

MODELO GERENCIAL DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA  
DE CONTROL DISTRIBUIDO (DCS) MARCA HONEYWELL  
EN LA GRB ECOPETROL

JOSÉ LUIS MELÉNDEZ MORENO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO – MECANICA  
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2010

MODELO GERENCIAL DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA  
DE CONTROL DISTRIBUIDO (DCS) MARCA HONEYWELL  
EN LA GRB ECOPETROL

JOSÉ LUIS MELÉNDEZ MORENO

Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de  
Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director:  
IVÁN CANEVA NÚÑEZ  
Ingeniero electrónico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO – MECANICA  
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2010

## **DEDICATORIA**

A mi esposa Gretty y a mi hijo José Miguel, quienes son motivo de superación personal y desarrollo integral.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Equipos y Controles Industriales S.A. por todo el apoyo brindado durante la realización del proyecto, lo cual enriquece mi perfil profesional y crecimiento personal.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
1. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y CONTROLES INDUSTRIALES.....	2
1.1. UBICACIÓN DE LA EMPRESA.....	4
1.2. MISIÓN DE ECI S. A. ....	4
1.3. VISIÓN DE ECI S. A. ....	4
1.4. ORGANIGRAMA EQUIPOS Y CONTROLES INDUSTRIALES S.A. ...	5
1.5. EQUIPOS HONEYWELL INSTALADOS EN LA GRB ECOPETROL... 6	
2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) .....	13
2.1. LAS SIETE PREGUNTAS BASICAS .....	13
2.2. FUNCIONES Y ESTANDARES DE FUNCIONAMIENTO .....	14
2.3. FALLAS FUNCIONALES.....	14
2.4. MODOS DE FALLO .....	14
2.5. EFECTOS DE FALLA .....	15
2.6. CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS .....	15
2.7. TAREAS PROACTIVAS.....	16
2.7.1. Tareas de Reacondicionamiento y/o Sustitución Cíclica.....	17
2.7.2. Tareas a Condición .....	18
2.8. EL INTERVALO P - F .....	18
2.9. ACCIONES A FALTA DE .....	19
2.10. PROCESO DE SELECCIÓN DE TAREAS.....	20
2.11. GRUPO DE ANALISIS .....	21
2.12. FACILITADORES.....	21
2.13. RESULTADOS DE UN ANÁLISIS DE RCM.....	22
3. ANÁLISIS DE EQUIPOS CRÍTICOS.....	23
3.1. MODELO DE CRITICIDAD DE FACTORES PONDERADOS.....	24
4. DISPONIBILIDAD, CONFIABILIDAD Y MANTENIBILIDAD .....	27
4.1. DISPONIBILIDAD.....	28
4.1.1. Tipos de disponibilidad .....	29
4.2. CONFIABILIDAD .....	32
4.3. MANTENIBILIDAD .....	33
4.3.1. Tiempo promedio para reparar.....	35
4.3.2. Relación entre disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad .....	35
5. MODELO DE GERENCIA DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM	
.....	36
5.1. ESTUDIO Y PREPARACIÓN .....	36
5.1.1. Tareas a ejecutar .....	36
5.1.2. Método a realizar.....	36
5.1.3. Herramientas de trabajo RCM.....	37
5.2. DEFINICIÓN Y SELECCIÓN DEL SISTEMA .....	37
5.3. ESTUDIO DE CRTICIDAD DE EQUIPOS HONEYWELL EN LA GRB	
.....	37
5.3.1 Estudio de criticidad de los equipos Honeywell en Ecopetrol.....	39
5.4. COLECCIÓN Y ANÁLISIS DE LOS DATOS .....	49
5.5. ANÁLISIS DE LOS MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS.....	52

5.6.	SELECCIÓN DE LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO.....	56
5.7.	INDICADORES DE GESTIÓN PARA MANTENIMIENTO.....	62
5.7.1.	Estudio de disponibilidad de equipos Honeywell en Ecopetrol.....	62
5.7.2.	Estudio de confiabilidad de equipos Honeywell en Ecopetrol.....	73
5.7.3.	Estudio de mantenibilidad de equipos Honeywell en Ecopetrol .....	77
6.	OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES .....	81
7.	CONCLUSIONES.....	82
	BIBLIOGRAFÍA.....	84

## LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Sede principal en Bogotá.....	2
Ilustración 2. Empresa certificada ISO9001:2000 .....	3
Ilustración 3. Ubicación geográfica de ECI S.A.....	4
Ilustración 4. Organigrama de ECI S.A. ....	5
Ilustración 5. Estación de operación GUS .....	6
Ilustración 6. Estación de operación FSC .....	7
Ilustración 7. Módulo de Historia de operación (HM) .....	7
Ilustración 8. Módulo de interface de red (NIM) .....	8
Ilustración 9. Red de comunicación de control.....	8
Ilustración 10. Controlador y tarjetas de procesamiento de señales de campo (IOP) .....	9
Ilustración 11. Tarjetas de conexión de señales (instrumentos) de campo (FTA).....	10
Ilustración 12. Sistema de parada de emergencia (FSC) .....	11
Ilustración 13. Estación de conexión de datos PHD y estación ingeniería....	12
Ilustración 14. Patrones de falla.....	17
Ilustración 15. Intervalo P- F. ....	19
Ilustración 16. Matriz General de Criticidad. ....	26
Ilustración 17. Árbol lógico de decisión para el FSC.....	58
Ilustración 18. Cálculo de disponibilidad serie- paralelo .....	65
Ilustración 19. Cálculo actual de disponibilidad en Ecopetrol .....	66
Ilustración 20. Calculo disponibilidad planta aromáticos.....	71

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Factores ponderados a ser evaluados.....	25
Tabla 2. Estudio de criticidad por factores ponderados. ....	38
Tabla 3. Diagrama de criticidad .....	39
Tabla 4. Diagrama de criticidad del HPM.....	40
Tabla 5. Diagrama de criticidad del IOP. ....	41
Tabla 6. Diagrama de criticidad del FSC. ....	42
Tabla 7. Diagrama de criticidad de las estaciones GUS.....	43
Tabla 8. Diagrama de criticidad de la estación PHD.....	44
Tabla 9. Diagrama de criticidad de las redes LCN y UCN. ....	45
Tabla 10. Diagrama de criticidad de la estación FSC. ....	46
Tabla 11. Diagrama de criticidad del NIM. ....	47
Tabla 12. Diagrama de criticidad del HM. ....	48
Tabla 13. Resumen de nivel de criticidad de los equipos. ....	48
Tabla 14. Equipos del sistema de parada de emergencia .....	49
Tabla 15. Características técnicas de los equipos del sistema FSC.....	50
Tabla 16. Fallas del Sistema FSC último año .....	51
Tabla 17. Calificación severidad, detección y ocurrencia. ....	52
Tabla 18. Análisis FMEA para el procesador del FSC .....	54
Tabla 19. Causas potenciales de falla en FSC .....	57
Tabla 20. Actividades por frecuencia para el FSC.....	59
Tabla 21. Plan de inspecciones para el FSC .....	60

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Ciclo de vida de equipos Honeywell.....	87
Anexo B. Tiempos medios entre fallas de equipos Honeywell.....	88
Anexo C. Arquitectura sistema de control Honeywell. ....	89
Anexo D. Estructura de equipos en sistema de información Ellipse. ....	90

## RESUMEN

**TÍTULO:** MODELO GERENCIAL DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO (DCS) MARCA HONEYWELL EN LA GRB ECOPETROL\*.

**AUTOR:** JOSÉ LUIS MELÉNDEZ MORENO\*\*.

**CONCEPTOS CLAVES:** Análisis RCM, disponibilidad equipos electrónicos, tiempo medio entre fallas.

**DESCRIPCIÓN:** Todos los trabajos de mantenimiento deben ser sustentados por indicadores que determinen el estado de los componentes del sistema y el rendimiento del trabajo de mantenimiento como tal.

Surge la imperiosa necesidad de crear un modelo para los mantenimientos, donde se tomen en cuenta las mediciones como disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad, para que sirvan como elemento vital de toma de decisiones de carácter gerencial.

Algunas de esas decisiones son:

- Compra de repuestos de forma oportuna y mesurada.
- Mantener actualizado y en expansión el sistema.
- Evaluación de trabajos de mantenimiento preventivo y predictivo sobre los equipos.
- Manejo eficiente de los recursos de mantenimiento.
- Minimizar costos de mantenimiento.

Además se debe implementar una estrategia (en este caso RCM) para realizar un mantenimiento acorde a estándares internacionales.

Y como último, integrar todo en un sistema de información (Ellipse), que sirva de enlace directo para cargar históricos, inventario, personal y demás parámetros que ayudarán a predecir lo necesario para hacer una gestión óptima que beneficie al dueño de los equipos y al personal que realice el mantenimiento.

La implementación de indicadores de gestión para medir la labor de mantenimiento del sistema de control distribuido Honeywell en la GRB Ecopetrol, será una labor que en un futuro próximo ajustará los contratos de mantenimiento por rendimiento de la disponibilidad y confiabilidad de los equipos instalados.

---

\*Monografía

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia Mantenimiento. Director. Iván Caneva Núñez. Ingeniero Electrónico.

## SUMMARY

**TITLE:** MAINTENANCE MANAGEMENT MODEL OF DISTRIBUTED CONTROL SYSTEM (DCS) MARK HONEYWELL IN THE ECOPETROL GRB\*.

**AUTHOR:** JOSE LUIS MELENDEZ MORENO\*\*.

**KEY WORDS:** RCM Analysis, electronic equipment availability, mean time between failures.

**SUBJECT:** All maintenance work should be supported by indicators to determine the condition of the system components and performance of maintenance work itself.

There arises the urgent need to create a model for maintenance, which take into account the measurements and availability, reliability and maintainability, to serve as a vital element of decision making management character.

Some of these decisions are:

- Purchase of spare parts in a timely and measured.
- Keep updated and expanding the system.
- Evaluation of preventive maintenance on equipment and predictive.
- Efficient management of maintenance resources.
- Minimize maintenance costs.

In addition you must implement a strategy (in this case RCM) to perform maintenance according to international standards.

And finally, all integrated into an information system (Ellipse), to provide a direct link to download historical, inventory, personnel and other parameters that help predict the necessary for optimal management for the benefit of the owner of the equipment and the staff carrying out maintenance.

The implementation of management indicators to measure maintenance work of the Distributed Control System Honeywell in the Ecopetrol GRB will be a task that in the near future adjusts the maintenance contract for performance of the availability and reliability of installed equipment.

---

\*Monograph

\*\* School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization.  
Director. Iván Caneva Núñez. Electronic Engineer.

## **INTRODUCCIÓN**

EQUIPOS Y CONTROLES S.A. es una organización dedicada a la automatización y control de calidad Industrial, que cuenta con un número significativo de equipos y servicio, los cuales permiten el desarrollo del objeto social de la compañía.

Dentro de su estructura ha implementado el sistema de Gestión Integral bajo los lineamientos de normas nacionales e internacionales (calidad, salud ocupacional, seguridad y medio ambiente), obligando a cada uno de los procesos que la conforman a trabajar de manera eficiente; por tal motivo, el proceso de mantenimiento ha decidido trabajar en la mejora y/o implementación de actividades, como por ejemplo la obtención de estadísticas y constante seguimiento a cada uno de los equipos.

Basado en lo anterior se aplicarán los conceptos relevantes sobre la medición real de disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad de una forma clara y sencilla de entender y que a la vez permita su aplicación en la GRB Ecopetrol, determinando los cálculos correctos que se deben realizar y sobre todo describiendo su interpretación de tal manera que se puedan tomar acciones que permitan su mejoramiento continuo basado en la estrategia RCM (mantenimiento centrado en confiabilidad).

La concepción integral y detallada del mantenimiento es una contribución relevante en este proyecto, ya que permite el manejo y el dominio rápido de todos los conceptos y relaciones de unos con otros, destacada a su vez la necesidad de enfocar el mantenimiento en forma simultánea desde los niveles superiores de disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad.

## 1. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y CONTROLES INDUSTRIALES.

Equipos y Controles Industriales s.a. (ECI) fue establecida en Colombia en 1963 después de obtener la representación exclusiva de importantes firmas de instrumentación y control de calidad de reconocimiento mundial.

Durante los primeros años los objetivos de la compañía fueron la asesoría y capacitación en instrumentación y control industrial para desarrollar el incipiente mercado nacional de comienzos de los 60's.

Posteriormente se establecieron relaciones comerciales con otros reconocidos proveedores especializados en válvulas de control, válvulas solenoides, instrumentos de metrología dimensional y control de calidad, sistemas de medición por técnicas de no contacto como radar, ultrasonido y nucleares, paquetes de software para supervisión y control de procesos, sistemas de control avanzado, sistemas scada y equipos para monitoreo y control ambiental.

Actualmente ECI cuenta con una moderna sede de 3,000m<sup>2</sup>, la cual cuenta con amplios espacios de atención al público, aulas de clase, salones para laboratorios y centros de demostración de los productos suministrados, así como a la apertura de sucursales y ampliación de canales de distribución.

*Ilustración 1. Sede principal en Bogotá*

Fuente de la Ilustración: Presentación de la empresa ECI S.A.



Para el futuro, la proyección de la empresa es ampliar su cobertura y posicionarse en el mercado de Latinoamérica, razón por la cual ha implementado un sistema de gestión integral (calidad, salud ocupacional, seguridad y medio ambiente) bajo lineamientos de normas nacionales e internacionales.

Los reconocimientos son un esfuerzo mutuo del trabajo logrado entre los clientes y el equipo humano de ECI. Actualmente la empresa se encuentra certificada en calidad ISO 9001.

*Ilustración 2. Empresa certificada ISO9001:2000*

Fuente de la Ilustración: Presentación de la empresa ECI S.A.



Ante el crecimiento continuo y la transformación permanente de la empresa, la aplicación de novedosas estrategias de planeación, programación y control de las actividades administrativas y operativas, la exigencia social para la protección del medio ambiente y la aplicación de tecnologías de punta han exigido que la gerencia, los ingenieros y todo el grupo de trabajo busquen alternativas para mejoras continuas en los procesos de mantenimiento.

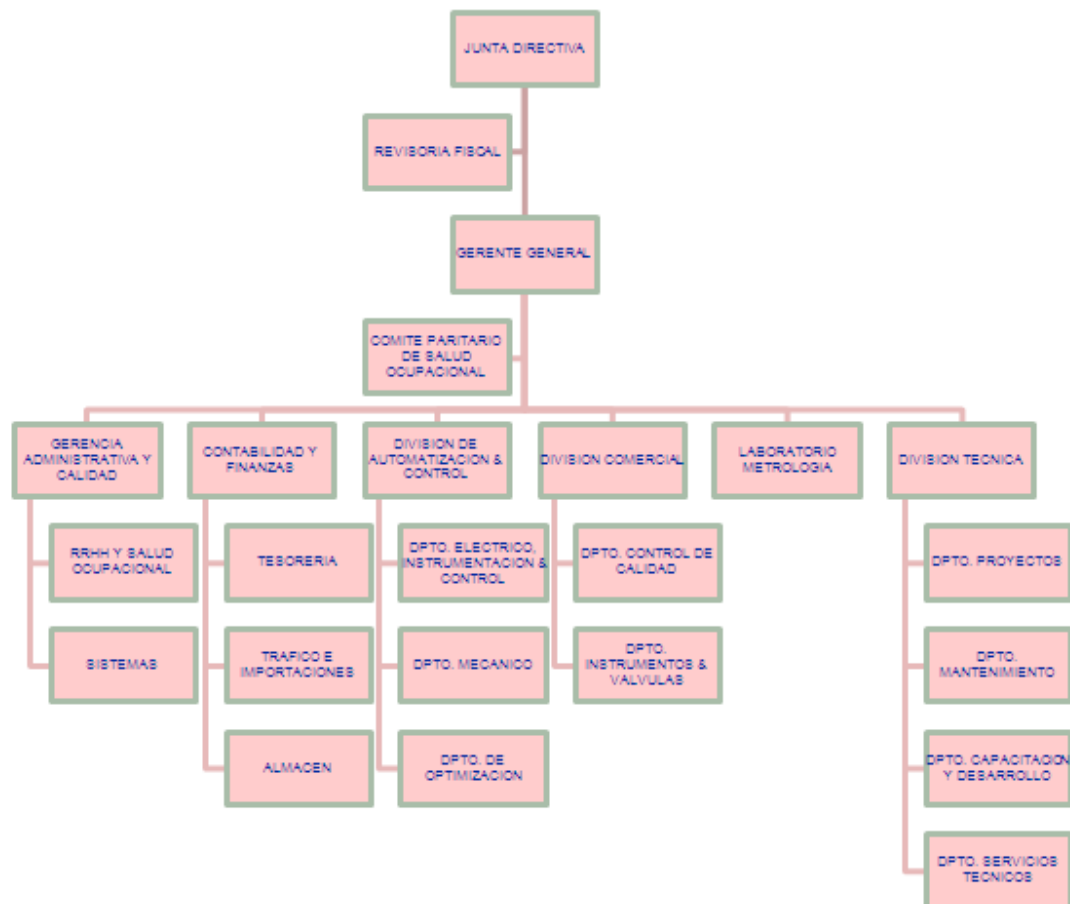


preservación de la salud y seguridad de las personas involucradas en sus procesos.

