Para  $\alpha > 1$ , presenta un pico que ocurre en  $x = \beta (\alpha - 1)$ .

### 3.3.1.2 *Distribución Weibull:*

La distribución Weibull fue establecida por el físico del mismo nombre, quien demostró, con base en una evidencia empírica, que el esfuerzo al que se someten los materiales puede modelarse de manera adecuada mediante el empleo de esta distribución. En los 25 años esta distribución se empleo como modelo para situaciones del tipo, tiempo de falla con el objetivo de lograr una amplia variedad de comportamientos de componentes mecánicos y eléctricos.

La distribución Weibull es versátil puesto que exhibe varios perfiles que dependen del valor del parámetro  $\alpha$ , por ejemplo para  $\alpha < 1$  tiene una forma de J transpuesta, y si  $\alpha > 1$ , la función de densidad de Weibull presenta un pico único. Si  $\alpha = 3,6$  la distribución es Asimétrica, si es menor que 3,6 tiene un sesgo positivo y si es mayor a 3,6 tiene un sesgo negativo.

El análisis de Weibull es la técnica mayormente elegida para estimar una probabilidad, basada en datos medidos o asumidos. La distribución de Weibull descubierta por el sueco **Walodi Weibull**, fue anunciada por primera vez en un escrito en 1951. La distribución de Weibull es útil por su habilidad para simular un amplio rango de distribuciones como la Normal, la Exponencial, etc. Las técnicas discutidas en la distribución de Weibull son similares a las usadas con las distribuciones Normal y Log-Normal.

### 3.3.1.3 *Distribución Exponencial:*

Se ha notado con anterioridad que la distribución exponencial (negativa) es un caso especial de los modelos Weibull y Gamma. Ya que es un caso especial de la distribución Gamma (Erlang), la variable aleatoria exponencial

es el tiempo que transcurre hasta que se da el primer evento de Poisson. Es decir, la distribución exponencial puede modelar el lapso entre dos eventos consecutivos de Poisson que ocurren de manera independiente y a una frecuencia constante. Esta distribución se emplea con bastante frecuencia con el objeto de modelar problemas del tipo tiempo-falla y como modelo para el intervalo en problemas de líneas de espera.

La distribución exponencial es conocida por no tener memoria, es decir, la probabilidad de ocurrencia de eventos presentes o futuros no depende de los que hayan ocurrido en el pasado. De esta forma, la probabilidad de que una unidad falle en un lapso específico depende nada más de la duración de éste, no del tiempo en que la unidad ha estado en operación.

La distribución exponencial se caracteriza por un parámetro  $\beta$ , que representa el lapso promedio de tiempo entre dos eventos independientes de Poisson. En el contexto de Confiabilidad,  $\beta$  recibe el nombre de tiempo promedio entre fallas, y  $1/\beta$  la frecuencia de falla.

#### 3.3.1.4 *Distribución Lognormal:*

La función de probabilidad de una distribución normal es no nula en todo el eje real (y no sólo en el semieje positivo). Por este motivo, el uso de la normal implicaría que el fallo puede producirse antes del instante  $t = 0$ . Para evitar esta inconveniencia que presenta la distribución normal, se puede utilizar en su lugar la distribución Log-normal.

En la siguiente tabla se encuentra una comparación entre las diferentes distribuciones, y el modelo de confiabilidad, así como su aplicación:

**Tabla 1.** Distribuciones de Probabilidad más utilizadas

<b>Modelos Comunes de Confiabilidad</b>	Exponencial	Weibull	Normal	Lognormal
Función de Densidad de Probabilidad (pdf), f(t)	$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t)$	$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} \exp\left\{-\left[\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta\right]\right\}$	$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2\right]$	$f(t) = \frac{1}{t\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(t)-\mu}{\sigma}\right)^2\right]$
Función de Confiabilidad, R(t)	$R(t) = \exp(-\lambda t)$	$R(t) = \exp\left\{-\left[\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta\right]\right\}$	$R(t) = \int_{z(t)}^{\infty} \phi(z) dz$	$R(t) = \int_{z[\ln(t)]}^{\infty} \phi(z) dz$
Función de Tasa de Falla, h(t)	$h(t) = \lambda$	$h(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1}$	$h(t) = \frac{\phi(z)}{\sigma R(z)}$	$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)}$
Tiempo Medio Entre Fallas (MTBF)	$\bar{T} = \frac{1}{\lambda}$	$\bar{T} = \eta \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)$	$\bar{T} = \text{media}$	$\bar{T} = \exp\left(\bar{T} + \frac{1}{2}\sigma^2 r_r\right)$ donde $\bar{T}$ es la función $\ln(t)$
Parámetros	$1/\lambda$ = escala sin forma	$\eta$ = escala $\beta$ = forma, o pendiente Weibull	media = localización $\sigma$ = escala	media de $\ln$ 's = escala $\sigma$ de $\ln$ 's = forma
Aplicaciones	Sistema complejo vida útil electrónica	$\beta < 1$ , fallas infantiles $\beta = 1$ , exponencial $\beta > 1$ , desgaste $\beta$ app 3.4, app. normal muy flexible bien para fatiga en componentes mecánicos	$z(t) = (t - \mu)/\sigma$ $\phi(z)$ = pdf normal std. desgaste alto efectos aditivos (CLT)	$z[\ln(t)] = (\ln(t) - \mu)/\sigma$ donde $\mu$ = media de $\ln$ 's $\sigma$ = desv. std. de $\ln$ 's $\phi(z)$ = pdf normal std. fatiga en metales desgaste de partes mecánicas efectos multiplicativos

**Fuente:** Empresa de consultaría en mantenimiento ICIM.

### 3.3.2 Pruebas de Bondad y Ajuste<sup>2</sup>

Las pruebas de bondad y ajuste buscan probar una hipótesis según la cual los datos observados corresponden a una distribución seleccionada bajo los parámetros estimados; entre otras pruebas para juzgar el ajuste de una muestra se incluyen los métodos visuales y pruebas de tendencia.

Las investigaciones estadísticas proporcionan una gran cantidad de pruebas que se pueden realizar para determinar si una muestra de datos corresponde a una distribución específica; entre las cuales se tienen: Chi cuadrado,

<sup>2</sup> MORA, Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicios

Kolmogórov, Kolmogórov-Smirnov, Anderson Darling, Cramer Von Mises, Watson, Kuiper, entre otras.

Para efectos de los cálculos realizados, y teniendo en cuenta las herramientas software con los que se dispone, las pruebas de bondad y ajuste que se examinarán son:

#### 3.3.2.1 *Kolmogórov - Smirnov*

La prueba de bondad de ajuste de Kolmogórov-Smirnov (K-S) se usa para decidir si una muestra de datos proviene de una población con una distribución específica; la prueba está basada en la función de distribución acumulada empírica (FDAE)

La prueba K-S es una medida definida como el máximo valor de la diferencia absoluta entre dos funciones de distribución acumulada. Entre sus ventajas se encuentra que no depende de la distribución con la cual es comparada, lo que le da un alto grado de independencia y de exactitud, es decir, tiene una relación estricta respecto al número de datos y no hay que modificarla para que sea válida. Entre sus desventajas están que tiende a ser más sensible cerca al centro de la distribución que hacia los extremos o colas.

#### 3.3.2.2 *Anderson Darling:*

La prueba de Anderson Darling (A-D) se usa para probar si una muestra de datos proviene de una población con una distribución específica. Esta prueba

es una modificación de la prueba K-S en la cual se da más peso a los valores extremos o colas.

La prueba A-D hace uso de la distribución específica para el cálculo de los valores críticos; esto le da la ventaja de hacerla más sensible a la prueba y su desventaja es que requiere el cálculo del valor crítico para cada distribución de datos. La mayoría de programas estadísticos ofrecen esta prueba.

### 3.3.2.3 *Chi cuadrado*

La prueba de Chi Cuadrado ( $\chi^2$ ) es usada para probar si una muestra de datos proviene de una población con distribución específica. La prueba puede ser aplicada a cualquier distribución univariada a la cual se puede estimar su función de distribución acumulada. La prueba es alternativa a K-S y a A-D.

El Ajuste de Chi Cuadrado se puede aplicar a funciones discretas como la binomial y la de Poisson. La prueba es sensible a la determinación del número de segmentos; no hay una forma óptima de escogerlo; una manera razonable, sin embargo, consiste en hacer la frecuencia esperada de por lo menos cinco datos. Esta prueba no es válida para muestras pequeñas.

## 3.4 **BASES DE DATOS A NIVEL MUNDIAL**

Las empresas alrededor del mundo están luchando por ser competitivas y el objetivo a alcanzar es el de *“llegar a ser clase mundo”*, para lo cual se desarrollan comparaciones con normas y bases de datos internacionales

para identificar las mejoras a implementar. Las organizaciones que siguen esta táctica normalmente se apoyan en bases de datos de clase mundial en mantenimiento como: OREDA, EIREDA, ESREDA y muchas otras propias de regiones o países

### **3.4.1 OREDA (Offshore Reliability Data)<sup>3</sup>**

Durante muchos años las empresas petroleras noruegas y extranjeras han estado colaborando en la recolección de datos sobre el mantenimiento, la confiabilidad y seguridad de las instalaciones costa afuera. Utilizados en unión con un software especialmente desarrollado, estos datos proporcionan una base de información para la preparación de los análisis de confiabilidad. Estos análisis simplifican el trabajo de seleccionar las "mejores" soluciones técnicas y han dado lugar a un ahorro significativo en el desarrollo y operación de plataformas.

La confiabilidad es un aspecto decisivo de los equipos instalados en instalaciones costa afuera. Los defectos en los equipos solo o en combinación con otros factores, han sido la causa de una serie de accidentes. Los bajos precios del petróleo y el endurecimiento de los márgenes de beneficio significa que el costo de las paradas es de mayor importancia.

En los años 80 una serie de compañías petroleras que operan en el Mar del Norte y del Adriático pusieron en marcha un proyecto de colaboración. La idea fue investigar la confiabilidad de los equipos importantes en la vida real a las condiciones operativas. La Dirección Noruega del Petróleo (ahora: la Autoridad de Seguridad Petrolera) inició el Proyecto OREDA en 1981. Se

---

<sup>3</sup> <http://www.oreda.com/history.htm>

acordó que OREDA iba a ser dirigido por un grupo de compañías petroleras en 1983. El proyecto, que se le dio el acrónimo OREDA ® (Offshore confiabilidad de los datos), se ha llevado a cabo en nueve fases hasta finales de 2008.

OREDA ha establecido un banco de datos global con información de confiabilidad y mantenimiento para la exploración y producción de una amplia variedad de zonas geográficas, instalaciones, tipos de equipos y condiciones de funcionamiento.

