

**EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA ESTRATEGIA ACTUAL DE MANTENIMIENTO
DE TURBINAS DE VAPOR DE LA PLANTA DE ARÓMATICOS DE ECOPETROL S.A.**

**HUMBERTO RUEDA PABÓN
GERMAN PARDO URIBE**

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

2010

**EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA ESTRATEGIA ACTUAL DE MANTENIMIENTO
DE TURBINAS DE VAPOR DE LA PLANTA DE ARÓMATICOS DE ECOPETROL S.A.**

**HUMBERTO RUEDA PABÓN
GERMAN PARDO URIBE**

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

**Director: SERGIO FERNANDO AMAYA
Ingeniero Electricista
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

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

2010

*A mis padres,
por su entrega y dedicación
y porque han sido incondicionales
en los buenos y malos momentos de la vida.*

Germán Pardo Uribe

*A mi esposa e hijos por su paciencia y comprensión,
a mi madre, mi hermana y mi abuela por el apoyo dado
durante toda la etapa de estudio.*

A los profesores por sus experiencias compartidas.

Humberto Rueda Pabón

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	1
1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	2
1.2 DESCRIPCION DEL MANTENIMIENTO EN GRB:	21
1.2.1 Proceso de planeación, programación y optimización	21
1.3 OBJETIVOS	25
1.3.1 Objetivo general	25
1.3.2 Objetivos específicos:	25
1.3.3 Alcance.	26
2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD RCM	27
2.1 HISTORIA DEL RCM	27
2.1 EL CONTEXTO OPERACIONAL	29
2.2 FUNCIONES	30
2.8 DIFERENCIA ENTRE FALLA FUNCIONAL Y MODOS DE FALLA	32
2.9 FALLAS OCULTAS	32
2.10 DISTINTOS TIPOS DE MANTENIMIENTO	33
2.11 EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO O A CONDICIÓN	33
2.12 EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO (SUSTITUCIÓN O REACONDICIONAMIENTO CÍCLICO)	34
2.13 EL MANTENIMIENTO CORRECTIVO O TRABAJO A LA ROTURA	35
2.14 EL MANTENIMIENTO DETECTIVO O DE BÚSQUEDA DE FALLAS	35
2.15 ¿CÓMO SELECCIONAR EL TIPO DE MANTENIMIENTO ADECUADO?	36
2.16 FRECUENCIA DE TAREAS A CONDICIÓN (MANTENIMIENTO PREDICTIVO)	36
2.17 FRECUENCIA DE TAREAS DE SUSTITUCIÓN CÍCLICA (MANTENIMIENTO PREVENTIVO)	37

2.18 FRECUENCIA DE TAREAS DETECTIVAS (BÚSQUEDA DE FALLAS)	37
2.19 PATRONES DE FALLA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO	37
3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACION	46
3.1 CALCULO DE DISPONIBILIDAD:	48
3.2. CALCULO DE MANTENIBILIDAD	49
3.3. CALCULO DE CONFIABILIDAD	49
3.4 ANÁLISIS DE LOS MODOS DE FALLA:	51
3.5 ANÁLISIS DE LOS TMEF	53
3.6 ANÁLISIS SOBRE LA DISPONIBILIDAD:	54
4. RECOMENDACIONES A LA ACTUAL ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO	55
CONCLUSIONES	58
BIBLIOGRAFIA	60
ANEXOS	62

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Estructura Organizacional	5
Figura 2. Gerencia refinería de Barrancabermeja	6
Figura 3. Diagrama de proceso de la refinería	8
Figura 4. Planta de aromáticos	11
Figura 5. Productos Petroquímicos e industriales	12
Figura 6. Prefaccionamiento U – 1300	13
Figura 7. Unifining U – 1300	14
Figura 8. U1300 PLATFORMING:	15
Figura 9. U1400 SULFOLANE	16
Figura 10. U1500 FRACCIONAMIENTO	17
Figura 11. U1600 HYDEAL	19
Figura 12. U1700 HYDRAR	20
Figura 13. Diagrama de flujo	22
Figura 14. Matriz de evaluación RAM	24
Figura 15. Curva de probabilidad de falla	38
Figura 16. Patrones de falla	38
Figura 17. Integrantes taller RCM	40
Figura 18. Mantenimiento no planeado vs planeado	42
Figura 19. Turbina de vapor	44
Figura 20. Histórico de Órdenes de Trabajo	46
Figura 21. Historial UT y DT turbina NP1708B	47
Figura 22. Modos de fallos predominantes	52
Figura 23. Tiempo medio entre fallas	53

LISTA DE TABLA

	Pág.
Tabla 1. Población de turbinas de la planta y sus características	41
Tabla 2. Tareas a ejecutar según modo de fallo	43
Tabla 3. Tareas monitoreos de condición CMT	44
Tabla 4. Tareas cuidado básico de equipos	45
Tabla 5. Análisis de datos históricos de mantenimiento	51
Tabla 6. Resultados de disponibilidad	54
Tabla 7. Tareas mantenimiento preventivo	55
Tabla 8. Recursos para mantenimiento preventivo	56
Tabla 9. Costos de mantenimiento preventivo	56

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. ESTRUCTURA TURBINA COPPUS Y SUS PARTES	63
ANEXO B. ANALISIS DE LOS DATOS DE LOS HISTORICOS DE MANTENIMIENTO	64

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA ESTRATEGIA ACTUAL DE MANTENIMIENTO DE TURBINAS DE VAPOR DE LA PLANTA DE AROMATICOS DE ECOPETROL S.A.

AUTORES: GERMAN PARDO URIBE
HUMBERTO RUEDA PABÓN**

PALABRAS CLAVES: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), Turbina de vapor, TMEF, Tareas de mantenimiento, Confiabilidad.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo fundamental de la monografía es la revisión y optimización del programa mantenimiento de las turbinas de vapor de la planta de aromáticos de la gerencia refinera de Barrancabermeja de Ecopetrol S.A.

La investigación toma como referencia el plan de mantenimiento actual, producto de la aplicación de la metodología RCM (mantenimiento centrado en confiabilidad) realizado en la planta de aromáticos en el año 2005.

El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad RCM es una metodología de análisis sistemático, objetivo y documentado, que puede ser aplicado a cualquier tipo de instalación industrial, útil para el desarrollo u optimización de un plan eficiente de mantenimiento.

Adicionalmente se revisaron los históricos de las fallas, también se analizan cuales son los modos de fallas más recurrentes, se realizan mediciones de la disponibilidad, mantenibilidad, la tasa media entre fallas de la planta y el tiempo medio para reparar y así evaluar la efectividad de la estrategia actual de mantenimiento. También se expone en detalle cada fase del proceso de planeación, programación y optimización del mantenimiento implementado en la refinera de Barrancabermeja.

Igualmente, se proponen nuevas acciones de mantenimiento o se modifican las ya existentes con el fin de optimizar la confiabilidad de las turbinas de vapor de la planta.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Ing. Sergio Fernando Amaya,

SUMARY

TÍTULO: EVALUATION AND OPTIMIZATION OF CURRENT STRATEGY OF MAINTENANCE OF STEAM TURBINES AROMATIC PLANT OF ECOPETROL S.A.*

AUTOR: GERMAN PARDO URIBE
HUMBERTO RUEDA PABÓN**

PALABRAS CLAVES: Reliability-Centered Maintenance (RCM), steam turbine, MTBF, maintenance, Reliability.

DESCRIPTION:

The fundamental objective of this monograph is to review and optimize the maintenance program for the steam turbine of the aromatic plant in Ecopetrol's Barrancabermeja refinery S.A.

The research takes as a reference the current maintenance plan based on the methodology application RCM (reliability centered maintenance) initiated in the Aromatic Products Plant in 2005.

The Reliability Centered Maintenance RCM is a systematic analysis methodology, objective and documented which can be applied to any type of industrial plant, useful for the development or optimization of an efficient maintenance plan. Reliability Centered Maintenance (RCM) is an excellent methodology for developing cost-effective maintenance requirements that preserve system operational functions.

In addition, the history of failures were revised and the most frequent failure modes analized, measurements of availability were made as well as maintainability, the average time between failures of the plant and the average time to repair in order to evaluate the effectiveness of the current maintainance strategy. It also describes in detail each stage of the process of planning, programming and optimization of maintainance implemented in Barrancabermeja´s Refinery

Similarly, it proposes new maintenance actions or modifications of the existing ones in order to improve the reliability of steam turbines of the plant.

* Monograph

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Ing. Sergio Fernando Amaya,

INTRODUCCION

Hoy en día las empresas desarrollan planes con el objetivo de disminuir costos operacionales para sobrevivir en un mundo más globalizado y competitivo. El mantenimiento incide directamente en la eficiencia y seguridad de las operaciones. Una planta bien mantenida será más fiable en todas las funciones que debe realizar. Es por esto que el mantenimiento se ha convertido en un elemento clave para la generación de valor de las empresas.

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM es una metodología sistemática y analítica para determinar los requerimientos y planes de mantenimiento, asegurando las acciones más costo efectivo y preservando la función que cumplen los activos dentro de un proceso productivo.

La presente monografía toma como punto de partida el programa actual de mantenimiento de las turbinas de vapor de la planta de aromáticos de la refinería de Barrancabermeja, producto de un taller de RCM realizado en el 2005. Y tiene como objetivo revisar y evaluar el estado actual de las turbinas y su estrategia de mantenimiento con el fin de aumentar los indicadores de disponibilidad y confiabilidad que se tienen en la planta, optimizando los recursos de mantenimiento.

1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

ECOPETROL S.A. Es la empresa petrolera de Colombia, es en la actualidad es una sociedad de economía mixta dedicada a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos.

Ecopetrol opera cerca de 100 áreas de producción de petróleo y gas de manera directa y otras 120 en asocio con 35 compañías. Cuenta con una red propia de 5.559 kilómetros de oleoductos y poliductos para el transporte de hidrocarburos desde los centros de producción a las refinerías, los puertos de exportación y los centros de consumo. El total de redes del país suma 8.445 kilómetros.

Sus actividades están soportadas en la investigación y el desarrollo tecnológico a través de su Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

Con la reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, se dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos. La naciente empresa asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia, tras la apertura del primer pozo en La Cira y la posterior puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena¹.

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

En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años

¹ <http://es.wikipedia.org/wiki/Ecopetrol> 5 Enero 2010 10.23 a.m.

después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956. En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República.

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos.

Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005.

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

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

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$11,63 billones registrada en 2008 y la principal compañía petrolera en

Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 37 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica.

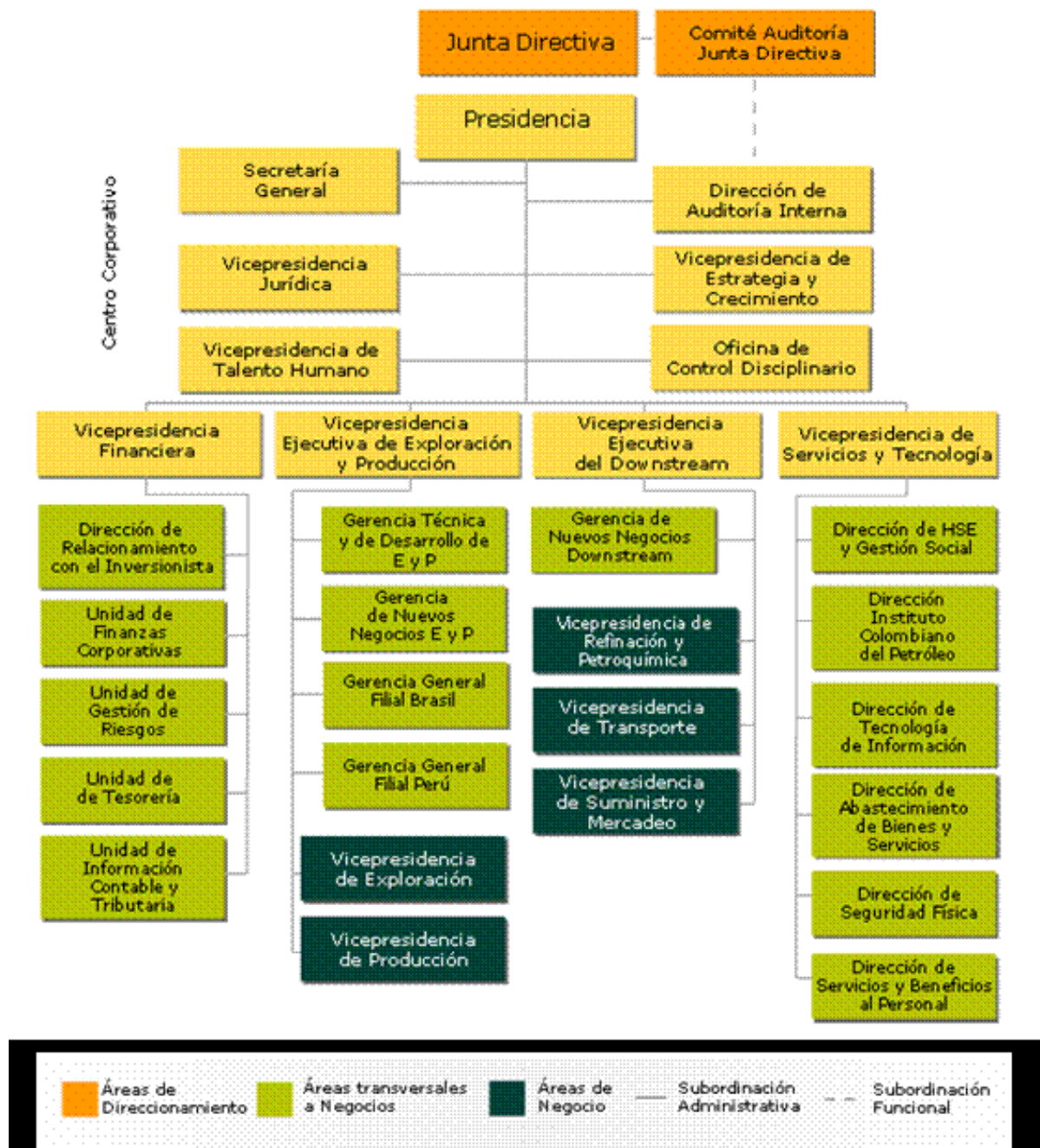
Estructura Organizacional:

Esta dirigida por una junta directiva de la cual hace parte el ministro de minas y energía y el Ministro de Hacienda y Crédito Público.

Actualmente, Ecopetrol se estructuró en 4 vicepresidencias, así:

- Vicepresidencia ejecutiva de exploración y producción (UPSTREAM)
- Vicepresidencia ejecutiva de DOWNSTREAM: encargada de los negocios de refinación, petroquímica y transporte.
- Vicepresidencia financiera
- Vicepresidencia de servicios y tecnología.

Figura 1. Estructura Organizacional



Fuente: www.ecopetrol.com.co

La Refinación:

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

Estas dos refinerías suplen la producción nacional de combustibles que permite atender la demanda del país y la salida de productos de exportación.

Figura 2. Gerencia refinería de Barrancabermeja



Fuente: www.ecopetrol.com.co

Ubicación: Barrancabermeja (Santander).

Negocio: Refinación de crudo y petroquímica.

Capacidad instalada: 250 kbpd

Producción: Gasolina motor (corriente y extra), bencina, cocinol, diesel, queroseno, Jet-A, avigás, gas propano, combustóleo, azufre, ceras parafínicas, bases lubricantes, polietileno de baja densidad, aromáticos, asfaltos, alquilbenceno, ciclo hexano, disolventes alifáticos.

Refinería de Cartagena (REFICAR):

Ubicación: Cartagena

Negocio: Refinación de crudo

Capacidad instalada: 80 kbpd

Producción: Gasolina motor, destilados medios, gas propano, combustóleo.