#### 1.4. ORGANIGRAMA EQUIPOS Y CONTROLES INDUSTRIALES S.A.

*Ilustración 4. Organigrama de ECI S.A.*

Fuente de la Ilustración: Presentación de la empresa ECI S.A.



## 1.5. EQUIPOS HONEYWELL INSTALADOS EN LA GRB ECOPETROL.

Para hacer el monitoreo y control de los procesos como por ejemplo de producción de refinación de crudos, se usa una computadora con procesador eficiente y tarjetas especiales para conexión a las redes de comunicación (ver ilustración 5):

*Ilustración 5. Estación de operación GUS*



Para hacer el monitoreo y control del sistema de parada de emergencia de la planta, es necesario usar un equipo con buena rapidez y memoria RAM. Debe tener alta capacidad de almacenamiento para el sistema de secuencia de eventos, el cual sirve para saber que sucede si hay una parada de planta o una situación de emergencia (queda registrado en el programa). Ver ilustración 6:

*Ilustración 6. Estación de operación FSC*



Toda la información de proceso es guardada en un dispositivo que a su vez proporciona la historia de lo ocurrido en cada uno de los procesos existentes en la planta. Todas las tendencias y comportamiento que muestra la instrumentación asociada se registra en el módulo de historia (HM). Ver ilustración 7:

*Ilustración 7. Módulo de Historia de operación (HM)*



Para que exista comunicación entre las estaciones de operación y los gabinetes de control, existe un módulo de interface de red (NIM) que internamente maneja protocolos propietarios de Honeywell, permitiendo así la comunicación eficiente. Ver ilustración 8:

*Ilustración 8. Módulo de interface de red (NIM)*



La red de comunicación hace posible que los datos que vienen de campo lleguen y salgan directamente del controlador. Ver ilustración 9:

*Ilustración 9. Red de comunicación de control*



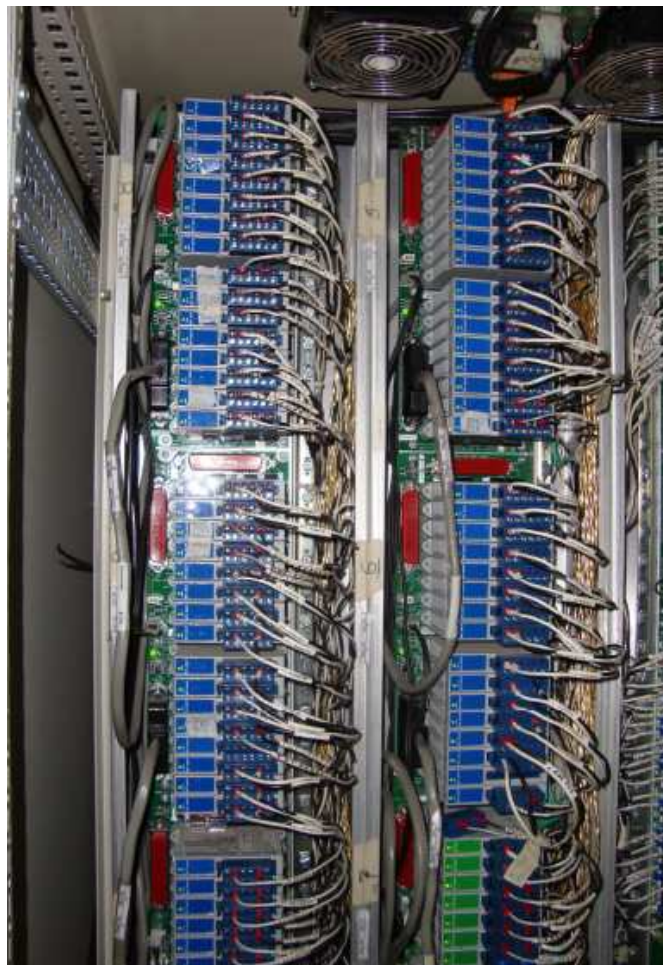
Todo el procesamiento de señales y la lógica de control corren sobre un par de tarjetas que regulan el control y comunicaciones de las mismas en el sistema (tarjetas color gris). Para la interfaz entre el procesador y la instrumentación en campo se usan las tarjetas procesadoras de IO (IOP), presentadas en la siguiente ilustración de color blanco:

*Ilustración 10. Controlador y tarjetas de procesamiento de señales de campo (IOP)*



De igual forma, a continuación se presentan las tarjetas donde se conectan directamente los equipos de instrumentación de campo (transmisores, válvulas, contactos, bombas, etc). Estas tarjetas (FTA) principalmente manejan señales análogas y digitales. Ver ilustración 11:

*Ilustración 11. Tarjetas de conexión de señales (instrumentos) de campo (FTA)*



El sistema de parada de emergencia (FSC) es certificado a nivel mundial TUV SIL 3 como uno de los mejores en el mundo para parar de forma segura cualquier proceso: Ver ilustración 12:

*Ilustración 12. Sistema de parada de emergencia (FSC)*



Para la conexión del sistema de control con la red corporativa de Ecopetrol se usa la estación PHD (Process history data) y para la revisión, diagnóstico y programación se usa la estación de ingeniería. Ver ilustración 13:

*Ilustración 13. Estación de conexión de datos PHD y estación ingeniería*



Para mayor detalle de conexionado de componentes, referirse al Anexo C; Allí se muestra la arquitectura completa del sistema de control y parada de emergencia Honeywell.

## **2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)**

Es una metodología que procura determinar los requerimientos de mantenimiento de los activos en su contexto de operación. Consiste en analizar las funciones de los activos, ver cuáles son sus posibles fallas, y detectar los modos de fallas o causas de fallas, estudiar sus efectos y analizar sus consecuencias.

A partir de la evaluación de las consecuencias es que se determinan las estrategias más adecuadas al contexto de operación, siendo exigido que no sólo sean técnicamente factibles, sino económicamente viables.

### **2.1. LAS SIETE PREGUNTAS BASICAS**

Para dar inicio al proceso de RCM, se formulan siete preguntas acerca del equipo o sistema que se intenta analizar.

- ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
- ¿De qué manera falla en satisfacer sus funciones?
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
- ¿De qué manera importa la falla?
- ¿Qué puede hacerse para prevenir cada falla?
- ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

Al responder estas preguntas se define el alcance del estudio sobre el equipo elegido y se lleva a cabo el análisis RCM.

## **2.2. FUNCIONES Y ESTANDARES DE FUNCIONAMIENTO**

Consiste en determinar las funciones específicas y los estándares de comportamiento funcional asociado a cada uno de los elementos de los equipos objeto de estudio, en su contexto operacional, con lo cual se logra responder la primera pregunta.

## **2.3. FALLAS FUNCIONALES**

Luego de determinar las funciones y los estándares de comportamiento funcional de cada uno de los elementos que componen el equipo al que se le aplicará el RCM, se debe definir la forma en que puede fallar cada elemento en el cumplimiento de sus deberes.

Esto conlleva al término de fallo funcional, el cual se define como la incapacidad de un elemento o componente de un equipo para cumplir con los estándares de funcionamiento deseado.

## **2.4. MODOS DE FALLO**

Una vez que se ha identificado la falla funcional, el próximo paso es tratar de identificar todos los hechos que pueden haber causado cada estado de falla. Los modos de fallas posibles incluyen aquellos que han ocurrido en equipos iguales o similares operando en el mismo contexto.

También incluyen fallas que actualmente están siendo prevenidas por regímenes de mantenimiento existentes, así como fallas que aun no han ocurrido pero son consideradas altamente posibles en el contexto en cuestión.

## **2.5. EFECTOS DE FALLA**

Describe lo que ocurre cuando acontece cada modo de falla. Debe incluir toda la información necesaria de la evaluación de las consecuencias de la falla, tal como la evidencia de la falla ocurrida, el modo como representa una amenaza para la seguridad o el medio ambiente, de qué manera afecta a la producción o a las operaciones, qué daños físicos han sido causados por la falla y qué debe hacerse para reparar la falla.

## **2.6. CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS**

Se determina cómo y cuánto importa cada falla, para saber si una falla requiere o no prevenirse. Se clasifican de la siguiente forma:

- Consecuencia de fallos ocultas: no tienen un impacto directo, pero exponen a la organización a fallas múltiples con consecuencias serias y hasta catastróficas.
- Consecuencia en el Medio Ambiente y la Seguridad: una falla tiene consecuencias para la seguridad si puede herir o matar alguna persona. Tienen consecuencias ambientales si infringe alguna normativa ambiental, ya sea nacional o internacional.
- Consecuencias Operacionales: afecta la producción (cantidad, calidad del producto, atención al cliente o costos operacionales) además del costo directo de la reparación.

- Consecuencias no Operacionales: no afectan a la seguridad ni a la producción, solo se relacionan con el costo directo de la reparación.

RCM hace uso de éstas categorías como base para la toma de decisiones en el mantenimiento. El proceso de evaluación de las consecuencias también cambia el énfasis de la idea de que toda falla es negativa y debe ser prevenida. De esta manera focaliza la atención de sobre las actividades de mantenimiento que tienen el mayor efecto sobre el desempeño de la organización, y resta importancia a aquellas que tienen escasas consecuencias.

Hay diferentes maneras de manejar las fallas, las técnicas de manejo se dividen en dos categorías: Tareas Proactivas y Acciones a falta de.

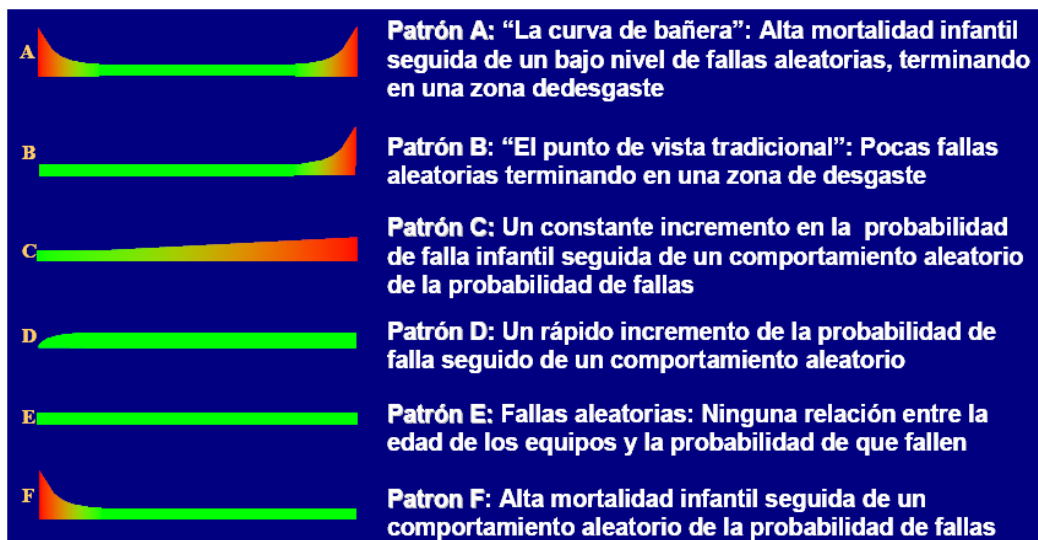
## **2.7. TAREAS PROACTIVAS**

Estas tareas se emprenden antes de que ocurra una falla, para prevenir que el activo llegue al estado de falla. Comprende lo que se conoce usualmente como el mantenimiento preventivo; de forma similar RCM utiliza los términos reacondicionamiento cíclico, sustitución cíclica y mantenimiento a condición.

Los equipos en general son mucho más complejos de lo que eran hace veinte años atrás. Esto ha traído sorprendentes cambios en los patrones de falla, como lo muestra la ilustración 14.

Los gráficos muestran la probabilidad condicional de falla en relación a la edad operacional para una variedad de elementos mecánicos, eléctricos y electrónicos.

Ilustración 14. Patrones de falla



RCM divide a las tareas proactivas en tres categorías: Tareas de reacondicionamiento cíclicas, tareas de sustitución cíclicas y tareas de condición.

### 2.7.1. Tareas de Reacondicionamiento y/o Sustitución Cíclica

El reacondicionamiento cíclico implica la reparación de un elemento antes de un límite de edad específico sin importar su condición en ese momento. De manera parecida, las tareas de sustitución cíclica implican sustituir un componente antes de un límite de edad específico, más allá de su condición en ese momento.

Estos dos tipos de tareas son conocidos generalmente como mantenimiento preventivo. Sin embargo, son menos usados ahora de lo que eran años atrás. Sugiere grandes reparaciones o reposiciones de componentes a intervalos fijos. Se basa en la presunción de que la mayoría de los equipos operan confiablemente por un periodo y luego se desgastan.

### **2.7.2. Tareas a Condición**

La mayoría de las nuevas técnicas se basan en el hecho de que las fallas dan algún tipo de advertencia de que están por ocurrir. Estas advertencias se denominan fallas potenciales, y se definen como condiciones físicas identificables que indican que una falla funcional está por acontecer.

Se llaman tareas a condición porque los componentes se dejan en servicio a condición de que continúen alcanzando los parámetros de funcionamiento deseados. Si son utilizadas correctamente, las tareas a condición son una muy buena manera de manejar las fallas.

### **2.8. EL INTERVALO P - F**

Muestra cómo una falla comienza y prosigue el deterioro hasta un punto en el cual puede ser detectado (el punto de falla potencial "P"). A partir de allí, si no se detecta y no se toman las acciones adecuadas, continúa el deterioro hasta alcanzar el punto "F" de falla funcional.

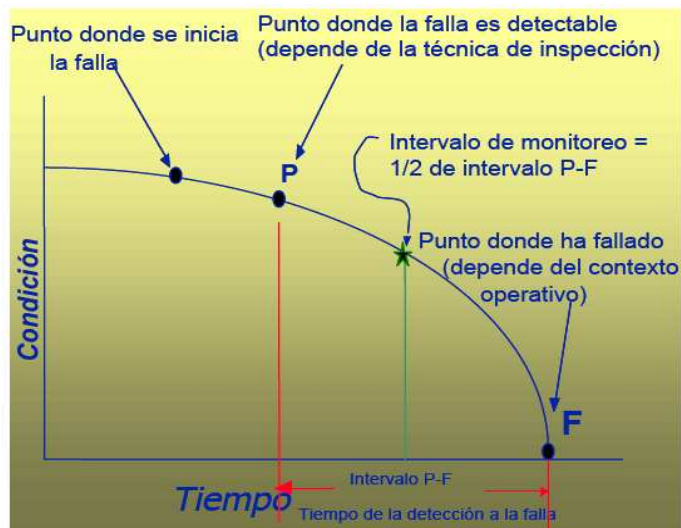
El intervalo P-F (ilustración 15) se usa para determinar el intervalo efectivo para tareas de monitoreo. El monitoreo de condición se usa para detectar la degradación antes que un equipo falle funcionalmente. Para realizar tareas efectivas, es esencial poseer una buena comprensión del intervalo PF.