Además de la acumulación de un banco de datos de gran confiabilidad, los aciertos de OREDA son:

- Normas para la confiabilidad de recopilación de datos. Una norma ISO basada en el concepto OREDA se publicó en 2006 (ISO 14 224: "El petróleo, petroquímica y gas natural - Recogida e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de los equipos").
- Directrices y programas informáticos para la recopilación de datos y análisis de datos.
- Publicación de los datos de confiabilidad. Se han publicado Cinco ediciones de un Manual de datos confiabilidad (1984, 1992, 1997,2002, 2009).
- Los datos utilizados en los análisis de apoyo a las decisiones para, por ejemplo, selección de conceptos, optimización de diseño.
- Intercambio de los conocimientos de confiabilidad entre las empresas participantes, y la cooperación con los diversos grupos, tales como los fabricantes, institutos de investigación, etc.
- Promoción del concepto y la aplicación de los datos OREDA por parte de 40 ponencias en diversas conferencias internacionales.
- Cursos de capacitación y material para los usuarios de los datos de OREDA.

- Los datos utilizados en diversos proyectos de investigación y tesis de estudiantes.

### **3.4.2 ISO 14224 (Petroleum, Petrochemical and Gas Industries Collection and Exchange of Reliability and maintenance data for equipment)**

Esta Norma internacional suministra los lineamientos básicos para la recolección de información de Confiabilidad y Mantenimiento en un formato estándar para los equipos en todas las facilidades y operación de industrias petroquímicas, de petróleo y gas natural, durante el ciclo de vida de los activos. Los modos de falla definidos en esta norma internacional se pueden utilizar como un **“diccionario de sinónimos de confiabilidad”** de varias aplicaciones, tanto cuantitativas como cualitativas. Esta Norma Internacional también describe datos de control de calidad y prácticas de aseguramiento para proporcionar orientación al usuario.

La estandarización de las prácticas de recopilación de datos facilita el intercambio de información, por ejemplo las plantas, los propietarios, los fabricantes y contratistas. Esta Norma Internacional establece los requisitos que todas las instalaciones o sistemas de datos de confiabilidad y mantenimiento disponibles en el mercado deben cumplir para el intercambio de información. Entre los aspectos relevantes a tenerse en cuenta:

- Esta Norma Internacional recomienda una cantidad mínima de datos que son requeridos para recopilar información y se centra en dos aspectos principales:

- ✓ Requerimientos de los tipos de datos que deben recogerse para ser usados en el análisis en diversas metodologías.
  - ✓ formato de datos estandarizado para facilitar el intercambio de información de confiabilidad y mantenimiento entre plantas, propietarios, fabricantes y contratistas.
- Las siguientes categorías principales de los datos a ser recogidos son:
- ✓ Datos de los equipos, por ejemplo taxonomía y atributos de los equipos.
  - ✓ Datos de fallas, por ejemplo causas y consecuencias de la fallas.
  - ✓ Datos de Mantenimiento, por ejemplo acciones de mantenimiento, recurso empleado, consecuencias del mantenimiento, tempo de reparación (Down time).
- Las principales áreas en que las bases de datos se utilizan son los siguientes:
- ✓ Confiabilidad, por ejemplo eventos y mecanismos de fallas.
  - ✓ Disponibilidad y eficiencia, por ejemplo disponibilidad de equipos, sistemas y plantas.
  - ✓ Mantenibilidad, por ejemplo mantenimientos correctivos y preventivos.
  - ✓ Seguridad y medio ambiente, por ejemplo fallas de equipos con consecuencias adversas para seguridad y/o ambiente

Aunque muchos propietarios de plantas han mejorado la confiabilidad de sus instalaciones operativas, las pérdidas de producción y la pobre confiabilidad de los equipos aún siguen representando altos costos anuales. Aunque la mayoría de los eventos de falla no son catastróficos, una mayor claridad en

cuanto a las causas de los eventos de fallas es la clave para dar prioridad y aplicar medidas correctivas de mantenimiento. Esto se traduce en mejoras sostenibles en la confiabilidad, la que lleva a una mejor rentabilidad y seguridad.

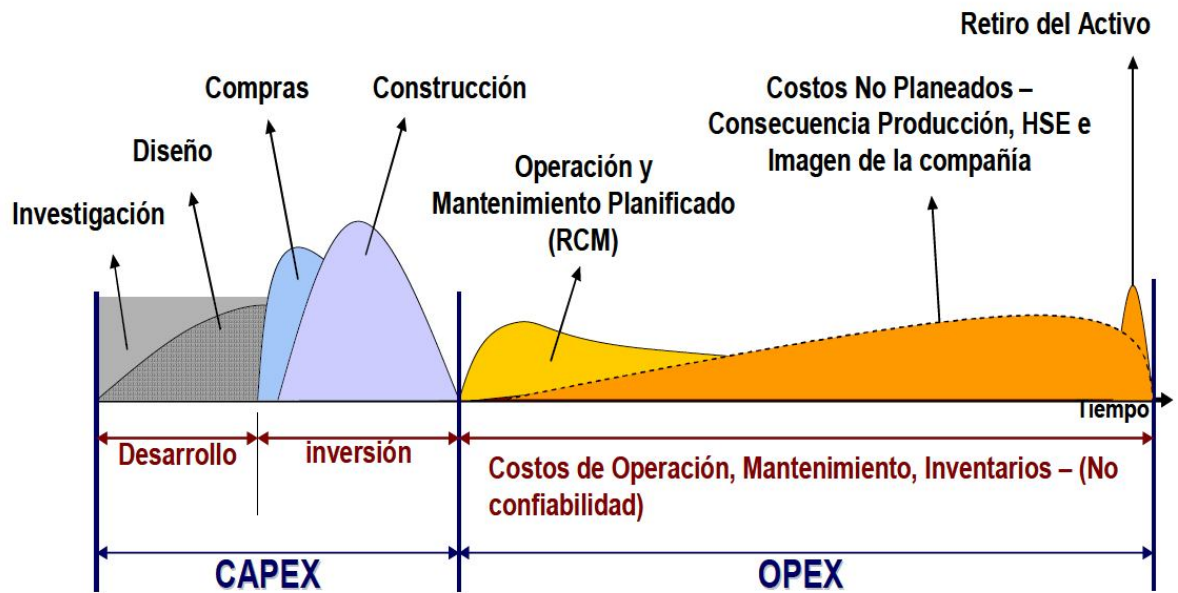
Los beneficios del análisis de datos de confiabilidad son:

- Oportunidad de optimizar las revisiones e inspecciones equipo.
- Mejores contenido de los procedimientos de mantenimiento.
- Costo del ciclo de vida de los programas de mejora y entrenamiento.
- Mejoras en la toma de decisiones.
- Reducción de fallas catastróficas.
- Reducción de impactos ambientales.
- Eficaces evaluaciones y tendencias comparativas de desempeño
- Mayor disponibilidad unidad de proceso.

Los elementos de valor de negocios e Industria que se utilizan en esta norma internacional se resumen a continuación:

- Aspectos económicos:
  - ✓ Diseño costo-eficaz para optimizar los gastos de capital (CAPEX).
  - ✓ Operación rentable para optimizar los gastos operativos (OPEX).
  - ✓ Mejora de la rentabilidad (pérdida de ingresos reducidos).
  - ✓ Costos de Ciclo de Vida (LCC)/ Gerenciamiento de toda la vida.
  - ✓ Reducción en los costos de los seguros.

**Figura 6.** Costo de ciclo de vida del activo productivo



**Fuente:** XI Congreso de Mantenimiento ACIEM 2009

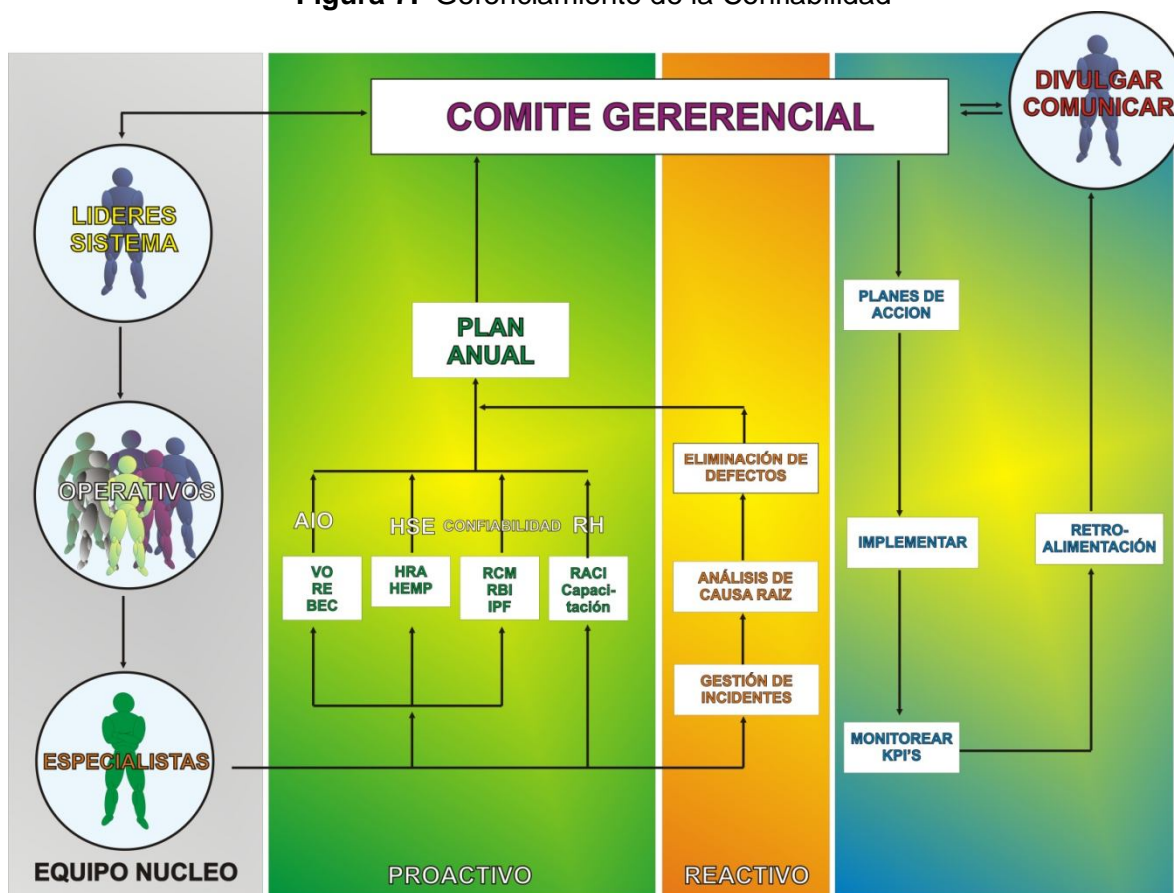
- Aspectos generales:
  - ✓ "Ser capaz de operar" (licencia de operador).
  - ✓ Extensión de vida de los bienes capital.
  - ✓ Calidad del producto,
  - ✓ Compra de mejores equipos (basadas en datos).
  - ✓ Una mejor planificación de los recursos.
  