La vicepresidencia de refinación está dividida en dos gerencias; la gerencia refinería de Cartagena GRC y la gerencia refinería de Barrancabermeja GRB.

En 2008 Ecopetrol tuvo una carga de refinación de 310,1 mil barriles de carga de crudo diarios, en las Refinerías de Barrancabermeja (232,1 kbpd) y Cartagena (78,0 kbpd), esta última en sociedad con Glencore.

En Colombia operan, adicionalmente, dos pequeñas refinerías en Orito y Apiay (6.000 barriles cada una), que producen combustibles para uso local².

² <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=46&conID=37668> enero 5 de 2010 10:48 am

Figura 3. Diagrama de proceso de la refinería



La refinería de Barrancabermeja (GRB) posee 42 plantas de proceso, 5 de las cuales son las encargadas de recibir el crudo y realizar la destilación donde se obtienen los derivados primarios del crudo procesado, y posee también las plantas de procesos petroquímicos entre las cuales están: Etileno I, etileno II, parafinas, polietileno I y II, y la planta de aromáticos la cual es el propósito de esta monografía.

PROCESO PETROQUIMICO EN LA PLANTA DE AROMATICOS:

Historia de la planta de aromáticos:

En la década de los 60's, hacia el año de 1967 nace el proyecto de construcción de la planta de aromáticos. El proyecto nace debido a la ampliación de la capacidad de carga de la refinería y a la naciente demanda de productos petroquímicos en el país.

El montaje de la planta se realizó entre los años 1969 y 1971, la Unidad U-1300 inicio operaciones en el mes de abril de 1971; la corrida de aceptación de la operación se realizó entre 16 y 21 de Julio del año 1971.

La carga de diseño fue de 10.553 barriles/día de nafta a la sección de prefraccionamiento. En platforming se contemplo una carga por diseño de 6.800 barriles/día de nafta hidrotratada.

La compañía diseñadora del proceso fue la UOP. Mientras que la construcción la realizó la firma PROCOM.

Los cambios más significativos que se realizaron en la Unidad U-1300 desde el inicio de su operación han sido:

- Eliminación de combustóleo como combustible de los hornos.
- Instalación de los intercambiadores de calor E-1319 A/B, para precalentar la carga a la Torre Deisohexanizadora T-1301.
- Cambio de catalizador de Platforming, por la versión R-56 en el año de 1992.

Proyecto de la Recuperación de Reformado Catalítico:

Entre los años 2003 y 2004 se ejecutó el proyecto de recuperación de la unidad de reformado catalítico A32104. El principal objetivo del proyecto fue reemplazar los reactores de la sección de Platforming.

Las modificaciones que se ejecutaron fueron:

- Ampliación de la capacidad de carga de nafta de la Unidad U-1300 de 10.553 BPD hasta de 16.500 BPD, y en Platforming de 6.800 BPD hasta 9.500 BPD de nafta hidrotratada.

- Se cambiaron los reactores de la sección de Platforming por integridad operativa de la planta.
- Se re manufacturó el compresor C-1301 por actualización tecnológica y aumento de la capacidad de manejo de gas de reciclo, con un nuevo motor.
- A las torres Torre Deisohexanizadora T-1301, Torre Reprocesadora T-1302, Torre Despojadora T-1304 y Torre Depentanizadora T-1305 se le cambiaron los internos.
- A los hornos H-1301, H-1302, H-1303, H-1304 y H-1307 les instalaron tubos en la zona de convección y se les cambio chimenea, quemadores y sistema de control y protección.

Equipos nuevos que se instalaron:

- Intercambiador de carga combinada para Platforming E-1321 Packinox.
- Hornos H-1309 y H-1310 los cuales junto con el horno H-1304, , conforman el sistema integrado de recuperación de calor SIRCAR aprovechando los gases de chimenea.
- Bombas nuevas P-1304 C/D, P-1308 C/D, P-1311 C/D, P-1313 C/D y P-1321 A/B. Las bombas restantes fueron actualizadas tecnológicamente y aumentadas sus capacidades de bombeo.
- En integración térmica se instalaron nuevos intercambiadores de calor, otros relocalizados y otros cambiado su servicio. Los intercambiadores instalados fueron el E-1302 A, E-1306 A y el E-1320 A/B.
- La instrumentación fue cambiada en su totalidad por el sistema de control distribuido DCS (Distributed Control System) y se implemento el sistema de seguridad ESD (Emergency Shut Down).
- Se instaló un nuevo centro de control de motores y se cambiaron los alimentadores eléctricos de la planta.

La panta de aromáticos tiene como objetivo producir Aromáticos de alta pureza, mediante la transformación de la Nafta Virgen de bajo octanaje.

- **Unidades de Proceso:**

- > Procesos catalíticos: Unifining, Platforming y Hydrar (UOP).
- > Proceso de extracción líquido-líquido: Sulfolane (Shell).
- > Proceso de Hidrodealquilación Térmica: Hydeal (UOP).
- > Proceso de Fraccionamiento de Aromáticos.

Figura 4. Planta de aromáticos

Fuente: Autor del proyecto

De los estos procesos se obtiene productos tales como: Benceno, Tolueno, Xilenos mezclados, Ortoxileno, Ciclohexano, Platformado (Reformado catalítico) Varsol, Virginoil y Aromáticos pesados.

Figura 5. Productos Petroquímicos e industriales

Petroquímicos e Industriales

PRODUCTOS	USOS	U. DE VENTA	VENTA ANUAL
Poliétileno	Empaques y envases plásticos de uso industrial y comercial.	Toneladas	49.1191
Propileno	Se utiliza como combustible. Si se polimeriza produce un plástico llamado polipropileno.	Toneladas	103.263
Aromático. Pesados	Utilizado en campos de producción de petróleo.	Barriles	12.706
Ciclohexano	Materia prima para la producción de caprolactama y ácido adipico para fabricación de nylon.	Barriles	232.791
Xilenos mezclados	Fabricación de pinturas, clave en la industria de insecticidas.	Barriles	252.189
Toluleno	Disolvente en la fabricación de pintura, resinas, thinner y tintas.	Barriles	190.286
Orthoxileno	Materia prima para la producción de anhídrido aftálico (aditivo en la preparación de pinturas y pigmentos)	Barriles	68.168
Disolv. Alifáticos	Fabricación de pinturas, resinas pegantes, industria de llantas, ceras, betunes, extracción de aceites vegetales.	Barriles	375.090
Asfalto	Obras de pavimentación vial.	Toneladas	480.000
Bases Lubricantes	Manufactura de aceites lubricantes para automotores e industriales.	Barriles	498.225
Parafinas	Fabricación de velas, pulimentos, parafinados de papel, mezclas de caucho, fósforos.	Toneladas	33.507
Azufre	Producción de ácido sulfúrico y sus derivados. Producción de fungicidas y tratamiento de aguas.	Toneladas	21.574
Arotar	Fabricación de negro de humo que sirve para la fabricación de llantas.	Barriles	535.581

(1) Ventas de producto nacional e importado

PRODUCTOS	USOS	U. DE VENTA	VENTA ANUAL
Bencina	Se usa como materia prima para la fabricación de disolventes alifáticos y como combustible para estufas domésticas.	Barriles / día	9
Combustóleo o Fuel-Oil	Es un combustible pesado para hornos, secadores, calderas, calentadores y generación eléctrica.	Barriles / día	1.258
Queroseno	Se utiliza en estufas domésticas, quemadores de hornos y secadores industriales.	Barriles / día	112
Gas licuado del Petróleo - GLP	Se utiliza en estufas domésticas, quemadores de hornos, secadores y calderas industriales y generación de energía eléctrica.	Barriles / día	20.325
Aceite Liviano de Ciclo - ALC	Diluyente para crudos para la producción de IFOS.	Barriles / día	1.000

Fuente: www.ecopetrol.com.co

La planta de aromáticos está conformada por:

U-1300 PREFRACCIONAMIENTO:

Figura 6. Prefaccionamiento U – 1300

Fuente: Autores del proyecto

Figura 7. Unifining U – 1300

Fuente: Autores del proyecto

- Realiza un corte a la nafta de rango de ebullición 130-380°F a 180-300°F.
- Retira los livianos menores de 6 carbonos y los pesados mayores de 9 carbonos, ya que los precursores de los aromáticos son los C6, C7 y C8.
- Su carga de diseño son 16.000 BPD de Nafta Virgen procedente de las unidades de destilación primaria.
- Produce Varsol (utilizado en la fabricación de resinas, ceras y betunes, lavanderías y para limpieza en general) y Virginoil (se emplea en el Oleoducto como separador de productos: gasolina y A.C.P.M.)

Figura 8. U1300 PLATFORMING:

Fuente: Autores del proyecto

Proceso de reformado catalítico de la nafta para convertir los productos no aromáticos en aromáticos utilizando un catalizador a base de platino y renio.

Reacciones:

- Des hidrogenación de naftenos y parafinas
- Deshidrociclización de parafinas.
- El diseño contempla 9500 BPD de carga, 600 BPD de nafta liviana (BUTANOS) y 7400 BPD de platformado.

Figura 9. U1400 SULFOLANE

Fuente: Autores del proyecto

Proceso de extracción líquido por el cual se separan los aromáticos de los no aromáticos, utilizando el solvente Sulfolane desarrollado por la compañía Shell.

La unidad de extracción con Sulfolane está diseñada para procesar 4704 BPD de platformado con un contenido de aromáticos que puede fluctuar entre 50 y 70%.

Capacidad de Carga probada de 5.500 B/D.

Figura 10. U1500 FRACCIONAMIENTO

Fuente: Autores del proyecto

Realiza la separación de hidrocarburos aromáticos por destilación. Previo a la destilación se hace un proceso de adsorción para eliminar las diolefinas, y Parafinas para evitar que por oxidación se dañe el color de los productos.

Está diseñada para procesar 3312 BPD de extracto formado por la mezcla de 2219 BPD de extracto de la unidad Sulfolane y 1093 BPD de producto de la unidad Hydeal.

Capacidad de Carga probada de 3.650 B/D

Certificado de Aseguramiento de la Calidad ISO del Benceno, Tolueno, Xilenos, O-xileno y aromáticos pesados.

Produce:

BENCENO: Se utiliza como materia prima en la producción de alquilbenceno (reacción de alquilación de polímero de propileno y benceno) y en la obtención de Ciclo hexano (reacción catalítica de hidrogenación del Benceno). Se utiliza en todos los procedimientos que exigen un disolvente como desengrasante de rápida evaporación. Así, se emplea como disolvente en las tintas de impresión por fotograbado, lacas.

TOLUENO: Se utiliza como disolvente en la fabricación de pinturas, resinas, thinner y tintas. Además es materia prima para la producción de benceno, benzaldehído, colorantes, explosivos y otros compuestos orgánicos. Como adelgazador para pinturas, barnices, esmaltes, lacas y como solvente para caucho, grasas y resinas.

XILENOS MEZCLADOS: Son ampliamente utilizados en la industria de pinturas, en la de insecticidas, en la elaboración de los diversos tipos de thinner. Se utiliza también como mejorador del número de octano de la gasolina.

ORTHOXILENO: Se utiliza como materia prima para la producción de anhídrido ftálico. En síntesis orgánica. Como intermedio en colorantes.

Figura 11. U1600 HYDEAL

Fuente: Autores del proyecto

Proceso de Hidrodealquilación térmica de Tolueno (o Xilenos) para la producción de benceno con un 60-65% de conversión.

Fue diseñada para cargar 1079 BPD, usando el proceso catalítico Hydeal patentado por la UOP.

Figura 12. U1700 HYDRAR

Fuente: Autores del proyecto

Proceso de hidrogenación catalítica del benceno en fase líquida para la producción de ciclo hexano de alta pureza. La reacción se lleva a cabo en tres reactores catalíticos en presencia de hidrógeno utilizando un catalizador a base de platino.

Diseñada para procesar 350 BPD de Benceno, pero en 1981 su capacidad fue ampliada a 525 BPD.

Certificado de Aseguramiento de la Calidad ISO del Ciclo hexano.

CICLOHEXANO: Se emplea como disolvente en la industria de los plásticos; sirve también como compuesto químico intermedio en la preparación del ciclohexanol, ciclohexanona en la industria del nylon.

1.2 DESCRIPCION DEL MANTENIMIENTO EN GRB:

1.2.1 Proceso de planeación, programación y optimización. La clave para una gestión efectiva de mantenimiento, control de volumen de trabajo, optimización y eficiencia de recursos es el uso de una Metodología estándar de planeación, programación y optimización. Esta metodología abarca roles claves claramente definidos, el uso de un proceso estructurado de planeación, programación y optimización para las actividades de mantenimiento; mejora la comunicación e impulsa el compromiso de los operadores con los planes y costos del mantenimiento.

Es importante establecer una base de datos de los activos jerarquizada, con el fin de ir llevando la historia de los equipos. Esto es esencial para una planeación eficiente del mantenimiento y ayudará enormemente en el esfuerzo de confiabilidad.

A continuación se exponen los pasos de una metodología detallada del proceso de planeación, programación y optimización. Esta es la parte más extensa del proceso de mantenimiento.

La metodología describe en detalle los principales elementos del proceso de mantenimiento.

Una Metodología estándar de Planeación, Programación y Optimización deberá incluir, como mínimo:

- Fuentes de Trabajo
- Aceptación, rechazo o cancelación de las solicitudes de trabajo
- Revisión de la Orden de Trabajo
- Prioridad provisional y asignación de recursos
- Borrador del programa
- Planes de mantenimiento y reuniones de revisión
- Realización del plan
- Cierre del trabajo
- Entorno de trabajo
- Definición de los roles
- Reporte del desempeño

La metodología se representa en forma más simple en este diagrama de flujo:

Figura 13. Diagrama de flujo

Fuente: Autores del proyecto

En Ecopetrol S.A se ha implementado como apoyo de toda la gestión del mantenimiento un CMMS ó Sistema Computarizado Integrado de Gestión de Mantenimiento: Ellipse.


El Ellipse permite la ejecución efectiva del flujo de trabajo de mantenimiento desde que se genera el trabajo hasta su finalización y cierre.

Todas las solicitudes para trabajos, ya sea que provengan de los Ingenieros de proceso, de los ingenieros de confiabilidad, de técnicos o de los operadores se deben ingresar al Ellipse.

El Planificador/Coordinador de Mantenimiento y el representante de operaciones deben cuestionar si se acepta o no una solicitud de trabajo. Una vez se ha aceptado una solicitud de trabajo se convierte en una orden de trabajo.

Una vez el Planificador/Coordinador de Mantenimiento y el representante de operaciones han aceptado la solicitud de trabajo se procede a realizar la priorización de las tareas de mantenimiento próximas a ejecutar. Para esto, se usa una matriz para que nos ayude a priorizar de acuerdo al impacto y consecuencias que se puedan tener en los aspectos ambiental, personas, económicas o imagen de la empresa.