Las tareas efectivas poseen un intervalo que es la mitad del período de tiempo entre el punto P donde el deterioro se considera detectable y el punto F donde el componente falla.

Para modos de falla creíbles, con consecuencias graves, normalmente se aplica un tercio de P-F. Para que las tareas de monitoreo de condición sean afectivas, deben satisfacerse algunos criterios, incluyendo:

- El deterioro de la condición debe ser detectable y cuantificable (punto P)
- Debe haber suficiente tiempo disponible para responder y evitar las consecuencias de la falla funcional.
- El período entre la Falla potencial (P) y la Falla funcional (F) debe ser razonablemente previsible y constante.

Ilustración 15. Intervalo P- F.



## 2.9. ACCIONES A FALTA DE

Estas tratan directamente con el estado de falla, y son elegidas cuando no es posible identificar una tarea proactiva afectiva. Incluyen búsqueda de fallas, rediseñar y mantenimiento a rotura (correctivo).

- Búsqueda de fallas: implican revisar las funciones periódicamente para determinar si han fallado.
- Rediseñar: implica hacer cambios de única vez a las capacidades iniciales de un sistema. Esto incluye modificaciones al equipo y también cubre los cambios a los procedimientos.
- Mantenimiento no programado: no se hace esfuerzo alguno en tratar de anticipar o prevenir los modos de falla a los que se aplica. Se deja que la falla simplemente ocurra, para luego repararla. Esta tarea también es llamada mantenimiento correctivo.

## **2.10. PROCESO DE SELECCIÓN DE TAREAS**

Si una tarea proactiva es técnicamente factible, depende de las características técnicas de la tarea y de la falla que pretende prevenir. De no hallarse una tarea proactiva que sea técnicamente factible y que valga la pena hacerse, entonces debe tomarse una acción a falta de adecuada. La esencia del proceso de selección de tareas es el siguiente:

Para fallas ocultas la tarea proactiva vale la pena si reduce significativamente el riesgo de falla múltiple asociado con esa función a un nivel tolerable. Si esto no es posible, debe realizarse una tarea de búsqueda de falla o rediseñar el equipo.

Para fallas con consecuencias ambientales o para la seguridad una tarea proactiva vale la pena si por sí sola reduce el riesgo de la falla a un nivel muy bajo, o directamente la elimina. Si no puede encontrarse una tarea que reduzca el riesgo a niveles aceptablemente bajos, entonces el componente debe ser rediseñado o debe modificarse el proceso.

Si la falla tiene consecuencias operacionales, una tarea proactiva es factible si el costo total de realizarla en un período de tiempo es menor al costo de las consecuencias operacionales y de la reparación en el mismo período de tiempo.

Si una falla tiene consecuencias no operacionales, vale la pena una tarea proactiva si el costo de la tarea a lo largo de un período de tiempo es menor al costo de la reparación en el mismo tiempo.

Este enfoque hace que las tareas proactivas sólo se definan para las fallas que realmente lo necesitan, lo que logra reducciones en la carga de trabajos de rutina.

## **2.11. GRUPO DE ANALISIS**

Se ha visto que el proceso RCM enmarca siete preguntas básicas. En la práctica, el personal de mantenimiento no puede responder a todas estas preguntas por sí solo. Muchas de las respuestas, si no la mayoría, solo las puede dar personal de producción o de operaciones. Esto se aplica especialmente a las preguntas relacionadas con las funciones, efectos de falla, funcionamiento deseado y consecuencias de falla.

Por esta razón la revisión de los requerimientos de mantenimiento de cualquier activo debe llevarse a cabo en pequeños grupos incluyendo al menos a una persona de la función de mantenimiento y una de la función de operaciones. Cada miembro del grupo a su vez debe haberse entrenado en RCM.

## **2.12. FACILITADORES**

Los grupos de análisis RCM trabajan bajo la guía de especialistas en RCM, llamados facilitadores. Son los integrantes más importantes del proceso de revisión. Su rol es asegurar:

- Que el análisis RCM se lleve a cabo en un nivel correcto, que los límites de sistemas sean claramente definidos, que ningún ítem importante sea pasado por alto y que los resultados del análisis sean debidamente registrados.
- Que RCM sea claramente comprendido y aplicado correctamente por parte de los miembros del grupo.
- Que el análisis progrese razonablemente rápido y termine a tiempo. Los facilitadores también trabajan con los patrocinadores o responsables del proyecto para asegurar que cada análisis sea debidamente planeado y reciba el apoyo directo y logístico apropiado.

### **2.13. RESULTADOS DE UN ANÁLISIS DE RCM**

Si es aplicado en la forma sugerida anteriormente, un análisis RCM da tres resultados tangibles:

- Planes de mantenimiento a ser realizado por el departamento de mantenimiento.
- Procedimiento de operación revisados, ahora los operadores.
- Una lista de cambio que debe hacer diseño del activo físico, o en la manera en que es operado para lidiar con situaciones en las que no puede proporcionar el funcionamiento deseado en su configuración actual.

Dos resultados menos tangibles son que los participantes del proceso aprenden mucho acerca de cómo funciona el activo físico y que ellos tienden a funcionar mejor como miembros de un equipo.

### 3. ANÁLISIS DE EQUIPOS CRÍTICOS.

Para poder tomar la decisión de a que equipos aplicar el proceso RCM y dentro del análisis de los subsistemas que surjan dentro de estos equipos decidir también a cuales dar prioridad, se hace necesario adoptar una metodología de selección que nos permita enfocar el estudio hacia los equipos que realmente son importantes y aportan valor con su disponibilidad y confiabilidad al progreso de la Empresa.

El término “crítico” y la definición de criticidad pueden tener diferentes interpretaciones y van a depender del objetivo que se está tratando de jerarquizar. Desde esta óptica existen una gran diversidad de herramientas de criticidad, según las oportunidades y las necesidades de la organización: [4]

- Flexibilidad operacional (disponibilidad de función alterna o de respaldo)
- Efecto en la continuidad operacional / capacidad de producción
- Efecto en la calidad del producto
- Efecto en la seguridad, ambiente e higiene
- Costos de paradas y del mantenimiento
- Frecuencia de fallas / confiabilidad
- Condiciones de operación (temperatura, presión, fluido, caudal, velocidad)
- Flexibilidad / accesibilidad para inspección & mantenimiento
- Requerimientos / disponibilidad de recursos para inspección y mantenimiento
- Disponibilidad de repuestos

### 3.1. MODELO DE CRITICIDAD DE FACTORES PONDERADOS

El análisis de criticidad permite identificar y jerarquizar por su importancia los elementos de una instalación sobre los que vale la pena dirigir recursos (humanos, económicos). Para el caso del análisis del generador se propone seguir la metodología desarrollada por la Consultoría inglesa “The Woodhouse Partnership Limited”, llamada el modelo de criticidad “Factores ponderados basados en el riesgo”. Este modelo está basado en el concepto del riesgo así:

Criticidad Total = Frecuencia x Consecuencia

Frecuencia = Rango de fallas en un tiempo determinado (fallas/año)

Consecuencias = (Impacto operacional x Flexibilidad) + Costos de Mntto. + Impacto Seguridad y Ambiente.

Los factores ponderados de cada uno de los criterios a ser evaluados por la expresión del riesgo se presentan a continuación:

Cabe tener en cuenta que la expresión de los factores de ponderación se ha tomado del libro Principio de Mantenimiento – Posgrado en Gerencia de Mantenimiento, pero se le han realizado pequeñas modificaciones luego de discutirla con el personal de ingeniería y operaciones de Ecopetrol.

La idea era hacer una matriz acorde a la valoración RAM que se realiza en la refinería para todos los trabajos y que cumpla a cabalidad con la filosofía RCM.

*Tabla 1. Factores ponderados a ser evaluados.*

Fuente de la Ilustración: Principio de Mantenimiento – Posgrado en Gerencia de Mantenimiento (modificada levemente).

<b>Frecuencia de Fallas</b>	<b>Niveles</b>
Mayor a 2 fallas por año	4
Una a dos fallas por año	2
Menor a una falla por año	1
<b>Impacto operacional</b>	<b>Niveles</b>
Parada de planta	10
Parada del sistema de monitoreo	7
Perdida de inventario parcial	4
No hay impacto en operación	1
<b>Flexibilidad operacional</b>	<b>Niveles</b>
No hay función de repuesto	4
Repuesto disponible en fábrica	2
Repuesto disponible en Ecopetrol	1
<b>Costos de mantenimiento anual</b>	<b>Niveles</b>
Mayor a 10% del valor del equipo	2
Menor a 10% del valor del equipo	1
<b>Medio ambiente y seguridad</b>	<b>Niveles</b>
Afecta la seguridad humana	10
Afecta las instalaciones	7
Provoca daños menores	4
No provoca daños ambientales	1

Estos factores se evalúan en reuniones de trabajo con la participación de las distintas personas involucradas en el contexto operacional (operaciones, mantenimiento, procesos, seguridad y ambiente). Una vez que se evalúan en consenso cada uno de los factores presentados en la tabla anterior, se introducen en la fórmula de Criticidad Total y se obtiene el valor global de criticidad.

Máximo valor de criticidad que se puede obtener a partir de los factores ponderados evaluados = 200. Para obtener el nivel de criticidad de cada sistema se toman los valores totales individuales de cada uno de los factores principales: frecuencia y consecuencias y se ubican en la matriz de criticidad - valor de frecuencia en el eje Y, valor de consecuencias en el eje X. La matriz de criticidad mostrada a continuación permite jerarquizar los sistemas en cinco áreas:

Área de sistemas No Críticos (N)

Área de criticidad baja (L)

Área de sistemas de Media Criticidad (M)

Área de sistemas Críticos (H)

Área de sistemas muy Críticos (VH)

*Ilustración 16. Matriz General de Criticidad.*

Fuente de la Ilustración: Principio de Mantenimiento – Posgrado en Gerencia de Mantenimiento.

FRECUENCIA		10	20	30	40	50
4	M	M	H	H	VH	
3	L	M	M	H	H	
2	N	L	M	H	H	
1	N	N	L	M	H	
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

#### 4. DISPONIBILIDAD, CONFIABILIDAD Y MANTENIBILIDAD

Los objetivos del análisis DCM son los siguientes:

- Prevenir la mayoría de los escenarios de paros o fallas del proceso de producción, modelando las incertidumbres de los procesos de deterioro y fallas que soportaran los equipos, subsistemas y sistemas asociados al citado proceso de producción.
- Identificar las implicaciones económicas de cada escenario probable, considerando la configuración del sistema, confiabilidad del equipo, políticas de mantenimiento y filosofía operacional, para así establecer las estrategias óptimas de mantenimiento.
- Presentar un análisis de sensibilidad con la finalidad de identificar los equipos y sistemas críticos, con el propósito de proponer acciones de mitigación, basados en un análisis de costo y riesgo.

La relación entre disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad se puede expresar como:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Confiabilidad}}{\text{Confiabilidad} + \text{mantenibilidad}}$$

Donde interactúan los tiempos útiles y los tiempos de fallas debidas a reparaciones, como de otros tiempos relevantes en la disponibilidad.

#### 4.1. DISPONIBILIDAD

La disponibilidad, objetivo principal del mantenimiento, puede ser definida como la confianza de que un componente o sistema que sufrió mantenimiento, ejecute su función satisfactoriamente para un tiempo dado. En la práctica, la disponibilidad se expresa como el porcentaje de tiempo en que el sistema está listo para operar o producir, esto en sistemas que operan continuamente. [15,16]

En la fase de diseño de equipos o sistemas, se debe buscar el equilibrio entre la disponibilidad y el costo. Dependiendo de la naturaleza de requisitos del sistema, el diseñador puede alterar los niveles de disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad, de forma a disminuir el costo total del ciclo de vida.

Matemáticamente la disponibilidad  $D(t)$ , se puede definir como la relación entre el tiempo en que el equipo o instalación quedó disponible para producir TMEF y el tiempo total de reparación TMPR. Es decir:

$$D(t) = \frac{TMEF}{TMEF + TMPR}$$

El TMPR o tiempo medio de reparación, depende en general de:

- La facilidad del equipo o sistema para realizarle mantenimiento
- La capacitación profesional de quien hace la intervención
- De la planificación del mantenimiento

#### 4.1.1. Tipos de disponibilidad

Al igual existen diferentes disponibilidades de distintos autores y de diferentes instituciones mundiales que tratan el mantenimiento, en el caso particular se usan las cinco: Genérica, Inherente, Alcanzada, Operacional y Operacional Generalizada.

- **Disponibilidad Genérica (AG).**

Es útil cuando no se tienen desglosados los tiempos de reparación ó de mantenimientos planeados; o cuando no se mide con exactitud ni los tiempos lógicos, ni administrativos, ni los tiempos de demora por repuestos o recursos humanos que afectan el DT. Debe usarse entre 2 y n eventos.

*Ecuación 1 - Disponibilidad Genérica AG*

Ecuación tomada de: Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicio.

$$\text{Disponibilidad Genérica} = A_G = \frac{\sum UT}{\sum UT + \sum DT} = \frac{MUT}{MUT + MDT}$$

- **Disponibilidad Inherente (A<sub>I</sub>):**

No incluye los tiempos logísticos, ni los tiempos administrativo, ni los tiempos de demora en suministros.

*Ecuación 2. Disponibilidad Inherente.*

Ecuación tomada de: Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicio.

$$\text{Disponibilidad Inherente} = A_I = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

El *MTTR* es el tiempo activo neto de reparación sin ninguna demora y con todos los recursos disponibles al iniciarse la reparación. [13]

- **Disponibilidad Alcanzada ( $A_A$ )**

Tiene en cuenta todas las reparaciones correctivas, como los tiempos invertidos en mantenimientos planeados (preventivos y/o predictivo); no incluye los tiempos logísticos, ni los tiempos administrativos ni otros tiempos de demora.

*Ecuación 3. Disponibilidad Alcanzada ( $A_A$ ).*

Ecuación tomada de: Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicio.

$$A_A = \frac{MTBM}{MTBM + M} = \frac{\frac{1}{\frac{1}{MTBM_C} + \frac{1}{MTBM_P}}}{\frac{1}{MTBM_C} + \frac{1}{MTBM_P} + \frac{\frac{MTTR}{MTBM_C} + \frac{M_P}{MTBM_P}}{\frac{1}{MTBM_C} + \frac{1}{MTBM_P}}}$$

- **Disponibilidad Operacional ( $A_o$ ):**

Tiene en cuenta tiempos activos de reparación correctiva, tiempo de mantenimiento planeados (preventivos o predictivos), tiempos logísticos (preparación, suministros de repuestos o recursos humanos), tiempos administrativos, demoras, etc.

*Ecuación 4. Disponibilidad Operacional.*

Ecuación tomada de: Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicio.

$$\text{Disponibilidad Operacional} = A_o = \frac{MTBM}{MTBM + \overline{M}}$$

$$\overline{M} = \frac{\frac{MTTR}{MTBM_c} + \frac{M_p}{MTBM_p}}{\frac{1}{MTBM_c} + \frac{1}{MTBM_p}}$$

$$MTBM = \frac{1}{\frac{1}{MTBM_c} + \frac{1}{MTBM_p}}$$

- **Disponibilidad Operacional Generalizada ( $A_{GO}$ )**

Se sugiere cuando los equipos no operan en forma continuas, o en los eventos en que el equipo está disponible pero no produce. Asume los mismos parámetros de cálculo de la Alcanzada.

## 4.2. CONFIABILIDAD

La confiabilidad puede ser definida como la “confianza” que se tiene de que un componente, equipo o sistema desempeñe su función básica, durante un período de tiempo preestablecido, bajo condiciones estándares de operación.

Otra definición importante de confiabilidad es la probabilidad de que un ítem pueda desempeñar su función requerida durante un intervalo de tiempo establecido y bajo condiciones de uso definidas. [11]

La confiabilidad de un equipo o producto puede ser expresada a través de la expresión:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Donde:

R(t): Confiabilidad de un equipo en un tiempo t dado

e: constante Neperiana (e= 2.303..)