- Seguridad y medio ambiente:
  - ✓ Mejor personal de seguridad.
  - ✓ Reducir fallas catastróficas,
  - ✓ Menor impacto ambiental,
  - ✓ Mejora de los procedimientos y reglamentos de seguridad.
  - ✓ Cumplimiento con los requisitos de la autoridad.
  
- Análisis:
  - ✓ Mayor calidad de los datos.
  - ✓ Mayor población de datos.
  - ✓ Mejor toma de decisiones.

- ✓ Reducir la incertidumbre en la toma de decisiones.
- ✓ Evaluación comparativa (benchmarking) calificada.
- ✓ Facilitación de la cooperación industrial.
- ✓ La creación de un lenguaje común de "confiabilidad".
- ✓ Verificación de las técnicas de análisis.
- ✓ Mejor capacidad predictiva,
- ✓ Base para una inspección basada en riesgos y estudios de confiabilidad, mantenibilidad, disponibilidad.

#### 4. GERENCIAMIENTO DE ACTIVOS

El *Gerencia de Activos* es la estrategia operacional que, combinando disciplinas, métodos, herramientas Informáticas, procesos administrativos, así como recursos técnicos, económicos y humanos, permite optimizar el impacto total en costos, el desempeño, y la exposición al riesgo durante el ciclo de vida del activo o del negocio, asociados a la Integridad, la Confiabilidad, la Disponibilidad, la Mantenibilidad, la Eficiencia y la Eficacia, asegurando el logro de las metas operacionales y cumpliendo las regulaciones Ambientales, de Salud Ocupacional y de Seguridad Industrial<sup>4</sup>.

Figura 7. Gerenciamiento de la Confiabilidad



Fuente: GRC-GRC-M-0001

<sup>4</sup> Manual de Gerencia de Activos de Ecopetrol S.A.

Con el fin de garantizar una gestión eficiente, la Refinería de Cartagena ha establecido el **Gerenciamiento de Activos** como herramienta para salvaguardar la integridad de los activos, con el objeto de maximizar el retorno al negocio y optimizar los costos sobre el ciclo de vida de los activos, de acuerdo con los estándares y regulaciones vigentes en materia de seguridad industrial, salud ocupacional y medio ambiente.<sup>5</sup>

A continuación se listan los componentes del plan de implementación de la Política de Gerencia de Activos (ver figura 7):

- ✓ Aseguramiento de la Confiabilidad en el Diseño: Mantenibilidad
- ✓ Confiabilidad de Equipos
- ✓ Confiabilidad del Proceso
- ✓ Confiabilidad Humana
- ✓ Confiabilidad de Datos e Información

#### **4.1 COMPONENTES DE LA GERENCIA DE ACTIVOS**

- *Riesgo - Costo – Beneficio:* todo trabajo debe estar evaluado en estos términos y en este orden.
- El mejoramiento de la confiabilidad está asociado al reconocimiento y cumplimiento de las siguientes premisas
  - ✓ *Los problemas de confiabilidad involucran muchos aspectos del proceso y requieren de equipos multidisciplinarios para resolverlos.*
  - ✓ *La confiabilidad no está asociada solamente a los equipos, implica el mejoramiento de los procedimientos y de los sistemas asociados a la operación y a las personas*

---

<sup>5</sup> Política de Gerencia de Activos de ECOPETROL S.A.

- ✓ *La confiabilidad es un objetivo de la Empresa y no exclusivamente de las áreas de mantenimiento*
- ✓ *La confiabilidad operacional es responsabilidad de todos y requiere de un proceso de aprendizaje y del desarrollo de una cultura de cambio sostenible*
- **Mantenibilidad o el aseguramiento de la Confiabilidad desde el Diseño:** todos los Proyectos deberán propender por la aplicación de la Metodología Costo de Ciclo de Vida y velar por la entrega de una óptima mantenibilidad de los equipos y plantas y de la información de los equipos y materiales nuevos y obsoletos.
- **Confiabilidad de Equipos:** se debe buscar la completa aplicación de las metodologías de mejoramiento o aseguramiento de la Confiabilidad, tales como Mantenimiento Centrado en Confiabilidad - RCM, Inspección Basada en Riesgo - RBI, Funciones de Protección Instrumentadas - IPF, Eliminación de Defectos, entre otras. La aplicación de dichas herramientas dependerá en alcance y profundidad de la justificación técnico-económica, con criterio de beneficio-riesgo-costos.
- **Confiabilidad del Proceso:** la operación contribuye y aporta significativamente con la confiabilidad al ser parte integral del proceso de Administración de Activos, así como en el estricto cumplimiento de las Ventanas Operacionales, el Cuidado Básico de los Equipos, las Rondas Estructuradas, y el Mantenimiento menor realizado por el Operador.
- **Confiabilidad Humana:** Trabajo permanente en el incremento de la Productividad y el aseguramiento de las competencias y habilidades del Personal de Proyectos, Operaciones, Mantenimiento, Áreas de Soporte, Equipos de Dirección, a través del manejo del cambio cultural y la evaluación del desempeño con reconocimiento y ajustes.
- **El aseguramiento de la Confiabilidad de Datos** es la base principal para que los demás componentes de la confiabilidad operacional puedan desarrollarse y con ellos tomar las mejores decisiones. Entonces, se deben

implementar, utilizar y sostener en forma efectiva las mejores herramientas informáticas que permitan el desarrollo de los componentes de la confiabilidad.

## **4.2 ELIMINACIÓN DE DEFECTOS**

Dentro del proceso de la Eliminación de Defectos DEM un paso clave es la selección de los equipos **Malos Actores**. Un mal actor aplica a los equipos o componentes que tienen una alta frecuencia de fallas y un alto impacto económico. Adicionalmente deben considerarse los sistemas-equipos-componentes que generan una alta frecuencia de ocurrencia con afectación a la integridad operativa.

La Identificación y Jerarquización se debe hacer: Trimestralmente para seguimiento de eliminación de malos actores; semestralmente para evaluación de nuevos malos actores y anualmente para generar propuestas para portafolio de servicios para un próximo periodo.

### **4.2.1 IDENTIFICACIÓN DEL MAL ACTOR**

#### *4.2.1.1 Generar reporte en el sistema de información de mantenimiento*

Se debe generar un reporte a través de la herramienta ELLIPSE para aquellos equipos y componentes que en un periodo determinado hayan presentado condición de falla. Para identificar los sistemas, equipos o componentes que afectan la integridad se tomará reporte de operaciones.

#### 4.2.1.2 *Cálculo del Indicador de Confiabilidad*

Como indicador de confiabilidad, se debe calcular el Tiempo Medio Entre Fallas (TMEF) y/o el Tiempo Medio entre Reparaciones (TMER) y/o cuantificar número de fallas por sistema, equipo y/o componente.

#### 4.2.1.3 *Cálculo de costos*

Se deben calcular los costos de mantenimiento, los costos por pérdidas de producción, incumplimiento en ventas y sanciones ambientales, asociados a las fallas y/o reparaciones de los sistemas, equipos o componentes, con base en la información disponible en los sistemas de información de mantenimiento

#### 4.2.1.4 *Selección del mal actor*

Aquellos equipos que registren un desempeño anual por debajo de las metas de confiabilidad establecidas y con el más alto impacto económico para el negocio o área afectada, serán identificados como los malos actores del sistema, planta o unidad productiva del periodo evaluado.

### **4.2.2 JERARQUIZACIÓN DEL MAL ACTOR**

#### 4.2.2.1 *Aplicación de la Matriz de Valoración de Riesgos (RAM)*

Cada mal actor debe ser valorado y clasificado aplicando la RAM, con el fin de determinar el nivel de riesgo. La empresa cuenta con un instructivo que permite tener los criterios al realizar la valoración.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> Instructivo para uso de Matriz de Valoración de Riesgos – ECOPETROL S.A.

#### 4.2.2.2 *Priorización de los malos actores*

Ordenar los malos actores de acuerdo con la valoración del nivel de riesgo más alto. Para aquellos que estén agrupados en la misma clasificación se utilizará como criterio de desempate el orden de importancia de las consecuencias definido así:

- Daño a las personas;
- Impacto económico;
- Impacto ambiental
- Imagen de la empresa
- Impacto al Cliente

Si hay igualdad de criterio se priorizará con base en el mayor impacto económico (costos de mantenimiento y costos de producción). De mantenerse esta la clasificación entre dos o más malos actores, se priorizará con base en los indicadores de confiabilidad.

## 5. METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN MITIGACIÓN Y PROPUESTA DE EIMINACIÓN DE EQUIPOS MALOS ACTORES

En la población de Equipo Rotativo de la Refinería las oportunidades de mejora se encuentran localizadas en los equipos que presentan bajos *Tiempos Medios Entre Reparaciones (TMER)* y representan un impacto medio o superior dentro en la actividad productiva de la empresa (*Lucro cesante, costos de mantenimiento, incidente ambiental, etc.*). Estos equipos son conocidos como Equipos *Malos Actores* y tanto su identificación como las acciones orientadas a la recuperación de su confiabilidad provienen de la aplicación del *ciclo básico de gestión y mejoramiento continuo PHVA*, ver figura 8.