Figura 14. Matriz de evaluación RAM

MATERIALES DE EVALUACIÓN RIESGOS - RAM Versión 3.0									
COMO EVALUAR EL RIESGO 1. Defina claramente el escenario a evaluar 2. Determine cual es la consecuencia potencial en las personas (de 0 a 5) 3. Determine para esa consecuencia en personas la probabilidad de ocurrencia en términos de frecuencia o de probabilidad de falla (de A hasta E) 4. Repita los pasos 2 y 3 para las consecuencias en Economía, Ambiente e Imagen 5. Determine cual es el riesgo mas crítico. 6. Interprete de acuerdo al cuadro en el reverso					PROBABILIDAD PARA ÓRDENES DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO Actividades de Mantenimiento Programado (PV, PD) Equipo fallaría después de 6 meses Equipo fallaría entre 2 y 6 meses Equipo fallaría entre 4 y 8 semanas Equipo fallaría entre 2 y 4 semanas Equipo fallaría en 2 semanas "Sistema sin equipo auxiliar" (Equipo Estático/Eléctrico/Instrumentos/Rotativo) Equipo fallaría después de 6 meses Equipo fallaría entre 2 y 6 meses Equipo fallaría entre 4 y 8 semanas Equipo fallaría entre 2 y 4 semanas Equipo fallaría en 2 semanas "Sistema con equipo Auxiliar" (Equipo Rotativo, Intercambiadores, etc) Equipo auxiliar fallaría después de 2 meses Equipo auxiliar fallaría entre 1 y 2 meses Equipo auxiliar fallaría entre 3 y 4 semanas Equipo auxiliar fallaría entre 1 y 3 semanas Equipo auxiliar fallaría en menos de 1 semana				
CONSECUENCIAS POTENCIALES					PROBABILIDAD				
Personas	Económica (en dólares)	Ambiental	Imagen de la Empresa		No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en ECOPETROL	Sucede varias veces por año en Ecopetrol	Sucede varias veces por año en el distrito
Una o más fatalidades	Catastrófica > 10 Millones	Masivo	Internacional	5	M	M	H	H	VH
Incapacidad permanente parcial o total	Grave 1-10 millones	Mayor	Nacional	4	L	M	M	H	H
Incapacidad temp. > 1 día	Severo 100 mil - 1 millón	Localizado	Regional	3	N	L	M	M	H
Lesión menor no incapacidad	Importante 10 mil-100 mil	Menor	Local	2	N	N	L	L	M
Lesión leve primeros auxilios	Marginal < 10 mil	Leve	Interna	1	N	N	N	L	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	0	N	N	N	N	N

Fuente: Ecopetrol

Después de hacer la priorización provisional del trabajo y de haber asignado los recursos, se consideran las prioridades del trabajo en forma colectiva, junto con todos los trabajos que se encuentran pendientes de realizar (back log). Luego se aplica la optimización de recursos y se publica y entrega el programa de mantenimiento al personal de ejecución.

El personal de ejecución deberá ejecutar el programa definido en los tiempos y de acuerdo con los estándares exigidos por la organización.

Para un mejoramiento continuo y un análisis de tendencias, es esencial que los trabajos finalizados se cierren adecuada y oportunamente en el Ellipse, con su respectiva documentación.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general. Evaluar, analizar y optimizar la actual estrategia de mantenimiento de las turbinas de vapor de propósito general del departamento de petroquímica de la gerencia de refinación de Barrancabermeja.

1.3.2 Objetivos específicos:

- Definir la población actual de turbinas de propósito general y su clasificación por fabricante, modelo tipo y sus características.
- Revisar las frecuencias y el tipo de mantenimiento que se han realizado en los últimos 3 años.
- Analizar y comparar las tareas de mantenimiento que recomienda el fabricante contra la experiencia obtenida en la ejecución de la actual estrategia de mantenimiento.
- Considerar una nueva estrategia para optimizar la estrategia actual de mantenimiento con fin de mejorar la confiabilidad de estos equipos.

Debido a la dinámica presente en las plantas de proceso y de los fenómenos de deterioro que a ellas les afectan, además de los factores económicos cambian con el tiempo, por ello es de vital importancia la reevaluación y optimación de las estrategias de mantenimiento actuales teniendo en cuenta la definición de las tareas, sus procedimientos y eficiencia de ejecución y su costo- efectividad.

1.3.3 Alcance. El alcance del proyecto es evaluar la estrategia de mantenimiento en una población de 27 turbinas de vapor que pertenecen al departamento de petroquímica de la GRB realizando un análisis de las tareas de mantenimiento que se están ejecutando y proponer una optimización a la estrategia actual.

Se plantea la revisión de la estrategia a la luz de la factibilidad de las tareas, su definición, procedimiento y eficiencia de ejecución de acuerdo con la metodología RCM.

2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD RCM

2.1 HISTORIA DEL RCM

Al final de los 1950s, la aviación comercial mundial estaba sufriendo más de 60 accidentes por millón de despegues. Si actualmente se estuviera presentando la misma tasa de accidentes, se estarían oyendo sobre dos accidentes aéreos diariamente en algún sitio del mundo (involucrando aviones de 100 pasajeros o más). Dos tercios de los accidentes ocurridos al final de los 1950s eran causados por fallas en los equipos. Esta alta tasa de accidentalidad, conectada con el auge de los viajes aéreos, significaba que la industria tenía que empezar a hacer algo para mejorar la seguridad. El hecho de que una tasa tan alta de accidentes fuera causada por fallas en los equipos significaba que, al menos inicialmente, el principal enfoque tenía que hacerse en la seguridad de los equipos.

En esos días, “mantenimiento” significaba una cosa: reparaciones periódicas. Todos esperaban que los motores y otras partes importantes se gastaran después de cierto tiempo. Esto los condujo a creer que las reparaciones periódicas retendrían las piezas antes de que gastaran y así prevenir fallas. Cuando la idea parecía no estar funcionando, cada uno asumía que ellos estaban realizando muy tardíamente las reparaciones: después de que el desgaste se había iniciado. Naturalmente, el esfuerzo inicial era para acortar el tiempo entre reparaciones. Cuando hacían las reparaciones, los gerentes de mantenimiento de las aerolíneas hallaban que en la mayoría de los casos, los porcentajes de falla no se reducían y por el contrario se incrementaban.

La historia de la transformación del mantenimiento en la aviación comercial desde un cúmulo de supuestos y tradiciones hasta llegar a un proceso analítico y

sistemático que hizo de la aviación comercial “ La forma más segura para viajar” es la historia del RCM.

El RCM es uno de los procesos desarrollados durante los 1960s y 1970s, en varias industrias con la finalidad de ayudar a las personas a determinar las mejores políticas para mejorar las funciones de los activos físicos – y para manejar las consecuencias de sus fallas. De estos procesos, el RCM es el más directo.

El RCM fue originalmente definido por los empleados de la United Airlines Stanley Nowlan y Howard Heap en su libro “ Reliability Centered Maintenance” / “ Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad”, el libro que dio nombre al proceso³.

Este libro fue la culminación de 20 años de investigación y experimentación con la aviación comercial de los USA, un proceso que produjo el documento presentado en 1968, llamado Guía MSG – 1: Evaluación del Mantenimiento y Desarrollo del Programa, y el documento presentado en 1970 para la Planeación de Programas de Mantenimiento para Fabricantes / Aerolíneas, ambos documentos fueron patrocinados por la ATA (Air Transport Association of América – Asociación de Transportadores Aéreos de los USA).

RCM se llama Mantenimiento centrado en la Confiabilidad (Reliability Centered Maintenance), porque reconoce que el mantenimiento no puede hacer más que asegurar que los elementos físicos continúan consiguiendo su capacidad incorporada, confiabilidad inherente.

RCM es un proceso que se usa para determinar los requerimientos del mantenimiento de los elementos físicos en su contexto operacional. Una definición más amplia de RCM podría ser “un proceso que se usa para determinar lo que

³ http://www.confiabilidad.net/art_05/RCM/rcm_3.pdf enero 7 2010 2:48 pm)

debe hacerse para asegurar que un elemento físico continúa desempeñando las funciones deseadas en su contexto operacional presente”.

El RCM define inicialmente el contexto operacional y más adelante, RCM hace una serie de preguntas acerca de cada uno de los elementos seleccionados, como sigue:

- ¿Cuáles son las funciones?
- ¿De qué forma puede fallar?
- ¿Qué causa que falle?
- ¿Qué sucede cuando falla?
- ¿Qué ocurre si falla?
- ¿Qué se puede hacer para prevenir las fallas?
- ¿Qué sucede si no puede prevenirse el falla?

RCM clasifica las consecuencias de las fallas en cuatro grupos: consecuencias de las fallas no evidentes, consecuencias en la seguridad y el medio ambiente, consecuencias operacionales y consecuencias que no son operacionales. Con esta clasificación se procede a utilizar un árbol de decisión para establecer las estrategias y detallar las tareas de mantenimiento que servirán conjuntamente con la respectiva logística para determinar la planificación, programación y control del mantenimiento Industrial.

2.1 EL CONTEXTO OPERACIONAL

Antes de comenzar a redactar las funciones deseadas para el activo que se está analizando (primera pregunta del RCM), se debe tener un claro entendimiento del contexto en el que funciona el equipo. Por ejemplo, dos activos idénticos operando en distintas plantas, pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus contextos de operación son diferentes. Un caso típico es el de un sistema de reserva, que suele requerir tareas de mantenimiento muy distintas a

las de un sistema principal, aun cuando ambos sistemas sean físicamente idénticos. Entonces, antes de comenzar el análisis se debe redactar el contexto operacional, breve descripción (2 ó 3 carillas) donde se debe indicar: régimen de operación del equipo, disponibilidad de mano de obra y repuestos, consecuencias de indisponibilidad del equipo (producción perdida o reducida, recuperación de producción en horas extra, tercerización), objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente, etc.

2.2 FUNCIONES

El análisis de RCM comienza con la redacción de las funciones deseadas. Por ejemplo, la función de una bomba puede definirse como "Bombear no menos de 500 litros/minuto de agua". Sin embargo, la bomba puede tener otras funciones asociadas, como por ejemplo "(Contener al agua (evitar pérdidas)". En un análisis de RCM, todas las funciones deseadas deben ser listadas.

Fallos Funcionales

Una vez que las funciones y los estándares de funcionamiento de cada equipo se hayan definido, el paso siguiente es identificar cómo puede el fallo en cada elemento en la realización de sus funciones. Esto lleva al concepto de un fallo funcional, que se define como la incapacidad de un elemento o componente de un equipo para satisfacer un estándar de funcionamiento deseado.

Modos de Fallos

El paso siguiente es tratar de identificar los modos de fallos que tienen más posibilidad de causar la pérdida de una función. Esto nos permite comprender exactamente ¿qué es lo que puede que estamos tratando de prevenir?.

Cuando estemos realizando este paso, es importante identificar cuál es la causa origen de cada fallo. Esto asegura que no se malgaste el tiempo y el esfuerzo tratando los síntomas en lugar de las causas. Al mismo tiempo, cada modo de fallo debería de ser considerado en el nivel más apropiado, para asegurar que no se invierta demasiado tiempo en el análisis del fallo en sí mismo⁴.

La falla de un equipo puede afectar a sus usuarios de distintas formas:

- Poniendo en riesgo la seguridad de las personas ("consecuencias de seguridad")
- Afectando al medio ambiente ("consecuencias de medio ambiente")
- Incrementando los costos o reduciendo el beneficio económico de la empresa ("consecuencias operacionales")
- Ninguna de las anteriores ("consecuencias no operacionales")

Además, existe una quinta categoría de consecuencias, para aquellas fallas que no tienen ningún impacto cuando ocurren salvo que posteriormente ocurra alguna otra falla. Por ejemplo, la falla del neumático de auxilio no tiene ninguna consecuencia adversa salvo que ocurra una falla posterior (pinchadura de un neumático de servicio) que haga que sea necesario cambiar el neumático. Estas fallas corresponden a la categoría de fallas ocultas.

Cada modo de falla identificado en el análisis de RCM debe ser clasificado en una de estas categorías. El orden en el que se evalúan las consecuencias es el siguiente: seguridad, medio ambiente, operacionales, y no operacionales, previa separación entre fallas evidentes y ocultas. El análisis RCM bifurca en esta etapa: el tratamiento que se le va a dar a cada modo de falla va a depender de la categoría de consecuencias en la que se haya clasificado, lo que es bastante

⁴ AMENDOLA, José Luis. Gestión de proyectos de activos industriales Ed. Universidad Politécnica de Valencia, p. 68

razonable: no sería lógico tratar de la misma forma a fallas que pueden afectar la seguridad que aquellas que tienen consecuencias económicas. El criterio a seguir para evaluar tareas de mantenimiento es distinto si las consecuencias de falla son distintas.

2.8 DIFERENCIA ENTRE FALLA FUNCIONAL Y MODOS DE FALLA

La falla funcional identifica un estado de falla: incapaz de bombear, incapaz de cortar la pieza, incapaz de sostener el peso de la estructura... No dice nada acerca de las causas por las cuales el equipo llega a ese estado. Eso es justamente lo que se busca con los modos de falla: identificar las causas de esos estados de fallas (eje cortado por fatiga, filtro tapado por suciedad, etc.).

2.9 FALLAS OCULTAS

Los equipos suelen tener dispositivos de protección, es decir, dispositivos cuya función principal es la de reducir las consecuencias de otras fallas (fusibles, detectores de humo, dispositivos de detención por sobre velocidad / temperatura / presión, etc.).

Muchos de estos dispositivos tienen la particularidad de que pueden estar en estado de falla durante mucho tiempo sin que nadie ni nada ponga en evidencia que la falla ha ocurrido. (Por ejemplo, un extintor contra incendios puede ser hoy incapaz de apagar un incendio, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre el incendio)).

Una válvula de alivio de presión en una caldera puede fallar de tal forma que no es capaz de aliviar la presión si esta excede la presión máxima, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre la falla que hace que la presión supere la presión máxima). Si no se hace ninguna tarea de mantenimiento para anticiparse

a la falla ó para ver si estos dispositivos son capaces de brindar la protección requerida, entonces puede ser que la falla solo se vuelva evidente cuando ocurra aquella otra falla cuyas consecuencias el dispositivo de protección esta para aliviar. (Por ejemplo, es posible que nos demos cuenta que no funciona el extintor recién cuando ocurra un incendio, pero entonces ya es tarde: se produjo el incendio fuera de control. Es posible que nos demos cuenta que no funciona la válvula de seguridad recién cuando se eleve la presión y esta no actúe, pero también ya es tarde: se produjo la explosión de la caldera.) Este tipo de fallas se denominan fallas ocultas, dado que requieren de otra falla para volverse evidentes.

2.10 DISTINTOS TIPOS DE MANTENIMIENTO

Tradicionalmente, se consideraba que existían tres tipos de mantenimiento distintos: predictivo, preventivo, y correctivo. Sin embargo, existen cuatro tipos de mantenimiento distintos:

- Mantenimiento predictivo, también llamado mantenimiento a condición.
- Mantenimiento preventivo, que puede ser de dos tipos: sustitución o reacondicionamiento cíclico.
- Mantenimiento correctivo, también llamado trabajo a la falla.
- Mantenimiento detectivo ó "búsqueda de fallas".

2.11 EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO O A CONDICIÓN

El mantenimiento predictivo o mantenimiento a condición consiste en la búsqueda de indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que ocurra. Por ejemplo, la inspección visual del grado de desgaste de un neumático es una tarea de mantenimiento predictivo, dado que permite identificar el proceso de falla antes de que la falla funcional ocurra. Estas tareas incluyen: inspecciones (ej. inspección

visual del grado de desgaste), monitoreos (ej. vibraciones, ultrasonido), chequeos (ej. nivel de aceite). Tienen en común que la decisión de realizar o no una acción correctiva depende de la condición medida. Por ejemplo, a partir de la medición de vibraciones de un equipo puede decidirse cambiarlo o no. Para que pueda evaluarse la conveniencia de estas tareas, debe necesariamente existir una clara condición de falla potencial. Es decir, debe haber síntomas claros de que la falla está en el proceso de ocurrir.

2.12 EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO (SUSTITUCIÓN O RECONDICIONAMIENTO CÍCLICO)

El mantenimiento preventivo se refiere a aquellas tareas de sustitución o re trabajo hechas a intervalos fijos independientemente del estado del elemento o componente.