$\lambda$ : Tasa de fallas (número total de fallas por período de operación)

t: tiempo a medir desde la instalación del equipo

La confiabilidad vista como una probabilidad que depende directamente del Tiempo Medio entre Fallas MTBF y expresado en la siguiente ecuación:

$$R = e^{-t / \text{MTBF}}$$

Donde:

R = Confiabilidad

t = período de tiempo en el cual se calcula la confiabilidad a la máquina  
MTBF = Tiempo medio entre fallas

La confiabilidad por tanto será obtenida, por ejemplo, a través de más material, o sea, mayor espesor o dimensión, mejores materiales o manteniendo equipos de reserva para que actúen como substitutos, en el caso de que falle el equipo principal.

### 4.3. MANTENIBILIDAD

La mantenibilidad se puede definir como la expectativa que se tiene de que un equipo o sistema pueda ser colocado en condiciones de operación dentro de un periodo de tiempo establecido, cuando la acción de mantenimiento es ejecutada de acuerdo con procedimientos prescritos.

En términos probabilísticos, en [14], se define la mantenibilidad como la probabilidad de restablecer las condiciones específicas de funcionamiento de un sistema, en límites de tiempo deseados, cuando el mantenimiento es realizado en las condiciones y medios predefinidos. O simplemente la probabilidad de que un equipo que presenta una falla sea reparado en un determinado tiempo t.

De manera análoga a la confiabilidad, la mantenibilidad puede ser estimada con ayuda de la expresión:

$$M(t) = 1 - e^{-\mu \cdot t}$$

Donde:

M(t): es la función mantenibilidad, que representa la probabilidad de que la reparación comience en el tiempo t=0 y sea concluida satisfactoriamente en el tiempo t (probabilidad de duración de la reparación).

e: constante Neperiana ( $e=2.303..$ )

$\mu$ : Tasa de reparaciones o número total de reparaciones efectuadas con relación al total de horas de reparación del equipo.

t: tiempo previsto de reparación TMPR

Además de la relación que tiene la mantenibilidad con el tiempo medio de reparación (TMPR), es posible encontrar otro tipo de consideraciones, entre las que se cuentan [12]:

- El TMPR está asociado al tiempo de duración efectiva de la reparación.
- Todo el tiempo restante, empleado por ejemplo en la espera de herramientas, repuestos y tiempos muertos, es retirado generalmente del TMPR.
- La suma del TMPR con los demás tiempos, constituye lo que normalmente es denominado como down-time o MFOT (Mean Forced Outage Time).

Normalmente los tiempos que ocurren entre la parada y el retorno a la operación de un equipo son:

t<sub>0</sub> Instante en que se verifica la falla

1 Tiempo para la localización del defecto

2 Tiempo para el diagnóstico

3 Tiempo para el desmontaje (Acceso)

4 Tiempo para la remoción de la pieza

5 Tiempo de espera por repuestos (logístico)

6 Tiempo para la substitución de piezas

7 Tiempo para el remontaje

8 Tiempo para ajustes y pruebas

t<sub>f</sub> Instante de retorno del equipo a la operación

#### 4.3.1. Tiempo promedio para reparar

$$TPPR = \frac{\sum_{1}^{NP} TFS}{NP}$$

TFS = Tiempo fuera de servicio por paradas no programadas.

NP = Es el número de veces que se arrancan los equipos por eventos no programados. Es igual al número de fallos durante el tiempo de evaluación.

#### 4.3.2. Relación entre disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad

Si se quiere aumentar la disponibilidad en una planta, sistema o equipo, se debe:

- Aumentar la confiabilidad, expresada por el TMEF.
- Reducir el tiempo empleado en la reparación, expresado por el TMEF
- Aumentar el TMEF y reducir el TMPR simultáneamente.

Se puede expresar el TMEF como el inverso de la tasa de fallas  $\lambda$ :

$$TMEF = \frac{1}{\lambda}$$

El TMPR se puede definir como el inverso de la tasa de reparaciones:

$$TMPR = \frac{1}{\mu}$$

## **5. MODELO DE GERENCIA DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM**

### **5.1. ESTUDIO Y PREPARACIÓN**

Con el fin obtener mejores resultados, el proyecto se limita a los equipos electrónicos de la planta de refinación de fondos (crudos pesados) llamada Demex, en Ecopetrol. Dentro de este trabajo se mostrará el método de recolección de información y algunas aplicaciones dentro del entorno de mantenimiento, por supuesto es necesario priorizar los equipos para direccionar el respectivo análisis.

#### **5.1.1. Tareas a ejecutar**

- Cálculo de los parámetros e indicadores básicos necesarios como Ciclo de vida de equipos, tiempo medio entre fallas (TMEF), tiempo medio para reparación (TMPR), Disponibilidad, Confiabilidad y Mantenibilidad.
- Modificar los planes de mantenimiento existentes para que presenten mejores condiciones operativas y económicas.

#### **5.1.2. Método a realizar**

- Manejando el mantenimiento predictivo, preventivo, correctivo y proactivo de una manera óptima en la planta.
- Aplicando herramientas de RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad), estrategia que busca mantener la función antes que la máquina.

### **5.1.3. Herramientas de trabajo RCM**

Se hace análisis de criticidad, estudio de modos de falla, medidas de disponibilidad y confiabilidad. También se plantea el uso de los diferentes tipos de mantenimiento para tener una gestión óptima, las herramientas en este caso serían:

- Correctivo: Rapidez en la respuesta para corregir las consecuencias de la falla.
- Preventivo: Con estadística conocer la vida útil de componentes y reemplazarlos antes de la falla, usando las recomendaciones del fabricante.
- Predictivo: Detectar los síntomas de falla. Uso de software especializado.
- Proactivo: Monitoreo de condiciones, control de las causas de falla y capacitaciones.

## **5.2. DEFINICIÓN Y SELECCIÓN DEL SISTEMA**

Se realizará el análisis de criticidad a los equipos más relevantes de la planta como son controladores, módulos de red, estaciones de trabajo y sistema de parada de emergencia, para determinar cuál es el equipo más crítico que será objeto de estudio como modelo en la aplicación RCM.

## **5.3. ESTUDIO DE CRITICIDAD DE EQUIPOS HONEYWELL EN LA GRB**

Entre la documentación recopilada se tiene el plan y ejecución de mantenimiento de los años 2005 a 2009, los manuales de cada uno de los equipos, los chequeos durante los mantenimientos preventivos, los históricos del equipo registrados en el

software del mismo, el presupuesto de cada año y cotizaciones del costo actual de todos los equipos.

Para facilitar la recopilación de datos y el estudio de cada uno de los equipos, se utilizaron los siguientes formatos:

*Tabla 2. Estudio de criticidad por factores ponderados.*

<b>ESTUDIO DE CRITICIDAD SISTEMAS DE CONTROL HONEYWELL</b>		
Elemento	_____	
Fecha	_____	
<b>Frecuencia de Fallas</b>	<b>Niveles</b>	<b>Elección</b>
Mayor a 2 fallas por año	4	
Una a dos fallas por año	2	
Menor a una falla por año	1	
<b>Impacto operacional</b>	<b>Niveles</b>	<b>Elección</b>
Parada de planta	10	
Parada del sistema de monitoreo	7	
Perdida de inventario parcial	4	
No hay impacto en operación	1	
<b>Flexibilidad operacional</b>	<b>Niveles</b>	<b>Elección</b>
No hay función de repuesto	4	
Repuesto disponible en fábrica	2	
Repuesto disponible en Ecopetrol	1	
<b>Costos de mantenimiento anual</b>	<b>Niveles</b>	<b>Elección</b>
Mayor a 10% del valor del equipo	2	
Menor a 10% del valor del equipo	1	
<b>Medio ambiente y seguridad</b>	<b>Niveles</b>	<b>Elección</b>
Afecta la seguridad humana	8	
Afecta las instalaciones	7	
Provoca daños menores	4	
No provoca daños ambientales	1	

### 5.3.1 Estudio de criticidad de los equipos Honeywell en Ecopetrol

Criticidad Total = Frecuencia de fallas x Consecuencia

Consecuencia = ((Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costo Mtto. + Impacto SAH)

Tabla 3. Diagrama de criticidad

FRECUENCIA		10	20	30	40	50
4	M	M	H	H	VH	
3	L	M	M	H	H	
2	N	L	M	H	H	
1	N	N	L	M	H	
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

A continuación se realizará el estudio de criticidad de los equipos que forman parte del sistema de control distribuido Honeywell y parada de emergencia del mismo:

- **Estudio de criticidad del procesador HPM o C200**

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado tenemos:

1. Frecuencia de fallas: 1
2. Impacto operacional: 10
3. Flexibilidad operacional: 2
4. Costo del mantenimiento: 2
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 8

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

- Frecuencia: 1
- Consecuencia: 30

- **Criticidad total: 30**

Diagrama de Frecuencia vs. Consecuencia:

Tabla 4. Diagrama de criticidad del HPM.

FRECUCENCIA		10	20	30	40	50
4	M	M	H	H	VH	
3	L	M	M	H	H	
2	N	L	M	H	H	
1	N	N	L	HPM	H	

El equipo se encuentra en el área de media **Criticidad**.

- **Tarjetas procesadoras de IO (IOP) y FTA.**

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado tenemos:

1. Frecuencia de fallas: 4
2. Impacto operacional: 7
3. Flexibilidad operacional: 2
4. Costo del mantenimiento: 2
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 4

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

- Frecuencia: 4
- Consecuencia: 20
- **Criticidad total: 80**

Diagrama de Frecuencia vs. Consecuencia:

Tabla 5. Diagrama de criticidad del IOP.

FRECUCENCIA					
4	M	IOP	H	H	VH
3	L	M	M	H	H
2	N	L	M	H	H
1	N	N	L	M	H
	10	20	30	40	50
	CONSECUENCIA				

El equipo se encuentra en el área de **media Criticidad**.

- **Sistema parada emergencia (FSC).**

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado tenemos:

1. Frecuencia de fallas: 4
2. Impacto operacional: 10
3. Flexibilidad operacional: 2
4. Costo del mantenimiento: 2
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 8

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

- Frecuencia: 4
- Consecuencia: 30
- **Criticidad total: 120**

Diagrama de Frecuencia vs. Consecuencia tenemos:

Tabla 6. Diagrama de criticidad del FSC.

FRECUENCIA	4	M	M	FSC	H	VH
	3	L	M	M	H	H
	2	N	L	M	H	H
	1	N	N	L	M	H
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

El equipo se encuentra en el área de **Crítico**.

- **Estaciones de operación (GUS)**

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado tenemos:

1. Frecuencia de fallas: 4
2. Impacto operacional: 7
3. Flexibilidad operacional: 2
4. Costo del mantenimiento: 2
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 1

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

- Frecuencia: 4
- Consecuencia: 17
- **Criticidad total: 68**

Diagrama de Frecuencia vs. Consecuencia tenemos:

Tabla 7. Diagrama de criticidad de las estaciones GUS.

FRECUENCIA	4	M	GUS	H	H	VH
	3	L	M	M	H	H
	2	N	L	M	H	H
	1	N	N	L	M	H
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

El equipo se encuentra en el área de **Media Criticidad**.

- **Estación PHD (Histórico de proceso)**

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado tenemos:

1. Frecuencia de fallas: 2
2. Impacto operacional: 4
3. Flexibilidad operacional: 2
4. Costo del mantenimiento: 2
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 1

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

- Frecuencia: 2
- Consecuencia: 11
- **Criticidad total: 22**

Diagrama de Frecuencia vs. Consecuencia tenemos:

Tabla 8. Diagrama de criticidad de la estación PHD.

FRECUENCIA					
4	M	M	H	H	VH
3	L	M	M	H	H
2	N	PHD	M	H	H
1	N	N	L	M	H
	10	20	30	40	50
	CONSECUENCIA				

El equipo se encuentra en el área de **baja Criticidad**.

- **Red comunicación LCN y UCN.**

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado tenemos:

1. Frecuencia de fallas: 3
2. Impacto operacional: 7
3. Flexibilidad operacional: 2
4. Costo del mantenimiento: 2
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 1

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

- Frecuencia: 4
- Consecuencia: 17
- **Criticidad total: 68**

Diagrama de Frecuencia vs. Consecuencia tenemos:

Tabla 9. Diagrama de criticidad de las redes LCN y UCN.

FRECUENCIA						
4	M	Redes LCN y UCN	H	H	VH	
3	L	M	M	H	H	
2	N	L	M	H	H	
1	N	N	L	M	H	
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

El equipo se encuentra en el área de **Media Criticidad**.

- **Estación de supervisión sistema de parada de emergencia (FSC).**

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado tenemos:

1. Frecuencia de fallas: 2
2. Impacto operacional: 4
3. Flexibilidad operacional: 2
4. Costo del mantenimiento: 2
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 1

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

- Frecuencia: 2
- Consecuencia: 11
- **Criticidad total: 22**

Diagrama de Frecuencia vs. Consecuencia tenemos:

Tabla 10. Diagrama de criticidad de la estación FSC.

FRECUENCIA					
4	M	M	H	H	VH
3	L	M	M	H	H
2	N	Estación FSC	M	H	H
1	N	N	L	M	H
	10	20	30	40	50
	CONSECUENCIA				

El equipo se encuentra en el área de **baja Criticidad**.

- **Módulo interface de red (NIM).**

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado tenemos:

1. Frecuencia de fallas: 4
2. Impacto operacional: 7
3. Flexibilidad operacional: 2
4. Costo del mantenimiento: 2
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 1

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

- Frecuencia: 4
- Consecuencia: 17
- **Criticidad total: 68**

Diagrama de Frecuencia vs. Consecuencia tenemos:

Tabla 11. Diagrama de criticidad del NIM.

FRECUENCIA	4	M	NIM	H	H	VH
	3	L	M	M	H	H
	2	N	L	M	H	H
	1	N	N	L	M	H
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

El equipo se encuentra en el área de **Media Criticidad**.

- **Módulo de Historia (HM).**

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado tenemos:

6. Frecuencia de fallas: 3
7. Impacto operacional: 4
8. Flexibilidad operacional: 2
9. Costo del mantenimiento: 2
10. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 1

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

- Frecuencia: 3
- Consecuencia: 11
- **Criticidad total: 33**

Diagrama de Frecuencia vs. Consecuencia tenemos:

Tabla 12. Diagrama de criticidad del HM.

FRECUENCIA					
4	M	M	H	H	VH
3	L	Módulo de Historia	M	H	H
2	N	L	M	H	H
1	N	N	L	M	H
	10	20	30	40	50
	CONSECUENCIA				

El equipo se encuentra en el área de **Media Criticidad**.

Como resultado del estudio realizado, se resume en la siguiente tabla la criticidad de los equipos que se tomaron como muestra.

Tabla 13. Resumen de nivel de criticidad de los equipos.

EQUIPO	CRITICIDAD
FSC (Sistema parada de emergencia)	Alta
HPM (Procesador de control)	Media
Red de comunicación LCN y UCN	Media
NIM (Modulo de interface de red)	Media
IOP (Tarjeta de conexión de instrumentos)	Media
Estación de operación	Media
Módulo de historia	Media
PHD	Baja
Estación FSC	Baja

Después de realizar este análisis, se puede reorganizar el plan de mantenimiento de las tareas específicas de cada uno de los equipos con el fin de suministrarle el tiempo y la mano de obra necesaria. No se descuidarán los equipos que no son críticos. Se realizarán inspecciones programadas de menos intensidad ya que no perjudican el buen curso de una obra y no generar grandes gastos económicos.

También se debe tener en cuenta lo recomendado por el fabricante. La variación que se puede notar en este desarrollo, son las tareas asignadas para cada intervención, las cuales serán más rigurosas en los equipos críticos, pero sin dar poca importancia a los demás.

#### 5.4. COLECCIÓN Y ANÁLISIS DE LOS DATOS

El sistema de parada de emergencia FSC será el ejemplo de aplicación de la metodología RCM. Los equipos que forman parte de este sistema se muestran en la Tabla 14. También recolectamos información relevante operacional y características técnicas de los equipos de este sistema que se muestran en la Tabla 15.