### 5.1 PLANEAR

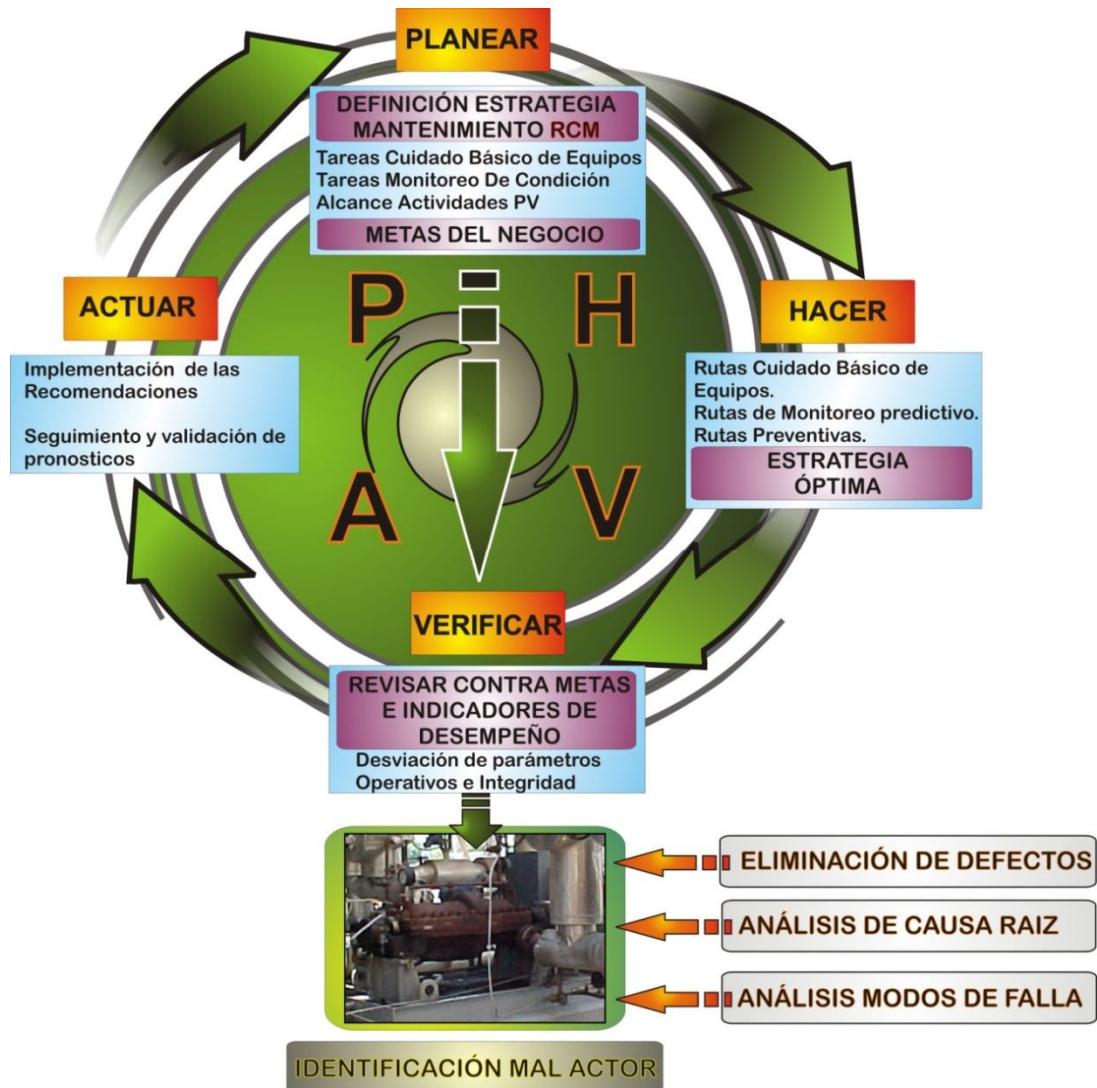
La política de gestión de activos vigente establece el uso de la metodología *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM)* para definir la estrategia de mantenimiento, y por ende los recursos para cumplir con las metas establecidas para el periodo a un costo óptimo. En la población de bombas centrifugas se ha establecido a partir de la experiencia y benchmarking un criterio de aceptación en el desempeño anual de los equipos como la combinación de *TMER > 12 meses* e *Impacto Económico < \$ 10 KUSD*.

### 5.2 HACER:

Las actividades planeadas se ejecutan de acuerdo a los alcances y frecuencias definidos a partir del *RCM* y son gestionadas en el sistema de información de mantenimiento *Ellipse*. Se ejecutan las tareas de monitoreo de condición (*monitoreo de vibraciones, análisis de aceite, cuidado básico de equipos*) y tareas basadas en tiempo (*Lubricación, preventivos*) de las cuales se generan tareas

basadas en condición (*intervenciones*). Además de estas tareas surgen las tareas correctivas asociadas a fallas aleatorias y no conformidades del sistema.

**Figura 8.** Gestión de Malos Actores de Equipo Rotativo en el Ciclo PHVA.



Fuente. Los Autores.

### 5.3 VERIFICAR.

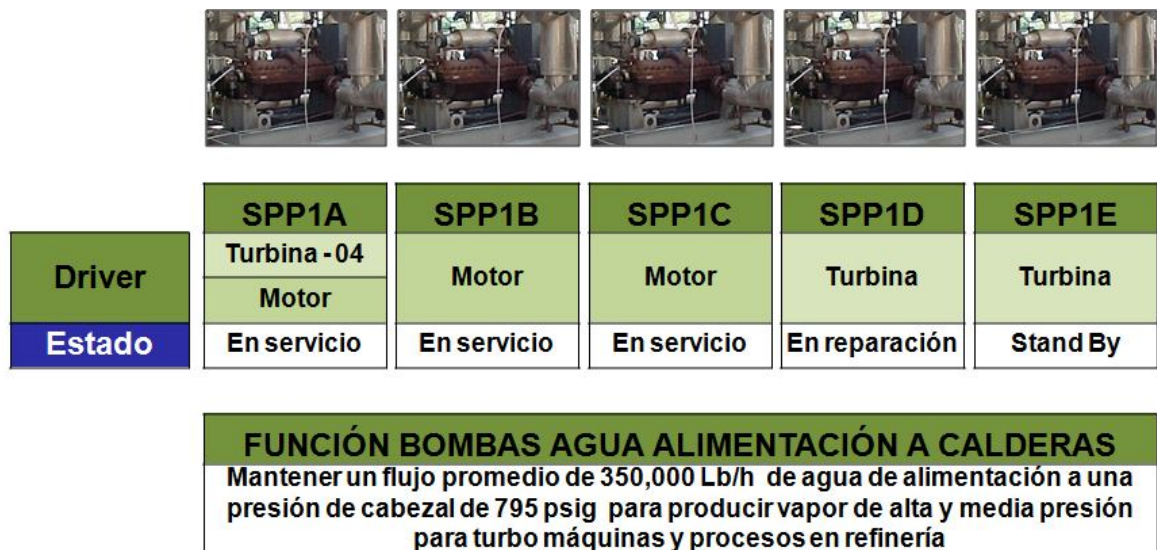
Los equipos que no cumplen con el criterio de aceptación de desempeño anual son catalogados como *Malos Actores* y evaluados según el nivel de riesgo. El caso real del sistema de bombeo de agua de alimentación a calderas será

detallado en esta etapa, teniendo en cuenta las desviaciones identificadas durante los últimos años que llevaron a varios equipos del sistema a condición de mal actor. Las fases a analizar para este caso son:

### 5.3.1 Descripción del sistema de bombeo de agua de alimentación a calderas

El sistema de bombeo de agua de alimentación a calderas se encuentra ubicado en la Unidad de Servicios Industriales (USI) en la Refinería de Cartagena. Este sistema se compone de acuerdo al diseño original de la planta de cinco (5) bombas, SPP1A/B/C/D/E, que garantizan un promedio de 350.000 Lb/h de agua de alimentación a una presión de cabezal de 795 psig., ver figura 9.

**Figura 9.** Descripción del sistema de alimentación de agua a calderas



**Fuente.** Los Autores.

Los equipos SPP1A/B/C/D/E son bombas centrífugas de marca *Ingersoll Rand* Modelo *CNTA* de ocho (8) etapas de impulsores (Anexo A). Las bombas SPP1A/B/C son conducidas por motores eléctricos marca *GEVISA* de 250 hp. Las

bombas SPP1D/E son conducidas por turbinas de vapor marca *TERRY* modelo 24ZS1 de 270 hp.

En operación normal tres (3) bombas mantienen el flujo requerido a la presión de cabezal del sistema. Cuando se cuenta con las SPP1A/B/C en buenas condiciones, estas operan en paralelo y se mantienen como equipo respaldo las SPP1D/E, las cuales poseen accionamientos para arranque automático dependiendo de requerimientos del sistema o falla de alguna bomba principal.

### 5.3.2 Identificación y jerarquización de malos actores.

Como se menciona anteriormente el criterio de identificación de equipo Mal Actor se encuentra acorde con la matriz de valoración de riesgos (RAM) de Ecopetrol, teniendo en cuenta que estos equipos representan el mayor impacto en las áreas claves de la compañía. Ver figura 10.

**Figura 10.** Matriz de identificación de Malos Actores de acuerdo a valoración RAM.

CONSECUENCIA				Probabilidad	Sociedad	Malos Actores
Personas	Económica	Ambiental	Imagen de la Empresa			
Una o mas Fatalidades	Catastrófica > \$ 10 M	Masivo	Internacional	5	VH	A
Incapacidad Permanente (Parcial o Total)	Grave \$ 1 M to \$ 10 M	Mayor	Nacional	4	M	H
Incapacidad Temporal (>1 día)	Severo \$ 100 K to \$ 1 M	Localizado	Regional	3	L	H
Lesión Menor (sin incapacidad)	Importante \$ 10 K to \$ 100K	Menor	Local	2	M	S
Lesion Leve (primeros auxilios)	Marginal < \$ 10 K	Leve	Interna	1	L	
Ninguna Lesión	Ninguna	Ningún Efecto	Ningún Impacto	0	N	

**Fuente:** Matriz de Valoración de Riesgos – ECOPETROL S.A.

La evaluación del periodo 2008 permitió la identificación de tres bombas del sistema de agua de alimentación a calderas como equipos Malos Actores. Las bombas SPP1C, SPP1D y SPP1E presentaron fallas recurrentes que generaron altos costos de mantenimiento, ver tabla 2.

**Tabla 2.** Evaluación de Riesgo anual del sistema de bombeo de agua de alimentación a calderas Año 2008

EQUIPO	PROBABILIDAD		ECONOMICA	
	Reparaciones para TMER	TMER (meses)	Costo Mantenimiento (\$ KUSD)	Valoración RAM
SPP1A	0	Inf.	\$ 0,424	L
SPP1B	1	12	\$ 6,937	L
SPP1C	5	2,4	\$ 39,633	M
SPP1D	5	2,4	\$ 122,136	H
SPP1E	3	4	\$ 64,540	M

Fuente. Los Autores.

### 5.3.3 Evaluación de Modos de Falla Predominantes

Con el fin de identificar la contribución de los diferentes Modos de Falla de los equipos a la confiabilidad y disponibilidad del sistema se calcularon los TMER, Tiempo Medio Para Reparar (TMPR) y la Disponibilidad Inherente asociada a cada Modo de Falla durante los últimos cinco (5) años de operación del sistema. Ver Tabla 3 y 4. Para el cálculo de Disponibilidad se utilizó la siguiente expresión:

$$Disponibilidad = \frac{TMER}{TMER+TMPR} \quad (Ec.1)$$

**Tabla 3.** Cálculo de TMER y TMRP por modo de falla para los equipos del sistema de agua de alimentación a calderas<sup>7</sup>

		Modos de falla bombas SPP1'S					Incluido en RCM	TMRP (meses)
Equipo	Modo de falla	TMER (meses) 2005 - 2009						
		SPP1A	SPP1B	SPP1C	SPP1D	SPP1E		
<b>Motor</b>	Rodamientos	53	Inf.	53	NA	NA	SI	0.5
<b>Turbina</b>	Cojinetes	NA	NA	NA	17.7	10.6	SI	0.5
	Gobernador	NA	NA	NA	26.5	17.7	SI	0.5
<b>Bomba</b>	Rodamientos	53	53	53	53	53	SI	0.75
	Sello mecánico	17.7	6.6	26.5	13.3	13.3	SI	0.5
	Pérdida de flujo	Inf.	Inf.	26.5	17.7	26.5	SI	9
	Bomba pegada	Inf.	Inf.	53	53	53	NO	9

Fuente. Los Autores.