Estas tareas solo son validas si existe un patrón de desgaste: es decir, si la probabilidad de falla aumenta rápidamente después de superada la vida útil del elemento. Debe tenerse mucho cuidado, al momento seleccionar una tarea preventiva (o cualquier otra tarea de mantenimiento, de hecho), en no confundir una tarea que se puede hacer, con una tarea que conviene hacer. Por ejemplo, al evaluar el plan de mantenimiento a realizar sobre el impulsor de una bomba, podríamos decidir realizar una tarea preventiva (sustitución cíclica del impulsor), tarea que en general se puede hacer dado que la falla generalmente responde a un patrón de desgaste (patrón B de los 6 patrones de falla del RCM). Sin embargo, en ciertos casos podría convenir realizar alguna tarea predictiva (tarea a condición), que en muchos casos son menos invasivas y menos costosas.

2.13 EL MANTENIMIENTO CORRECTIVO O TRABAJO A LA ROTURA

Si se decide que no se hará ninguna tarea proactiva (predictiva o preventiva) para manejar una falla, sino que se reparar a la misma una vez que ocurra, entonces el mantenimiento elegido es un mantenimiento correctivo. ¿Cuándo conviene este tipo de mantenimiento? Cuando el costo de la falla (directos indirectos) es menor que el costo de la prevención, o cuando no puede hacerse ninguna tarea proactiva y no se justifica realizar un rediseño del equipo. Esta opción solo es válida en caso que la falla no tenga consecuencias sobre la seguridad o el medio ambiente. Caso contrario, es obligatorio hacer algo para reducir o eliminar las consecuencias de la falla.

2.14 EL MANTENIMIENTO DETECTIVO O DE BÚSQUEDA DE FALLAS

El mantenimiento detectivo o de búsqueda de fallas consiste en la prueba de dispositivos de protección bajo condiciones controladas, para asegurarse que estos dispositivos serán capaces de brindar la protección requerida cuando sean necesarios. En el mantenimiento detectivo no se está reparando un elemento que falló o (mantenimiento correctivo), no se está cambiando ni reacondicionando un elemento antes de su vida útil (mantenimiento preventivo), ni se están buscando síntomas de que una falla está en el proceso de ocurrir (mantenimiento predictivo). Por lo tanto, el mantenimiento detectivo es un cuarto tipo de mantenimiento. A este mantenimiento también se lo llama búsqueda de fallas o prueba funcional, y al intervalo cada el cual se realiza esta tarea se lo llama intervalo de búsqueda de fallas, o FFI, por sus siglas en ingles (Failure-Finding Interval). Por ejemplo, arrojar humo a un detector contra incendios es una tarea de mantenimiento detectivo.

2.15 ¿CÓMO SELECCIONAR EL TIPO DE MANTENIMIENTO ADECUADO?

En el RCM, la selección de políticas de mantenimiento está gobernada por la categoría de consecuencias a la que pertenece la falla.

- Para fallas con consecuencias ocultas, la tarea óptima es aquella que consigue la disponibilidad requerida del dispositivo de protección.
- Para fallas con consecuencias de seguridad o medio ambiente, la tarea óptima es aquella que consigue reducir la probabilidad de la falla hasta un nivel tolerable.
- Para fallas con consecuencias económicas (operacionales y no operacionales), la tarea óptima es aquella que minimiza los costos totales para la organización.

2.16 FRECUENCIA DE TAREAS A CONDICIÓN (MANTENIMIENTO PREDICTIVO)

Para que una tarea a condición sea posible, debe existir alguna condición física identificable que anticipe la ocurrencia de la falla. Por ejemplo, una inspección visual de un elemento solo tiene sentido si existe algún síntoma de falla que pueda detectarse visualmente. Además de existir un claro síntoma de falla, el tiempo desde el síntoma hasta la falla funcional debe ser suficientemente largo para ser de utilidad. La frecuencia de una tarea a condición se determina entonces en función del tiempo que pasa entre el síntoma y la falla. Por ejemplo, si se está evaluando la conveniencia de chequear ruido en los rodamientos de un motor, entonces la frecuencia va a estar determinada por el tiempo entre que el ruido es detectable, y que se produce la falla del rodamiento. Si este tiempo es de, por ejemplo, dos semanas, entonces la tarea debe hacerse a una frecuencia menor, para asegurarse de esta forma que la falla no ocurra en el tiempo entre chequeos sucesivos. El mismo razonamiento debe seguirse para cualquier tarea predictiva.

2.17 FRECUENCIA DE TAREAS DE SUSTITUCIÓN CÍCLICA (MANTENIMIENTO PREVENTIVO)

Una tarea de sustitución cíclica solo es válida si existe un patrón de desgaste. Es decir, si existe "una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional de la falla". La frecuencia de la tarea de sustitución depende de esta edad, llamada vida útil. Por ejemplo, si la vida útil de un neumático es de 40.000 km, entonces la tarea de sustitución cíclica (cambio preventivo del neumático) debería realizarse cada menos de 40.000 km, para de esta forma evitar entrar en la zona de alta probabilidad de falla.

2.18 FRECUENCIA DE TAREAS DETECTIVAS (BÚSQUEDA DE FALLAS)

El intervalo con el que se realiza la tarea de búsqueda de fallas (mantenimiento detectivo) se denomina FFI (Failure Finding Interval). Existe una relación entre este intervalo y la disponibilidad del dispositivo de protección. Pueden utilizarse herramientas matemáticas para calcular esta relación, y fijar el FFI que logre la disponibilidad objetivo⁵.

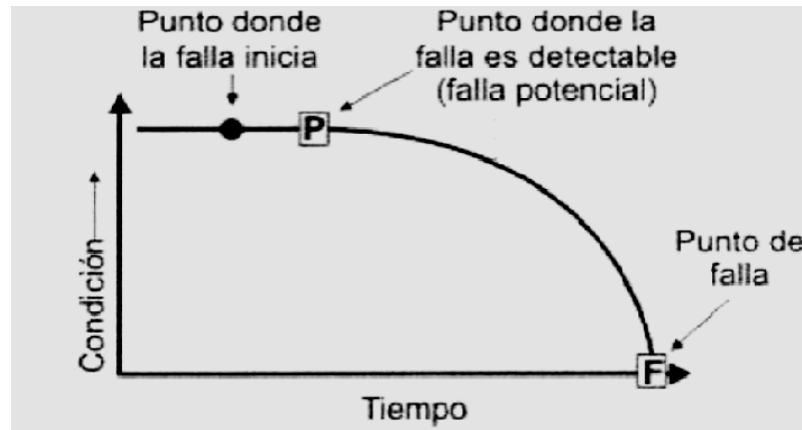
2.19 PATRONES DE FALLA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO

¿Cuál es la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo?

5

http://www.mantenimientoplanificado.com/art%C3%ADculos_rcm_archivos/ariel%20ZYLLBERBERG/RCM_Scorecard_overview.pdf enero 9 2010 22:42)

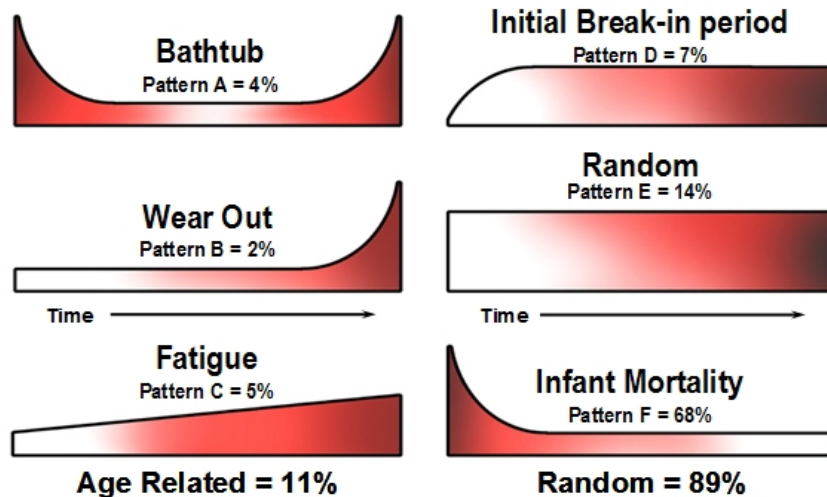
Figura 15. Curva de probabilidad de falla



Fuente: www.google.com

Tradicionalmente se pensaba que la relación era bien simple: a medida que el equipo es más viejo, es más probable que falle. Sin embargo, estudios realizados en distintas industrias muestran que la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo u horas de operación es mucho más compleja. No existen uno o dos patrones de falla, sino que existen 6 patrones de falla distintos, como se muestra en el informe original de Nowlan & Heap (Figura 16).

Figura 16. Patrones de falla



Fuente: MOUBRAY, John. Reliability Centered Maintenance

La figura muestra los 6 patrones de falla. Cada patrón representa la probabilidad de falla en función del tiempo.

- Un patrón A, donde la falla tiene alta probabilidad de ocurrir al poco tiempo de su puesta en servicio (mortalidad infantil), y al superar una vida útil identificable.
- Patrón B, o "curva de desgaste".
- Patrón C, donde se ve un continuo incremento en la probabilidad condicional de la falla.
- Patrón D, donde superada una etapa inicial de aumento de la probabilidad de falla el elemento entra en una zona de probabilidad condicional de falla constante.
- Patrón E, o patrón de falla aleatorio.
- Patrón F, con una alta probabilidad de falla cuando el equipo es nuevo seguido de una probabilidad condicional de falla constante y aleatoria.

RCM en la planta de aromáticos:

En la refinería de Barrancabermeja se ha venido implementando la metodología RCM en cada área de proceso, particularmente en el año 2005 se realizó el taller con cada especialista, técnicos y operadores de la planta de aromáticos y se estudiaron los modos de falla, sus consecuencias y la tareas a implementar para prevenir las fallas estudiadas en las turbinas de vapor.

El método de desarrollado para realizar el RCM es el descrito por la norma SAE JA1011 basado en siete preguntas, ya mencionadas anteriormente, que parten de la función del activo y guían a los participantes hasta definir la mejor estrategia de mantenimiento para cada componente del activo.

El equipo de trabajo conformado para llevar a cabo el taller de RCM estuvo constituido por personal involucrado en la gestión de los activos y con mas conocimiento del diseño, construcción, operación, mantenimiento, funciones dentro del sistema y el contexto operacional de la planta.

Figura 17. Integrantes taller RCM



Fuente: Autores del proyecto

Para el desarrollo del taller de RCM de la planta de aromáticos, se tuvo como punto de partida, las siguientes premisas:

- Los equipos auxiliares o stand-by deben estar disponibles y probados.
- Los repuestos esenciales para el mantenimiento deben estar disponibles en bodega.
- Las fallas en la ejecución de procedimientos de mantenimiento, montaje y operación; la inadecuada especificación o selección de equipos no son tenidas en cuenta como modos de falla dominante en el análisis de RCM.
- Se planea y programa oportunamente: el cálculo económico de las pérdidas por falla de un equipo es estimado teniendo en cuenta sólo el tiempo empleado para su reparación o cambio. Por lo tanto, las demoras en la planeación y

programación de las tareas no están incluidas, pero si aumentarían la consecuencia económica de la falla.

- RCM no analiza problemas de integridad mecánica (RBI).
- El escenario crítico para cada modo de falla es con base en “cero” mantenimiento.
- Se busca aumentar confiabilidad y la disminución de costos de mantenimiento.

En la planta de aromáticos se tienen 27 turbinas de propósito general que operan como sistemas de respaldo de los equipos principales. El sistema está compuesto por un equipo principal movido por un motor y un equipo de respaldo movido por una turbina, generalmente opera el equipo principal, el equipo de turbina opera por intervalos con un promedio de cuatro meses en el año.

Las turbinas existentes en la planta de aromáticos del departamento de petroquímica de GRB son los modelos TF 9, TFV 9, TF 12, TFV 12, TF 16, TFV 16L del fabricante Coppus Engineering Corp. y dos turbinas Elliot 2 BYR y AYR.

Tabla 1. Población de turbinas de la planta y sus características

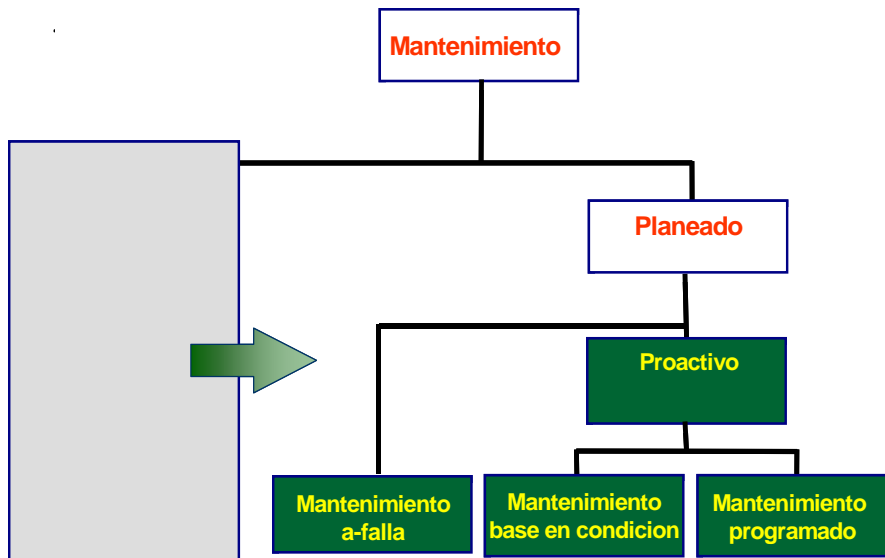
EQUIPO	FABRICANTE	TIPO	POTENCIA	RPM
SP1309B	COPPUS	RL 16L	65	3600
SP1317C	ELLIOT	AYR	5	3500
SP1320B	COPPUS	TFV 9	4.8	3550
SP1401B	COPPUS	TF 12	24	3550
SP1402B	COPPUS	TF 9	8.2	3600
SP1403B	COPPUS	TF 16	20.5	1750
SP1405B	COPPUS	TF 9	14	3550
SP1407B	COPPUS	TF 16	79.8	3600
SP1409B	COPPUS	TF 9	10.3	3600
SP1414B	COPPUS	TF 12	10	1750
SP1501B	COPPUS	TFV 12	32.3	3550
SP1502B	COPPUS	TF 9	7	3500
SP1503B	COPPUS	TF 9	3.8	3500
SP1504B	COPPUS	TF 9	13.4	3500
SP1505B	COPPUS	TF 9	5.9	3500
SP1506B	COPPUS	TF 9	14	3500
SP1507B	COPPUS	TF 9	3.3	3500
SP1508B	COPPUS	TF 12	31.7	3500

Continuación tabla 1.

EQUIPO	FABRICANTE	TIPO	POTENCIA	RPM
SP1509B	COPPUS	TF 9	15.6	3500
SP1510B	COPPUS	TF 9	8.4	3500
SP1602B	COPPUS	TF 12	24.1	3500
SP1603B	COPPUS	TF 9	13	3500
SP1703B	COPPUS	TF 9	2.9	3500
SP1706B	COPPUS	TFV 9	12.6	3550
SP1707B	COPPUS	TF 9	4	3550
SP1708B	COPPUS	TFV 9	9.6	3550
NC1601B	ELLIOTT	2 BYR	497	3780

Como resultado del taller de RCM se pudo definir una estrategia de mantenimiento para las unidades de Aromáticos, basados en la filosofía de trabajar con un mantenimiento planeado, minimizando el mantenimiento no planeado o reactivo.

Figura 18. Mantenimiento no planeado vs planeado



El mantenimiento planeado incluye el trabajar equipos a falla, para los casos donde técnicamente no es factible el mantenimiento proactivo por su característica aleatoria de falla o el proceso de degradación es súbito, o si el mantenimiento proactivo posible es más costoso que la reparación del equipo cuando falle. En

este análisis se incluye las pérdidas de producción (generalmente bajas) y se analiza la eficacia de las tareas preventivas propuestas.