*Tabla 14. Equipos del sistema de parada de emergencia*

EQUIPOS SISTEMA PARADA DE EMERGENCIA
Procesadores
Tarjeta de comunicación con red de control
Tarjeta de comunicación con estación de ingeniería
Tarjeta de diagnóstico interno
Tarjeta para dar redundancia al sistema
Módulos de señales análogas de entrada IOP
Módulos de señales análogas de salida IOP
Módulos de señales digitales de entrada IOP
Módulos de señales digitales de salida IOP
Módulos de señales análogas de entrada FTA
Módulos de señales análogas de salida FTA
Módulos de señales digitales de entrada FTA

Módulos de señales digitales de salida FTA Cables de comunicación con la red de control Cables de comunicación con la estación de ingeniería Conectores RS 232 Conectores cable coaxial tipo BNC. Conectores cable coaxial tipo UTP Ventiladores del gabinete Lógica de seguridad configurada Software instalado para manejo del sistema Estación de ingeniería FSC
--

Tabla 15. Características técnicas de los equipos del sistema FSC

Parámetro	Valor
Requirement Class	5
FSC System Architecture	QMR (2oo4 voting)
Minimum Execution time	185.0 ms
Maximum Execution time	230.0 ms
Process Safety time	3 s
Memory Type	FLASH
Power on mode	Cold Start
Time Between faults	Not used

Parámetro	Valor
Central Processor Unit 10020/1/2	
System Software Version (Safety related)	60.22
Current Application Version	31
CRC – 32 of application Software	CP1: \$06FE07F0 CP2: \$06045818
Communication module(1) 10024/./.	
System Software Version (Safety related)	60.02
System Software Version (Not safety related)	60.03
Channel A, FSC – FSC Protocol	10.08
Channel B, Development system protocol	10.03
Communication module(2) 10024/./.	
System Software Version (Safety related)	60.02
System Software Version (Not safety related)	60.03
Channel A, Development system protocol	10.03

Se realizó también un análisis de la cantidad de fallas presentadas por el sistema FSC durante lo corrido del último año, ver Tabla 16, esto con el fin de determinar a qué equipo de este sistema se le debe aplicar el análisis FMEA.

*Tabla 16. Fallas del Sistema FSC último año*

<b>FALLA</b>	<b>PARTE</b>	<b>NUMERO DE VECES</b>
Pérdida comunicación con sistema de control	Cable red de control	3
Falla en procesamiento de señales	Tarjeta procesador	5
Perdida control instrumentación	Tarjeta IOP análoga de entrada	4
Perdida control instrumentación	Tarjeta IOP digital de entrada	3
Perdida control instrumentación	Tarjeta IOP digital de salida	4
Falla en ventilación del gabinete	Ventiladores	1
Daño en central de procesamiento	Tarjeta de diagnóstico interno	3
Perdida de comunicación con estación de ingeniería	Cable RS-232	1
Pérdida comunicación con sistema de control	Tarjeta comunicación red de control	2
Pérdida comunicación con sistema de control	Conector BNC tarjeta comunicación	1
Perdida visualización sistema	Estación de ingeniería	3

Al consolidar la información de la tabla anterior se llegó a la conclusión que el procesador fue el que más fallas reportó durante el último año. Por tal motivo este equipo será el escogido para mostrar el correspondiente análisis FMEA.

### 5.5. ANÁLISIS DE LOS MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS

Para este análisis tomamos como ejemplo el procesador de control del sistema FSC, para la calificación de la severidad, detección y probabilidad de falla. Dentro del análisis FMEA se tienen en cuenta los valores que se muestran en siguiente tabla:

*Tabla 17. Calificación severidad, detección y ocurrencia.*

EFECTO	SEVERIDAD	VALOR
Peligroso sin alerta	Valor de severidad muy alto cuando un modo de falla potencial afecta la operación del sistema sin alerta	10
Peligroso con alerta	Valor de severidad muy alto cuando un modo de falla potencial afecta la operación del sistema con alerta	9
Muy alto	Sistema inoperable con pérdida de función primaria	8
Alto	Sistema inoperable con equipo dañado	7
Moderado	Sistema inoperable con daños menores	6
Bajo	Sistema inoperable sin daños	5
Muy bajo	Sistema operable con una significativa degradación de desempeño	4
Menor	Sistema operable con una degradación de rendimiento	3
Muy menor	Sistema operable con mínima interferencia	2
Ninguno	No hay efectos	1

DETECCIÓN	DETECCIÓN	VALOR
Absoluta incertidumbre	El control de diseño no puede detectar una causa potencial / mecanismo y modo de fallo subsecuente	10
Muy remota	Muy remota la probabilidad del control de diseño para detectar causas potenciales / mecanismos y modos de fallos subsecuentes	9
Muy baja	Remota la probabilidad del control de diseño para detectar causas potenciales / mecanismos y modos de fallos subsecuentes	8
Muy baja	Muy baja la probabilidad del control de diseño para detectar causas potenciales / mecanismos y modos de fallos subsecuentes	7
Baja	Baja la probabilidad del control de diseño para detectar causas potenciales / mecanismos y modos de fallos subsecuentes	6
Moderada	Moderada la probabilidad del control de diseño para detectar causas potenciales / mecanismos y modos de fallos subsecuentes	5
Muy moderada	Muy moderada la probabilidad del control de diseño para detectar causas potenciales / mecanismos y modos de fallos subsecuentes	4
Alta	Alta moderada la probabilidad del control de diseño para detectar causas potenciales / mecanismos y modos de fallos subsecuentes	3
Muy alta	Muy alta moderada la probabilidad del control de diseño para detectar causas potenciales / mecanismos y modos de fallos subsecuentes	2
Casi seguro	Control de diseño detectará causas potenciales / mecanismos y modos de fallos subsecuentes	1

PROBABILIDAD	PROBABILIDAD DE FALLA	VALOR
Muy alta: Fallas casi inevitables	> 1 en 2	10
	1 en 3	9
Alta: Fallos repetitivos	1 en 8	8
	1 en 20	7
Moderadas: Fallas ocasionales	1 en 80	6
	1 en 400	5
	1 en 2000	4
Baja: Pocas fallas relativamente	1 en 15000	3
	1 en 150000	2
Remota: Falla inverosímil	< 1 en 1500000	1

A continuación se muestra en la tabla 18, el análisis FMEA para el procesador de control del sistema de parada de emergencia FSC:

*Tabla 18. Análisis FMEA para el procesador del FSC*

Equipo: PLC FSC				Equipo de trabajo: José Luis Meléndez		Fecha de realización: 7 marzo 2010	Tareas Propuestas
Componente: Tarjetas electrónicas procesadoras				Abrobado por:		Fecha de aprobación: 8 marzo 2010	
C.F.	FUNCIÓN	C.F.F.	FALLA DE FUNCIÓN	C.M.F.	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE LOS MODOS DE FALLA	
1	Apagar bomba principal cuando la presión de agua se encuentre debajo de 60 psi en la red contraincendio.	1A	Incapaz de apagar la bomba principal	1A1	Corte total en el cable de comunicación entre el PLC y el motor de la bomba.	No hay suministro de señal a la bomba después de 1 min. Según la configuración del escaneo del sistema. Suena la alarma en la sala de control cuando no hay comunicación. El cambio del cable causa 4 horas de tiempo de parada.	Realizar mantenimiento predictivo con equipo reflectómetro

				1A2	Bloqueo en la tarjeta de procesamiento de señales	Hay pérdida inmediata del control de presión. Suena la alarma en la sala de control cuando no hay procesamiento de señales. El cambio de la tarjeta del controlador causa 1 hora de tiempo de parada, si se tiene el repuesto en una bodega cercana.	Realizar mantenimiento preventivo
				1A3	Desconfiguración del software en su base de datos.	Sale de funcionamiento el PLC y se activa la alarma de software corrupto en un minuto. La bomba no se para cuando se desea. Se tarda unas 3 horas en montar una copia o backup anterior. Se tardará 2 días si se debe configurar desde el principio el controlador.	No realizar mantenimiento preventivo y predictivo
				1A4	Desconexión de suministro de energía eléctrica al PLC	Sale de funcionamiento el PLC . La bomba no se para cuando se desea. El tiempo de reconexión dara 10 minutos aproximadamente.	Usar redundancia en la red eléctrica.
		1B	Apaga la bomba de forma tardía	1B1	Mala configuración del lazo de control en el PLC	Transmite la señal a la bomba mucho tiempo después de haber recibido el nivel deseado del manómetro. Suena la alarma de baja presión pero no apaga la bomba en más de 5 minutos. La sintonía es un proceso que demora 8 horas sin detener la actividad en la planta.	Usar personal idóneo para la configuración del sistema.
				1B2	El manómetro se bloquea momentáneamente en la medición de presión	El controlador lee datos erróneos del manómetro y envía una señal falsa a la bomba, que no corresponde a la realidad. La reparación del manómetro tarda 3 horas, lo cual provoca la misma cantidad de tiempo en parada.	Realizar mantenimiento preventivo
				1B3	Cable de comunicación deteriorado por la humedad.	Se produce ruido electrónico en el sistema, el cual se vuelve muy lento para transmitir datos.	Realizar mantenimiento predictivo con equipo reflectómetro
2	Transmitir señal de encendido de la bomba principal del sistema contraincendio	2A	Incapaz de encender la bomba principal	2A1	La tarjeta de procesamiento del PLC presenta corrosión	La corrosión externa es visible tan pronto como empieza. La corrosión interna causa pequeños agujeros en la cubierta de la tarjeta electrónica, lo cual daña los caminos de estaño provocando interrupciones en el paso de datos por la tarjeta.	Realizar análisis de causa raíz. Verificar sistema de aire acondicionado en el cuarto de control.

				2A2	Material particulado en el ambiente ocasiona daño en la tarjeta de control.	Este es un caso raro que significa pérdida gradual del procesamiento de señales hasta llegar a la falla total del controlador. El cambio de la tarjeta dura 1 hora si hay existencias en una bodega cercana.	Realizar análisis de causa raíz. Verificar sistema de aire acondicionado en el cuarto de control.
3	Calcular presión de entrada al PLC	3A	No se puede calcular la presión en la red del sistema contraincendio	3A1	Manipulación inadecuada de la tarjeta de procesamiento de señales	Pérdida total de señales y control del sistema. Se debe resetear el módulo y queda en funcionamiento en 2 minutos.	Usar personal idóneo para la manipulación del sistema.
				3A2	Mala configuración del software de control en el PLC	La bomba se apaga en momentos no deseados y la bomba principal se enciende cuando no se debe. La configuración perfecta del PLC tarda 1 día, lo cual implica parada durante el mismo tiempo.	Usar personal idóneo para la configuración del sistema.
4	Leer señal del manómetro	4A	No puede leer la señal del manómetro	4B1	La tarjeta de procesamiento del PLC presenta corrosión interna.	La corrosión interna causa pequeños agujeros en la cubierta de la tarjeta electrónica, lo cual daña los caminos de estaño provocando interrupciones en el paso de datos por la tarjeta. El tiempo estimado de cambio es de 15 minutos.	Realizar análisis de causa raíz. Verificar sistema de aire acondicionado en el cuarto de control.
				4B2	El manómetro se bloquea pérdida de material interno a causa de golpes.	Se saldrá el material a través de los agujeros, y las partes móviles pueden quedar al descubierto. Los agujeros pequeños se pueden reparar poniéndoles un parche. El tiempo de parada unas 5 horas.	Realizar mantenimiento preventivo

## 5.6. SELECCIÓN DE LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO

Luego de aplicar el modo de falla y análisis de efecto al procesador del FSC, se encontraron 14 posibles causas de falla, de las cuales se selecciona la de mayor número prioritario de riesgo (NPR). A esta causa de falla se le aplicará la técnica Árbol Lógico de Decisión (ALD), el cual sirve como herramienta sistemática para la selección de la estrategia de mantenimiento más adecuada impidiendo la causa que provoca la aparición de un determinado modo de fallo.

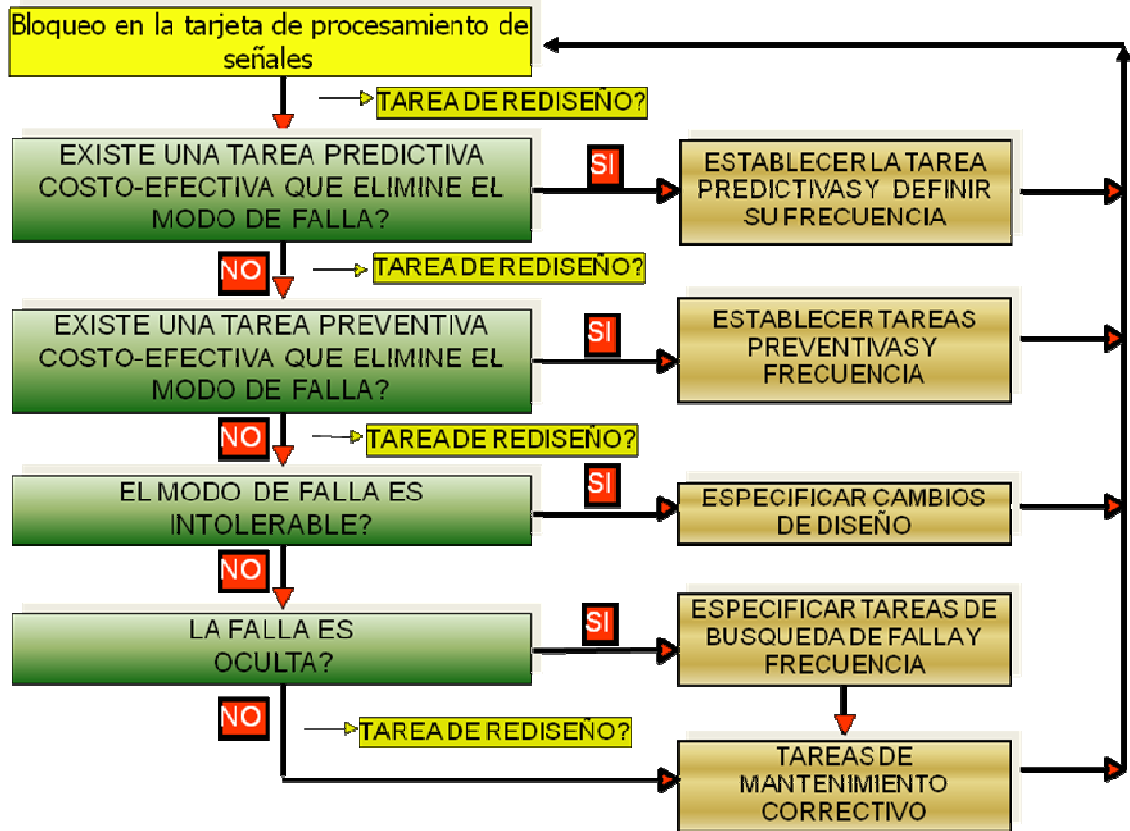
Para la construcción de este ALD, se deberán definir previamente los criterios a considerar y sus prioridades correspondientes. Así por ejemplo, se podrá dar prioridad a la prevención del fallo frente a su corrección, a la aplicación de técnicas de mantenimiento basadas en la condición operativa del equipo frente a actividades periódicas de mantenimiento o considerar aspectos tales como la evidencia de los fallos para los operadores cuando dichos fallos ocurren.