**Tabla 4.** Cálculo de Disponibilidad por modo de falla para los equipos del sistema de agua de alimentación a calderas.

		Disponibilidad (%) 2005 - 2009				
Equipo	Modo de falla	SPP1A	SPP1B	SPP1C	SPP1D	SPP1E
		<b>Motor</b>	Rodamientos	99.1%	Inf.	99.1%
<b>Turbina</b>	Cojinetes	NA	NA	NA	97.2%	95.5%
	Gobernador	NA	NA	NA	98.1%	97.2%
<b>Bomba</b>	Rodamientos	98.6%	98.6%	98.6%	98.6%	98.6%
	Sello mecánico	97.2%	93.0%	98.1%	96.4%	96.4%
	Pérdida de flujo	Inf.	Inf.	74.6%	66.3%	74.6%
	Bomba pegada	Inf.	Inf.	85.5%	85.5%	85.5%

Fuente. Los Autores.

Confrontando los resultados de las tablas 3 y 4 se observa que la combinación de TMER más bajos, TMRP más altos y Disponibilidades más bajas se encuentra asociada a los siguientes modos de falla de las bombas:

- **Pérdida de flujo**
- **Bomba pegada**

<sup>7</sup> Fuente: CMMS *Ellipse*® de Ecopetrol S.A.

Nota: Inf. Está asociado a valores de TMER o Disponibilidad infinitos debido a que no se presentaron reparaciones para el modo falla.

Estos eventos se asocian a fenómenos de erosión de carcasa, desgaste prematuro y daño catastrófico de internos. Estas condiciones sub estándares son de alto impacto y como factor agravante se tienen alta presión de descarga (~795 psig) y alta temperatura (~650 °F) del fluido. Daños típicos por erosión se muestran en la figura 11. El desgaste de internos produce sobre presurización de la caja estopera del sello lado cola, por lo que este modo de falla se considera dependiente del modo de falla pérdida de flujo, ver figura 12.

**Figura 11.** Patrón de erosión y daño en anillos de desgaste presentado en falla de la SPP1C



**Fuente:** Archivo de Inspección SPP1'S

**Figura 12.** Selección de los Modos de Falla para análisis



Fuente. Los Autores

### 5.3.4 Análisis estadístico y pronóstico de fallas del sistema

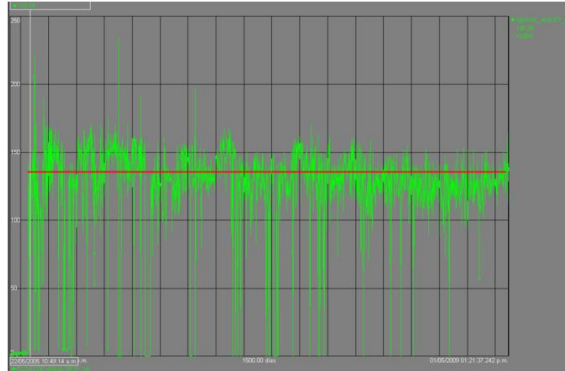
A partir de los Modos de Falla identificados como los de mayor impacto para el sistema, se determinaron el uso de técnicas estadísticas que permitiesen caracterizar las fallas y establecer pronósticos de las mismas con base en las horas de servicio a la cual se presentaron las fallas funcionales. Lo anterior, teniendo en cuenta que a partir del año 2003 se tiene registros de horas efectivas de operación a través del sistema en tiempo real (PI)<sup>8</sup>, con medición independiente de caudal de cada una de las bombas. Cruzando esta información contra los registros de reparación asociados al modo de falla, se tabularon las horas efectivas de operación entre cada reparación por pérdida de flujo y por bomba pegada. Adicionalmente se realizó análisis de las tendencias de flujo de las bombas, encontrándose.

<sup>8</sup> PI-SDK®, Software Development Kit

#### 5.3.4.1 Análisis de Comportamiento de las Bombas SPP1`s

- Las bombas SPP1A y SPP1B no han presentado pérdida de flujo relevante que amerite reparación metalmecánica de las carcasas desde el año 2003, ver figura 13.

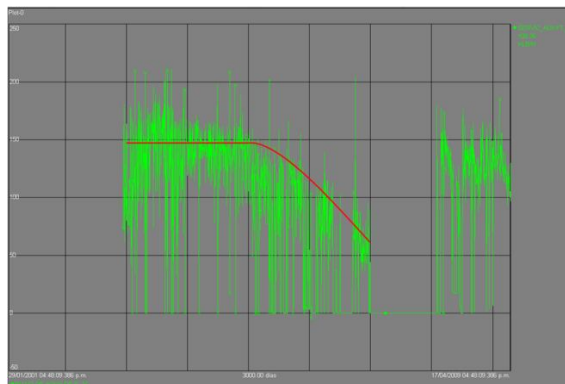
**Figura 13.** Caudal de la bomba SPP1A 2003-2009



**Fuente:** Sistema de Información en tiempo real (PI®)

- La bomba SPP1C mantuvo un flujo estable hasta el año 2006, cuando se sacó de servicio para reparación. A partir de la reconstrucción mecánica ejecutada en esta reparación, el equipo presenta un patrón de desgaste prematuro con un decrecimiento del flujo desde que entra en servicio, ver figura 14.

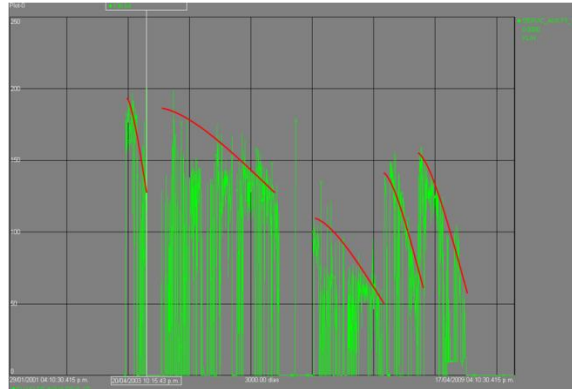
**Figura 14.** Caudal de la bomba SPP1C 2003-2009



**Fuente:** Sistema de Información en tiempo real (PI®)

- Las bombas SPP1D y SPP1E han presentado comportamientos de desgaste prematuro con pérdida progresiva de flujo después de las reparaciones con recuperación metalmecánica de carcasas, ver figura 15.

**Figura 15.** Caudal de la bomba SPP1D 2003-2009



**Fuente:** Sistema de Información en tiempo real (PI®)

#### 5.3.4.2 Estimación del Tiempo Medio Entre Fallas (TMEF)

Con base en las horas de servicio efectiva para cada una de las fallas en cada una de las bombas se realizó una prueba de ajuste de bondad de distribución de probabilidad empleando el método de *Kolmogórov*, disponible en la librería del programa *Crystal Ball*®.

La distribución más apropiada para la modelación de fenómenos de este tipo es la distribución de *Weibull*, la cual se ajusto empleando el método de *Kolmogórov*, ya que permite visualizar las zonas de operación en la vida útil del activo (mortalidad infantil, vida útil y envejecimiento o desgaste). En el cálculo de esta distribución cobran vital importancia el parámetro de escala o vida característica (TMEF) y el parámetro de forma de la distribución ( $\beta$ ). Este último, caracteriza la forma de la distribución y permite identificar en que período del ciclo de vida del activo o

componente se incrementa la probabilidad de falla del mismo. La ecuación que describe la función es la siguiente:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{TMEF}\right)^\beta} \quad (\text{Ec.2})$$

De acuerdo a los comportamientos de flujo evidenciados en las cinco (5) bombas y los datos recopilados de horas de servicio hasta la falla se decidió realizar la modelación de los Modos de Falla de *Pérdida de Flujo* en las bombas SPP1D y SPP1E. Como falla funcional por pérdida de flujo se consideró el estado en el cual las bombas presentarán un caudal por debajo de 70.000 Lb/h. A continuación se presentan los modelos obtenidos:

➤ *SPP1D: Pérdida de Flujo*

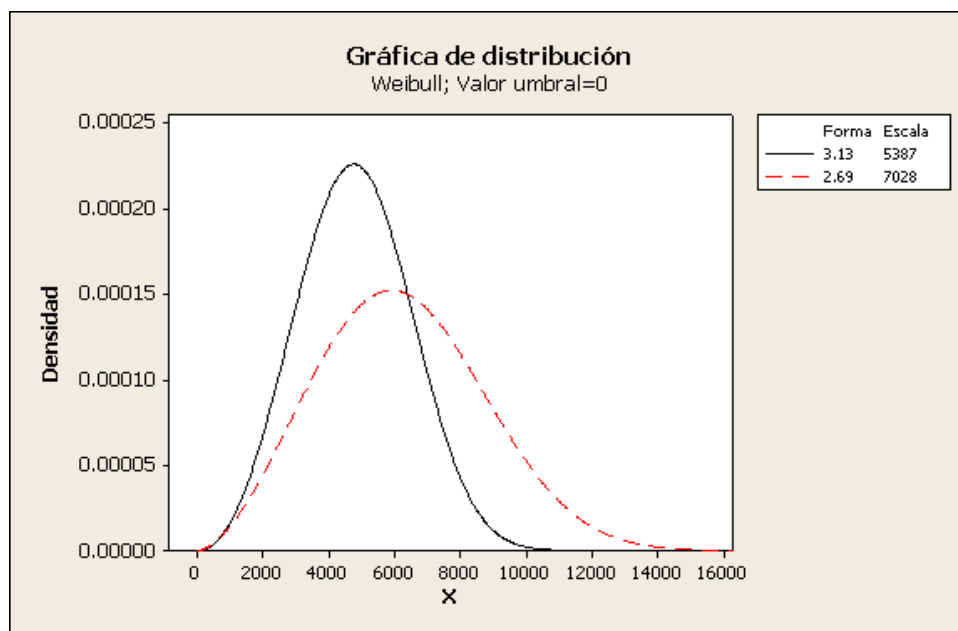
$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{5387}\right)^{3.13}} \quad (\text{Ec.3})$$

➤ *SPP1E: Pérdida de Flujo*

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{7028}\right)^{2.69}} \quad (\text{Ec.4})$$

Las distribuciones de probabilidad para la pérdida de flujo de las bombas SPP1D y SPP1E se muestran en la figura 16. Los parámetros de forma de las distribuciones se encuentran por encima de 2, que les ubica en la fase típica para la evaluación de sustitución de activos por exceso de uso y donde se vuelve más costoso mantenerlo que reemplazarlo. En esta condición se encuentran las carcassas de estas bombas.

**Figura 16.** Distribuciones de probabilidad para el modo de falla pérdida de flujo (SPP1D/E).



**Fuente:** Los Autores

De igual manera se realizó la modelación para el modo de falla bomba pegada en estos dos equipos, teniendo en cuenta que de acuerdo con el histórico éste es el otro modo de falla predominante que presentan exclusivamente las bombas SPP1D y SPP1E. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

➤ *SPP1D: Bomba Pegada*

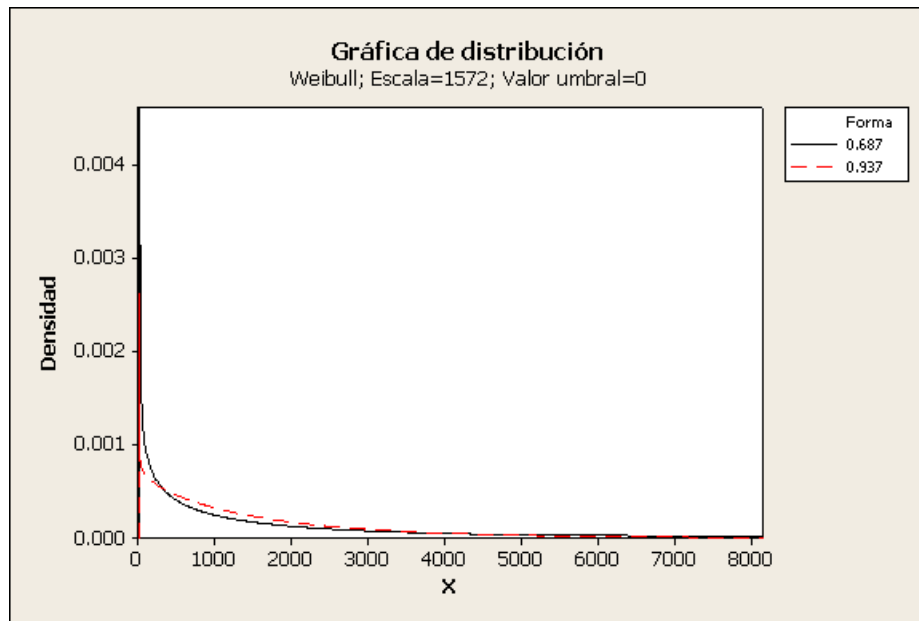
$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{1572}\right)^{0.68}} \quad (\text{Ec.4})$$

➤ *SPP1E: Bomba Pegada*

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{1570}\right)^{0.94}} \quad (\text{Ec.5})$$

Las distribuciones de probabilidad para el modo de falla bomba pegada en las SPP1D y SPP1E se muestran en la figura 17. Los parámetros de forma se encuentran por debajo de 1, ubicando las fallas en períodos característicos de mortalidad infantil. Esta condición se puede generar por defectos en diseño, mantenimiento inadecuado y operación sub estándar en los arranques.

**Figura 17.** Distribuciones de probabilidad para el modo de falla bomba pegada (SPP1D/E).

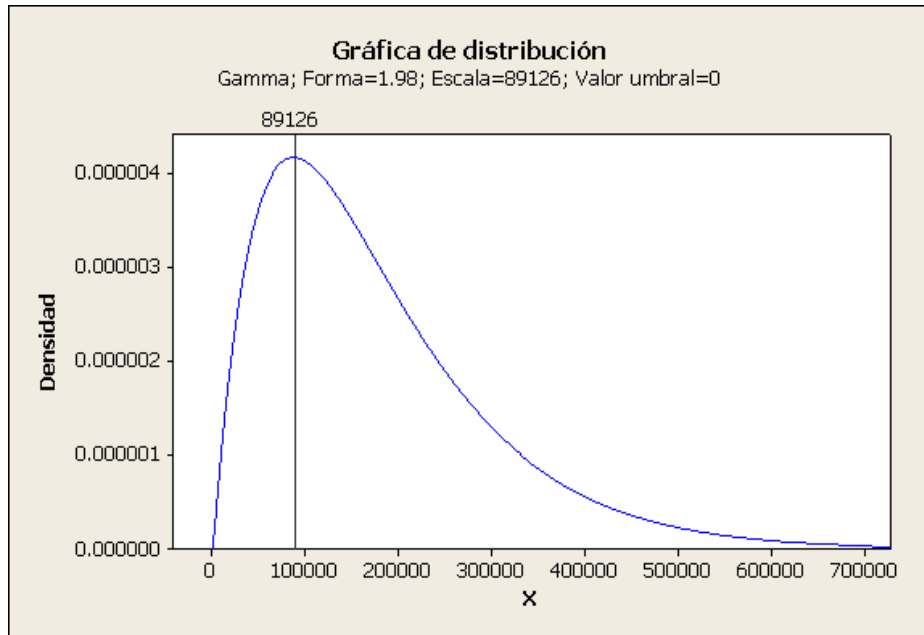


**Fuente:** Los Autores

A partir de lo anterior se espera una falla funcional por pérdida de flujo de la bomba SPP1D a las *5.387 hrs.* de operación. Para la SPP1E esta falla funcional se presenta a las *7.028 hrs.* de operación.

Para comparar los resultados anteriores contra un estándar se utilizó la base de datos OREDA, encontrándose que para este modo de falla y este tipo de equipo se produjeron 11,22 fallas en  $10^6$  hrs de operación. De esta manera el TMEF para una falla degradada por pérdida de flujo ocurre a las *89.126 hrs* de servicio, ver figura 18.

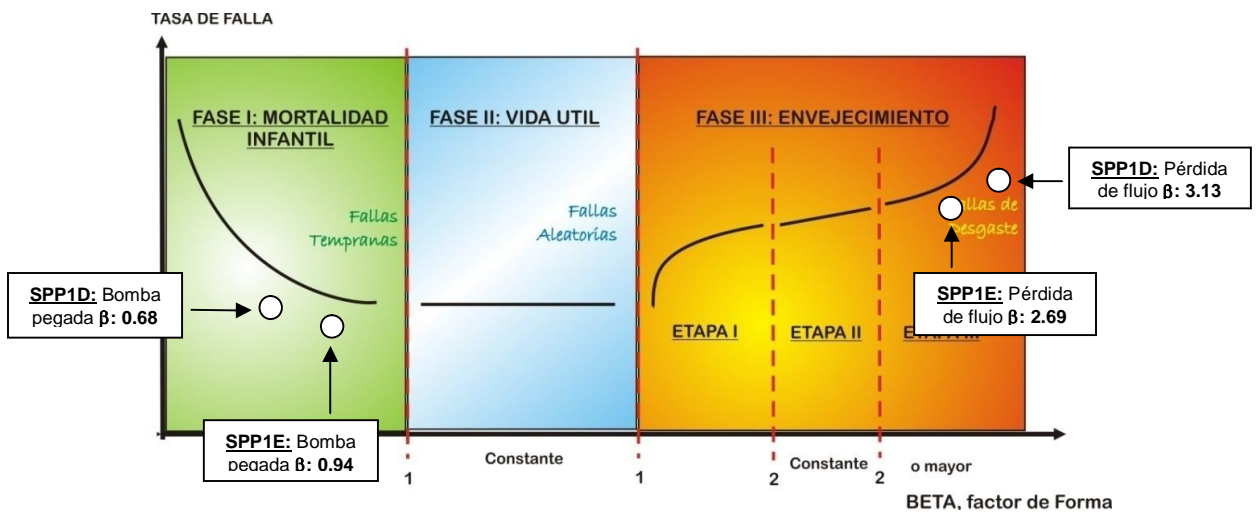
**Figura 18.** Distribuciones de probabilidad de falla por pérdida flujo estándar OREDA.



**Fuente:** Los Autores

La figura 19 muestra la ubicación de los Modos de Falla en la curva de la bañera de acuerdo al parámetro de forma de la distribución de *Weibull*.

**Figura 19** Ubicación de los Modos de falla de las bombas SPP1D y SPP1E en la curva de la bañera.



**Fuente:** Los Autores

### 5.3.5 Selección de alternativas para la eliminación de Malos Actores

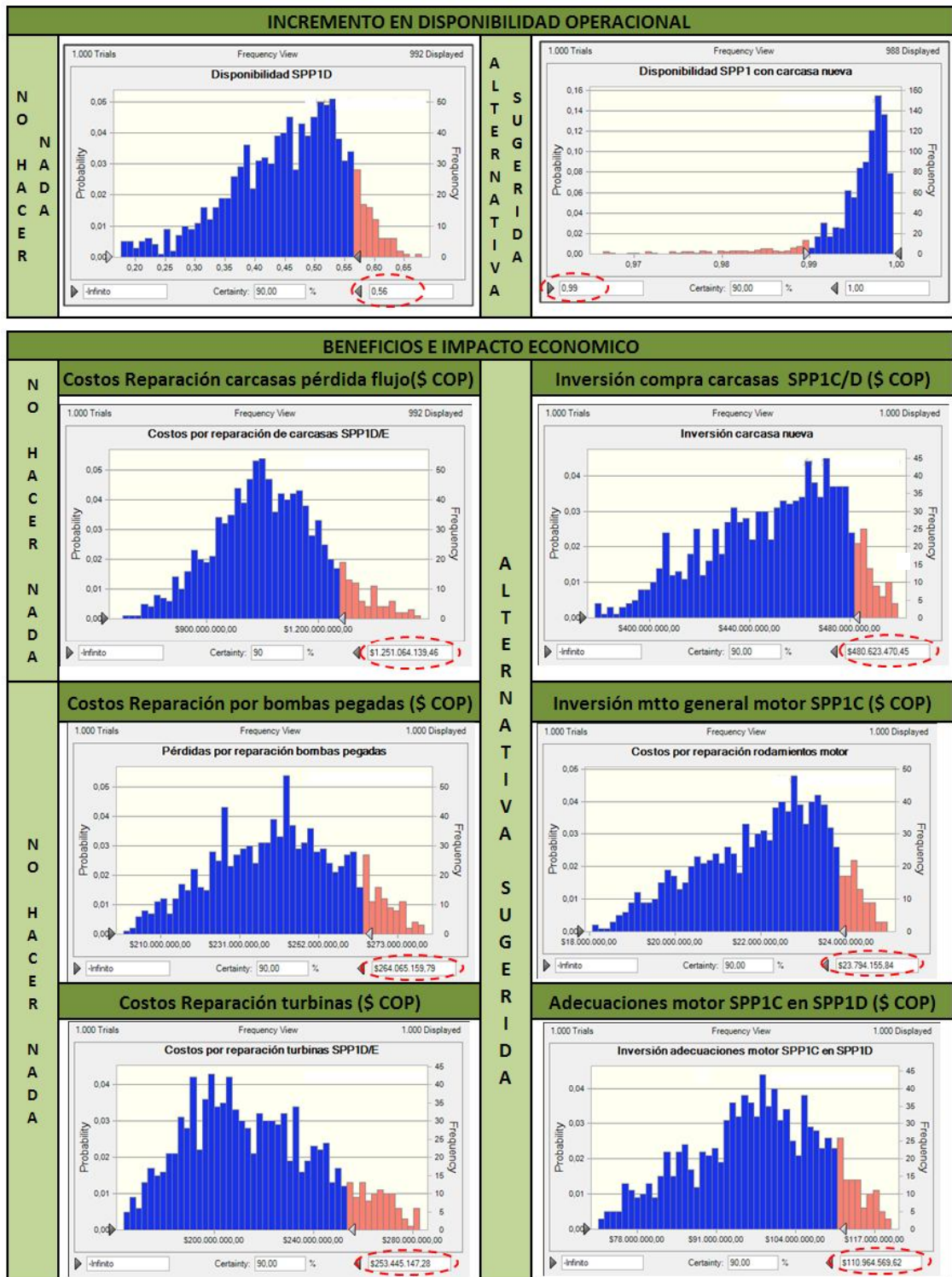
A partir de los resultados del análisis estadístico de los Modos de Falla predominantes, se procedió a formular acciones para mitigar y eliminar la condición de equipo Mal Actor para las bombas SPP1C, SPP1D y SPP1E. Las acciones de eliminación se encuentran asociadas a inversiones de capital, adquisición/reemplazo de partes y ejecución de planes a mediano plazo; mientras que las acciones de mitigación conducen a planes a corto plazo tendientes a mantener la confiabilidad y disponibilidad en valores aceptables mientras se ejecutan las acciones de eliminación del Mal Actor.

Las acciones de ejecución a mediano plazo para la *Eliminación* de la condición de *Malos Actores* son las siguientes:

- *Adquirir carcasas nuevas para las bombas SPP1C y SPP1D.*
- *Reemplazar la turbina SPP1D por un motor eléctrico en la bomba SPP1D. Instalar motor eléctrico disponible*
- *Realizar reparación de turbina y bomba SPP1E y mantener este equipo como respaldo y soporte a emergencias del sistema.*

La combinación de estas acciones se presenta como la **Alternativa Sugerida** para la eliminación de condición de equipos malos actores del sistema de bombeo de agua de alimentación a calderas. Se comparó esta alternativa contra la opción de **No hacer Nada**, calculando mediante la aplicación de *Montecarlo*, disponible en *Crystall Ball*<sup>®</sup>, los pronósticos de falla de estos equipos y sus impactos en disponibilidad de equipos, costos de reparación e inversiones requeridas en cada alternativa en un período de cinco (5) años. Los resultados se presentan en la tabla 5.

**Tabla 5** Comparación de beneficios en disponibilidad e impacto económico entre las alternativas evaluadas.



Fuente: Los Autores

La implementación de la **Alternativa Sugerida** para el sistema de bombas de agua de alimentación a caldera proporcionará **ahorros en costo de mantenimiento estimados en \$1.153 MCOP (\$ 536.000 USD)**, proyectando un período de cinco años de operación y con base en un **90% de certeza en el pronóstico**.

Para la evaluación del retorno de una inversión se utiliza el *factor J*, el cual evalúa la reducción de riesgo Vs. La inversión requerida. Para este caso la inversión de reemplazo de partes y adecuación de la infraestructura entrega un **factor J de 2,95** a los cinco años, lo que hace **viable** esta inversión, teniendo en cuenta que un *factor J superior a 1,0 en el ciclo de vida* del activo permite justificar la inversión.

#### **5.4 ACTUAR.**

Teniendo en cuenta los tiempos requeridos para ejecución de los planes a mediano plazo (*Acciones de eliminación*) se ejecutaron las siguientes acciones a corto plazo para **Mitigación** de la condición de *Malos Actores*:

- *Mejoramiento del procedimiento de arranque de las turbinas SPP1D y SPP1E.*
- *Incremento en las frecuencias de monitoreo predictivo y Cuidado Básico de Equipos.*
- *Implementación de procedimiento de recuperación metalmecánica con material resistente a desgaste en la reparación de la carcasa de la SPP1E.*

La ejecución de las acciones de mitigación permitió sacar de la condición de *Mal Actor* al equipo SPP1C y reducir el impacto económico de los equipos SPP1D y SPP1E. Los **beneficios económicos** por reducción de costos de mantenimiento ascendieron a **\$ 125.591 USD** según la evaluación anual del periodo 2009, ver tabla 6.

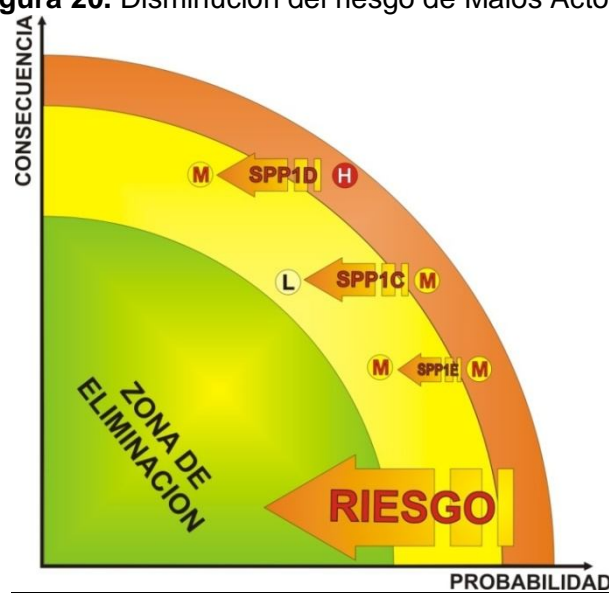
**Tabla 6.** Beneficios obtenidos con la ejecución de las acciones de mitigación de malos actores en el sistema de agua de alimentación a calderas.

EQUIPO	PROBABILIDAD			ECONOMICA		Valoración RAM 2009	Valoración RAM 2008
	Reparaciones	TMER 2009 (meses)	TMER 2008 (meses)	Costo Mantto 2009 (\$ KUSD)	Costo Mantto 2008 (\$ KUSD)		
SPP1C	1	12	2.4	\$ 1,491	\$ 39,633	L	M
SPP1D	4	3	2.4	\$ 43,507	\$ 122,136	M	H
SPP1E	2	6	4	\$ 55,721	\$ 64,540	M	M
IMPACTO ECONOMICO (\$ KUSD)				\$ 100,719	\$ 226,309		
BENEFICIOS POR MITIGACION (\$ KUSD)				\$ 125,590			

.Fuente: Los Autores

El modelo de pronóstico del modo de falla *pérdida de flujo* ha ajustado con **84%** de certeza en la predicción de esta variable en las bombas SPP1C y SPP1D, lo que ha permitido mejorar la Gestión de Riesgo asociada a estos equipos y priorizar actividades de mantenimiento, ver figura 20.

**Figura 20.** Disminución del riesgo de Malos Actores



Fuente: Los Autores

## 6. CONCLUSIONES

- El proceso de Eliminación de Equipos Malos Actores debe estar alineado con el Ciclo de Mejoramiento Continuo PHVA, permitiendo establecer acciones a corto y mediano plazo para recuperar la operación confiable, segura y sostenida de los activos.
- El uso de herramientas estadísticas y de pronóstico de fallas permite evaluar escenarios y justificar inversiones tendientes a la eliminación y mitigación de Equipos Malos Actores, en especial en tiempos de crisis donde prima la rentabilidad del negocio.
- Para realizar estimaciones válidas es indispensable contar con fuentes confiables de información (*Sistemas de información de mantenimiento, Sistemas de información en tiempo real, etc.*), de tal forma que los modelos ajustados repliquen la variabilidad de los Modos de Falla.
- Las técnicas estadísticas son de fácil aplicación y brindan una efectividad inmediata para análisis de escenarios, toma de decisiones y generación de valor agregado en los procesos. Se debe motivar la aplicación de estas herramientas a los distintos niveles de las empresas.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

ABERNETHY, Robert B. The New Weibull Handbook, Fifth Edition. USA: Published and Distributed: Robert Abernethy. 2006.

BLISCHKE, WALLANCE; MURTHY. Case Studies in Reliability and Maintenance. USA: A John Wiley & Sons, Inc. publication. 2003.

CAMACHO, Javier; FONSECA, Julio. Modelo de Mantenimiento para la mejora de la Disponibilidad de la Flota de Aviones DASH8-100/200/300 y Boeing 737-700. Bogotá D.C. 2009. Posgrado Gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander.

CARDONA, Camilo Andrés. Implementación de la Confiabilidad Operacional en Proyectos de Ingeniería (COPI) – En busca del Costo Operacional Óptimo. En: XI Congreso de Mantenimiento ACIEM 2009. Bogotá D.C.

DHILLON, B.S. Engineering Maintainability: How to Design for Reliability and Easy Maintenance. USA: Elsevier Science & Tecnology Book. 1999.

ECOPETROL S.A. Instructivo de Aplicación de la Metodología ACR para la Eliminación de Malos Actores. ECP-ICP-GCM-I-002. 2006.

ECOPETROL S.A. Instructivo de Seguimiento a la Eliminación de Malos Actores. ECP-ICP-GCM-I-003. 2006.

ECOPETROL S.A. Instructivo para la Identificación y Jerarquización de Malos Actores. ECP-ICP-GCM-I-001. 2006.

ECOPETROL S.A. Manual de Gerencia de Activos. DGO-CCM-02. 2006.

ECOPETROL S.A. Política de Gerencia de Activos. DGO-CCM-01. 2005.

ECOPETROL S.A. Uso de la Matriz de Valoración de Riesgos - RAM. ECP-DRI-I-007. 2008.

GIRALDO, Jairo; LÓPEZ, Royman y RINCÓN, Herber. Metodología de Identificación, Mitigación y propuesta de Eliminación de Equipos Malos Actores. Caso Real: Bombas de Agua de Alimentación a Calderas de la Unidad de Servicios Industriales de la Refinería de Cartagena. En: XII Congreso de Mantenimiento ACIEM 2010. Bogotá D.C.

HOYLAND, Arnljot; RAUSAND, Marvin. System Reliability Theory (2nd ed). USA: John Wiley & Sons, INC. 2003

ICONTEC. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 1486. Sexta actualización. 2008.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION. Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. ISO 14224. Second edition. 2006.

KECECIOGLU, Dimitri. Reliability Engineering Handbook Vol. 2. USA: DEStech Publications, Inc. 2002.

KUME, Hitoshi. Herramientas Estadísticas Básicas para el Mejoramiento de la Calidad. Grupo Editorial Norma: Colombia, 1992.

MODARRES, Mohammad. What Every Engineer Should Know About Reliability and Risk Analysis. Marcel Dekker, Inc: New York, 1993.

MORA GUTIERREZ, Alberto. Mantenimiento Estratégico para Empresas Industriales o de Servicio. Enfoque Sistemático Kantiano. Edición AMG: Envigado, Colombia, 2009.

MORA GUTIERREZ, Alberto. Mantenimiento Industrial Efectivo. Editorial COLDI Ltda: Envigado, Colombia, 2009.

MORA GUTIERREZ, Alberto. Pronósticos de Demanda e Inventarios. Métodos Futurísticos. Edición AMG: Envigado, Colombia, 2009.

MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – Edición en Español. Biddles Ltd.: Gran Bretaña, 2004.

PARMENTER, David. Pareto's 80/20 Rule for Corporate Accountants. John Willey & Sons, Inc. New Jersey, 2007.

REFINERÍA DE CARTAGENA S.A. Manual Sistema de Calidad. GRC-GRC-M-0001. 2009.

SILVA ARDILA, Pedro. Mantenimiento en la Práctica. Barranquilla, Colombia, 2009.

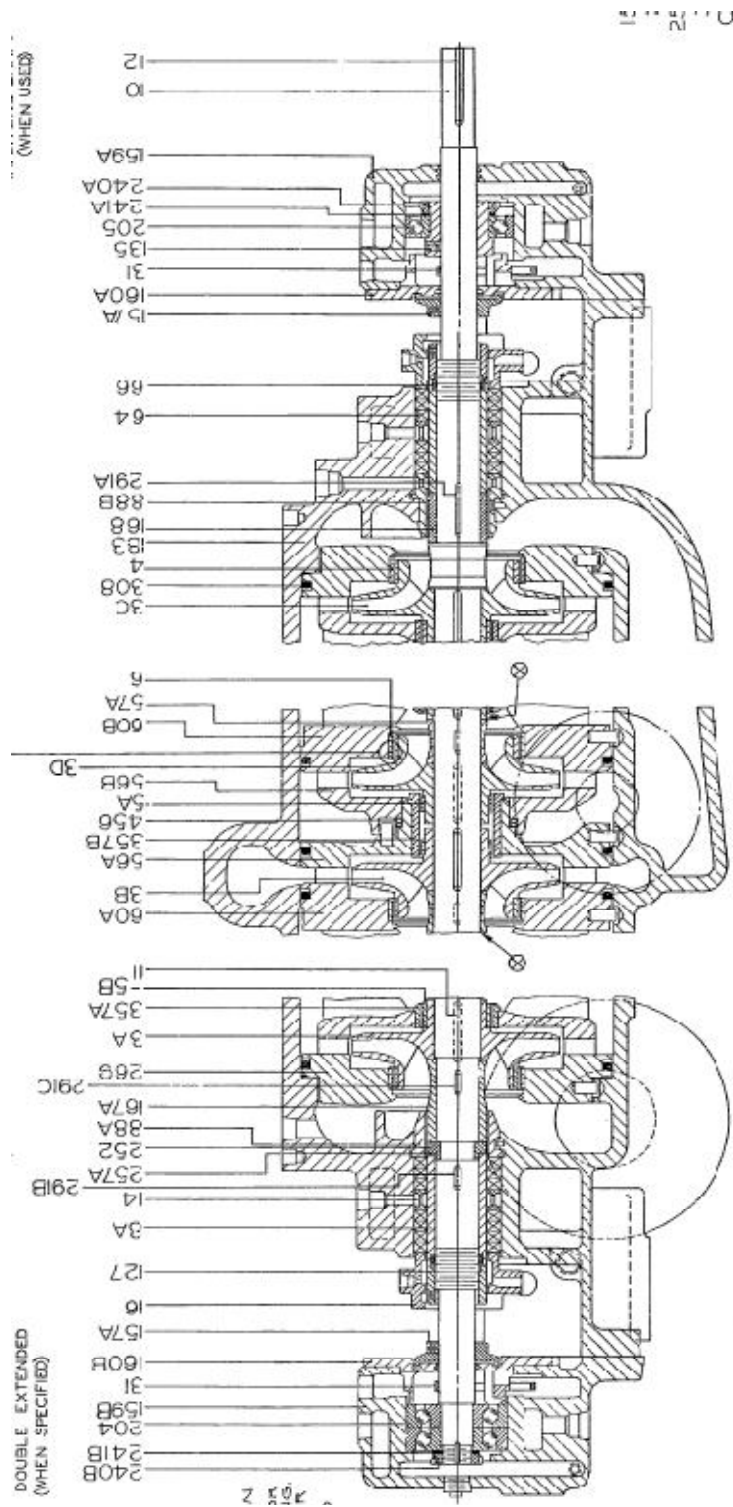
SMITH, Anthony; HINCHELIFFE, Glenn. RCM Gateway to Word Class Maintenance. USA: ELSEVIER. 2004.

USHAKOV, Igor: Handbook of Reliability Engineering. USA: John Wiley & Sons, INC. – 1994.


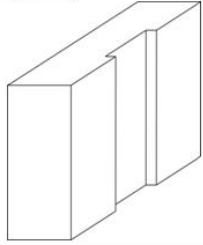
USHAKOV, Igor; GRENDENKO, Boris. Probabilistic Reliability Engineering. USA: John Wiley & Sons, INC. – 1995.

## 8. ANEXOS

**ANEXO A. CORTE BOMBA AGUA ALIMENTACION A CALDERA.**



## ANEXO B. PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA DE LA CARCASA

	<b>QW - 482</b> <b>ESPECIFICACIONES DEL PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA</b> <b>(WPS)</b>	WPS: GRC-WPS-000 Sust. GRC-PQR-000 Fecha: Junio 11/2009 Pag. 1 de 2 Revisión: 0						
EMPRESA: <u>Refinería de Cartagena S.A. - REFCAR</u> PROCESOS: <u>SMAW</u>	CLIENTE: <u>ECOPETROL S.A.</u> TIPO: <u>MANUAL</u>							
CLASE DE JUNTA A SOLDAR (QW - 402):  Diseño de la Junta: <u>Relleno (Overlay)</u> Respaldo: SI: _____ NO: <u>X</u> Tipo de material de respaldo: <u>N.R.</u>  POSICIONES: (QW - 405)  Posición de la Junta a soldar: <u>3G</u> Dirección de avance: <u>VERTICAL ASCENDENTE</u> Otros: _____	DISEÑO DE LA JUNTA (Detalle) :  							
MATERIAL DE BASE (QW - 403) :  P No. <u>1</u> Gr. No. <u>2</u> Especificación del material y grado: <u>ASTM A-216 Gr. WCB</u> Rango de espesores: <u>25.4 mm (1")</u> Rango de diámetros: <u>N.A.</u> OTROS: _____								
MATERIAL DE APORTE (QW - 404):								
DESCRIPCIÓN	NÚMEROS DE PASES							
	1	2	3	4	5	6		
No. de especificación SFA	5,4	5,4						
No. de la clasificación AWS	E410NiMo-15	E410NiMo-15						
No. F	4	4						
No. A	6	6						
Fabricante	APORTES ACEPTADOS POR REFCAR S.A.							
Diámetro del electrodo - mm (plg)	3.2 (1/8")	3.2 (1/8")						
Cantidad de material depositado	N.A.	N.A.	N.A.					
Fúndente	N.R.	N.R.	N.R.					
Inserto consumible	N.R.	N.R.	N.R.					
Rango de Velocidad de Alimentación del metal de Aporte (ip)	N.A.	N.A.	N.A.					
No. pase	Proceso	Corriente					Espesor Pase	Velocidad de Avance
		Clase	Inductancia	Amperaje	Polaridad	Rango de Voltaje		
1	SMAW	DCEP	NA	90 - 130	(+)	17-24	1,5 - 3,0 mm	10 cm/min
2	SMAW	DCEP	NA	90 - 130	(+)	17-24	1,5 - 3,0 mm	10 cm/min
OTROS: _____								



**QW - 482**  
**ESPECIFICACIONES DEL PROCEDIMIENTO**  
**DE SOLDADURA**

WPS: GRC-WPS-000  
 Sust: GRC-PQR-000  
 Fecha: Junio 11/2009  
 Pagina 2 de 2  
 Revisión: 0

(WPS)

**PRECALENTAMIENTO (QW - 406)**

Temp. mínima : 250 °F  
 Temp. máx. de interpasos : 300 °F  
 Temp. Postcalentamiento: N.R.  
 Temp. de punteado: N.A.  
 Temp. de pase de raíz: N.A.  
 Temp. de relleno/presentación: 300 °F

**TRATAMIENTO TÉRMICO POSTERIOR (QW - 407)**

Tipo : N.A.  
 Temp. de iniciación : N.A.  
 Rata de calentamiento : N.A.  
 Temp. de sostenimiento : N.A.  
 Tiempo de sostenimiento: N.A.  
 Rata de enfriamiento : N.A.  
 Medio de enfriamiento. N.A.

Mantener temperatura con :  
 Otros: Utilizar pirómetro y tiza térmica para controlar temperatura . Cubrir con manta de ceramica el relleno para un enfriamiento lento.

Observaciones:

**EQUIPO (Características eléctricas QW - 409)**

Clase: \_\_\_\_\_ Tipo: \_\_\_\_\_  
 Clase A.W.S. de Tungsteno : \_\_\_\_\_  
 Diámetro Electrodo de Tungsteno: \_\_\_\_\_ Longitud Electrodo de Tungsteno: \_\_\_\_\_  
 Modo de transferencia del metal : \_\_\_\_\_  
 OTROS: \_\_\_\_\_

**TÉCNICA DE APLICACIÓN (QW - 410):**

DESCRIPCIÓN	NUMERO DE PASES			
	1	2	3	4
Diámetro de la boquilla	N.A.	N.A.		
Cordón continuo	CONTINUO	CONTINUO		
Cordón oscilado o recto	OSCILADO	OSCILADO		
Manual, semiautomática o automática	MANUAL	MANUAL		
Martilleo (Peening)	N.R.	N.R.		
Forma del respaldo	N.A.	N.A.		
Método de remover el respaldo	N.A.	N.A.		
Distancia del punto de trabajo y tubo de contacto mm (plg)	N.A.	N.A.		
Pase sencillo o múltiple	SENCILLO	SENCILLO		
Limpieza inicial y de interpasos	CINCEL-GRATA-DISCO	CINCEL-GRATA-DISCO		
Otros:				

**APROBADO PARA:**

Información:  
 Calificación: **X**  
 Fabricación: **X**  
 Utilizar en: CALIFICACION PROCEDIMIENTO/PRODUCCION

**NOTAS:**

Elaborado por: Jairo A Giraldo 4-8530 Herber Ariel Rincón 9-3285  
 Fecha: Junio 11/2009

Aprobó: Coordinador de Mantenimiento Día a Día