El mantenimiento planeado Proactivo contiene dos grandes grupos:

- *Mantenimiento Programado:* Incluye las tareas que se programan para realizarse de acuerdo a una frecuencia de tiempo establecida y las cuales generalmente no requieren de inspección. En este tipo de tareas también se incluye todas las rutas de monitoreo e inspección que obedecen a un programa de seguimiento de la condición de los equipos.
- *Mantenimiento por Condición:* Incluye las tareas que se deben ejecutar una vez se ha realizado un análisis de la información de un monitoreo de la condición.

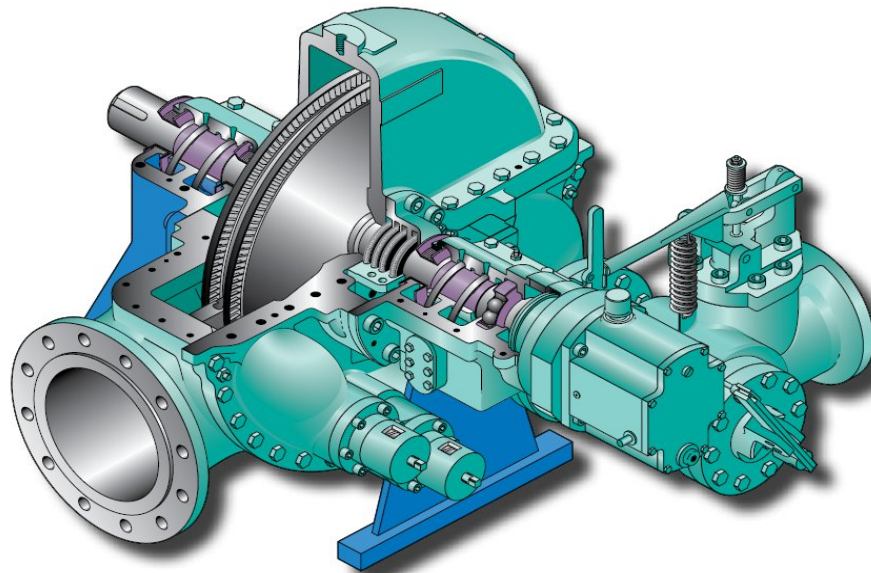
De acuerdo con este taller, se pudo establecer 5 modos de falla, a los cuales se les definió unas tareas de mantenimiento y sus respectivas frecuencias. Dado que la población de turbinas en la planta de aromáticos es muy similar, ya que tienen el mismo fabricante y modelo las tareas así definidas le fueron aplicadas a todas la turbinas de la planta.

Tabla 2. Tareas a ejecutar según modo de fallo

MODO DE FALLA	TAREAS	TIPO TAREA	FREC	FRECUENCIA
FALLA DE RODAMIENTOS	Reemplazar según condición	CBT	1	Años
	Medición vibraciones, temperaturas	CMT	M1	Cada mes
	Analizar tendencias (vibración - temperatura)	TBT	M1	Cada mes
FALLA VÁLV. GOBERNACIÓN Y TRIP	Reparar/reemplazar según condición	CBT	5	Años
	Probar sistema de disparo según programa	TBT	1Y	Cada año
FALLA EN SELLO DE CARBÓN	Reemplazar según condición	CBT	1	Años
FALLA DE GOBERNADOR	Reparar/reemplazar a falla	RTF	2	Años
FALLA DE INTERNOS	Reparar/reemplazar según condición	CBT	10	Años
	Inspección por oportunidad	CMT	10	Años

De acuerdo, con las tareas definidas en la tabla anterior, se determinó realizar un mantenimiento preventivo anual, el cual incluye las siguientes actividades:

Figura 19. Turbina de vapor



Fabricante: Coppel

Adicionalmente, se establecieron las tareas de tipo predictivo, las cuales tiene como fin identificar y evitar las fallas potenciales:

Tabla 3. Tareas monitoreos de condición CMT

MODO DE FALLA	TAREA	TIPO TAREA	FREC	FRECUENCIA
FALLA DE RODAMIENTOS	Muestreo de lubricación	CMT	1	Semana
	Medición vibraciones, temperaturas y spm	CMT	M1	Cada mes
FALLA SISTEMA VALV. TRIP Y GOBERNACIÓN	Realizar pruebas de disparo y gobernación	CBT	5	Años
FALLA DE SELLO DE CARBON	Reemplazar según condición	CBT	4	Años
FALLA DE INTERNOS	Medición vibraciones, temperaturas	CMT	10	Años
	Chequeo de variables, presión,	CMT	10	Años

También es importante anotar que de la estrategia de mantenimiento para las unidades de Aromáticos está acompañada de una gran cantidad de tareas que debe realizar el operador (Rondas Estructuradas) incluyendo actividades dirigidas hacia el mantenedor de primera línea que en este momento hace parte de operaciones. Estas tareas resultan ser, las más costo efectivas, dado que ayudan a mantener la función del equipo y en muchas ocasiones a mitigar la consecuencia de las fallas, todo esto a un bajo costo. Estas tareas también son conocidas como: *Cuidado Básico de Equipos BEC*.

Tabla 4. Tareas cuidado básico de equipos

MODO DE FALLA	TAREA	TIPO TAREA	FREC	FRECUENCIA
FALLA DE RODAMIENTOS	Chequeos del operador según rutina	CMT	S1	Una vez por turno
	Engrasar según programa	TBT	T1	Cada 3 meses
	Monitoreo de vibraciones, temperatura	CMT	W1	Cada semana
ENSUCIAMIENTO SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	Chequeos del operador según rutina	CMT	S1	Una vez por turno
	Limpiar según condición	CBT	0.25	Años
FALLA DEL SELLO DE CARBÓN	Chequeos del operador según rutina	CMT	S1	Una vez por turno
FALLA DE GOBERNADOR	Chequeos del operador según rutina	CMT	S1	Una vez por turno

3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACION

Teniendo delimitada la población a 27de turbinas de vapor de la planta de aromáticos, se revisó en Ellipse todos los históricos de las acciones de mantenimiento realizadas desde el año 2.000 al 31 de diciembre del 2.009.

El análisis del historial de mantenimiento consistió en la revisión de todas las órdenes de trabajo asociadas a cada equipo.

Figura 20. Histórico de Órdenes de Trabajo

The screenshot shows a software window titled "Search for Work Orders" with a search criteria form and a data table. The search criteria form includes fields for "Orden de trabajo", "Método Búsqueda", "Criterio Selección primario", "Tipo Búsqueda Equipo", "Equip Ref.", "Grupo Trabajo", "Crew", "Id Originador", "Código Cuenta", "Num. Pgrada", "Ni. Sojc. Trab.", "Ind. List. Eq.", "Tipo Lista Equipo", "DT Padre", "Numero Proyecto", "Asignado A", and "All Distinct". The data table below has columns: Distrito, Orden de trabajo, Desc, Equipment Ref, Grupo Trabajo, Crew, Raise Date, Id Originador, Status, Fech planeada Inicio, Cód. Componente, Asignado a, Plan Priority, and Estatus Equip. The table contains 33 rows of work order data.

Distrito	Orden de trabajo	Desc	Equipment Ref	Grupo Trabajo	Crew	Raise Date	Id Originador	Status	Fech planeada Inicio	Cód. Componente	Asignado a	Plan Priority	Estatus Equip
1	GCB	00298048	REALIZAR LIMPIEZA FILTRO SUCCION P-1407A	SP1407B	PMPMT	07/01/2010	E0224176	Authorised	28/12/2009	TRIL	SMTFV0		OP
2	GCB	00296529	REALIZAR LIMPIEZA FILTRO SUCCION P-1407A	SP1407B	PMPMT	09/12/2009	E0223303	Closed	14/12/2009	TRIL	SMTFV0		OP
3	GCB	00296480	REALIZAR LIMPIEZA DE FILTRO P-1407B	SP1407B	MDDPQ2	08/12/2009	E0221603	Authorised			PMT	02	OP
4	GCB	00294158	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	SP1407B	PMPMC	13/11/2009	E0223303	Authorised	23/11/2009	MTUV	SMCPV0		OP
5	GCB	00293408	REVISION SISTEMA GOBERNACION NP1407B	SP1407B	MDDPQ2	03/11/2009	E0221603	Authorised		MTUV	PMC	02	OP
6	GCB	00290279	FC REPARAR AGUA DE ENFRIAMIENTO P-1407B	SP1407B	MDDPQ2	18/09/2009	E0221603	Closed	24/09/2009		PMT	02	OP
7	GCB	00286711	REALIZAR LIMPIEZA FILTRO SUCCION P-1407B	SP1407B	MDDPQ2	28/07/2009	E0226860	Closed	17/09/2009		PMT		OP
8	GCB	00274422	Corrección válvula gobernación NP1407B	SP1407B	MDDPQ2	09/02/2009	E0200173	Closed	26/10/2009	MTUV	PMC	02	OP
9	GCB	00274374	Revisar/inspecc gobernador NP1407B	SP1407B	MDDPQ2	07/02/2009	E0293178	Closed	19/02/2009	MTUV	PMC	02	OP
10	GCB	00273669	Limpieza de filtro de succión	SP1407B	MDDPQ2	28/01/2009	E0226860	Closed			PMT		OP
11	GCB	M6005655	REALIZAR LIMPIEZA DE FILTRO -ARRANCADA	SP1407B	MDDPQ2	06/11/2008	E0226839	Closed	13/11/2008		PMT	MT	OP
12	GCB	00259904	Inspección/cambio de rodamientos a bomba	SP1407B	MDDPQ2	05/08/2008	E0227956	Closed	07/08/2008	MBCE	PMC	02	OP
13	GCB	00248031	Adecuar línea reservorio plan de sello	SP1407B	MDDPQ2	23/03/2008	E0226860	Closed			PMT		OP
14	GCB	00245709	Adecuar línea reservorio de plan sello	SP1407B	MDDPQ3	26/02/2008	E0226860	Closed	11/03/2008		PMT		OP
15	GCB	00244637	MANTENIMIENTO CON PARADA DE PIT'S	SP1407B	MDDPQ1	13/02/2008	E0222873	Closed	19/02/2008	MCPP	SMT6	02	OP
16	GCB	00237693	CAMBIAR VALVULA DE DESCARGA P-1407B	SP1407B	MDDPQ3	17/11/2007	E0221603	Closed	12/02/2008		PMT		OP
17	GCB	00229551	Cambio de rodamientos a turbina	SP1407B	MDDPQ2	17/08/2007	E0227956	Closed	31/07/2008	MTUV	PMC	ME	OP
18	GCB	00223344	REVISAR VALVULA TRIP NP-1407B	SP1407B	MDDCA	20/06/2007	E0221603	Closed	25/06/2007	MBCE	PMC	02	OP
19	GCB	00216375	Revisar/inspecc válvula trip NP1407B	SP1407B	MDDCA	30/03/2007	E0222519	Closed		MTUV	PMC	02	OP
20	GCB	M6005482	Revisar/inspecc válvula trip NP1407B	SP1407B	MDDPQ3	30/03/2007	E0222519	Closed		MTUV	PMC	02	OP
21	GCB	00212463	Revisar/repair sello SP1407B	SP1407B	MDDPQ2	09/02/2007	E0221603	Authorised	23/03/2007	MBCE	PMC	02	OP
22	GCB	00212352	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	SP1407B	PMPMC	07/02/2007	E0227208	Closed	19/02/2007	MTUV	SMCPV0		OP
23	GCB	M6005367	conegir escape de solvente	SP1407B	MDDCA	06/02/2007	E0222519	Closed			PMT		OP
24	GCB	00209928	INSTALACION DE SOPORTERIA	SP1407B	MDDCA	07/01/2007	E0222519	Closed	09/07/2007		PMT		OP
25	GCB	M6005208	limpieza filtro de succion	SP1407B	MDDCA	03/01/2007	E0222519	Closed			PMT		OP
26	GCB	00207148	cambiar buje de bastago de valvula	SP1407B	MDDCA	27/11/2006	E0222519	Closed			PMT		OP
27	GCB	00206735	Revisar/inspecc válvula trip NP1407B	SP1407B	MDDCA	16/11/2006	E0229029	Closed	16/11/2006	MTUV	PMC	02	OP
28	GCB	00204426	Instalar aislamiento NP-1407B	SP1407B	MDDCA	18/10/2006	E0221602	Closed		TTUV	PMC	02	OP
29	GCB	M6004918	LIMPEZA DE FILTRO P-1407B.	SP1407B	MDDCA	29/09/2006	E0222519	Closed			PMT		OP
30	GCB	184303A	Revisar/inspecc válvula trip NP1407B	SP1407B	MDDCA	19/09/2006	E0222701	Closed	19/09/2006	MTUV	PMC	02	OP
31	GCB	M6004821	limpiar filtro de succión	SP1407B	MDDCA	29/08/2006	E0221602	Closed		TRIL	PMT		OP
32	GCB	M6004658	revestir líneas de vapor en turbina	SP1407B	MDDCA	22/07/2006	E0222519	Closed			PMT		OP

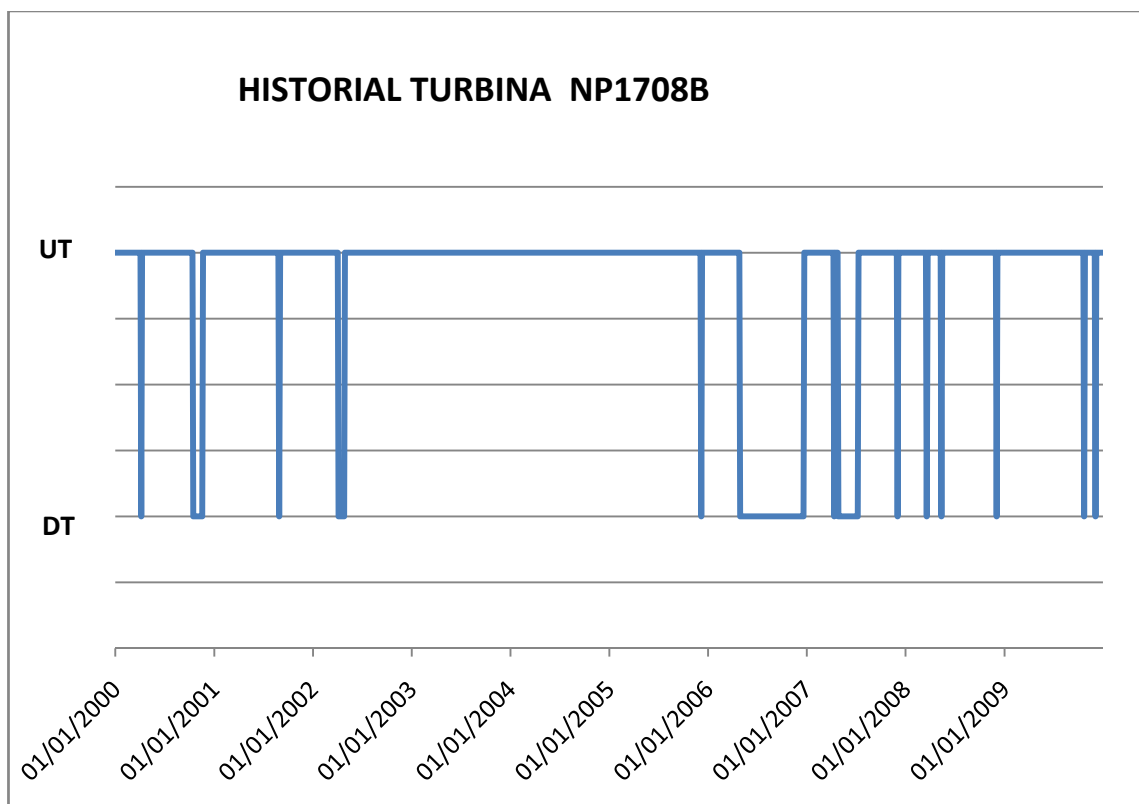
Fuente: Bases de datos CMMS ellipse

Se revisó la documentación de cada orden de trabajo, y se clasificó de acuerdo con el alcance definido, su modo de falla y el tipo de mantenimiento a realizado. Luego se procedió a graficar los tiempos de disponibilidad y no disponibilidad de cada una de las 27 turbinas.

Tiempo disponible para operar (UT): Tiempo en que el equipo está disponible para operar

Tiempo no disponible para operar (DT): Tiempo en que el equipo no está disponible para operar.

Figura 21. Historial UT y DT turbina NP1708B



Después de haber realizado el taller de RCM y después de su implementación es necesario evaluar los niveles actuales de disponibilidad y confiabilidad de las turbinas de vapor de la planta de aromáticos.

Para estas mediciones, tomamos los datos históricos registrados en el CMMS ELLIPSE, sobre el comportamiento de las fallas y los tiempos de reparación y apoyándonos en la estadística, la cual nos proporciona herramientas para estas mediciones, empezamos a calcular disponibilidad, mantenibilidad, confiabilidad; pero antes definamos cada uno de estos conceptos:

3.1 CALCULO DE DISPONIBILIDAD:

Existen dos clases de disponibilidad.

Disponibilidad Operacional (Ao): es el tiempo que el equipo queda a disponibilidad del área de operaciones para desempeñar su función, dentro de rango de tiempo. Teniendo en cuenta que el equipo está fuera de operación tanto por paros programados como por los no programados.

Se calculó la disponibilidad operacional de la siguiente forma:

En cada equipo se calcularon los tiempos medios de operación y de fuera de servicio. Se calculó la *disponibilidad operacional*:

$$A_o = \frac{MUT}{MUT + MDT}$$

Disponibilidad Intrínseca (Ai): es el porcentaje del tiempo que un equipo está en condiciones de operar durante un periodo de análisis, teniendo en cuenta solo los paros no programados.

Se calculó la *disponibilidad intrínseca* de la siguiente forma:

Debido a que se clasificaron los mantenimientos en preventivos y correctivos.

En cada equipo se calcularon los tiempos medios de fallas y el tiempo medio para reparar el activo. Se calculó la disponibilidad intrínseca:

$$A_i = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR}$$

3.2. CALCULO DE MANTENIBILIDAD

El indicador de mantenibilidad que se calculó fue MTTR, el cual es el adecuado para el alcance de esta monografía, debido que se puede identificar cuáles son los equipos que duran mayor tiempo en ser puestos en servicio después de una falla, con esta información se puede revisar cuales son los cuellos de botella y los repuestos que generalmente demoran la actividad de mantenimiento, el cálculo se realizó sumando los tiempos fuera de servicio debido a mantenimientos correctivos y se dividió por el numero de fallas.

$$MTTR = \frac{\sum DT - \sum TMP}{\# \text{ fallas}}$$

3.3. CALCULO DE CONFIABILIDAD

Los indicadores de confiabilidad que se calcularon fueron TMEM y TMEF, el Tiempo Medio Entre Mantenimiento sirve para obtener la información de cuánto tiempo opera la turbina antes de realizarle cualquier intervención de mantenimiento, mientras el Tiempo Medio Entre Fallas nos sirve para identificar

cada cuanto tiempo las turbinas están presentando una falla; dentro de la estrategia actual, para estos cálculos se realizaron las siguientes ecuaciones.

Tiempo medio entre mantenimientos:

$$TMEM = \frac{\sum UT}{\#MP + \#MC}$$

El cálculo se realizó sumando los tiempos del equipo disponible para operar dividido por la cantidad de mantenimientos realizados al equipo.

Tiempo medio entre fallas:

$$TMEF = \frac{\sum UT}{\#MC}$$

El cálculo se realizó sumando los tiempos del equipo disponible para operar dividido por el número de mantenimientos correctivos realizados.

Los resultados, de los anteriores cálculos, se ilustran en la siguiente tabla:

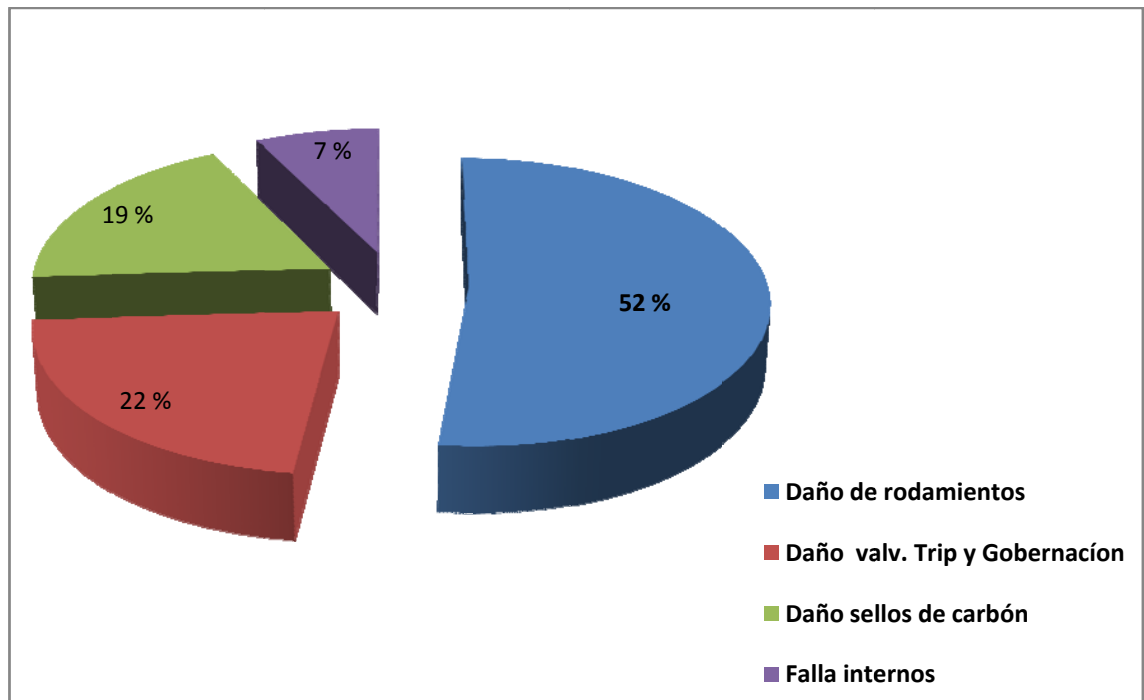
Tabla 5. Análisis de datos históricos de mantenimiento

EQUIPO	TMEM (horas)	TMEF (horas)	MTTR (horas)	Ao	Ai	MODO DE FALLA PREDOMINANTE
SP1309B	7884	11263	771	0.925	0.925	Daño en Valv. Gobernación y Trip
SP1317C	17520	26280	612	0.974	0.986	Falla de internos
SP1320B	15768	39420	576	0.974	0.986	Daño de rodamientos
SP1501B	11263	11263	1800	0.831	0.842	Daño en Valv. Gobernación y Trip
SP1502B	11263	11263	2376	0.903	0.9	Daño de rodamientos
SP1503B	13140	26280	3564	0.818	0.82	Daño de rodamientos
SP1504B	13140	19710	705	0.948	0.948	Daño de rodamientos
SP1505B	9855	15768	324	0.903	0.903	Daño de rodamientos
SP1506B	8760	13140	1322	0.927	0.923	Daño de rodamientos
SP1507B	11263	19710	4140	0.889	0.889	Daño de rodamientos
SP1508B	13140	39420	1843	0.88	0.881	Daño de rodamientos
SP1509B	9855	15768	1080	0.885	0.886	Daño en Valv. Gobernación y Trip
SP1510B	13140	26280	180	0.979	0.979	Daño de rodamientos
SP1602B	8760	13140	2712	0.785	0.804	Daño de rodamientos
SP1603B	8760	13140	1557	0.836	0.846	Daño de rodamientos
SP1401B	8765	9855	408	0.966	0.967	Daño en Valv. Gobernación y Trip
SP1402B	7167	13140	1680	0.872	0.873	Falla sello carbones
SP1403B	8760	13140	921	0.938	0.936	Falla sello carbones
SP1405B	9855	15768	1416	0.863	0.866	Falla de internos
SP1407B	7884	13140	451	0.909	0.909	Daño en Valv. Gobernación y Trip
SP1409B	6570	7167	60	0.986	0.991	Falla sello carbones
SP1414B	7167	13140	1920	0.919	0.916	Falla sello carbones
SP1703B	11263	26280	740	0.921	0.922	Daño en Valv. Gobernación y Trip
SP1706B	6570	11263	1857	0.88	0.881	Falla sello carbones
SP1707B	11263	15768	1644	0.874	0.876	Daño de rodamientos
SP1708B	8760	13140	1742	0.882	0.882	Daño de rodamientos
SC1601B	11263	15768	100	0.99	0.989	Daño en Chumaceras

3.4 ANÁLISIS DE LOS MODOS DE FALLA:

De acuerdo con la tabla anterior podemos observar, los modos de falla más predominantes en cada turbina:

Figura 22. Modos de fallos predominantes



Se identificaron 5 modos de falla más predominantes en las turbinas, el modo de falla principal es daño de rodamientos, el cual se presenta principalmente en 14 equipos. Este modo de falla se produce por el desgaste de los elementos rodantes y atascamiento de los rodamientos. El 52 % de las acciones de mantenimiento se destinan a tratar este modo de falla.

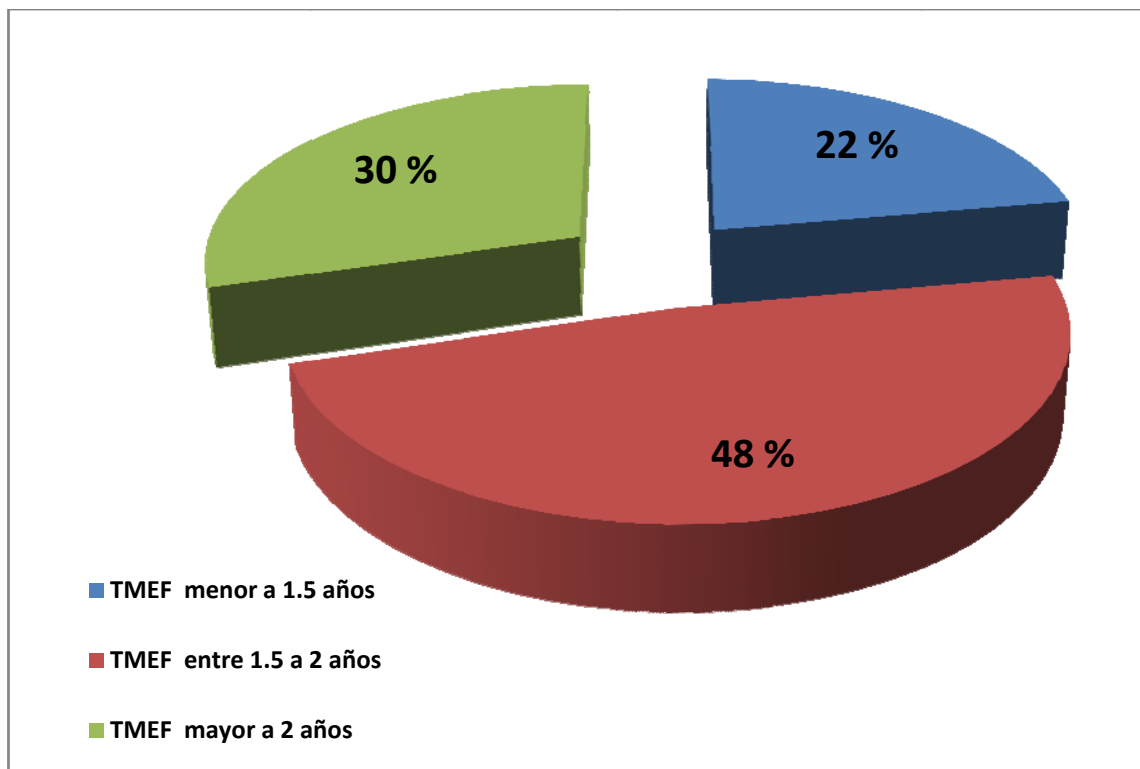
El 22% de las acciones de mantenimiento se destinan a solucionar problemas derivados de la corrosión de asientos de la válvula de gobernación y/o trip, que permite paso de vapor y un funcionamiento inadecuado de estos componentes.

El 19% de las fallas son producidas por daños en los sellos de carbón, 5 turbinas de la planta de aromáticos presentan continuamente escapes de vapor al averiarse los sellos de carbón, generando así, condensación dentro de las cajas de chumaceras, produciendo malas condiciones de lubricación y contaminación del aceite con agua

3.5 ANÁLISIS DE LOS TMEF

Para calcular el TMEF se tuvieron en cuenta todas las intervenciones de mantenimientos correctivos.

Figura 23. Tiempo medio entre fallas



- El 48% de las turbinas (13 equipos) estudiadas presentan un TMEF entre 1.5 y 2 años(es decir, entre 13.128 y 17.520 Hrs).
- El 30% de los equipos (8 turbinas) presentan algún tipo de falla después de los 2 años.
- El 22%, es decir 6 turbinas, presentan un TMEF menor a un 1.5 años.
- TMEF promedio de los 27 equipos es de 17386 Hrs.
- Solo la turbina NP1409B presenta un tiempo medio entre fallas menor a 1 año.

3.6 ANÁLISIS SOBRE LA DISPONIBILIDAD

Los resultados de la disponibilidad promedio se encuentran tabulados en la tabla 5.

Se observa que la disponibilidad operacional promedio de las turbinas de la planta de aromáticos se encuentra en un valor aceptable teniendo en cuenta que estos equipos son equipos de respaldo de los sistemas de bombeo principales.

Tabla 6. Resultados de disponibilidad

Disponibilidad intrínseca promedio	0.91
Disponibilidad operacional promedio	0.90

4. RECOMENDACIONES A LA ACTUAL ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO

De acuerdo con la investigación y datos analizados, se realiza la propuesta para optimizar el las acciones de mantenimiento requerido por las turbinas de la planta.

Actualmente, en la planta de aromáticos, se tiene implementado un programa de mantenimiento preventivo, para cada una de las turbinas con una frecuencia anual, en el cual están incluidas las siguientes acciones ó tareas:

Tabla 7. Tareas mantenimiento preventivo

Tarea	Descripción de la tarea	Tiempo	
1	SOLICITAR PERMISO Y A.T.S	0.5	Horas
2	DESACOPLAR TURBINA	0.5	Horas
3	CALIBRAR JUEGO AXIAL	0.2	Horas
4	REVISAR ESTADO RODAMIENTOS	0.5	Horas
5	REVISAR CARBONES -CAMBIAR SEGÚN ESTADO	1	Horas
6	RETIRAR GOBERNADOR HIDRAÚLICO	1	Horas
7	REVISAR GOBERNADOR - REALIZAR PRUEBAS	4	Horas
8	LAVAR CAJAS DE RODAMIENTOS	0.5	Horas
9	LUBRICAR RODAMIENTOS	0.2	Horas
10	REVISAR VALVULA DE GOBERNACIÓN	1	Horas
11	INSTALAR GOBERNADOR HIDRAÚLICO	1	Horas
12	PROBAR VELOCIDAD DE DISPARO	3	Horas
13	REVISAR y/o CORREGIR ALINEAMIENTO	3	Horas
14	FIRMAR PROTOCOLOS Y ENTREGAR A OPERACIONES	1	Horas

La intervención preventiva, tendría unos costos aproximados de \$ 2.800.000

Tabla 8. Recursos para mantenimiento preventivo

Juego de carbones	600.000
Revisión y pruebas gobernador	500.000
Horas hombre (40):	1.700.000
Costo total por mantenimiento preventivo	2.800.000

Comparando, los datos de la investigación tenemos que, 21 turbinas tienen el TMEF superior a 1.5 años, mientras que la frecuencia actual de mantenimientos preventivos está en un año, lo que sugiere que se está realizando un exceso de mantenimiento, generando así mayores costos de mantenimiento. De manera, se recomienda extender los tiempos de intervenciones a 1.5 años para el mantenimiento preventivo.

Calculando los costos y proyectándolos en un periodo de 5 años tendríamos que con la implementación de la estrategia de mantenimiento planteada, se logra un ahorro de \$ 112.000.000 pesos en 5 años.

Tabla 9. Costos de mantenimiento preventivo

N° Mantenimientos Preventivos /año	Costo/año	Costo 5 años
26	72.800.000	364.00.0000
18	50.400.000	252.00.0000
Ahorro	22.400.000	112.000.000

Para el caso particular de la turbina NP1409B que tiene un TMEF menor a un año, se sugiere realizar en el menor plazo posible un análisis de causa raíz, con el

ingeniero de confiabilidad, técnicos y operadores de la planta, con el fin de lograr las causas de la poca disponibilidad del equipo.

Como el modo de falla de los rodamientos afecta al 52% de la población de turbinas de la planta, de acuerdo con la metodología de RCM, se sugiere se realice el cambio por condición en un mantenimiento general programado. También es importante, que se realicen los monitoreos de toma de vibraciones por parte del operador, en sus rondas estructuradas y continuar con las demás acciones de cuidado básico de equipos.

En cuanto, al modo de falla de las válvulas de gobernación y trip, se recomienda implementar una política de rotación y confiabilidad de equipos rotativos en stand by, el cual se debe incluir la tarea de realizar la prueba de disparo con el fin de asegurar la disponibilidad del equipo auxiliar cuando sea requerido.

Adicionalmente, se debe continuar con las acciones que realiza el operador y que estas definidas en el procedimiento del cuidado básico de equipos BEC, las cuales incluyen tareas como:

- Girar manualmente por lo menos 5 vueltas completas cada semana de los equipos para garantizar lubricación total de los rodamientos y evitar daños por acumulación de agua o agarrotamiento del conjunto.
- Cambio de lubricante a los equipos que lo requieran de acuerdo a la carta de lubricación del equipo.
- Inspección visual del acople. Las laines de protección deben cambiarse si tienen más de 3 años de haber sido instaladas o si se encuentran en mal estado.
- Inspección y lubricación con antiagarrotante de tornillos de anclaje, tornillos gato reemplazar si es necesario.
- Realizar prueba de disparo de la turbina desacoplada si no se ha realizado en el último año.

CONCLUSIONES

De acuerdo, con la investigación realizada en las turbinas de vapor de la planta de aromáticos, podemos concluir:

- Para la presente monografía se delimito la población actual de turbinas de propósito general y su clasificó de acuerdo al fabricante, modelo tipo y sus características.
- Se identificaron los modos de falla, y realizo medición de los TMEF y TMEM para cada turbina de la planta de aromáticos.
- El 74% de los modos de falla predominantes en las turbinas de la planta están relacionados con fallas de rodamientos y las averías en la válvula Trip y gobernación, por lo tanto, los esfuerzos de mantenimiento deben se enfocados a prevenirlos.
- Se extendió la frecuencia de los mantenimientos preventivos generando así mayor disponibilidad del recurso de los equipos, del personal de mantenimiento y menores costos de intervención sin deteriorar la confiabilidad de las turbinas.
- Se observa, que a pesar que se tiene de la frecuencia anual de los mantenimientos preventivos, estos, no siempre se cumplen debido a la no disponibilidad del equipo principal y por ende operaciones no entrega el equipo. Esto se observa en la medición del promedio de 10326 horas del I TMEM. De implementarse la propuesta del aumento en la frecuencia de mantenimientos preventivos, estos deben cumplirse puntualmente.

- Se destaca la importancia de las actividades del operador en el *BEC*, como una excelente estrategia económica y que garantiza el aumento de la confiabilidad y disponibilidad de los equipos en la planta.

BIBLIOGRAFIA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE API, API STANDARD 611, 4ª edición, Junio 1997

AMERICAN SOCIETY OF AUTOMOTIVE ENGINEERS (SAE), STANDARD SAE JA 1011, Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), 1997.

CAMBELL, John, Reliability Handbook, Price waterhouse Coopers LLP. 1997

MORA GUTIERREZ, Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicios. 2009.

MOUBRAY, John. Reliability Centered Maintenance. London: Butterworth-Heinemann, 1992.

PARRA, Carlos, Diplomado en ingeniería y gestión de mantenimiento, Curso 5, Mantenimiento centrado en la confiabilidad, Octubre 2007.

PEREZ Carlos, Mantenimiento Centrado en la confiabilidad, Soporte & CIA LTDA, 2003.

<http://www.wbdg.org/resources/rcm.php>

www.reliabilityweb.com

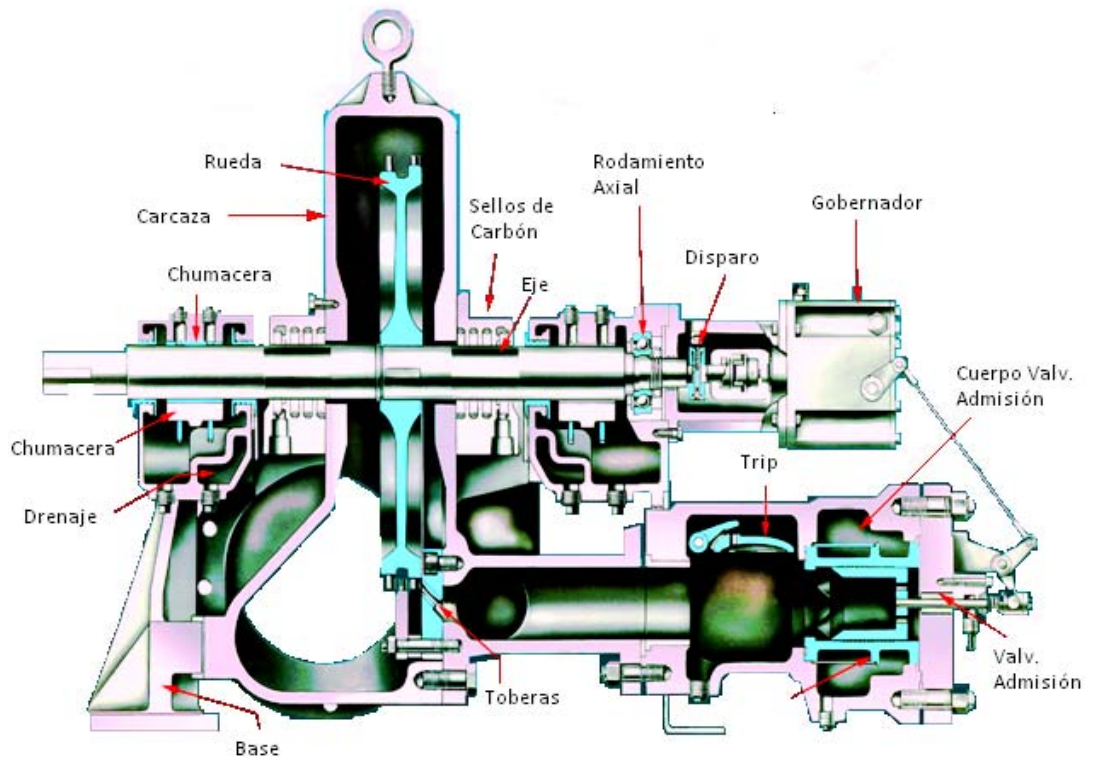
www.ecopetrol.com.co

http://www.mantenimientoplanificado.com/art%C3%ADculos_rcm_archivos/ariel%20ZYLBERBERG/RCM_Scorecard_overview.pdf

http://www.confiableidad.net/art_05/RCM/rcm_3.pdf

ANEXOS

ANEXO A. ESTRUCTURA TURBINA COPPUS Y SUS PARTES

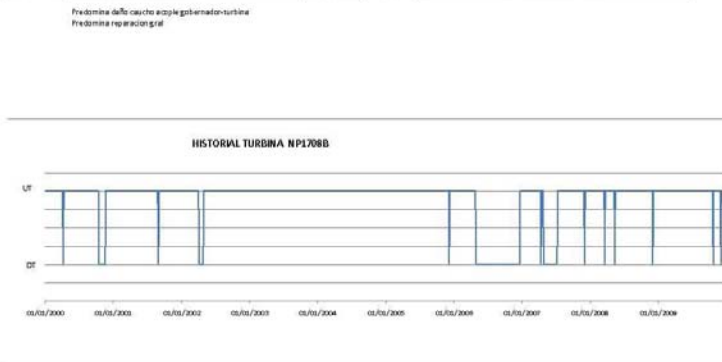


ANEXO B. ANALISIS DE LOS DATOS DE LOS HISTORICOS DE MANTENIMIENTO

ANALISIS DE LOS DATOS DE LOS HISTORICOS DE MANTENIMIENTO TURBINA NP1708B

Nr. Ó/trabajo	Desc. Ó/trabajo	Tipo Mantenim	Grupo Trabajo	Unidad	Operación	Equipo	Componente	Asignado a	Plana	Plana de	Plana de	Fecha Cierre	Fecha Creación
255416	PREVENTIVO A TURBINA C/1 MBEF	IV	PMPMC	7	Cim. ed	OP	MTUV	EMCPVO	02/12/2009			07/12/2009	24/12/2009
252404	MANTO PARADA FITE A-1708B	ME	MOSP-02	7	Cim. ed	OP	MCCP	PMC	20/10/2009	10/10/2009		22/10/2009	16/10/2009
264664	PREVENTIVO A TURBINA C/1 MBEF	IV	PMPMC	7	Cim. ed	OP	MTUV	EMCPVO	01/11/2009	01/11/2009		11/11/2009	26/11/2009
257573	Cambiar aceite completo gsbur	CO	MOSP-02	7	Cim. ed	OP	MTUV	PMC	11/05/2009	15/05/2009		20/05/2009	17/04/2009
247097	Cambio de gobernador y arrolla de accipie	FD	MOSP-02	7	Cim. ed	OP		PMC	17/07/2009			15/07/2009	11/07/2009
238492	PREVENTIVO A TURBINA C/1 MBEF	IV	PMPMC	7	Cim. ed	OP	MTUV	EMCPVO	04/12/2007	05/12/2007		05/12/2007	28/12/2007
209095	Inspección de estado Turbina NP 1708B	GA	MSDCA	7	Cim. ed	OP	MTUV	PMC	27/06/2007			29/07/2007	06/07/2007
130364	Inspección y reparación turbina NP1708B	CO	MSDCA	7	Cim. ed	OP	MTUV	PMC	20/04/2004	10/11/2004		05/11/2007	10/11/2004
207520	PREVENTIVO A TURBINA C/1 MBEF	IV	PMPMC	7	Cim. ed	OP	MTUV	EMCPVO	06/12/2009			30/12/2009	30/12/2009
175383	PREVENTIVO A TURBINA C/1 MBEF	IV	PMPMC	7	Cim. ed	OP	MTUV	EMCPVO	03/11/2009			04/11/2009	01/11/2009
M002447	Destapar línea agua enfriamiento NP1708B	CO	MSDCA	8	Cim. ed	OP	MTUV	FMT				25/04/2003	05/04/2003
85721	CAMBIA VALVULA ADMISION VAPOR F1708B	CO	MSDCA	8	Cim. ed	OP	MVAL	FMT	10/08/2003			05/09/2003	27/07/2003
42153	REPARACION GENERAL DE LA TURBINA	CO	MSDTA	8	Cim. ed	OP	MTUV	PMC	17/11/2003			27/11/2003	01/04/2003
42162	REPARACION GENERAL DEL GOBERNADOR	CO	MSDTA	8	Cim. ed	OP	MOSIE	PMC	20/07/2003			20/07/2003	05/04/2003
M000524	ESCAPE DE VAPOR POR TAPA VALVULA TRIP	CO	MSDCA	8	Cim. ed	OP	MICE	PMC	05/04/2003			21/03/2003	21/03/2003
261501	CORREGIR FUGA VAPOR VALVULA TRIP F-1708B	CO	MOSP-02	4	Autonomia	OP		FMT				13/05/2003	

OT	Tipo de mantenimiento	Fecha de ejecución	Modo de falla	
255416	PREVENTIVO A TURBINA C/1 MBEF	02/12/2009	04/12/2009	pm
252404	MANTO PARADA FITE A-1708B	20/10/2009	22/10/2009	
264664	PREVENTIVO A TURBINA C/1 MBEF	01/11/2009	03/11/2009	pm
257573	Cambiar aceite completo gsbur	11/05/2009	15/05/2009	dallo aceite de caucho de emalador turbina
247097	Cambio de gobernador y arrolla de accipie	17/07/2009	15/07/2009	dallo aceite de caucho de gobernador turbina
238492	PREVENTIVO A TURBINA C/1 MBEF	04/12/2007	05/12/2007	pm
209095	Inspección y reparación turbina NP 1708B	20/04/2004	05/07/2007	reparacion graf
130364	Inspección y reparación turbina NP 1708B	20/04/2004	10/11/2004	reparacion graf
M002447	Destapar línea agua enfriamiento NP1708B	05/04/2003	25/04/2003	dallo linea enfriamiento
85721	CAMBIA VALVULA ADMISION VAPOR F1708B	10/08/2003	11/08/2003	dallo valvula admision vapor
42153	REPARACION GENERAL DE LA TURBINA	17/10/2003	17/11/2003	reparacion graf
42162	REPARACION GENERAL DEL GOBERNADOR	20/07/2003	20/07/2003	dallo valvula admision vapor
M000524	ESCAPE DE VAPOR POR TAPA VALVULA TRIP	05/04/2003	04/04/2003	reparacion graf



Disponibilidad Operacional (mg confiabilidad)

$$A_0 = \frac{MTBF}{MTBF + MDT} = \frac{6003,7}{6003,7 + 804} = 0,882$$

$$A_1 = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{1170}{1170 + 804} = 0,882$$

Mantenibilidad

$$M(t) = 1 - \exp(-\mu t)$$

MTR = 1170

Confiabilidad

TMEM = 6570 Hr
TMED = 9855 Hr

Dias UT = 3252
Dias DT = 402
Mantenimientos = 12
Mantenimientos corr = 8

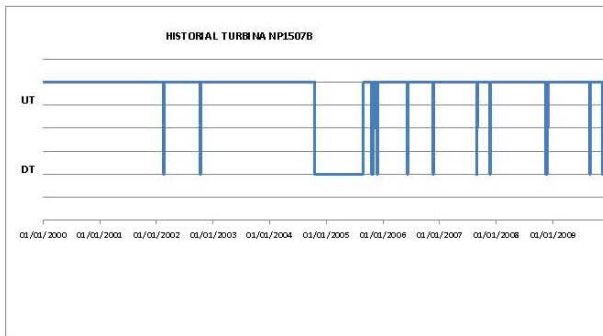
Fecha	Dias
30/12/2009	3
27/12/2009	3
24/12/2009	3
21/12/2009	3
18/12/2009	3
15/12/2009	3
12/12/2009	3
09/12/2009	3
06/12/2009	3
03/12/2009	3
30/11/2009	3
27/11/2009	3
24/11/2009	3
21/11/2009	3
18/11/2009	3
15/11/2009	3
12/11/2009	3
09/11/2009	3
06/11/2009	3
03/11/2009	3
30/10/2009	3
27/10/2009	3
24/10/2009	3
21/10/2009	3
18/10/2009	3
15/10/2009	3
12/10/2009	3
09/10/2009	3
06/10/2009	3
03/10/2009	3
30/09/2009	3
27/09/2009	3
24/09/2009	3
21/09/2009	3
18/09/2009	3
15/09/2009	3
12/09/2009	3
09/09/2009	3
06/09/2009	3
03/09/2009	3
30/08/2009	3
27/08/2009	3
24/08/2009	3
21/08/2009	3
18/08/2009	3
15/08/2009	3
12/08/2009	3
09/08/2009	3
06/08/2009	3
03/08/2009	3
30/07/2009	3
27/07/2009	3
24/07/2009	3
21/07/2009	3
18/07/2009	3
15/07/2009	3
12/07/2009	3
09/07/2009	3
06/07/2009	3
03/07/2009	3
30/06/2009	3
27/06/2009	3
24/06/2009	3
21/06/2009	3
18/06/2009	3
15/06/2009	3
12/06/2009	3
09/06/2009	3
06/06/2009	3
03/06/2009	3
31/05/2009	3
30/05/2009	3
29/05/2009	3
28/05/2009	3
27/05/2009	3
26/05/2009	3
25/05/2009	3
24/05/2009	3
23/05/2009	3
22/05/2009	3
21/05/2009	3
20/05/2009	3
19/05/2009	3
18/05/2009	3
17/05/2009	3
16/05/2009	3
15/05/2009	3
14/05/2009	3
13/05/2009	3
12/05/2009	3
11/05/2009	3
10/05/2009	3
09/05/2009	3
08/05/2009	3
07/05/2009	3
06/05/2009	3
05/05/2009	3
04/05/2009	3
03/05/2009	3
02/05/2009	3
01/05/2009	3
30/04/2009	3
29/04/2009	3
28/04/2009	3
27/04/2009	3
26/04/2009	3
25/04/2009	3
24/04/2009	3
23/04/2009	3
22/04/2009	3
21/04/2009	3
20/04/2009	3
19/04/2009	3
18/04/2009	3
17/04/2009	3
16/04/2009	3
15/04/2009	3
14/04/2009	3
13/04/2009	3
12/04/2009	3
11/04/2009	3
10/04/2009	3
09/04/2009	3
08/04/2009	3
07/04/2009	3
06/04/2009	3
05/04/2009	3
04/04/2009	3
03/04/2009	3
02/04/2009	3
01/04/2009	3
31/03/2009	3
30/03/2009	3

ANALISIS DE LOS DATOS DE LOS HISTORICOS DE MANTENIMIENTO TURBINA NP1507B

Nr.O/trabajo.	Desc.Ord/trabajo	Tipo Mantenim	Grupo Trabajo	Estado Usuari	Descripción	Estatus Equipo	d. Component	Asignado a	h.planeada	h.planeada Ter	Fecha Cierre	Fecha Creación
294161	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	Pv	PMPMC	7	Closed	SF	MTUV	SMCPVO	18/11/2008	26/11/2009	30/11/2009	13/11/2009
270702	Inspeccionar/corregir válvula de goberna	CO	MDDPQ2	3	Closed	SF	MTUV	PMC			28/08/2009	17/12/2008
268673	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	Pv	PMPMC	7	Closed	SF	MTUV	SMCPVO	19/11/2008	27/11/2008	01/12/2008	13/11/2008
237454	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	Pv	PMPMC	7	Closed	SF	MTUV	SMCPVO	21/11/2007		21/11/2007	15/11/2007
226181	Corregir escape de vapor por tubing	CO	MDDCA	3	Closed	SF		PMT			29/08/2007	24/07/2007
206616	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	Pv	PMPMC	7	Closed	SF	MTUV	SMCPVO	23/11/2006		21/12/2006	15/11/2006
193446	Inspecc/cambiar Torn.Gob.NP1507B	CO	MDDCA	3	Closed	SF	MTUV	PMC			08/06/2006	25/05/2006
145547	Insp/rep. NP1507B, rodam-lineas vapor	CO	MDDTA	7	Closed	SF	MTUV	PMC			03/12/2005	16/08/2004
178647	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	Pv	PMPMC	7	Closed	SF	MTUV	SMCPVO	21/11/2005	28/11/2005	25/11/2005	17/11/2005
176651	CAMBIAR VALVULA ENTRADA VAPOR P-1507B	CO	MDDCA	7	Closed	SF	TTUP	PMT	20/10/2005	25/10/2005	28/10/2005	13/10/2005
110894	Const. enfriadores C/ balneras NP1507B	CO	MDDTA	8	Closed	SF	MTUV	PMC			09/10/2003	21/11/2002
M6003819	Instalar enfriador aceite a turbina	CO	MDDCA	8	Closed	SF	TTUP	PMT			09/10/2003	30/09/2003
M6002192	DESTAPAR SIST. ENFRIAMIENTO NP1507	CO	MDDCA	8	Closed	SF	MTUV	PMT			18/02/2002	02/11/2001
246093	CONECTAR RESERVOIRIO CON ENTERRADO P1507B	CO	MDDPQ3	3	Authorised	SF		PMT				03/03/2008
281506	CAMBIAR CARBONES A TURBINA P-1507B	CO	MDDPQ2	3	Authorised	SF		PMC				13/05/2009

OT	Tipo de mantenimiento	Fecha de ejecución	Modo de falla
294161	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	18/11/2009	pvo
270702	Inspeccionar/corregir válvula de goberna	27/08/2009	daño válvula goberna
268673	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	19/11/2008	pvo
237454	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	21/11/2007	pvo
226181	Corregir escape de vapor por tubing	28/08/2007	daño líneas vapor
206616	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	23/11/2006	pvo
193446	Inspecc/cambiar Torn.Gob.NP1507B	07/06/2006	daño sistema goberna
145547	Insp/rep. NP1507B, rodam-lineas vapor	19/10/2004	reparacion gral
178647	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	21/11/2005	pvo
176651	CAMBIAR VALVULA ENTRADA VAPOR P-1507B	20/10/2005	daño válvula admision-vapor
110894	Const. enfriadores C/ balneras NP1507B	08/10/2003	daño enfriador aceite
M6003819	Instalar enfriador aceite a turbina	09/10/2003	daño enfriador aceite
M6002192	DESTAPAR SIST. ENFRIAMIENTO NP1507	17/02/2002	daño líneas enfriamiento

Predomina Daño Valv. Goberna



FECHA	DÍA
30/12/2009	3
27/12/2009	3
24/12/2009	3
21/12/2009	3
18/12/2009	3
15/12/2009	3
12/12/2009	3
09/12/2009	3
06/12/2009	3
03/12/2009	3
30/11/2009	3
27/11/2009	1
24/11/2009	1
21/11/2009	1
18/11/2009	1
15/11/2009	3
12/11/2009	3
09/11/2009	3
06/11/2009	3
03/11/2009	3
31/10/2009	3
28/10/2009	3
25/10/2009	3
22/10/2009	3
19/10/2009	3
16/10/2009	3
13/10/2009	3
10/10/2009	3
07/10/2009	3
04/10/2009	3
01/10/2009	3
29/08/2009	3
25/09/2009	3
22/09/2009	3
19/09/2009	3
16/09/2009	3
13/09/2009	3
10/09/2009	3
07/09/2009	3
04/09/2009	3
01/09/2009	3
29/08/2009	3
26/08/2009	1
23/08/2009	3
20/08/2009	3
17/08/2009	3
14/08/2009	3
11/08/2009	3
08/08/2009	3
05/08/2009	3
02/08/2009	3
30/07/2009	3
27/07/2009	3
24/07/2009	3
21/07/2009	3
18/07/2009	3
15/07/2009	3
12/07/2009	3
09/07/2009	3
06/07/2009	3
03/07/2009	3
30/06/2009	3
27/06/2009	3
24/06/2009	3
21/06/2009	3
18/06/2009	3
15/06/2009	3
12/06/2009	3
09/06/2009	3
06/06/2009	3
03/06/2009	3

Disponibilidad Operacional (Ing confiabilidad)

$$\lambda_o = \frac{MUT}{MUT + MDT}$$

MUT 6048
MDT 756

Ao 0,889

$$A_r = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR}$$

MTTR 1098 Hr

Ar 0,889

Mantenibilidad

$$M(t) = 1 - \exp(-\mu \times t)$$

MTTR 1098 Hr

Confiabilidad

TMEM 6570 Hr

TMEF 9855 Hr

Días UT 3276

Días DT 378

Mantenimientos 12

Mantenimientos corr 8

ANALISIS DE LOS DATOS DE LOS HISTORICOS DE MANTENIMIENTO TURBINA NP1604B

Nr.O/trabajo	Desc.Ord/trabajo	Tipo Mantenim	Grupo Trabajo	Estado Usuar	Descripción	Estatus Equipo	Cod. Co	Asignado a	Fech.planeada	Fecha Planea	Fecha Cierre	Fecha Creación
28041	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	PV	R/PM/CM	7	Closed	OP	MTUV	SMC/PVO	30/08/2009	01/09/2009	04/09/2009	18/08/2009
259732	REPARACION DE TURBINA	PD	R/PM/CM	7	Closed	OP	MTUV	PMC	01/08/2008	19/10/2008	09/01/2009	01/08/2008
257673	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	PV	R/PM/CM	7	Closed	OP	MTUV	SMC/PVO	17/07/2008		01/08/2008	09/07/2008
232452	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	PV	R/PM/CM	7	Closed	OP	MTUV	SMC/PVO	19/11/2007		19/11/2007	15/11/2007
173898A	RODAMIENTO TURBINA LA NP1504B	PD	R/PM/CM	7	Closed	OP	MTUV	PMC	25/05/2007		28/06/2007	25/05/2007
173898	Revisar/cambiar rodamientos NP1504B	PD	MD/CA	4	Closed	OP	MTUV	PMC			25/06/2007	01/09/2006
206615	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	PV	R/PM/CM	7	Closed	OP	MTUV	SMC/PVO	29/11/2006		21/12/2006	15/11/2006
M6005025	REVISION VALVULA DE DISPARO	CO	MD/CA	7	Closed	OP		PMC			29/11/2006	31/10/2006
193269	CORREGIR PORO EN NP1504B	CO	MD/CA	4	Closed	OP	TTUP	PMT			09/06/2006	21/05/2006
178646	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	PV	R/PM/CM	7	Closed	OP	MTUV	SMC/PVO	24/11/2005		18/11/2005	17/11/2005
123844	Reparación gral turbina NP1504B	CO	MD/TA	7	Closed	OP	MTUV	PMC	17/01/2005		17/05/2005	25/08/2003
M6002655	Corrig. escape vapor valv/adm. NP1504B	CO	MD/CA	8	Closed	OP	MG06	PMC			22/07/2002	25/04/2002
M6002542	Destapar líneas aguas enfriamiento NP1504B	CO	MD/CA	8	Closed	OP	MTUV	PMT			13/04/2002	05/04/2002
M6002169	CORREGIR FLUGA DE VAPOR VAL. ADM. NP1504B	CO	MD/CA	7	Closed	OP	MTUV	PMC			09/04/2002	26/10/2001
M6002168	DESTAPAR CABEZOTES ENFRIADORES NP1504B	CO	MD/CA	8	Closed	OP	MTUV	PMT			20/02/2002	26/10/2001
86103	REVISAR SIST. ENFRIAMIENTO ACEITE NP1504B	CO	MD/CA	8	Closed	OP	MTUV	PMT	10/09/2001		13/08/2001	13/08/2001
M6000929	CONECTAR LINEAS ENFRIAMIENTO P-1504B	CO	MD/CA	8	Closed	OP	MTUV	PMT			31/07/2000	06/07/2000
207516	DEACOPLAR PROBAR DISPARO NP-1504B	CO	MD/PO2	3	Authorised	OP		PMC				07/08/2009
281507	CORREGIR FLUGA VAPOR VALVUL GOBE P-1504B	CO	MD/PO2	4	Authorised	OP		PMT				13/05/2009

OT	Tipo de mantenimiento	Fecha de ejecución	Modo de falla	
28041	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	30/08/2009	01/09/2009	pva
259732	REPARACION DE TURBINA	01/08/2008	19/10/2008	reparacion gral
257673	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	17/07/2008	18/07/2008	pva
232452	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	19/11/2007	20/11/2007	pva
173898A	RODAMIENTO TURBINA LA NP1504B	25/05/2007	27/06/2007	daño rodamientos
173898	Revisar/cambiar rodamientos NP1504B	cancelada		
206615	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	23/11/2006	24/11/2006	pva
M6005025	REVISION VALVULA DE DISPARO	cancelada		prueba disparo
193269	CORREGIR PORO EN NP1504B	08/06/2006	09/06/2006	daño lines vapor
178646	PREVENTIVO A TURBINAS C/12 MESES	24/11/2005	25/11/2005	pva
123844	Reparación gral turbina NP1504B	07/02/2005	23/02/2005	reparacion gral
M6002655	Corrig. escape vapor valv/adm. NP1504B	22/07/2002	22/07/2002	Valvula gubernacion y/o Trip
M6002542	Destapar líneas aguas enfriamiento NP1504B	13/04/2002	13/04/2002	daño líneas enfriamiento
M6002169	CORREGIR FLUGA DE VAPOR VAL. ADM. NP1504B	cancelada		
M6002168	DESTAPAR CABEZOTES ENFRIADORES NP1504B	20/02/2002	20/02/2002	daño líneas enfriamiento
86103	REVISAR SIST. ENFRIAMIENTO ACEITE NP1504B	10/09/2001	13/09/2001	daño líneas enfriamiento
M6000929	CONECTAR LINEAS ENFRIAMIENTO P-1504B	31/07/2000	31/07/2000	daño líneas enfriamiento

FECHA	DIA	Disponibilidad Operacional (Ing confiabilidad)
30/12/2009	3	
27/12/2009	3	
24/12/2009	3	
21/12/2009	3	
18/12/2009	3	
15/12/2009	3	
12/12/2009	3	
09/12/2009	3	
06/12/2009	3	
03/12/2009	3	
30/11/2009	3	
27/11/2009	3	
24/11/2009	3	
21/11/2009	3	
18/11/2009	3	
15/11/2009	3	
09/11/2009	3	
06/11/2009	3	
03/11/2009	3	
31/10/2009	3	
28/10/2009	3	
25/10/2009	3	
22/10/2009	3	
19/10/2009	3	
16/10/2009	3	
13/10/2009	3	
10/10/2009	3	
07/10/2009	3	
04/10/2009	3	
01/10/2009	3	
28/09/2009	3	
25/09/2009	3	
22/09/2009	3	
19/09/2009	3	
16/09/2009	3	
13/09/2009	3	
10/09/2009	3	
07/09/2009	3	
04/09/2009	3	
01/09/2009	1	
29/08/2009	1	
26/08/2009	3	
23/08/2009	3	
20/08/2009	3	
17/08/2009	3	
14/08/2009	3	
11/08/2009	3	
09/08/2009	3	
06/08/2009	3	
03/08/2009	3	
30/07/2009	3	
27/07/2009	3	
24/07/2009	3	
21/07/2009	3	
18/07/2009	3	
15/07/2009	3	
12/07/2009	3	
09/07/2009	3	
06/07/2009	3	

$$A_0 = \frac{MUT}{MUT + MDT}$$

MUT 5563,2
MDT 303
A0 0,948

$$A_1 = \frac{MTTF}{MTTF - MTTR}$$

AI 0,948

Mantenibilidad

$$M(t) = 1 - \exp(-\lambda t)$$

MTTR **432 Hr**

Confiabilidad

TMEM **5631 Hr**
TMEF **8760 Hr**

Días UT **3477** 3477
Días DT **59** 177
Mantenimientos **14**
Mantenimientos corr **9**

Predomina el mantenimiento preventivo