*Tabla 19. Causas potenciales de falla en FSC*

<b>Sistema parada de emergencia FSC</b>		
<b>1</b>	<b>CAUSAS POTENCIALES DE FALLA</b>	<b>RPN</b>
2	Golpe con herramienta en el cable de comunicación entre el PLC y el motor de la bomba.	108
3	Bloqueo en la tarjeta de procesamiento de señales	378
4	Interrupción eléctrica en el sistema.	96
5	Fallas en la alimentación eléctrica del PLC	126
6	Mala configuración del lazo de control en el PLC	160
7	Mal montaje del manómetro de medición	128
8	Exceso de humedad en el área del PLC	240
9	Corrosión interna en tarjetas de salida digital	128
10	Material particulado en la tarjeta de control.	270
11	Golpes en la tarjeta de procesamiento de señales	100
12	Configuración no deseada del software de control en el PLC	120
13	Corrosión interna en tarjetas de entrada análoga	128
14	Golpes en el manómetro de medición	196

La causa de falla más relevante encontrada fue por problemas de bloqueo en la tarjeta de procesamiento del equipo en donde la severidad fue calificada con 9, la ocurrencia con 6 y la detección con 7. En la siguiente ilustración se muestra la técnica ALD aplicada a esta causa de falla. Ver ilustración 17:

Ilustración 17. Árbol lógico de decisión para el FSC



El resultado de este análisis recomienda una inspección periódica, tratando de detectar esta falla visualmente y en el software, como también el de implementar tareas de limpieza y diagnóstico predictivo. Es importante garantizar un ambiente libre de corrosión, polvo y con una temperatura que no supere los 15 grados centígrados.

El resultado de esta tarea es un ejemplo del conjunto de actividades de mantenimiento recomendadas para cada equipo analizado. Algunas actividades se realizan con la planta en funcionamiento, pero otras más críticas requieren parada de planta para llevarse a cabo. En la Tabla 20, Se define el contenido concreto de

las actividades específicas y sus frecuencias de ejecución correspondientes. En la Tabla 21 muestra las inspecciones que deben realizarse.

*Tabla 20. Actividades por frecuencia para el FSC*

Equipo de trabajo:		Fecha de realización	
Abroado por		Fecha de aprobación	
Equipo	Tareas Propuestas	Frec. Inicial	A realizar por...
Procesadores	Comprobación de los voltajes a la central part	3 meses	Mntto
Procesadores	Comprobar la temperatura en la central part	3 meses	Mntto
Gabinete tarjetas	Verificar si hay cualquier obstrucción del flujo de aire	3 meses	Mntto
Ventiladores	Comprobar el correcto funcionamiento de los ventiladores	3 meses	Mntto
Gabinete tarjetas	Verificar si hay fallas de tierra (si un dispositivo de detección de fallos de tierra está presente)	3 meses	Mntto
Procesadores	Comprobación del loop de estado de las señales	3 meses	Mntto
Procesadores	Comprobación del estado de las señales	3 meses	Mntto
Gabinete tarjetas	Comprobación de daños de pintura	3 meses	Mntto
Gabinete tarjetas	Comprobación de la disponibilidad de piezas de repuesto	3 meses	Mntto
Procesadores	Comprobación del sistema de diagnóstico extendido.	3 meses	Mntto
Estación FSC	Comprobar la copia de seguridad de los archivos de aplicación.	3 meses	Mntto
Gabinete tarjetas	Verificar todos los demás voltajes DC	Parada de planta	Mntto
Fusibles	Comprobación de los fusibles de distribución de energía	Parada de planta	Mntto
Gabinete tarjetas	Comprobación de todos los voltajes AC	Parada de planta	Mntto
UPS	Comprobar el correcto funcionamiento de la UPS	Parada de planta	Mntto
Gabinete tarjetas	Verificar si hay concentración de polvo en el gabinete FSC	Parada de planta	Mntto
Gabinete tarjetas	Sustitución de todos los filtros de polvo	Parada de planta	Mntto
Gabinete tarjetas	Comprobación de los soportes en rieles de distribución de energía	Parada de planta	Mntto
Cables comunicación	Comprobar todos los sujetadores de cables	Parada de planta	Mntto
Cables comunicación	Comprobación de todos los blindajes en las conexiones	Parada de planta	Mntto
Gabinete tarjetas	Comprobación del aterrizaje a tierra en las conexiones	Parada de planta	Mntto
Gabinete tarjetas	Comprobación de todo el hardware I / O	Parada de planta	Mntto
Cables comunicación	Comprobar todos los enlaces de comunicaciones para dispositivos externos	Parada de planta	Mntto

Tabla 21. Plan de inspecciones para el FSC

INFORMACIÓN GENERAL			
Cliente:		Fecha de Chequeo:	
Nombre de la Planta:		Numero de FSC:	
Rep. Cliente:		Nombre, Aplicacion.	
Número de Referencia del Cliente:			
Representante Honeywell:		Fecha de Traslata	
Clasificación de FSC		Hora de Traslata	
CONFIGURACIÓN DE FSC			
Revisión de software FSC:		Versión de Programa:	
Tipo de Memoria:		Tiempo de Operación	<i>Horas</i>
Modo de Arranque:		Tiempo de Procesamiento	<i>Seg.</i>
Modificación en Línea (OLM):	<i>Yes / No</i>	Tiempo Mínimo de ejecución:	<i>ms</i>
Tiempo promedio de Aplicación	<i>ms</i>	Tiempo Máximo de ejecución:	<i>ms</i>
INFORMACIÓN DEL SISTEMA			
	Central Part 1		Central Part 2
Voltaje de Batería S-Bus:	<i>Vdc</i>	Voltaje de Batería S-Bus:	<i>Vdc</i>
Voltaje de Batería DBM:	<i>Vdc</i>	Voltaje de Batería DBM:	<i>Vdc</i>
Voltaje de Alimentación:	<i>Vdc</i>	Voltaje de Alimentación:	<i>Vdc</i>
Temperatura Sensor 1:	<i>°C</i>	Temperatura Sensor 1:	<i>°C</i>
Temperatura Sensor 2:	<i>°C</i>	Temperatura Sensor 2:	<i>°C</i>

<b>PUNTOS A SER REVISADOS</b>			
<b>Acción</b>	<b>Chequeo Si/No</b>	<b>Comentarios / Notas</b>	<b>Acción Quién?</b>
A-1: Revisar los voltajes a las Central Parts			
A-2: Revisar los temperaturas en los Central Parts			
A-3: Revisar obstrucción en flujo de aire			
A-4: Revisar operación correcta de ventiladores			
A-5: Revisar fallas a tierra (Si existe detección de fuga de tierra)			
A-6: Revisar el estatus de los lazos de señales			
A-7: Revisar el estatus de señales forzadas			
A-8: Revisar daños en pintura			
A-9: Revisar disponibilidad de Refacciones			
A-10: Revisar diagnósticos del sistema			
A-11: Revisar respaldo de los archivos de la aplicación			
A-12: Revisar integridad de la base de datos			
A-13: Revisar correspondencia FSC-SMM o FSC-Experion			

## **5.7. INDICADORES DE GESTIÓN PARA MANTENIMIENTO**

Los indicadores de gestión son uno de los agentes determinantes para que todo proceso de producción, se lleve a cabo con eficiencia y eficacia, es implementar en un sistema adecuado de indicadores para calcular la gestión o la administración de los mismos, con el fin de que se puedan efectuar y realizar los indicadores de gestión en posiciones estratégicas que muestren un efecto óptimo en el mediano y largo plazo, mediante un buen sistema de información que permita comprobar las diferentes etapas del proceso logístico.

Hay que tener en cuenta que medir es comparar una magnitud con un patrón preestablecido. La clave consiste en elegir las variables críticas para el éxito del proceso, y con ello obtener una gestión eficaz y eficiente. Es conveniente diseñar un sistema de control de gestión que soporte la administración y le permita evaluar el desempeño de la empresa.

### **5.7.1. Estudio de disponibilidad de equipos Honeywell en Ecopetrol**

Un sistema se considera indisponible si el operador no puede visualizar la data del campo o no puede ejecutar una acción sobre esta. Generalmente se considera indisponible si parte de la data no se puede manipular (un porcentaje) aunque esto no necesariamente evita se pueda continuar operando.

El sistema estará NO disponible si:

- El operador pierde toda la visión del sistema (perdida de las 6 consolas) o
- Se pierde toda la data del campo (fallan los dos NIM) o
- Falla uno de los HPM redundantes (ambos).

Los valores del HPM, FSC y NIM son basados en valores estadísticos de Hardware los cuales son conservadores, es decir que por experiencia estos tienen un MTBF muy alto.

Todos los dispositivos de Honeywell tienen un factor de tiempo promedio entre fallas. Todos estos valores pueden ser ubicados en los manuales de especificaciones técnicas y en el Anexo B (inclusive, cada módulo tiene su propio MTBF), por ejemplo la FTA-T-15 tiene un MTBF de 400000 hrs.

La disponibilidad de un sistema se calcula en base al tiempo medio entre fallas de cada equipo (MTBF), su tiempo medio de reparación (MTTR) y como se configura para realizar una función específica.

El MTBF es inherente al equipo, es decir a su fabricación donde afecta el tipo de componentes utilizados y cada equipo que suministra Honeywell tiene asociado un ciclo de vida (ver anexo A) el cual se calcula típicamente por estadística.

El MTTR es función de la complejidad de reparar el equipo, por ejemplo reparar un controlador no es más que simplemente reemplazar la tarjeta dañada en la mayoría de los casos, por lo que el MTTR es menor de una hora. En el caso de un PC es un poco mayor porque implicaría no solo repararlo si no también instalar de nuevo todo el software (a menos que se tenga discos de backup preinstalados).

De cualquier forma los equipos suministrados por Honeywell tienen un MTBF típicamente de más de 2 años lo que da una disponibilidad de estos mayor al 99%, sin embargo es importante destacar que la disponibilidad del "sistema" será calculo total de sus partes lo que puede hacer que esta pueda ser menor, si todos los componentes están en serie, es decir que la falla de cualquiera de ellos afecte el sistema en total.

La disponibilidad puede ser mayor (típicamente 99.9%) si se coloca redundancia en sus componentes lo cual es la práctica común (redundancia de servidores, fuentes, comunicaciones, controladores, etc).

HONEYWELL calcula la disponibilidad de la siguiente forma: La disponibilidad de un sistema se calcula con base al tiempo medio entre fallas de cada equipo (MTBF, sigla en inglés), su tiempo medio de reparación (MTTR, sigla en inglés) y como se configura para realizar una función específica (serie o paralelo).

Ecuación de cálculo de la disponibilidad de un componente.

$$ID = \frac{TPEF}{TPEF + TPR}$$

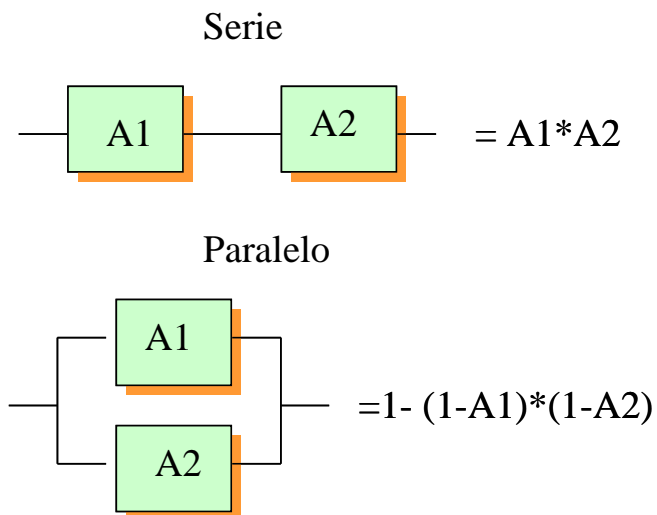
TPEF= Tiempo promedio entre fallas (también conocido como TMEF)

TPPR= Tiempo promedio para reparación (también conocido como TMR)

ID= Índice de disponibilidad.

La disponibilidad (llamada A, sigla en inglés) total de la planta (suma de componentes) depende si esta en serie o paralelo (ver ilustración 18):

Ilustración 18. Cálculo de disponibilidad serie- paralelo



El tiempo medio de reparación es calculado desde el momento que se llega al sitio (Disponibilidad inherente). Se define tiempo muerto el tiempo desde que se reporta la falla hasta que se llega al sitio y dependiendo de lo negociado afectara los costos del servicio, es decir, si el cliente quiere un tiempo muerto de una hora se deberá tener personal de servicio alojado en la planta.

Actualmente se calcula la disponibilidad de los equipos de control de una forma igualitaria por cada uno de sus componentes. En la siguiente tabla que reside en la plataforma Ellipse de Ecopetrol (Ver anexo D) se verifica lo enunciado en este párrafo. Se le está dando un 20% de importancia a cada uno de los 5 ítems: Procesadores, red de control, estaciones del operador, fuentes y módulos de I/O. Cuando un dispositivo perteneciente a algún ítem falla, se hace un descuento proporcional de acuerdo al número de dispositivos contenidos en ese ítem. Ver ilustración 19.

Ilustración 19. Cálculo actual de disponibilidad en Ecopetrol

BASE DE CALCULO INDICADOR							
DISPONIBILIDAD SISTEMAS DE CONTROL DISTRIBUIDO							
DCS TDC3000 de Honeywell							
DEMEX - VBK II - UNIBON - H2							
GRUPO	DETALLE				TOTAL PESO	% EN SERVICIO	% DISPONIBILIDAD
	DISPOSITIVO	CANTIDAD INSTALADA	EN SERVICIO	PESO			
PROCESADORES	PM - APM	8	8	100%	20%	100,0%	20,0%
RED DE CONTROL	INTERFACES	7	7	30%	20%	30,0%	6,0%
	CONECTORES	14	14	35%		35,0%	7,0%
	CABLES	4	4	35%		35,0%	7,0%
ESTACIONES DEL OPERADOR	PANTALLAS	7	7	40%	20%	40,0%	8,0%
	CPU Y DD EXTERNOS	2	2	40%		40,0%	8,0%
	PERIFERICOS	26	24	20%		18,5%	3,7%
FUENTES	FUENTES DE GABINETES BARRERAS	14	14	100%	20%	100,0%	20,0%
MODULOS DE I/O	IOP	115	114	50%	20%	49,6%	9,9%
	FTA	115	114	50%		49,6%	9,9%
	GATEWAY	0	0	0%		NA	NA
	BARRERAS	0	0	0%		NA	NA
<b>TOTAL</b>							<b>99,5%</b>

Para mejorar el cálculo de la disponibilidad del sistema de control, se aplica la fórmula que involucra al tiempo medio entre fallas y el tiempo medio de reparación. Se hace el ejemplo para la planta de refinación de Fondos de la GRB Ecopetrol:

**PLANTA FONDOS**  
**(Tiempos en horas)**

**% DISPONIBILIDAD US 01**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	5700	0	100%	
Septiembre	5700	0	100%	
Octubre	5700	1	99,9824%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,9941%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD GUS 02**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	5700	0	100%	
Septiembre	5700	0	100%	
Octubre	5700	2	99,9649%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,9883%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD GUS 03**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	5700	0	100%	
Septiembre	5700	0	100%	
Octubre	5700	8	99,8598%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,9532%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD GUS 04**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	5700	0	100%	
Septiembre	5700	0	100%	
Octubre	5700	0	100%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>100,00%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD GUS 05**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	5700	0	100%	
Septiembre	5700	0	100%	
Octubre	5700	2	99,9649%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,9883%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD US 08**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	5700	0	100%	
Septiembre	5700	0	100%	
Octubre	5700	1	99,9824%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,9941%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD AM 41**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	5700	2	99,9649%	
Septiembre	5700	4	99,9298%	
Octubre	5700	15	99,7375%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,8774%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD HM50**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	5700	0	100%	
Septiembre	5700	0	100%	
Octubre	5700	2	99,9649%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,9883%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD HM51**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	5700	0	100%	
Septiembre	5700	0	100%	
Octubre	5700	2	99,9649%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,9883%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**Disponibilidad estaciones US, GUS, AM y HM:**

$(0,9999) \cdot (0,9998) \cdot (0,9995) \cdot (0,9998) \cdot (1,00) \cdot (0,9998) \cdot (0,9999) \cdot (0,9987) \cdot (0,9998) \cdot (0,9998) = 0,9977 = 99,77\%$

**% DISPONIBILIDAD NIM 20**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	5700	1	99,9824%	
Septiembre	5700	0	100%	
Octubre	5700	2	99,9649%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,9824%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD NIM 21**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	5700	0	100%	
Septiembre	5700	0	100%	
Octubre	5700	2	99,9649%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,9883%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**Disponibilidad NIM:**  $1 - (1 - 0,9998) \cdot (1 - 0,999883) = 0,9999999 = 99,9999\%$

**% DISPONIBILIDAD PM 5/6**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	28913	0	100%	
Septiembre	28913	0	100%	
Octubre	28913	0	100%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>100,00%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD PM 7/8**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	28913	0	100%	
Septiembre	28913	0	100%	
Octubre	28913	2	99,9930%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,9976%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD APM 9/10**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	28913	0	100%	
Septiembre	28913	0	100%	
Octubre	28913	0	100%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>100,00%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD APM 11/12**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	28913	0	100%	
Septiembre	28913	0	100%	
Octubre	28913	2	99,9930%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,9976%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD SM 13/14**

<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	28913	0	100%	
Septiembre	28913	0	100%	
Octubre	28913	0	100%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>100,00%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**% DISPONIBILIDAD SM 15/16**


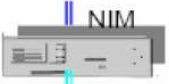
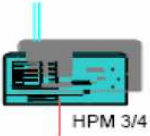
<b>AÑO 2009</b>	Tiempo medio entre fallas (TMEF)	Tiempo medio de reparación (TMR)	INDICADOR	META
Agosto	28913	0	100%	
Septiembre	28913	0	100%	
Octubre	28913	2	99,9930%	
<b>TRIMESTRE 1</b>			<b>99,9976%</b>	<b>&gt;=98%</b>

**Disponibilidad estaciones PM, APM y FSC:**  $(1,00) * (0,999976) * (1,00) * (0,999976) * (1,00) * (0,999976) = 0,999952 = 99,9928\%$

**DISPONIBILIDAD SISTEMA =  $(99,77\%) * (99,9999\%) * (99,9928\%) = 99,7627\%$**

En la siguiente ilustración (20) se muestra el cálculo de disponibilidad realizado para la planta de Aromáticos de la GRB Ecopetrol:

*Ilustración 20. Calculo disponibilidad planta aromáticos.*

	Equipo	Cant	MTBF (Years)	Disponibilidad
	Consolas	6	464.2636986	0.999999016
	NIM	1 red	464.2636986	0.999999016
	HPM	1 Red	464.2636986	0.999999016
	HPM I/O Rack	1	6.162550218	0.999962953
	<b>Total</b>		<b>11.41587279</b>	<b>0.999960003</b>
<b>DISPONIBILIDAD SISTEMA =</b>				<b>99.9960%</b>

Item	MTBF(hours)	Availability	MTTR(hours)
<b>HPM Rack</b>			
AC Power Supply	689465	0.999997099	2
CNI - Supervisory	188158	0.999989371	2
CPU	106358	0.999981196	2
CNI - I/O	188158	0.999989371	2
CNI - I/O	188158	0.999989371	2
Redundancy Module	128384	0.999984422	2
<b>Effective Availability</b>	Serial	0.999930831	
<b>MTBF</b>		28912.8083	
		3.30	years
<b>I/O Rack HPM</b>			
AC Power Supply	689465	0.999997099	2
CNI - Supervisory	188158	0.999989371	2
AI Card	199390	0.99998997	2
AO Card	148293	0.999986513	2
<b>Effective Availability</b>	Serial	0.999962953	
<b>MTBSF</b>		53983.93991	
		6.162550218	years
<b>Redun NIM</b>			
NIM A	5700	0.999298738	4
NIM B	5700	0.999298738	4
<b>MTBSF</b>	Effective	4066950	464.2636986
<b>Function Availability</b>	Parallel	0.999999016	
		0.999999508	8133899.9986
<b>Redun HPM</b>			
HPM Controller	28912.8083	0.999930831	2
HPM Controller	28912.8083	0.999930831	2
<b>MTBSF</b>	Effective	209016533.8	23860.33491
<b>Function Availability</b>	Parallel	0.99999999	
		0.999999995	
<b>Opr Stations</b>			
Station 1	5700	0.999298738	4
Station 2	5700	0.999298738	4
Station 3	5700	0.999298738	4
Station 4	5700	0.999298738	4
Station 5	5700	0.999298738	4
Station 6	5700	0.999298738	4
<b>MTBSF</b>	Effective	4066950	464.2636986
<b>Function Availability</b>	Parallel	0.999999016	

### 5.7.2. Estudio de confiabilidad de equipos Honeywell en Ecopetrol

Para la GRB Ecopetrol y tomando como piloto la Planta de refinación de Fondos, se establece el modelo para calcular la confiabilidad del sistema. El modelo aplica para elementos electrónicos, pues su comportamiento en la curva de la bañera es lineal de principio a fin:

$$R = e^{-t/MTBF}$$

Donde:

R = Confiabilidad

t = período de tiempo en el cual se calcula la confiabilidad a la máquina

MTBF = Tiempo medio entre fallas

Como ya se tienen los tiempos medios entre fallas (constantes) de los equipos del sistema de control, solo se trata de reemplazar en la fórmula el valor del tiempo deseado para medir la confiabilidad (desde que se instaló el equipo). Se tomará como ejemplo el cálculo de la confiabilidad para el procesador del sistema de control Honeywell. El tiempo medio entre fallas es de 28912.8083 horas. El tiempo para estimar la confiabilidad será a un año, desde su instalación (8760 horas). Por lo tanto:

$$R(t) = e^{\exp(-8760) / (28912.8083)}$$

$$R(t) = 0,738613869 = 73,86\%.$$

Esto indica que la probabilidad de que el procesador funcione correctamente durante el próximo año es de 73,86%. A continuación se hará el cálculo de confiabilidad para los equipos del sistema de control Honeywell de la planta Aromáticos de Ecopetrol.

## PLANTA AROMATICOS

### % CONFIABILIDAD ESTACIÓN GUS 01

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
5700	43800	<b>0,05%</b>	36,79%

### % CONFIABILIDAD ESTACIÓN GUS 02

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
5700	43800	<b>0,05%</b>	36,79%

### % CONFIABILIDAD ESTACIÓN GUS 03

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
5700	43800	<b>0,05%</b>	36,79%

### % CONFIABILIDAD ESTACIÓN GUS 04

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
5700	43800	<b>0,05%</b>	36,79%

**% CONFIABILIDAD ESTACIÓN GUS 05**

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
5700	43800	<b>0,01%</b>	36,79%

**% CONFIABILIDAD ESTACIÓN GUS 05**

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
5700	52560	<b>0,02%</b>	36,79%

**% CONFIABILIDAD ESTACIÓN GUS 06**

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
5700	52560	<b>0,01%</b>	36,79%

**% CONFIABILIDAD MODULO DE RED NIM 21**

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
5700	8760	<b>21,51%</b>	36,79%

**% CONFIABILIDAD MODULO DE RED NIM 22**

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
5700	35040	<b>0,21%</b>	36,79%

**% CONFIABILIDAD CONTROLADOR HPM3**

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
106358	43800	<b>66,24%</b>	36,79%

**% CONFIABILIDAD TARJETAS I/O HPM5**

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
199390	43800	<b>80,28%</b>	36,79%

**% CONFIABILIDAD RED DE CONTROL LCN**

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
188158	43800	<b>79,23%</b>	36,79%

**% CONFIABILIDAD RED DE CONTROL UCN**

Tiempo promedio entre fallas (MTBF)	Tiempo estimado desde la instalación del equipo (horas) más un año	INDICADOR R(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
188158	43800	<b>79,23%</b>	36,79%

### 5.7.3. Estudio de mantenibilidad de equipos Honeywell en Ecopetrol

Para la GRB Ecopetrol, se establece el modelo para calcular la mantenibilidad del sistema de control Honeywell. Para efectos de ejemplo se ha tomado la planta de Aromáticos, ya que el fabricante ya tiene estimados los tiempos medios de reparación y de acuerdo al mantenimiento realizado en los últimos 5 años se tiene el número total de reparaciones efectuadas con relación al total de horas de reparación del equipo.

Puesto que ya se tienen los tiempos medios para reparar generados por el fabricante Honeywell por su experiencia en mantenimiento, solo se trata de reemplazar en la fórmula el valor del  $\mu$  que es la tasa de reparaciones o número total de reparaciones efectuadas con relación al total de horas de reparación total del equipo.

Se tomará como ejemplo el cálculo de la mantenibilidad para el procesador del sistema de control Honeywell. El tiempo medio de reparación deseado es de 2 horas. El número total de reparaciones efectuadas con relación al total de horas de reparación del equipo ha sido de  $10/20 = 0,5$ . Por lo tanto, teniendo en cuenta la expresión:

$$M(t) = 1 - e^{-\mu \cdot t}$$

$$M(t) = 1 - e^{\exp(-0,5)} \quad (2)$$

$$M(t) = 0,63212056 = 63,21\%$$

Para el procesador la tarea se venía haciendo en promedio 2 horas por reparación, lo cual cumple con las 2 horas deseadas para tiempo medio de reparación (ni más ni menos). A continuación se hará el ejercicio para los equipos de la planta Aromáticos de Ecopetrol.

## PLANTA AROMATICOS

### % MANTENIBILIDAD ESTACIÓN GUS 01

<b>AÑO 2010</b>	Tasa de reparaciones ( $\mu$ )	Tiempo medio de reparación deseado (TMR)	INDICADOR M(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
Últimos 5 años	4 reparaciones / 30 horas	4 horas	<b>41,33 %</b>	63,21%

### % MANTENIBILIDAD ESTACIÓN GUS 02

<b>AÑO 2010</b>	Tasa de reparaciones ( $\mu$ )	Tiempo medio de reparación deseado (TMR)	INDICADOR M(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
Últimos 5 años	1 reparación / 3 horas	4 horas	<b>73,64%</b>	63,21%

### % MANTENIBILIDAD ESTACIÓN GUS 03

<b>AÑO 2010</b>	Tasa de reparaciones ( $\mu$ )	Tiempo medio de reparación deseado (TMR)	INDICADOR M(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
Últimos 5 años	1 reparación / 3 horas	4 horas	<b>73,64%</b>	63,21%

### % MANTENIBILIDAD ESTACIÓN GUS 04

<b>AÑO 2010</b>	Tasa de reparaciones ( $\mu$ )	Tiempo medio de reparación deseado (TMR)	INDICADOR M(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
Últimos 5 años	3 reparaciones / 15 horas	4 horas	<b>55,06%</b>	63,21%

**% MANTENIBILIDAD ESTACIÓN GUS 05**

<b>AÑO 2010</b>	Tasa de reparaciones ( $\mu$ )	Tiempo medio de reparación deseado (TMR)	INDICADOR M(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
Últimos 5 años	7 reparaciones / 50 horas	4 horas	<b>42,87%</b>	63,21%

**% MANTENIBILIDAD ESTACIÓN GUS 06**

<b>AÑO 2010</b>	Tasa de reparaciones ( $\mu$ )	Tiempo medio de reparación deseado (TMR)	INDICADOR M(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
Últimos 5 años	10 reparaciones / 25 horas	4 horas	<b>79,81%</b>	63,21%

**% MANTENIBILIDAD MODULO DE RED NIM 21**

<b>AÑO 2010</b>	Tasa de reparaciones ( $\mu$ )	Tiempo medio de reparación deseado (TMR)	INDICADOR M(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
Últimos 5 años	15 reparaciones / 25 horas	4 horas	<b>90,93%</b>	63,21%

**% MANTENIBILIDAD MODULO DE RED NIM 22**

<b>AÑO 2010</b>	Tasa de reparaciones ( $\mu$ )	Tiempo medio de reparación deseado (TMR)	INDICADOR M(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
Últimos 5 años	10 reparaciones / 30 horas	4 horas	<b>73,64%</b>	63,21%

**% MANTENIBILIDAD CONTROLADOR HPM 3**

<b>AÑO 2010</b>	Tasa de reparaciones ( $\mu$ )	Tiempo medio de reparación deseado (TMR)	INDICADOR M(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
Últimos 5 años	3 reparaciones / 3 horas	2 horas	<b>86,47%</b>	63,21%

**% MANTENIBILIDAD TARJETAS I/O HPM 5**

<b>AÑO 2010</b>	Tasa de reparaciones ( $\mu$ )	Tiempo medio de reparación deseado (TMR)	INDICADOR M(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
Últimos 5 años	6 reparaciones / 3 horas	2 horas	<b>98,17%</b>	63,21%

**% MANTENIBILIDAD RED DE CONTROL LCN**

<b>AÑO 2010</b>	Tasa de reparaciones ( $\mu$ )	Tiempo medio de reparación deseado (TMR)	INDICADOR M(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
Últimos 5 años	20 reparaciones / 45 horas	2 horas	<b>58,89%</b>	63,21%

**% MANTENIBILIDAD RED DE CONTROL UCN**

<b>AÑO 2010</b>	Tasa de reparaciones ( $\mu$ )	Tiempo medio de reparación deseado (TMR)	INDICADOR M(t)	Límite (Se espera un valor mayor)
Últimos 5 años	8 reparaciones / 15 horas	2 horas	<b>65,58%</b>	63,21%

## 6. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES

La implementación inicial de indicadores de gestión para medir la labor de mantenimiento del sistema de control distribuido Honeywell en la GRB Ecopetrol ha sido una labor que en un futuro próximo ajustará los contratos de mantenimiento por rendimiento de la disponibilidad y confiabilidad de los equipos instalados.

La mantenibilidad tomada solamente como el momento desde que el personal de mantenimiento llega al sitio para reparar obliga al ingeniero de Ecopetrol a reportar prontamente la falla. Con esto el mantenedor se preocupa por llegar a planta en un tiempo preestablecido y luego ya comienza a correr el tiempo verdadero de arreglo del equipo.

Para lograr una eficiencia en el manejo de RCM para el mantenimiento, se debe lograr un plan de visitas frecuentes a planta. No se trata simplemente de hacer mantenimiento preventivo o correctivo, la idea es ir por cada equipo analizado en la frecuencia que se determinó en el estudio.

Los modelos de disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad deben ser revisados periódicamente por el grupo RCM para determinar si es necesario dar un rumbo diferente a las estrategias implementadas actualmente.

Todos los datos recogidos en planta referentes al histórico (comportamiento) de equipos electrónicos, debe ser guardado en la base de datos del sistema de información ellipse en Ecopetrol.

Se debe implementar la comunicación entre el sistema de control y una estación de monitoreo por parte del grupo mantenedor para minimizar tiempos medios de reparación generalizados.

## **7. CONCLUSIONES**

Se han logrado los objetivos propuestos inicialmente, respecto a elaborar un análisis RCM e implementar modelos de indicadores de gestión. Toda esta información se manejará en el sistema Ellipse de Ecopetrol.

Se han logrado implementar los modelos de disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad para equipos electrónicos marca Honeywell instalados en la GRB Ecopetrol. Con esto se da inicio a una nueva era en la consecución del mantenimiento para dar los resultados esperados por la gerencia de la refinería.

Se identificaron los tiempos medios entre fallas de los equipos y su ciclo de vida funcional y comercial. Con estos datos se hace más fácil la obtención de la disponibilidad y confiabilidad.

La identificación y estado de criticidad de los equipos ayudan a distribuir de una mejor forma los recursos humanos y económicos en la mantenibilidad de los equipos.

La aplicación del RCM demuestra lo importante que es realizar una buena Mantenibilidad a los equipos, para poder tener como resultado una larga disponibilidad.

Los sistemas de control tienen la facilidad de reportar las fallas por medio de sus procesadores. Actualmente el 80% de las fallas funcionales ocasionadas son alertadas por el mismo sistema.

Si un equipo opera fuera de las condiciones para las cuales fue diseñado, el mantenimiento nada puede hacer para mejorar la confiabilidad.

El mantenimiento no aumenta la confiabilidad de equipos y sistemas, él sólo mantiene la confiabilidad proyectada.

Los sistemas de control electrónico demuestran altos tiempos medios entre fallas, lo cual brinda una gran disponibilidad y confiabilidad de los equipos. Además se cuenta con redundancia total en el hardware para prevenir fallas funcionales que conllevarían a grandes pérdidas de dinero derivada de una parada de planta.

La mantenibilidad del sistema de control funciona correctamente en gran parte por la disponibilidad de repuestos asociados en la bodega de materiales de la GRB Ecopetrol.

## BIBLIOGRAFÍA

CAMPBELL, John. *The Reliability Handbook*. Diciembre 1999. [en línea]. [citado en 14 Agosto de 2001].

Computerized Maintenance Management Systems (CMMS) and other Maintenance Software. [en línea]. Junio 2001 [citado en 17 Junio de 2001].

D. Keith Denton. *Seguridad Industrial*. Mc Graw-Hill. 1984. México.

DOMÍNGUEZ, Carlos Mario. *Guía para elaborar Modelos de Gestión de Mantenimiento Industrial Tamayo*. Medellín: EAFIT, 1997. Tesis de maestría

DUFFUAA, S.O. and Daya, M. Ben. 'Improving Maintenance Quality' *Quality maintenance Engineering*, Vol 1.1996.

DUNN, Sandy. *Maintenance Terminology - Some Key Terms* . [en línea].

GONZÁLEZ, Carlos Ramón. *Evaluación de Investigación*. Bucaramanga: UIS, 1999.

GONZALEZ JAIMES Isnardo. *Seminario La Monografía de especialización*. Bucaramanga: UIS, 2000.

GONZALEZ JAIMES Isnardo. *Seminario La investigación científica*. Bucaramanga: UIS 2000.

KARDEK, A., NASCIF, J. Mantenimiento, Función Estratégica, CIP Brasil, Rio de Janeiro, 2002

LAFRAIA, J. R Manual de confiabilidade, Mantenabilidade e disponibilidade, Qualitymark Editora, 2001.

LEONARD, Stephen.C. Reliability Methods and Tools for Maintenance , 1994

MORA, Luis Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicios. 2ª Ed. Medellín: AMG, 2007.

MONCHY Francois. A Função Manutenção , Editora Brasileira/Editora Duran, 1989

PINTO, A. K. Contratação por Disponibilidade, 12º Congresso Brasileiro de Manutenção, Sao Paulo, 1997.

PINTO, A. K. Gerenciamiento moderno de Manutenção, 1995

Scientia et Technica Año XII, No 30, Mayo de 2006 UTP. ISSN 0122-1701

[www.industrialtijuana.com](http://www.industrialtijuana.com)

[www.mantencion.htm](http://www.mantencion.htm).

[www.mantenimiento/mundial](http://www.mantenimiento/mundial).

# **ANEXOS**

Anexo A. Ciclo de vida de equipos Honeywell.

PRODUCTS LIFECYCLE PHASES:		PREFERRED (see comment) Date=Product introduction	AVAILABLE (see comment) Date=Transition to Available	MATURE (see comment) Date=Withdrawn from Sale	LIFE TIME (see comment) Date=Transition to Lifetime	Projected obsolete Date=No longer Repairable
ARROW ----> INDICATES NO IDENTIFIED TRANSITION DATE TO THE NEXT PHASE						
1988 1989 1990 1991 1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017						
Country (Region) Colombia		Customer ECOPETROL OCB		Site Planta Fondoc		FERREY date run 4/8/2008
Qty	Product Number	US Workstations				
2	US Workstations con K4LCN-9MW	< Mar-87	Apr-89	Ene-02	Ene-07	
Qty	Product Number	GUS Windows Workstations				
13	GUSO DEL		Oct-89	Mar-03	Mar-06	Mar-08
10	OPTIPLX GX PRO DELL WKS1		Ene-89	Ene-05	Ene-09	Ene-13
Qty	Product Number	History Module				
3	HM Module History SE-HM		Ene-89	Ene-05	Ene-09	Ene-13
3	HM Module History	< Mar-87		Oct-07	Mar-08	Ene-11
Qty	Product Number	Expansion Server and stations				
3	Server Expansion		Ene-89			
3	Supervisory Stations		Ene-89			
Qty	Product Number	PM Control Hardware				
4	PMI		Nov-90	Jul-95	Jul-99	Ene-05
11	APM		Nov-90	Jul-95	Jul-03	Ene-05
6	CPD			Jul-88	Jun-03	Ene-05
2	Product Number	GDM Integration Hardware				
2	HQ HIGH GATEWAY (EPLOS)		Ene-91	Agg-05	Agg-10	
Qty	Product Number	I/O Subsystems				
22	FTAHLAI	< Mar-87		Agg-89	Jun-05	Jul-15
10	FTAHLAI	< Mar-87		Agg-89	Jun-05	Jul-15
9	FTAAG 1S	< Mar-87		Agg-89	Jun-05	Jul-15
7	FTAAG	< Mar-87		Agg-89	Jun-05	Jul-15
22	FTALLMUX	< Mar-87		Agg-89	Jun-05	Jul-15
30	FTALLMUXSDI8 - POWER ADAPTER	< Mar-87	Ene-85	Mar-87		
20	FTADO	< Mar-87	Ene-85	Mar-87		
15	FTADI	< Mar-87	Ene-85	Mar-87		
9	FTADI	< Mar-87	Ene-85	Mar-87		
24	FTALAI8TMI	< Mar-87		Agg-89	Jun-05	Jul-15
10	FTALLMUXTC	Nov-90		Agg-89	Jun-05	Jul-15
10	FTALLMUXTC	Nov-90		Agg-89	Jun-05	Jul-15
27	FTALAI8TRI RED	Nov-90	Ene-85	Agg-89		
3	FTAAG REDUND	Nov-90		Agg-89	Jun-05	Jul-15
25	FTA STM	Nov-90		Agg-89	Jun-05	Jul-15
18	FTAAG	Nov-90	Ene-85	Agg-89		

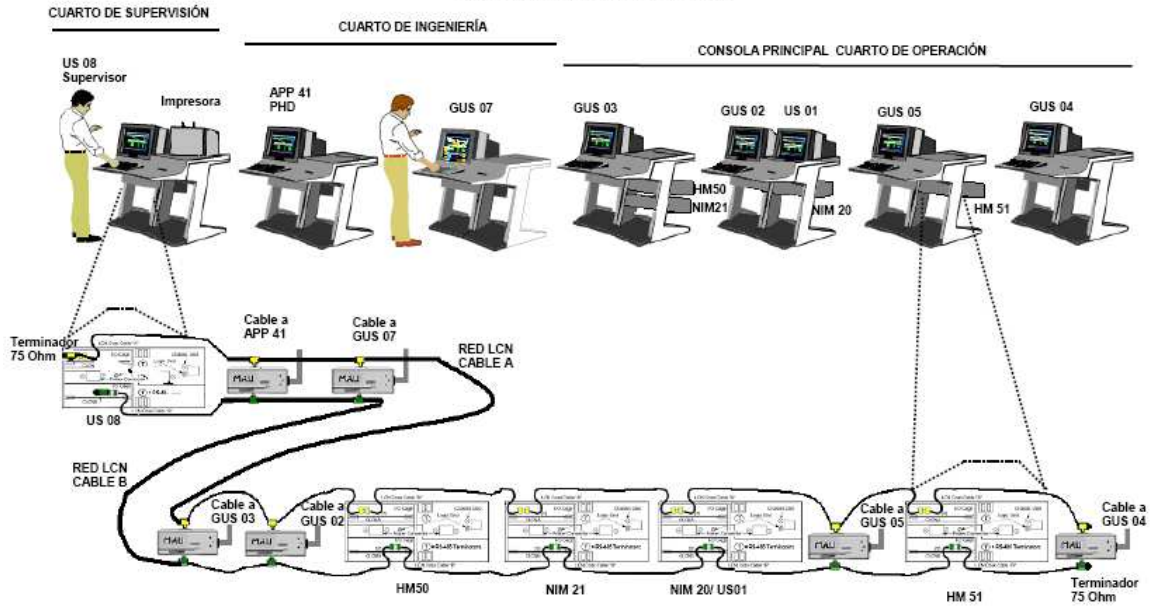
PRODUCTS LIFECYCLE PHASES:		PREFERRED (see comment) Date=Product introduction	AVAILABLE (see comment) Date=Transition to Available	MATURE (see comment) Date=Withdrawn from Sale	LIFE TIME (see comment) Date=Transition to Lifetime	Projected obsolete Date=No longer Repairable
ARROW ----> INDICATES NO IDENTIFIED TRANSITION DATE TO THE NEXT PHASE						
1988 1989 1990 1991 1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017						
14	FTALLMUXTC		Nov-90	Agg-89	Jun-05	Jul-15
5	FTALLAI		Nov-90		Jun-05	Jul-15
1	FTAAG 1S		Nov-90		Jun-05	Jul-15
1	FTADO		May-92	Agg-89	Jun-05	Jul-15
7	FTAHLAI		May-92	Agg-89	Jun-05	Jul-15
15	FTAAG		May-92	Agg-89	Jun-05	Jul-15
5	FTADI		May-92	Agg-89	Jun-05	Jul-15
1	FTADO		May-92	Agg-89	Jun-05	Jul-15
3	FTA STM HLAI		Apr-94		Jun-05	Jul-15
3	FTA STM REDUND		Apr-94		Jun-05	Jul-15
9	FTAAG 1S REDUN		May-92	Agg-89	Jun-05	Jul-15
2	FTAAG 1S			Ene-89		
5	FTAHLAI			Ene-89		
1	FTAAG 1S			Ene-89		
2	FTAAG ADAPTER			Ene-89		
2	FTADI			Ene-89		
1	FTADO			Jun-01		
1	FTAAG 1S			Ene-89		
1	FTAAG 1S			Ene-89		
20	FAN ALARM			Ene-89		
2	FTA PWR			Ene-89		
Qty	Product Number	Networking Components				
5	NM		Ene-89	Ene-05	Ene-09	Ene-13
14	I/O link extender		Ene-89	Ene-05	Ene-09	Ene-13
2	XLONE2		Ene-89	Ene-05	Ene-09	Ene-13

*Anexo B. Tiempos medios entre fallas de equipos Honeywell.*

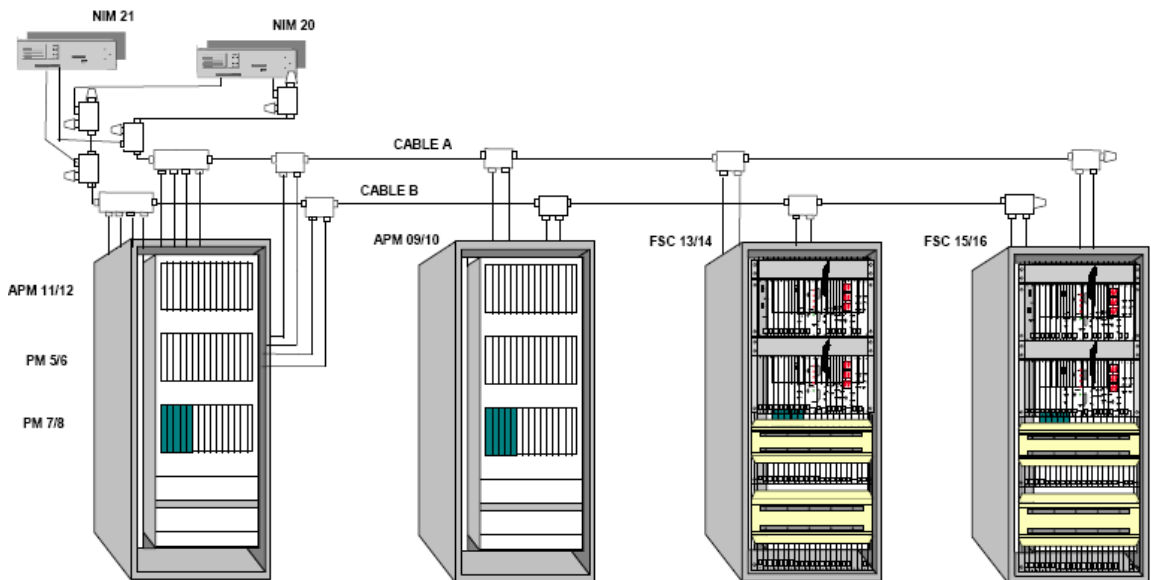
Item	MTBF(hours)
<b>HPM Rack</b>	
AC Power Supply	689465
CNI - Supervisory	188158
CPU	106358
CNI - I/O	188158
CNI - I/O	188158
Redundancy Module	128384
<b>I/O Rack HPM</b>	
AC Power Supply	689465
CNI - Supervisory	188158
AI Card	199390
AO Card	148293
<b>Redun NIM</b>	
NIM A	5700
NIM B	5700
<b>Redun HPM</b>	
HPM Controller	28912.8083
HPM Controller	28912.8083
<b>Opr Stations</b>	
Station 1	5700
Station 2	5700
Station 3	5700
Station 4	5700
Station 5	5700
Station 6	5700

Anexo C. Arquitectura sistema de control Honeywell.

ARQUITECTURA RED LCN



ARQUITECTURA RED UCN



Anexo D. Estructura de equipos en sistema de información Ellipse.

The screenshot displays the 'Productive Unit Hierarchy' window in the Ellipse system. On the left, a tree view shows the equipment structure under 'G3PQ', including 'DCSPARAFINAS', 'SGRALPARAFI', 'SALXPARAFINA', 'SCONTRAPARAF', 'SIEPARAFINAS', 'SLUBG3PQ01', 'SLUBG3PQ02', 'SLUBG3PQ03', 'SSERINPARAFI', 'TANQUESPARAF', and various units (U1000, U1100, U1110, U1120, U1150, U1200, U700). The main area shows the 'Summary' tab for 'Equip Ref: G3PQ' and 'Equip Desc: GRUPO DE PLANTAS DE PARAFINAS'. An 'Equipment Detail' window is open, showing the following information:

- Equip Ref: DCSPARAFINAS
- Equip Desc: MARCA:FOXBORO SERIE:I/A
- Equip: S-PARAFINAS
- Serial No:
- Equip Grp Id: IDCS1 DCS I/A FOXBORO
- Comp Code:
- Status: OP OPERANDO OK

The 'Equipment Register' window is also open, displaying the following details:

- Equipment Number: DCSPARAFINAS MARCA:FOXBORO SERIE:I/A
- Extended Desc: S-PARAFINAS
- General tab selected
- Name Code: LAZOC S:
- Plant Number:
- Type: IINE INSTRUMENTACION Y CONTROL
- Class: CS SISTEMA DE CONTROL
- Status: OP OPERANDO OK
- Equip. Location: CR CRITICO
- Owner Distric: GCB GCB -GERENCIA REFINE
- Equip Grp Id: IDCS1 DCS I/A FOXBORO
- Active

**Equipment Tracing (GCB -GERENCIA REFINERIA B/BERMEJA \*\*PROD)**

EquipmentTracing Action Equipment Edit View Tools Help

Equipment Reference:  Comp Code:  Mod Code:

Equipment Description:

**DCS1**

- FUENTES DE VOLTAJE, POSICION 1
- FUENTES DE VOLTAJE, POSICION 2
- MODULOS DE CONTROL, POSICION 1
- MODULOS DE CONTROL, POSICION 2
- MODULOS DE CONTROL, POSICION 3
- MODULOS DE CONTROL, POSICION 4
- MODULOS DE CONTROL, POSICION 5
- MODULOS DE CONTROL, POSICION 6
- MODULOS DE CONTROL, POSICION 7
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, NUMERO 100
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 1
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 2
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 3
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 4
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 5
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 6
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 7
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 8
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 9
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 10
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 11
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 12
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 13
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 14
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 15
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 16
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 17
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 18
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, POSICION 19
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, NUMERO 120
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, NUMERO 121
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, NUMERO 122
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, NUMERO 123
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, NUMERO 124
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, NUMERO 125
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, NUMERO 126
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, NUMERO 127
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, NUMERO 128
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, NUMERO 129
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, Numero 110
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, Numero 111
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, Numero 112
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, Numero 115
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, Numero 117
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, Numero 118
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, Numero 119
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, Numero 150
- MODULOS DE ENTRADA/SALIDA, Numero 151

EQ/Equipment Reference:

Inst Equipment Reference:

Description:

Fitment Date:

Reference Number:

Cumulative Statistic:

Position Statistic:

Exp Bwn Rebuild Typ:

Life Since Rebuild/New:

Remaining Life:

Expected Overhaul/Replacement Date: