

**REVISIÓN DE LA ESTRATEGIA ACTUAL DE MANTENIMIENTO PARA LA  
FLOTA DE COMPRESORES CENTRÍFUGOS DE REINYECCIÓN DE GAS  
USADOS EN LAS FACILIDADES DE CUPIAGUA CASANARE**

**PEDRO RAÚL HERNÁNDEZ ARANGUREN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA 2011**

**REVISIÓN DE LA ESTRATEGIA ACTUAL DE MANTENIMIENTO PARA LA  
FLOTA DE COMPRESORES CENTRÍFUGOS DE REINYECCIÓN DE GAS  
USADOS EN LAS FACILIDADES DE CUPIAGUA CASANARE**

**PEDRO RAÚL HERNÁNDEZ ARANGUREN**

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

**Director: MARTIN ALONSO CARO TOLOZA  
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA 2011**

A mi familia, quien de manera muy especial, me apoyaron en el desarrollo de este importante logro.

A la Superintendencia de Operaciones Nororiental, donde he tenido la oportunidad de aplicar los conocimientos y habilidades adquiridas.

A el director de este proyecto, quien dedico su valioso tiempo para apoyar esta obra.

**Pedro Raúl Hernández Aranguren**

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	14
1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	15
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	15
1.1.1 Hitos de Ecopetrol	17
1.1.2 Yacimientos en Colombia	18
1.2 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	18
1.2.1 Junta Directiva	18
1.2.2 Presidencia	19
1.2.3 Vicepresidencias.	19
1.3 FACILIDADES DE PROCESAMIENTO CUPIAGUA	20
1.3.1 Conjunto Turbo Compresor de Reinyección	22
1.4 COMPRESORES CENTRÍFUGOS	25
1.4.1 Camino del gas en el compresor	26
1.4.2 Partes del compresor NP	28
1.5 ESTRATEGIA ACTUAL PARA COMPRESORES CENTRÍFUGOS	36
1.5.1 Planes de mantenimiento	39
1.6 OBJETIVOS	41
1.6.1 Objetivo General	42
1.6.2 Objetivos Específicos	42
2. MARCO TEORICO	43
2.1 LA EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO	43
2.1.1 La Primera Generación	43
2.1.2 La Segunda Generación	43

2.1.3	La Tercera Generación	44
2.2	ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO	45
2.2.1	Mantenimiento Preventivo	45
2.2.2	Mantenimiento Predictivo	46
2.2.3	Mantenimiento Correctivo	46
2.3	DISPONIBILIDAD	46
2.4	CONFIABILIDAD	50
2.5	ANALISIS MODO EFECTO DE FALLA	51
2.5.1	Metodología del AMEF.	53
2.6	MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)	56
2.6.1	El método RCM	59
2.6.2	RCM. Siete preguntas básicas	62
2.7	PMO. OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO PLANEADO.	75
2.7.1	PASO 1 – Recopilación de Tareas	76
2.7.2	PASO 2 – Análisis de Modos de Falla	76
2.7.3	PASO 3 – Racionalización y revisión del FMA	77
2.7.4	PASO 4 – Análisis Funcional	77
2.7.5	PASO 5 – Evaluación de Consecuencias	78
2.7.6	PASO 6 – Definición de la Política de Mantenimiento	79
2.7.7	PASO 7 – Agrupación y Revisión	79
2.7.8	PASO 8 – Aprobación e Implementación	80
2.7.9	PASO 9 – Programa Dinámico	80
2.8	GERENCIA FINANCIERA DEL MANTENIMIENTO	80
2.8.1	Gerenciamiento de Activos	81
3.	DIAGNOSTICO DE SITUACIÓN ACTUAL:	81
3.1	INDICADORES ACTUALES DE LA COMPAÑÍA	81
3.1.1	Diferidas causadas por correctivos no planeados.	82
3.1.2	Disponibilidad técnica y operativa	82
3.1.3	Tiempo medio entre fallas y entre reparaciones (MTBF)	83
3.1.4	Eventos de falla	84

3.1.5	Resumen condición dinámica de los equipos	86
3.2	FALLAS EN LA FLOTA DE COMPRESORES CENTRIFUGOS	88
3.2.1	Tiempo Medio Entre Falla	88
3.2.2	Modos de Falla en Compresores Centrífugos	91
3.2.3	Mecanismos de Falla en Compresores Centrífugos	92
3.3	REPARACIONES EN COMPRESORES CENTRÍFUGOS	93
4.	BÚSQUEDA Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS	95
4.1	RECOMENDACIONES	95
4.1.1	La propuesta del autor	97
4.1.2	Beneficio económico	97
5.	CONCLUSIONES	100
	BIBLIOGRAFIA	102

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Hitos de ECOPETROL.	17
Figura 2. Reservas en Colombia	18
Figura 3. Estructura General Ecopetrol. Julio 2011.	19
Figura 4. Facilidades Centrales de Procesamiento Cupiagua	20
Figura 5. Localización geográfica de los pozos del área Cupiagua	20
Figura 6. Diagrama de bloques del proceso Cupiagua	21
Figura 7. Diagrama Proceso Compresión a Reinyección.	21
Figura 8. Arreglo General Turbinas MS-5002-C/D	23
Figura 9. Turbina a Gas Modelo MS5002C	23
Figura 10. Arreglo Compresor de Reinyección Nuovo Pignone®.	25
Figura 11. Tren de Reinyección, unidad MP y HP.	25
Figura 12. Compresor Centrífugo.	26
Figura 13. Flujo de gas en la cámara de succión	27
Figura 14. Paso del Gas a través del rotor y estator	27
Figura 15. Camino del gas a través del último impulsor.	28
Figura 16. Vista general de la carcasa y tapa frontal del compresor	28
Figura 17. Diafragma para un compresor tipo BCL	29
Figura 18. Relación de presiones en una etapa de compresión.	30
Figura 19. Acople flexible no lubricado.	30
Figura 20. Sello laberinto desmontado de unidad Compresora	31
Figura 21. Sello de aceite unidad Alta Presión	31
Figura 22. Esquema del cojinete radial de 5 zapatas.	32
Figura 23. Cojinete de Empuje	32
Figura 24. Cojinete de Empuje Lado Activo e inactivo.	33
Figura 25. Sistema de conexiones en un compresor centrífugo.	33
Figura 26. Sistema de conexiones compresor centrífugo.	34

Figura 27. Compresor centrífugo Tipo BCL	35
Figura 28. Proceso de remoción del barril en un compresor centrífugo	36
Figura 29. Período de cambio en el compresor CUP MP1.	38
Figura 30. Programa de mantenimiento Turbo Grupos Cupiagua.	40
Figura 31. Línea de tiempo para Turbina. Unidad HP3.	41
Figura 32. Línea de tiempo para el compresor centrífugo. Unidad HP3.	41
Figura 33. Calculo de correctivos	48
Figura 34. Calculo de Preventivos	49
Figura 35. Cadena de sucesos en un evento de falla.	51
Figura 36. Patrones de falla (Industria Aeronáutica)	57
Figura 37. Diagrama de flujo del RCM	62
Figura 38. Concepto de Función. Equipos iguales con funciones diferentes.	63
Figura 39. Baja y deterioro de la capacidad inicial.	64
Figura 40. Diagrama de Decisión del Proceso de RCM	70
Figura 41. Fuentes del Mantenimiento Preventivo.	76
Figura 42. Diferidas causadas por correctivos no planeados.	82
Figura 43. Disponibilidad Técnica acumulada a Junio 30 de 2011.	82
Figura 44. Disponibilidad Operativa acumulada a Junio 30 de 2011.	83
Figura 45. MTBF para equipos mayores	84
Figura 46. Diferidas de producción y Downtime sistema de Reinyección.	85
Figura 47. Condición dinámica de equipos rotativos.	87
Figura 48. Línea de tiempo para los modos de falla en Cusiana	89
Figura 49. Línea de tiempo para los modos de falla en Cupiagua	90
Figura 50. Modos de falla asociadas a compresores centrífugos.	91
Figura 51. Mecanismo de falla asociadas a compresores centrífugos.	92
Figura 52. Reporte de reparación en compresor modelo BCL 506A.	94

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tareas de mantenimiento ESMP compresores centrífugos.	37
Tabla 2. Horas de operación grupos Turbogeneradores.	39
Tabla 3. Análisis de Modos existentes.	77
Tabla 4. Identificación de duplicidad de tarea.	77
Tabla 5. Identificación de funciones.	78
Tabla 6. Evaluación de consecuencias.	78
Tabla 7. Política de Mantenimiento.	79
Tabla 8. Resumen de análisis de fallas en el Sistema de Reinyección.	86
Tabla 9. Condición dinámica equipos rotativos 2do Q/2011.	87
Tabla 10. Tiempo medio entre fallas Cupiagua	90
Tabla 11. Tiempo medio entre fallas Cusiana	90
Tabla 12 Estrategia actual de mantenimiento en razón a costos anuales	98
Tabla 13. Estrategia propuesta de mantenimiento en razón a costos anuales.	98
Tabla 14. Resultados del cálculo VPN.	98

## RESUMEN

**TITULO:**

REVISIÓN DE LA ESTRATEGIA ACTUAL DE MANTENIMIENTO PARA LA FLOTA DE COMPRESORES CENTRÍFUGOS DE REINYECCIÓN DE GAS USADOS EN LAS FACILIDADES DE CUPIAGUA CASANARE\*

**AUTOR:**

PEDRO RAÚL HERNÁNDEZ ARANGUREN\*\*

**PALABRAS CLAVES:**

COMPRESOR CENTRÍFUGO, MANTENIMIENTO BASADO EN CONFIABILIDAD, VALOR PRESENTE NETO, RIESGO, EQUIPO CRÍTICO

**DESCRIPCION:**

La formulación de este trabajo se basa en la necesidad de hacer una revisión estratégica del conjunto de actividades controladas y organizadas que se están ejecutando sobre la flota de compresores centrífugos usados para la reinyección de gas en las facilidades de Cupiagua Casanare.

Este conjunto de activos pertenecientes a la superintendencia de operaciones Nor Oriente de la Vicepresidencia de Producción de Ecopetrol, son los encargados de elevar la presión de gas proveniente del yacimiento para mantener la hidráulica en el sistema a través de una serie de pozos inyectoros, asegurando niveles óptimos para la recuperación de las reservas probadas.

Las facilidades de Cupiagua, ubicadas a 5 kilómetros del municipio de Aguazul, departamento de Casanare, fueron concebidas para la operación en un contexto operativo esperado y con las directrices que se tenían de los fabricantes originales de los equipos. Estos dos puntos, a través del tiempo, han sido variados, y aunque la filosofía se mantiene, los límites y capacidades en las que se está trabajando difieren de lo planeado, así mismo, las tareas de mantenimiento, de manera sistemática, han sido reemplazadas por nuevas rutinas direccionadas a maximizar la vida de trabajo de los equipos, manteniendo su función y minimizando los posibles riesgos remanentes.

Por tal razón, resulta adecuado revisar las directrices que se deban adoptar por parte de la superintendencia de operaciones, para la gestión de mantenimiento en relación a esta familia de equipos críticos para la operación.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ciencias Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director Martín Alonso Caro Toloza.

## SUMMARY

**TITLE:**

REVIEWING OF THE PRESENT MAINTENANCE STRATEGY FOR THE GAS CENTRIFUGAL COMPRESSOR FLEET USED IN CUIAGUA CASANARE FACILITIES\*

**AUTHOR:**

PEDRO RAÚL HERNÁNDEZ ARANGUREN\*\*

**KEY WORDS:**

CENTRIFUGAL COMPRESSOR, RELIABILITY CENTER MAINTENANCE, NET PRESENT VALUE, RISK, CRITICAL EQUIPMENT.

**DESCRIPTION:**

The formulation of the present job is based in the strategic needs for reviewing the set of controlled and aimed activities that are being executed in the centrifugal compressor fleet used for reinjection of the gas in the central facilities of Cuiagua Casanare.

The set of assets belongs to the “Superintendencia de Operaciones Nororiente” from the production vice precedence of Ecopetrol, which are the equipments that increase the gas pressure coming from the oil field to procure maintain the hydraulic in the system through the set of gas injection wells, guaranteeing the proper levels for the proved reserves recovery .

The Cuiagua Central Process Facilities, located to 5 Kilometers from Aguazul city, department of Casanare, were designed for the operation under a specific operative context and the maintenance directress of the original equipment manufacturers. These two objectives, through the time, have been changed and no matter the philosophies are being kept, the set points, limits and real capacities that Cuiagua is working nowadays, are different than planned. In the same way, the maintenance tasks in a systematic way, has been replaced by new routines addressed to get the maximum working life of the equipments, preserving the primary function and lowering the possible remaining risks.

This is the reason why, results suitable reviewing the directions that must be adopted by the operations superintendence, for manage the maintenance in this critical equipment family for the facilities.

---

\* *Monograph*

\*\* *Faculty of Physical-Mechanical Sciences. School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization. Director: Martín Alonso Caro Toloza.*

## INTRODUCCION

En el área de gestión de mantenimiento, se debe estar en continua revisión de los procesos y actividades, para asegurar que se maximice el valor de empresa en cada acción ejecutada, mediante una correcta planeación, organización, dirección y control sistemático. Resulta entonces coherente, identificar cuáles son las actividades que mas impactan el proceso y tener entonces estrategias que conlleven, sin aumentar el riesgo remanente, a una satisfacción de todos los stake holders o grupos de interés de la compañía.

Un pilar del área de mantenimiento es la integridad de los activos, donde se busca prevenir o minimizar los impactos de fallas catastróficas que puedan ocasionar daños ambientales, a la propiedad y desde luego a las personas. Estas fallas pueden ser de gran impacto en nuestro entorno y podrían afectar en gran medida, en intangibles de alto valor y difícil recuperación como por ejemplo, la reputación de la compañía. Un ejemplo de esto es la falla ocurrida por la empresa operadora del golfo de México “Deep Horizon” en Abril del 2010, en la explosión que se produjo en la plataforma a finales del mes murieron 11 personas. Desde entonces fluyeron a diario millones de litros de petróleo al mar, poniendo en peligro la naturaleza, la pesca y el turismo en el golfo de México.

De manera estratégica y coordinada, con la presente monografía, se realiza una revisión del estado del arte actual para los mantenimientos en los compresores centrífugos de reinyección de gas, equipos básicos para el manejo de los fluidos en las Facilidades Centrales de Procesamiento de Cupiagua. Las recomendaciones dadas, tendrán como premisa la mejora en la efectividad de las intervenciones de mantenimiento y evitar daños mayores, cuyas pérdidas perjudiquen de manera importante a la empresa.

## **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 8.124 kilómetros.

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

### **1.1 RESEÑA HISTÓRICA**

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 Magdalena<sup>1</sup>.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación. En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico, el cual 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.

---

<sup>1</sup> <http://es.wikipedia.org/wiki/Ecopetrol>

## 1.1.1 Hitos de Ecopetrol

Figura 1. Hitos de ECOPETROL.



### 1.1.2 Yacimientos en Colombia

Actualmente, Ecopetrol S.A. cuenta con un área exploratoria de 17.702.986 Hectáreas, donde el 42% corresponden a contratos de asociación, el 54% tiene a una empresa operadora y el 4% no es operador.

Figura 2. Reservas en Colombia

Nombre	Año de Descubrimiento	Reservas Millones de Barriles*
La Cira-Infantas	1918	800
Tibú	1940	270
Casabe	1941	300
Velásquez-Palagua	1946	300
Yariguí	1954	200
Provincia-Payoa	1960	300
Río Zulia	1962	140
Orito	1963	240
Castilla	1969	320
Chuchupa	1972	7TPC**
Apiay-Suria	1981	215
Caño Limón	1983	1250
San Francisco	1985	150
Cusiana	1988	750
Cupiagua	1993	510
Guando	2000	130
Gibraltar	2003	630 GPCG y 15 MBLS

## 1.2 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

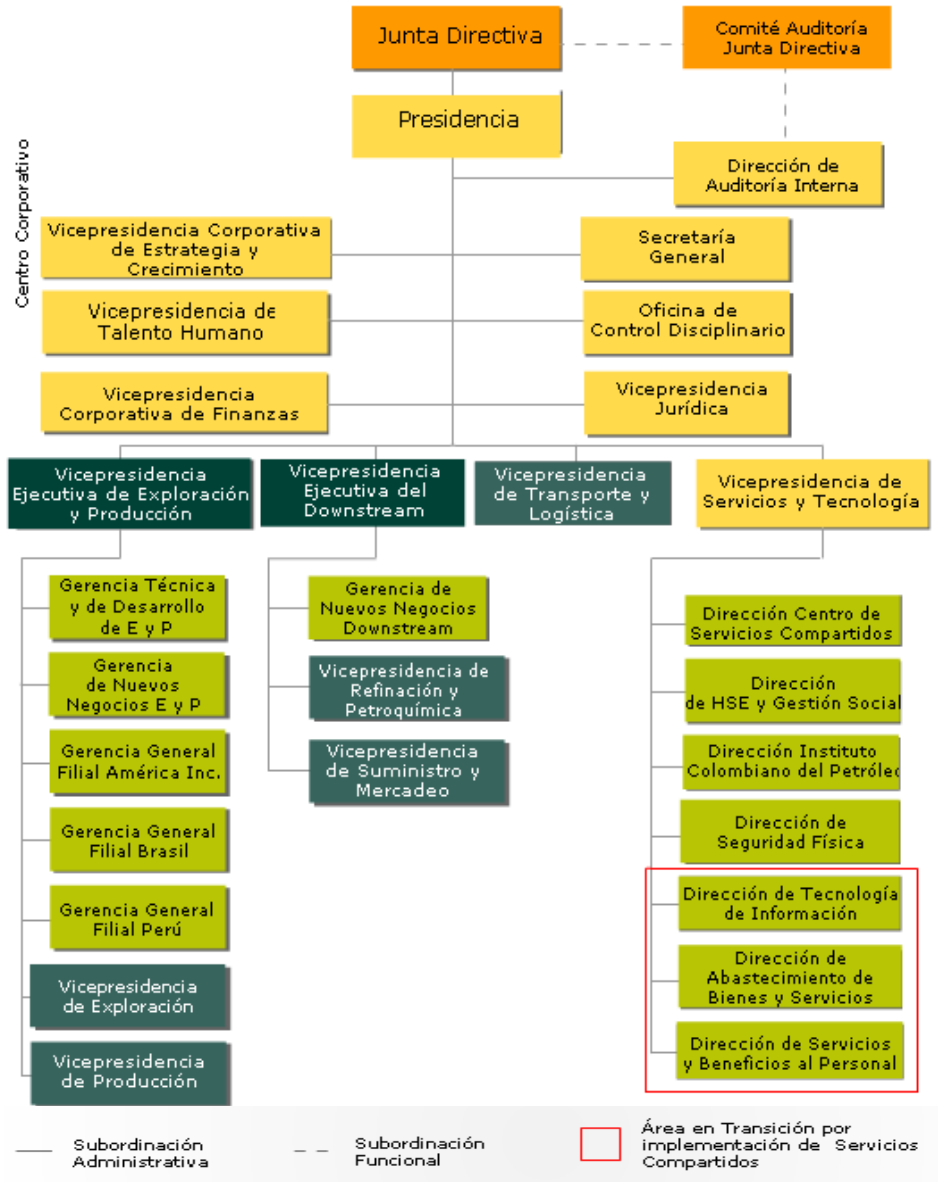
### 1.2.1 Junta Directiva

Esta dirigida por una junta directiva de está conformada por: Juan Carlos Echeverry, Ministro de Hacienda y Crédito Público; Carlos Rodado Noriega, Ministro de Minas y Energía; Hernando José Gómez, Director Nacional de Planeación; Fabio Echeverri Correa (Presidente Junta Directiva); Ignacio Sanín Bernal; María Elena Velásquez Restrepo; Joaquín Moreno Uribe; Amílcar Acosta Medina; Mauricio Cárdenas Santamaría.

## 1.2.2 Presidencia

Javier Genaro Gutiérrez Pemberthy. Nombrado en el cargo el 22 de enero 2007.

Figura 3. Estructura General Ecopetrol. Julio 2011.



## 1.2.3 Vicepresidencias.

Actualmente, Ecopetrol se estructuró en 4 vicepresidencias, así:

- Vicepresidencia ejecutiva de exploración y producción (UPSTREAM)



Las Facilidades cuenta dentro de sus activos, con una flota de siete (7) compresores centrífugos, seis (6) de los cuales son movidos por Turbinas, usados en Compresión a Reinyección y dos (2) movidos por motor eléctrico (Baja Presión).

Figura 6. Diagrama de bloques del proceso Cupiguá<sup>3</sup>

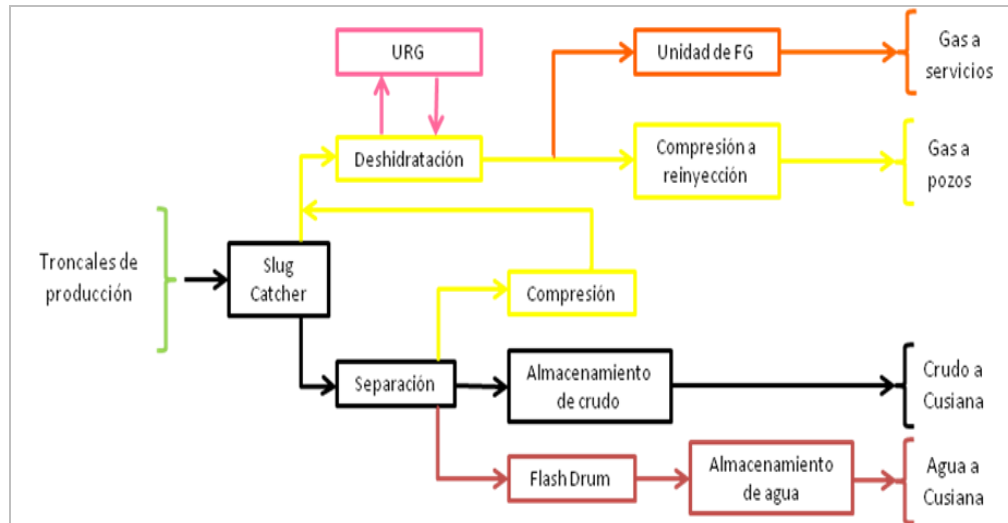
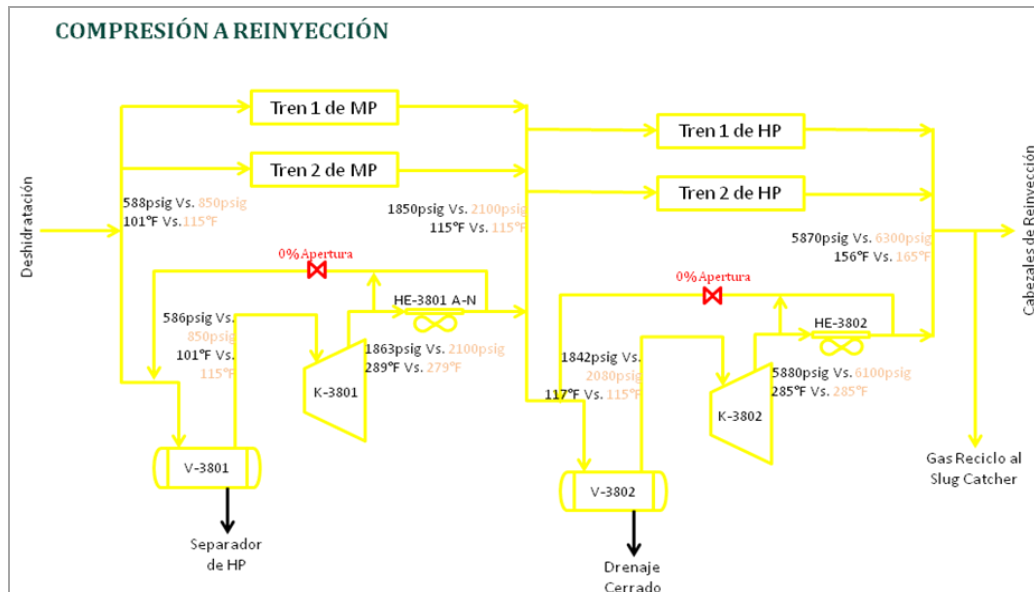


Figura 7. Diagrama Proceso Compresión a Reinyección.



<sup>3</sup> PICO, Diana, JIMENEZ, Diana. Reporte de Cambios Operacionales Cupiguá 2010.

En total, este conjunto se encarga de tomar el gas proveniente del Yacimiento (troncales de producción), elevar su presión en varias etapas de compresión y devolverlo nuevamente a la formación (Pozos inyectores de gas).

La compresión a Reinyección, se realiza en dos etapas, manejando el total del gas producido a través de tres [3] trenes que tienen cabezales de succión y descarga comunes así:

Etapa Media Presión: Presión Succión: 588 psig - Presión Descarga: 1850 psig

Etapa Alta Presión: Presión Succión: 1850psig - Presión Descarga: 5870 psig.

### 1.3.1 Conjunto Turbo Compresor de Reinyección

Para poder lograr el incremento de presión, mediante el uso del compresor centrífugo, es necesario llevar el rotor a altas velocidades mediante un multiplicador o caja de engranajes que acopla el conductor [Turbina] con el conducido [Compresor].

#### ***Turbina a Gas***

Las turbinas a gas, son máquinas de manejo de calor, por excelencia para convertir energía Química de algún combustible, en potencia mecánica. Las turbinas Modelo 5002C/D, de dos ejes, mueven el compresor centrífugo de inyección de gas.

Potencia	38000 HP/ 28380 KW
Ciclo	Simple
Motor de Arranque	Eléctrico 4160 voltios, 400Kw, 3600rpm
Velocidad de los 2 Ejes	Alta presión 5100 r.p.m. Baja presión 4670 r.p.m.
Sistema de Control	Mark V Speedtronic G.E.
Protecciones:	Overspeed, Temperatura, Vibración, Detección de Llama.

Figura 8. Arreglo General Turbinas MS-5002-C/D<sup>4</sup>

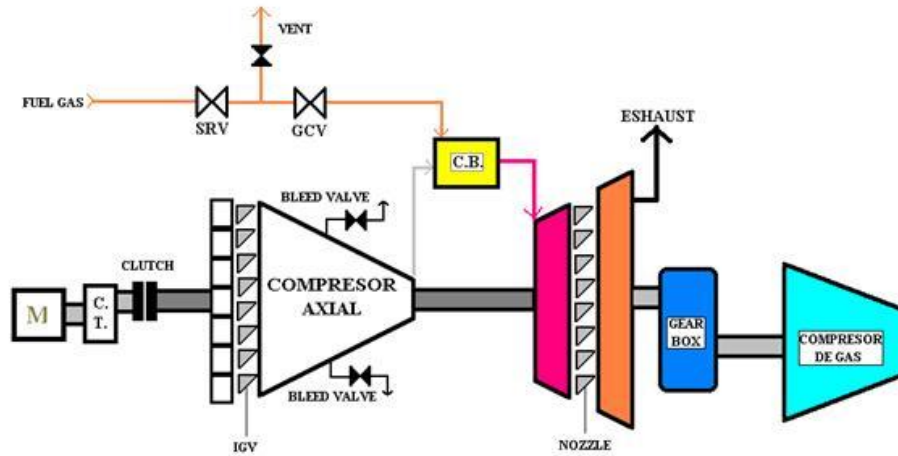
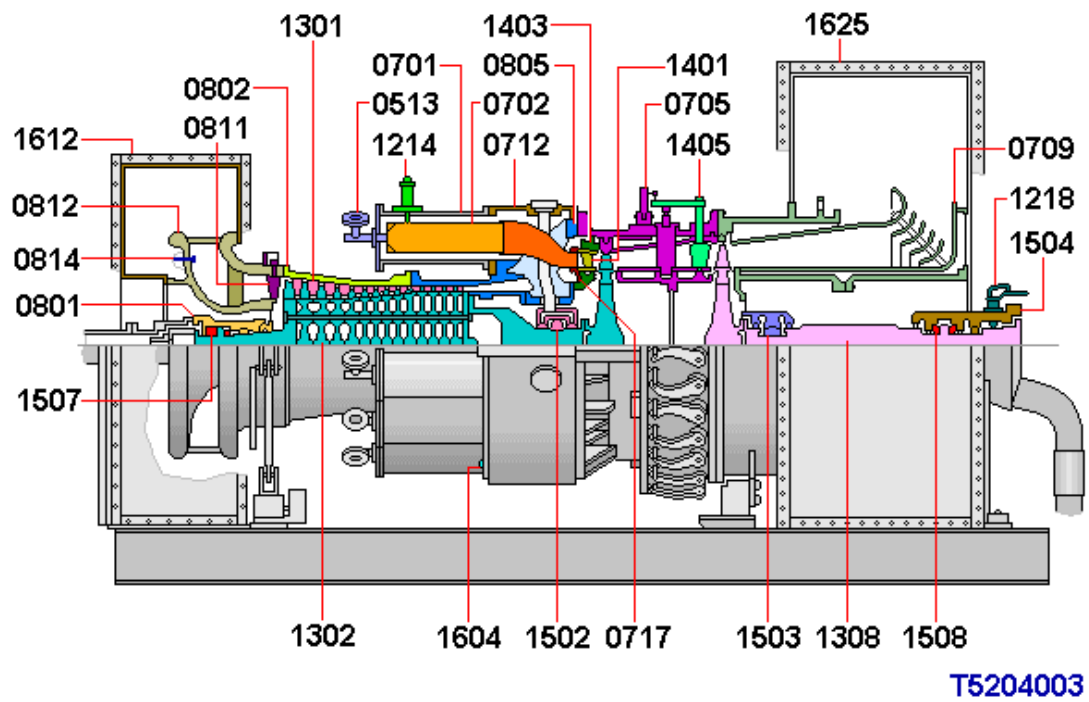


Figura 9. Turbina a Gas Modelo MS5002C<sup>5</sup>



<sup>4</sup> BP COLOMBIA, Curso de entrenamiento Turbocompresores Cartagena [CD ROM] 2000.

<sup>5</sup> ECAT. GE Computer System Access. Available from internet <https://www5.gepower.com/ssologinforms>

Las turbinas a gas poseen un compresor de aire [1302], el cual toma el aire de la atmósfera, que es pasado por un filtro y es comprimido por secciones de alabes fijos y alabes rotativos de varias etapas, hasta tener una presión final de 105 psi. El aire de alta presión es pasado a las cámaras de combustión [0701], donde se mezcla con el combustible inyectado [0513]. La combustión de esta mezcla de aire / combustible incrementa su temperatura en la zona de la llama entre 2500°F y 4000°F. Esta temperatura es inmediatamente reducida, gracias al aire de exceso que se controla con los Combustores [0702], en las cámaras de combustión.

La temperatura a la entrada de la sección de turbina [0717], es del orden de 1650°F y 2300°F. La alta temperatura sumada a la alta presión de la mezcla es dirigida a la sección de la turbina, donde se expande a través de dos etapas. En el proceso de expansión, parte de la energía removida del gas, impulsa el compresor de la turbina y mantiene a los equipos auxiliares tales como las bombas de lubricación y aceite hidráulico. La potencia restante es usada para mover el eje de trabajo acoplado a compresor centrífugo.

Los gases de exhosto son enviados a la atmósfera a través de un sistema de silenciadores.

Las velocidades actuales máximas de giro son:

Turbina a Gas [Eje de Baja Velocidad]: 4.670 R.P.M.

Compresor Media Presión: 8.664 R.P.M

Compresor Alta Presión: 10.375 R.P.M

El conjunto de Turbina, Caja de Engranajes, Compresor y equipos auxiliares, se encuentran agrupados en paquetes modulares denominados Tren de reinyección. Cada Tren contiene un paquete de media presión, que le entrega a un paquete de alta presión y este a su vez es dirigido al cabezal de pozos inyectores.

Figura 10. Arreglo Compresor de Reinyección Nuovo Pignone®.

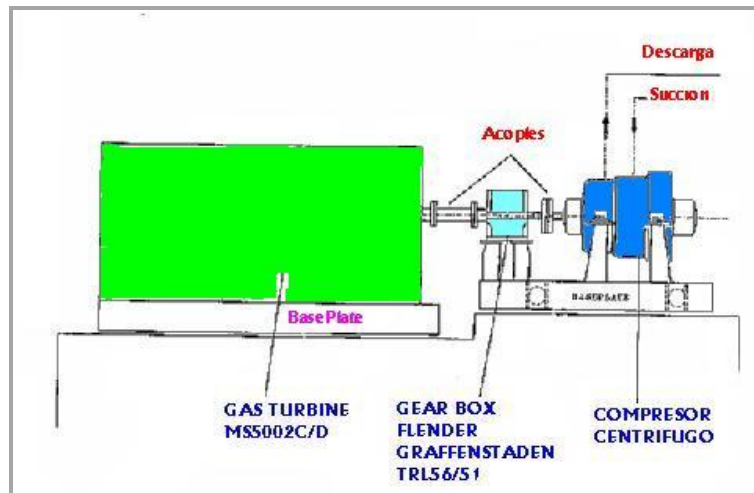


Figura 11. Tren de Reinyección, unidad MP y HP.



#### 1.4 COMPRESORES CENTRÍFUGOS

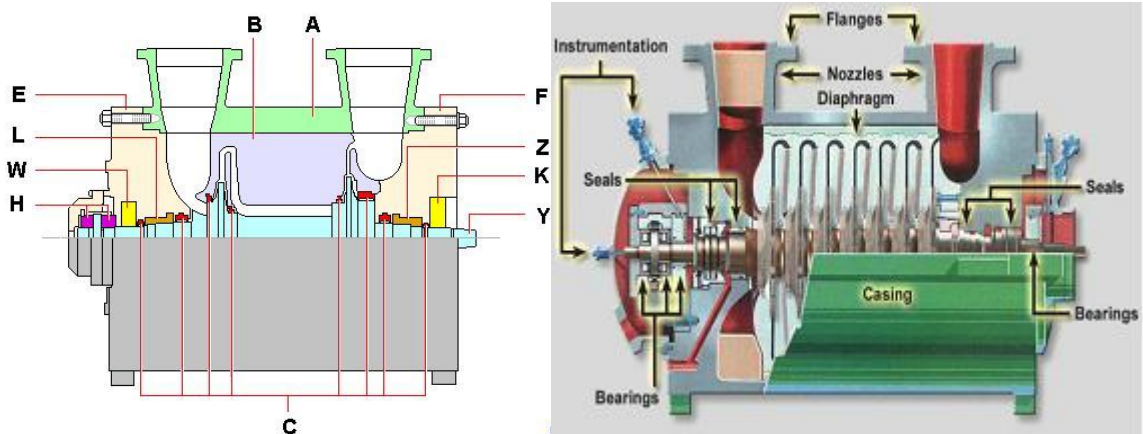
El compresor centrífugo, es una máquina dinámica de flujo continuo de fluido, el cual transforma energía en aumento de presión. Cierta parte es transformada por la parte giratoria o *rotor* y la restante en la parte estática o *difusor*.

El compresor centrífugo, está constituido por:

- A, Carcasa externa
- B, Diafragma
- C, Sellos de laberinto
- E, Tapa Frontal, lado libre

- F, Tapa Posterior, lado Acople
- H, Cojinetes de empuje
- W, Cojinetes Radiales
- Z, Sellos de Aceite
- Y, Rotor.

Figura 12. Compresor Centrífugo.<sup>6</sup>



#### 1.4.1 Camino del gas en el compresor<sup>7</sup>

El gas para el compresor es aspirado a través de la brida de succión, de donde entra a una cámara anular, converge hacia el centro desde todas las direcciones de manera uniforme y radial.

En la parte diametralmente opuesta del ingreso del gas, se encuentra un Pin, para evitar la formación de vórtices.

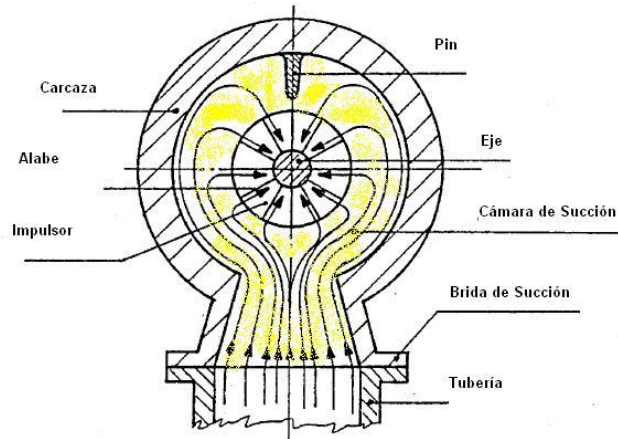
La compresión del gas ocurre en dos partes así: El gas ingresa al diafragma de aspiración de la rueda de primera etapa moviéndose en dirección axial. El flujo es

<sup>6</sup> ECAT. GE Computer System Access. Available from internet <https://www5.gepower.com/ssologinforms>

<sup>7</sup> El autor

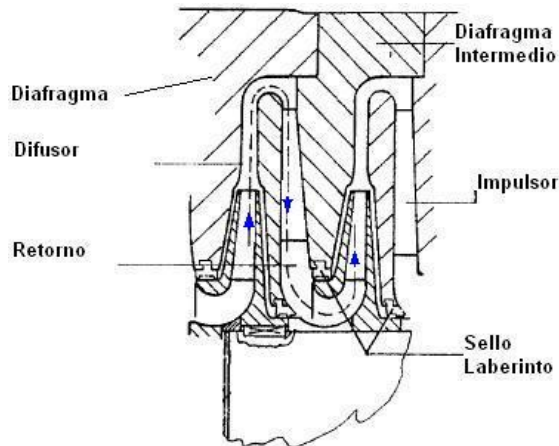
entonces cambiado a dirección radial y acelerado por los alabes del impulsor y por las fuerzas centrífugas.

Figura 13. Flujo de gas en la cámara de succión<sup>8</sup>



El gas sale del impulsor e ingresa al difusor, el cual es una tobera invertida, donde se reduce la velocidad del gas, compensada por el aumento de la presión (Conservación de Energía). Sucesivamente, el gas ingresa al segundo impulsor, guiado por el diafragma a todas las etapas. Para reducir al mínimo el paso interno de gas, sobre el diafragma se instala un sello tipo laberinto.

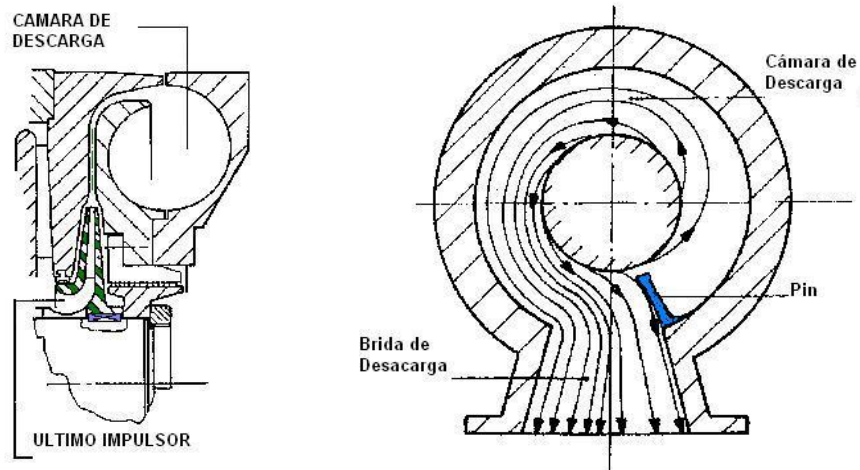
Figura 14. Paso del Gas a través del rotor y estator



<sup>8</sup> ECAT. GE Computer System Access. Available from internet <https://www5.gepower.com/ssologinforms>

En la última etapa, antes de la brida de salida, el impulsor envía el gas a un difusor donde se encuentra la cámara de descarga.

Figura 15. Camino del gas a través del último impulsor<sup>9</sup>.



Después del último impulsor se encuentra el Tambor de balance, el cual equilibra la sumatoria de las fuerzas generadas en las etapas.

## 1.4.2 Partes del compresor NP

### Carcasa

Figura 16. Vista general de la carcasa y tapa frontal del compresor<sup>10</sup>



<sup>9</sup> ECAT. GE Computer System Access. Available from internet <https://www5.gepower.com/ssologinforms>

<sup>10</sup> ECAT. GE Computer System Access. Available from internet <https://www5.gepower.com/ssologinforms>

Este elemento se obtiene por forja y está sometido a elevadas presiones de trabajo. Se usa normalmente la aleación ASTM A105 Gr II para el barril, las bridas de succión y descarga vienen soldadas.

### **Diafragma**

*Figura 17. Diafragma para un compresor tipo BCL*



Este elemento determina el perfil aerodinámico de la parte estática del compresor, están divididos en succión, el cual guía al gas cuando ingresa, intermedio, el cual transforma la energía cinética en presión mediante la variación del área, además guía al gas a la siguiente etapa y descarga, el cual forma el difusor del último impulsor a la cámara de descarga. Cada diafragma porta un sello de laberinto que evita el retorno del gas desde la descarga del impulsor y la fuga desde una etapa a otra. Estos anillos de sello son fácilmente removibles.

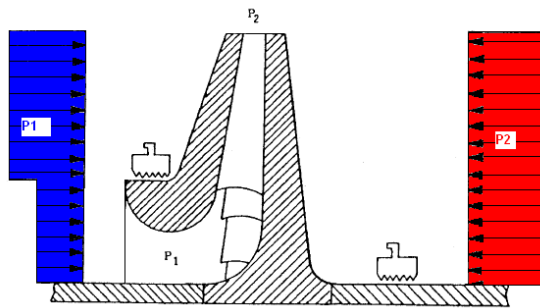
### **Rotor**

La parte giratoria del compresor, está compuesta por un eje, impulsores, línea de balance, plato de empuje, alojamientos para los cojinetes radiales, de empuje. Los impulsores son montados mediante calor sobre el eje del rotor. Entre los dos elementos se tiene una interferencia para la transmisión del torque.

### **Tambor de Balance**

Durante el normal funcionamiento del compresor, se genera una fuerza de empuje sobre el rotor, que es absorbida por el cojinete de empuje. Tal fuerza de empuje se debe principalmente a la distribución de presiones que actúan sobre los impulsores.

*Figura 18. Relación de presiones en una etapa de compresión.*

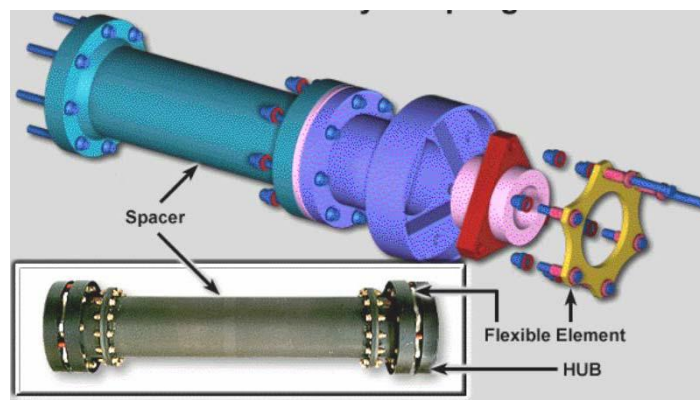


De acuerdo al balance de presiones mostradas, se tiene una fuerza resultante hacia el lado de la succión. Por tal razón, se cuenta con un tambor de balance localizado en la última etapa que ofrece una fuerza resultante que equilibra las componentes.

### **Acople.**

Sirve para la transmisión de potencia al compresor el cual es realizado por medio de un incrementador de engranajes. Este tipo de acople, tolera desalineamiento.

*Figura 19. Acople flexible no lubricado.*



### **Sello de Laberinto**

La reducción de fugas de gas al mínimo, se obtiene dejando una mínima tolerancia entre una serie de sellos denominados laberinto. La finalidad es aumentar la dificultad del gas a través de las cámaras.

Este componente tiene una dureza mayor a la del eje, evitando un desgaste accidental al contacto de los dos elementos. Los sellos son fácilmente extraíbles.

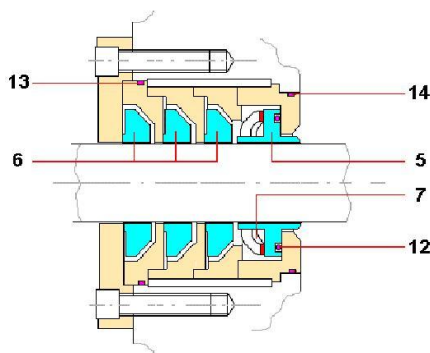
*Figura 20. Sello laberinto desmontado de unidad Compresora*



### **Sellos de Aceite**

El sello de aceite es formado por un anillo flotante [De alta en el lado de alta presión], revestido internamente de un metal antifricción. El aceite fluye a una presión ligeramente superior a la del gas de proceso. Entra a un espacio anular comprendido en uno o dos anillos y se filtra por el juego dejado por el anillo y el eje.

*Figura 21. Sello de aceite unidad Alta Presión*

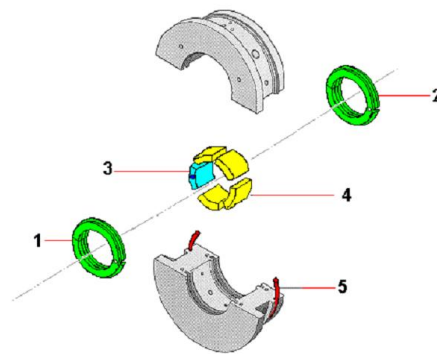


El gas y el salir del aceite del compresor del compartimiento de gas de referencia, se recogen en trampas automáticas. El gas que sale de las trampas automáticas se envía al sistema del gas de combustible a través de un sistema de las pipas proporcionado de la válvula calibrada del orificio y de cheque. El aceite de las trampas es colectado en el tanque de gasificador.

### **Cojinetes Radiales**

Son de tipo zapata basculante. Esto es con el fin de contra-restar la posibilidad de una desestabilización por la película de aceite. El metal base es acero al carbono con un recubrimiento de metal blando antifricción.

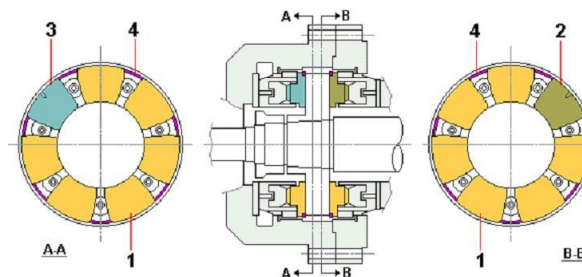
Figura 22. Esquema del cojinete radial de 5 zapatas.



### **Cojinete de Empuje**

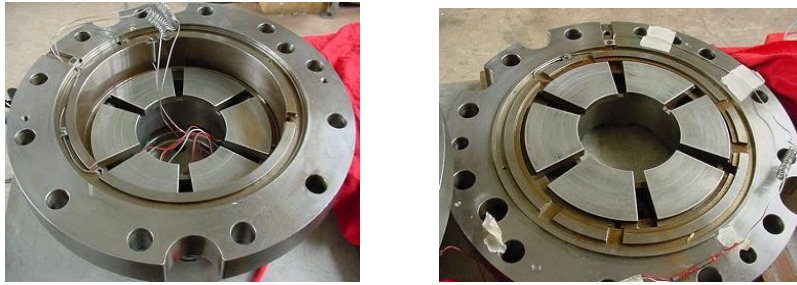
Las zapatas trabajan sobre un collar que viene ajustado al eje del compresor.

Figura 23. Cojinete de Empuje



El eje del compresor presenta un empuje positivo, pero el cojinete de empuje, viene provisto de zapatas a ambos lados, es decir, de doble acción. Esto con el fin de poder controlar los desplazamientos en condiciones excepcionales o transitorias.

Figura 24. Cojinete de Empuje Lado Activo e inactivo.



### Sistema de Conexiones

Dado que los dos extremos del rotor tienen diferentes niveles de presión (succión y descarga), se cuenta con un sistema de conexiones, para igualar las presiones y por lo tanto instalar dos similares e intercambiables grupos de anillos de sellado, usando una sola fuente de suministro de aceite.

Figura 25. Sistema de conexiones en un compresor centrífugo.

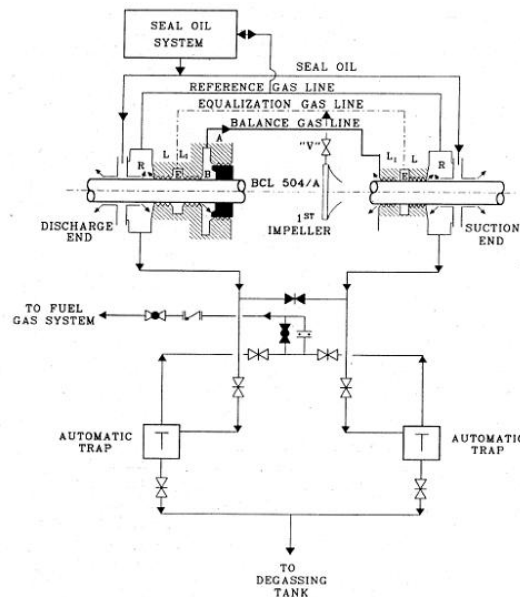
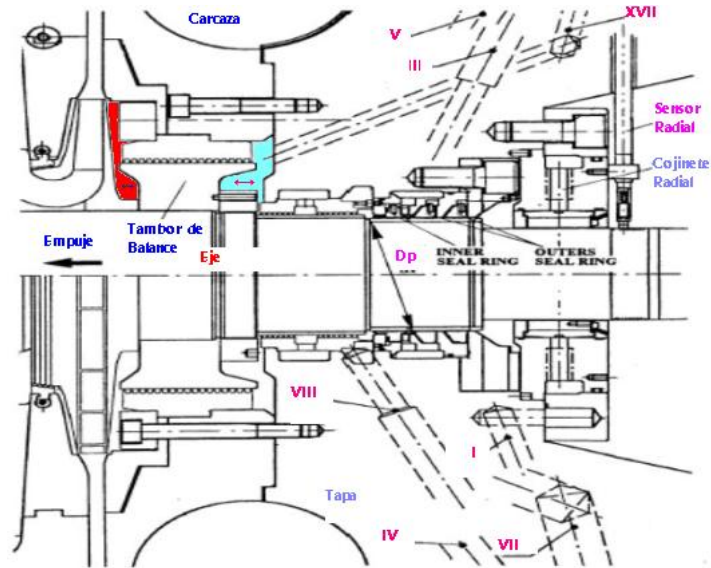


Figura 26. Sistema de conexiones compresor centrífugo.



Se encuentra identificado de la siguiente manera:

I. Entrada de aceite a cojinetes radiales.

III. Entrada de Aceite a Sellos.

IV. Gas de Igualación: Para prevenir que el gas de la descarga, que está a una temperatura muy alta, puede dañar los sellos de los extremos es necesario presurizar el compartimiento de ecualización, con el gas fresco. Esto es posible conectando la descarga del primer impulsor del compresor.

V. Gas de Referencia: El gas que sale a través de la sección externa de cada sello de laberinto doble entra en el compartimiento anular adyacente proporciona el nivel de la presión del gas que determina el parámetro del gas de la referencia.

VII. Gas de tambor de Balance.

VIII. Drenaje de aceite de los sellos interiores.

XVII. Presión de Balance. El gas de la descarga del compresor, que existe entre el laberinto y el tambor de balance (Color Verde), entra en el compartimiento y está conectado a la succión del compresor por medio de una conexión externa llamada "línea de gas del balance".

## **Característica de diseño compresores reinyección de gas**

Figura 27. Compresor centrífugo Tipo BCL



Los Compresores centrífugos tienen las siguientes características de Diseño:

Compresores Media presión:

Tipo BCL 504A. Cantidad: Tres [3]

BCL = Tipo Barril.

50= 500 mm diámetro impulsor.

4 = 4 etapas de compresión

A = Presión de diseño de la carcasa, A, B, C, D.

Presión de Succión = 875 psia

Presión de Descarga = 2.462 psia

Temperatura de succión = 117.4 °F

Temperatura de descarga = 276 °F

Potencia = 27.280 BHP

Flujo = 406,8 MMSCFD

Peso Molecular de gas = 22.84

Compresor manejado por una Turbina a Gas marca Nuovo Pignone®  
MS5002C/D.

Compresores Alta presión: Cantidad: Tres [3]

Tipo BCL 405C

BCL = Tipo Barril

40= 400 mm diámetro impulsor

5 = 5 etapas de compresión

C = Presión de diseño de la carcasa, A, B, C, D.

Presión de Succión = 2.441 psia

Presión de Descarga = 6,300 psia

Temperatura de succión = 120 °F

Temperatura de descarga = 248 °F

Potencia = 27,280 BHP

Flujo = 406,8 MMSCFD

Peso Molecular de gas = 22.84

Compresor manejado por una Turbina a Gas marca Nuovo Pignone® MS5002C/D.

## 1.5 ESTRATEGIA ACTUAL PARA COMPRESORES CENTRÍFUGOS

*Figura 28. Proceso de remoción del barril en un compresor centrífugo*



La definición de la Estrategia de Mantenimiento para esta familia de equipos, fue implementada desde el inicio de operación del CPF de Cupiagua por la compañía

“British Petroleum”, para una capacidad de manejo de gas y crudo esperado. Para tal fin, se apoyaron en la metodología AMEF, Análisis de modos y efecto de fallos, usando una herramienta de apoyo propia de la compañía y arrojó un Programa Específico de Mantenimiento que se denominó ESMP.

Como resultado de este ejercicio se obtuvo la estrategia de mantenimiento, la cual se implementó en el sistema para la administración del mantenimiento ó CMMS, por sus siglas en inglés, llamado Engarde®, el cual, a su vez, migrará a Maximo® y finalmente se está empleado el software Ellipse®.

*Tabla 1. Tareas de mantenimiento ESMP compresores centrífugos.*

Equipo	Facility	Unit	Sub_Unit	Equip_Type_Code	Task_Description
CA-K-1802	CUPIAGUA	REINYECCION DE GAS	COMPRESORES CENTRIFUGOS	RE-Compressor Centrifugal	Efectúe prueba funcional del los lazos de protección: sistema de aceite de sello, protección antisurge, protecciones de vibración, temperatura de metal cojinetes, desplazamiento axial, alto nivel en las vasijas, temperaturas y presiones de succión y de
CA-K-1802	CUPIAGUA	REINYECCION DE GAS	COMPRESORES CENTRIFUGOS	RE-Compressor Centrifugal	Efectúe cambio de bundle de acuerdo a las tendencias del desempeño de la unidad, tenga en cuenta el período entre paradas de aproximadamente 2 años, cualquier proyección de desempeño debe proyectarse hasta la siguiente inspección programada de turbina.
CA-K-1802	CUPIAGUA	REINYECCION DE GAS	COMPRESORES CENTRIFUGOS	RE-Compressor Centrifugal	Efectue una revisión completa de sellos y cojinetes del compresor incluyendo el cojinete de empuje.

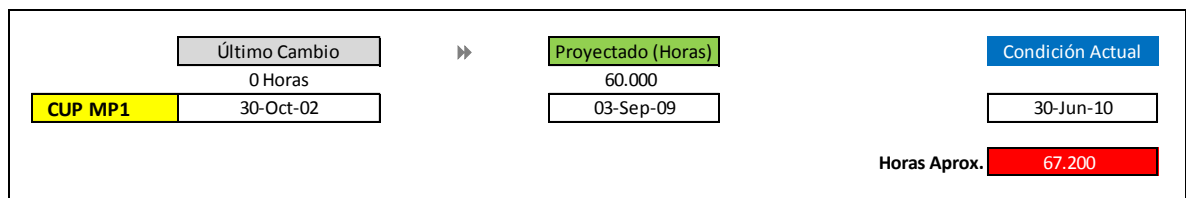
Debido a que se produce disminución en la capacidad del sistema y en general, no cuenta con equipos de “stand by”, es altamente confiable y puede causar riesgos a la seguridad de las personas, a las instalaciones y al medio ambiente, los compresores centrífugos equipos se consideraron como críticos y se asignaron

tareas de mantenimiento preventivas, que se efectuaban en paradas programadas en un intervalo de 17,000 horas o dos [2] años de operación continua.

Con base a los resultados obtenidos durante las inspecciones programadas que se ejecutaron sobre la flota de equipos, la compañía operadora realizó una optimización en el programa de mantenimiento, apoyándose de las tareas originales, definidas por el ESMP, donde se pasa de rutinas preventivas a mantenimiento basado por condición o CBM. Se implementan rutas de análisis de aceite y vibraciones, lo cual permite detectar cambios en la condición dinámica de los equipos sin necesidad de paradas programadas, evitando impactos de producción. Es de anotar que este cambio de la estrategia arrojó excelentes resultados, ya que se aumento la disponibilidad de los equipos y se disminuyo el costo del mantenimiento.

Actualmente, se ha logrado llevar los equipos a cambios extendidos, basados en condición, hasta las 67,000 horas sin fallos.

Figura 29. Período de cambio en el compresor CUP MP1.



No obstante, los buenos resultados obtenidos a través de la implementación del mantenimiento por condición, se han presentado fallas no programadas, las cuales no han podido ser detectadas por las técnicas existentes de aceites y vibraciones. Una de las fallas más recurrentes, es el daño en el sistema de sellado, el cual confina el gas dentro del compresor e impide que este salga a la atmósfera.

La estrategia de mantenimiento formulada al inicio de las operaciones de Cupiagua, fue establecida para unas condiciones de proceso de aproximadamente 200,000 barriles de crudo y un gas manejado de 1.200 MMSCFD. Con la maduración y posterior decaimiento de la producción, se ha observado una disminución del crudo y manejo del gas de hasta 23,000 Barriles y 1.000 MMSCFD. La utilización de los equipos ya no es la misma, a tal punto que se ha suspendido un tren del gas de proceso de baja presión.

### 1.5.1 Planes de mantenimiento

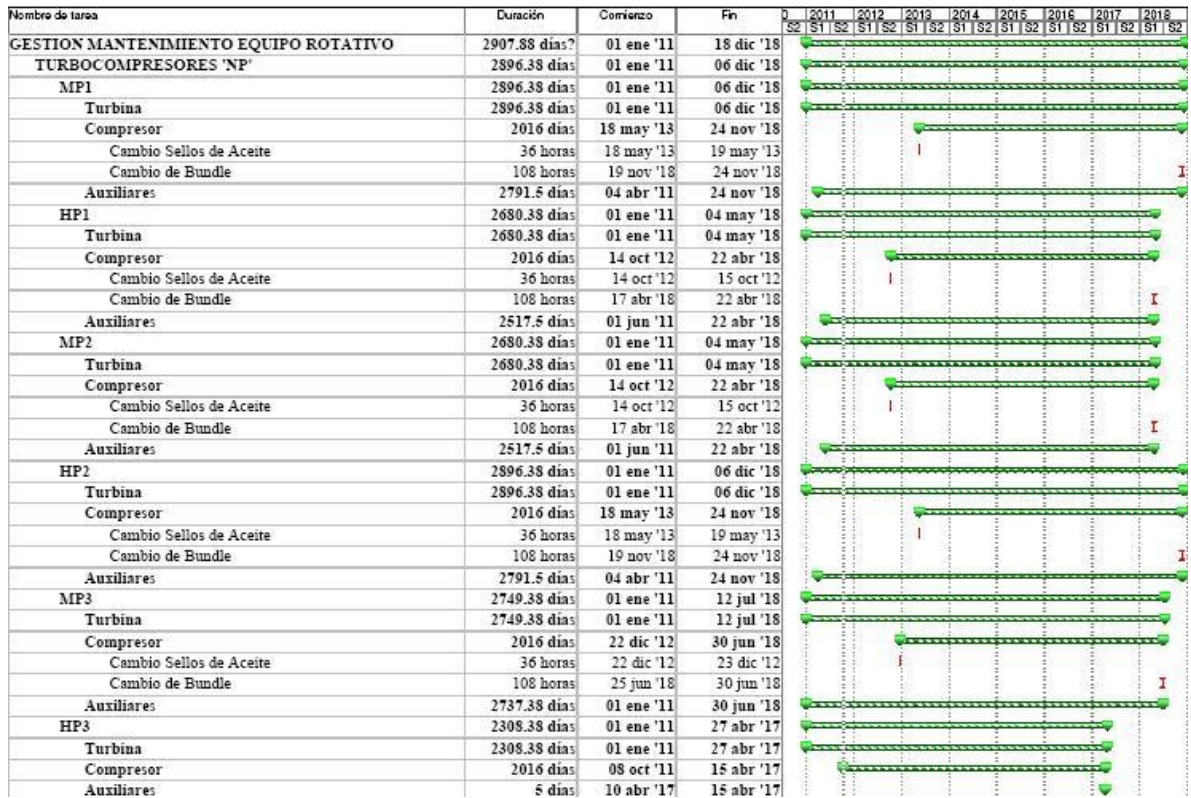
A continuación se presenta las horas de servicio desde el inicio de operación a octubre del 2011. Para un turbo grupo, es considerado relevante la revisión del número total de horas con fuego, los arranques y paradas no planeadas o “trip” que se hayan presentado. Esto afecta la duración de los componentes. Se observa que en esta facilidad en particular, se tienen acumuladas alrededor de 891,115 horas de servicio en las 8 unidades de esta familia.

*Tabla 2. Horas de operación grupos Turbogeneradores.*

S/N GE	S/N NP	Model	Unit	Fired Hrs	# of Starts	# of Trips
809468	G06048	52D	HP3 CUP	107190	181	156
809461	G06009	52C	HP2 CUP	110187	187	137
809463	G06011	52C	HP1 CUP	112935	216	174
296906	296906	51PA	GT2 CUP	113604	259	78
809467	G06047	52D	MP3 CUP	107336	219	191
296905	296905	51PA	GT1 CUP	113729	258	71
809460	G06008	52C	MP2 CUP	112935	216	174
809462	G06010	52C	MP1 CUP	113199	223	183

La secuencia de actividades definidas para atender las tareas de mantenimiento del compresor centrífugo, son ejecutadas dentro de las ventanas operativas que se generan en las rutinas de mantenimiento preventivo de las Turbinas a gas.

Figura 30. Programa de mantenimiento Turbo Grupos Cupiagua.



En caso de tener reporte por condición, donde se detecte una falla que se esté propagando dentro del compresor, es necesario planear y ejecutar el cambio del Bundle o tambor, en lo posible dentro de los períodos de tiempo planeados. De no ser así, se estaría dejando de manejar gas de inyección en las facilidades y se debe restringir el ingreso de fluidos para ser procesados. De esta manera, se estará ofreciendo un mantenimiento de tipo predictivo, manteniendo la integridad de los equipos, alargando vida operativa del conjunto y ofreciendo el servicio esperado por parte de la superintendencia de operaciones.

Como no en todos los casos es posible ajustar estas fechas de parada de la manera ideal. Se ha tenido que realizar intervenciones, de manera correctiva, en especial por daños en los sellos de aceite, únicamente para atender el compresor centrífugo.

Figura 31. Línea de tiempo para Turbina. Unidad HP3.

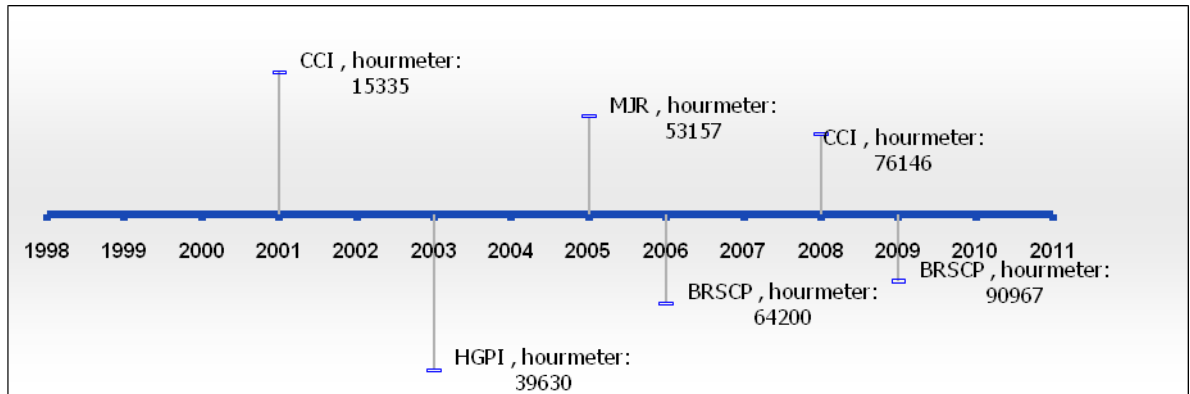


Figura 32. Línea de tiempo para el compresor centrífugo. Unidad HP3.



Como se observa en las figuras, en el año 2002, fue necesario realizar un cambio del rotor del compresor, cambio por alta vibración, sin la ejecución de trabajo alguno en el área de turbina. Esto conlleva a una doble afectación en la producción de la facilidad, además del impacto en el uso de los recursos de mantenimiento disponibles.

## 1.6 OBJETIVOS

### **1.6.1 Objetivo General**

Revisión de la estrategia de mantenimiento para la familia de equipos de Compresores Centrífugos usados en Reinyección de Gas, en las facilidades centrales de Cupiagua, de tal forma que se ajusten a las necesidades actuales de operación, generando recomendaciones que aseguren la integridad de estos activos de manera efectiva y a un costo adecuado.

### **1.6.2 Objetivos Específicos**

Revisar los cambios del proceso de tratamiento de crudo que se han dado a través del ciclo de vida de los activos de Cupiagua y el impacto en los equipos de reinyección.

Analizar los parámetros actuales de mantenimiento en compresores centrífugos, estableciendo el conjunto de eventos que han sido responsables por la mayor cantidad de paradas no programadas.

Validar la estrategia de mantenimiento, acorde a los estándares de la industria del petróleo aplicables [API 617 *Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services*; API 687, *Rotor Repair*].

Identificar oportunidades de mejora, que permitan de una manera costo – efectiva, recomendar acciones controladas de mantenimiento, encaminadas a maximizar el tiempo de trabajo de las unidades manteniendo un riesgo aceptable.

Realizar el análisis económico del proyecto, verificando su viabilidad, comparada con la tasa de oportunidad actual. Definir si las opciones planteadas son atractivas para la operación de las facilidades de Cupiagua.

## 2. MARCO TEORICO

### 2.1 LA EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO<sup>11</sup>

Como todo proceso en evolución, el dominio del mantenimiento ha seguido una serie de etapas cronológicas que se han caracterizado por una metodología específica.

#### 2.1.1 La Primera Generación

La primera Generación cubre el período hasta la II Guerra Mundial. En esos días la industria no estaba muy mecanizada, por lo que los períodos de paradas ni importaban mucho. La maquinaria era sencilla y en la mayoría de los casos diseñada para un propósito determinado. Esto hacía que fuera confiable y fácil de reparar. Como resultado, no se necesitaban sistemas de mantenimiento complicados, y la necesidad de personal calificado era menor que ahora.

#### 2.1.2 La Segunda Generación

Durante la Segunda Guerra Mundial las cosas cambiaron drásticamente. Los tiempos de la Guerra aumentaron la necesidad de productos de toda clase mientras que la mano de obra industrial bajó de forma considerable. Esto llevó a la necesidad de un aumento de mecanización.

Hacia el año 1950 se habían construido equipos de todo tipo y cada vez más complejos. Las empresas habían comenzado a depender de ellas.

Al aumentar esta dependencia, el tiempo improductivo de una máquina se hizo más evidente. Esto llevó a la idea de que las fallas se podían y debían de prevenir, lo que dio como resultado el nacimiento del concepto del concepto del mantenimiento programado. En los años 60 esto se basaba primordialmente en la revisión completa del material a intervalos fijos.

---

<sup>11</sup> MOUBRAY. JHON. *Reliability-Centered Maintenance RCM II*. New York: Industrial Press Inc, 1997. P.7

El costo del mantenimiento comenzó también a elevarse mucho en relación con los otros costos de funcionamiento. Como resultado se comenzaron a implantar sistemas de control y planeación del mantenimiento. Estos han ayudado a poner el mantenimiento bajo control, y se han establecido ahora como parte de la práctica del mismo.

### **2.1.3 La Tercera Generación**

Desde mediados de los años setenta, el proceso de cambio en las empresas ha tomado incluso velocidades más altas. Los cambios pueden clasificarse así:

**Nuevas expectativas:** El crecimiento continuo de la mecanización significa que los períodos improductivos tienen un efecto más importante en la producción, costo total y servicio al cliente. Esto se hace más claro con el movimiento mundial hacia los sistemas de producción justo a tiempo, en el que los reducidos niveles de inventario en curso hacen que pequeñas averías puedan causar el paro de toda una planta. Esta consideración está creando fuertes demandas en la función del mantenimiento. Una automatización más extensa significa que hay una relación más estrecha entre la condición de la maquinaria y la calidad del producto. Al mismo tiempo, se están elevando continuamente los estándares de calidad. Esto crea mayores demandas en la función del mantenimiento.

Otra característica en el aumento de la mecanización es que cada vez son más serias las consecuencias de las fallas de una instalación para la seguridad y/o el medio ambiente.

**Nueva Investigación:** Mucho más allá de las mejores expectativas, la nueva investigación está cambiando las creencias más básicas acerca del mantenimiento. En particular, se hace aparente ahora que hay una menor conexión entre el tiempo que lleva un equipo funcionando y sus posibilidades de falla.

## **2.2 ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO<sup>12</sup>**

Para una efectiva Gestión sobre los activos es importante adoptar estrategias de mantenimiento que permitan extender la vida de los equipos, mantener la confiabilidad y demandar menos costos, algunos de estos se explican a continuación.

### **2.2.1 Mantenimiento Preventivo**

El mantenimiento preventivo permite detectar fallas repetitivas, disminuir las paradas, aumentar la vida útil de equipos, disminuir costos de reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación, etc.

En general el mantenimiento preventivo se ocupa de determinar las condiciones operativas, de durabilidad y de confiabilidad de un equipo reduciendo los tiempos en que puede generarse un mantenimiento correctivo.

Aunque el mantenimiento preventivo es considerado valioso para las organizaciones, existen una serie de fallas en la maquinaria o errores humanos a la hora de realizar estos procesos de mantenimiento, por esta razón las frecuencias cortas pueden ser inconvenientes. El mantenimiento preventivo planeado y el reemplazo planeado de componentes son políticas apropiadas del mantenimiento preventivo.

Algunos de los métodos más habituales para determinar que procesos de mantenimiento preventivo deben llevarse a cabo son las recomendaciones de los fabricantes, la legislación vigente, las recomendaciones de expertos y las acciones llevadas a cabo sobre activos similares.

---

<sup>12</sup> GARCIA GARRIDO, Santiago. *Organización y Gestión Integral del Mantenimiento*. Madrid: Diaz Santos.

### **2.2.2 Mantenimiento Predictivo**

El mantenimiento predictivo se basa en la determinación del estado de la máquina en operación. El concepto fundamenta que las máquinas darán un tipo de aviso antes que fallen y este mantenimiento trata de percibir los síntomas para después tomar acciones.

Se trata de realizar ensayos no destructivos, como pueden ser análisis de aceite, análisis de desgaste de partículas, medida de vibraciones, medición de temperaturas, termografías, etc.

El mantenimiento predictivo permite que se tomen decisiones antes de que ocurra la falla: cambiar o reparar la maquina en una parada programada cercana, detectar cambios anormales en las condiciones del equipo y subsanarlos, etc.

### **2.2.3 Mantenimiento Correctivo**

Este mantenimiento es aquel que está orientado al diagnostico y reparación del equipo cuando se presenta la falla, afecta la disponibilidad, genera paradas no programadas, presenta altos costos de reparación y es resultado generalmente de no tener una estrategia de mantenimiento clara.

## **2.3 DISPONIBILIDAD**

Es la probabilidad de poder contar con un equipo cuando sea necesario y que este cumpla con los estándares de seguridad y confort. Es decir no solo basta con que contemos con los equipos operando, sino haciéndolo a las condiciones requeridas por el proceso.

Existen varias técnicas para determinar el valor de disponibilidad de un activo o un grupo de activos, tal y como lo describe Luis Alberto Mora en su libro: *Mantenimiento Estratégico Para Empresas Industriales o de Servicios* “ La Modelación de la disponibilidad se puede realizar mediante diversas técnicas, desde unas muy simples que se basan en indicadores puntuales e instantáneos

que se calculan independiente de la estimación de probabilidades y de sus leyes que modelan el CMD, hasta otras más complejas donde si se tienen en cuenta las distribuciones que simulan el comportamiento de la confiabilidad y de la mantenibilidad, hasta llegar al uso de simulaciones tipo Montecarlo”. Las más empleadas son: Disponibilidad Genérica, Disponibilidad Inherente, Disponibilidad Alcanzada, Disponibilidad Operacional y Disponibilidad Operacional Generalizada. Para este caso en particular, se debe emplear la Disponibilidad Operacional. “Si se tiene en cuenta los tiempos logísticos y administrativos de demoras, en la gestión del mantenimiento y en la operación de equipos, antes o después de una intervención correctiva o planeada, se debe considerar la disponibilidad operacional.

La disponibilidad operacional se expresar mediante la siguiente expresión:

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

Donde:

MTBM (Mean Time Between Maintenance) es el tiempo medio entre mantenimientos, no solo para mantenimientos correctivos sino también para preventivos y predictivos.

Donde:

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

MTBMc: (Mean time between corrective maintenance) Tiempo medio entre mantenimientos correctivos.

MTBMp: (Mean time between preventive maintenance) Tiempo medio entre mantenimientos preventivos.

M (Mean Active Maintenance Time) es el tiempo medio de mantenimiento activo requerido para realizar cualquier tarea de mantenimiento, cabe mencionar que al momento de calcular este índice se debe tener en cuenta los LDT ya sean para las reparaciones correctivas o para los mantenimientos planeados.

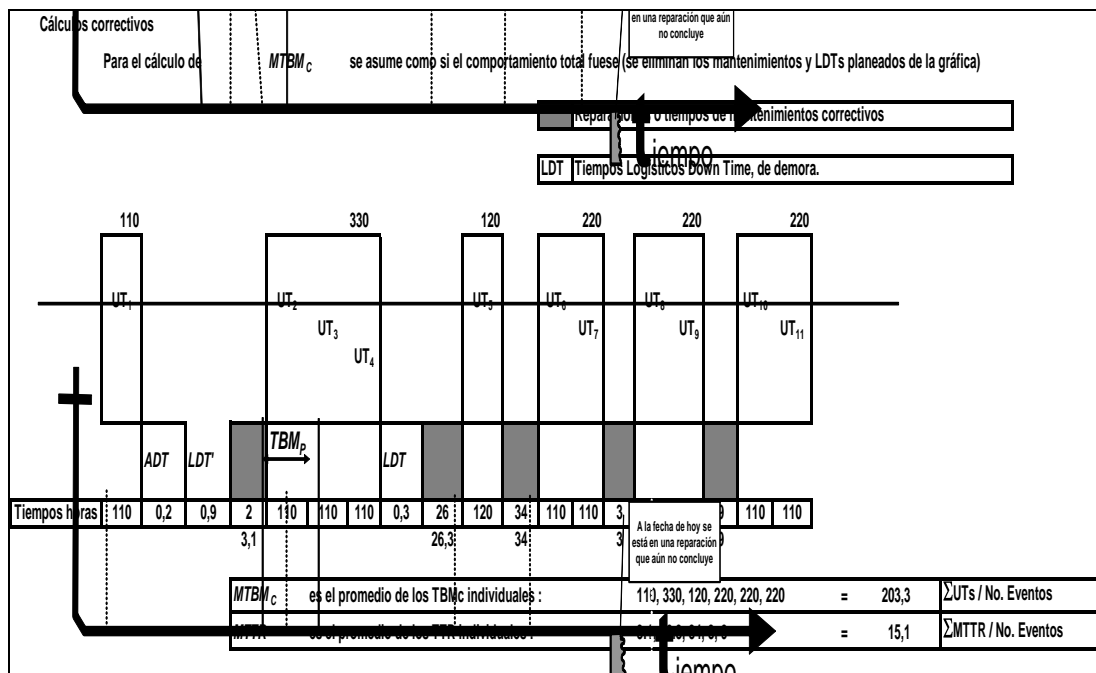
$$\bar{M} = \frac{\frac{MTTR}{MTBM_c} + \frac{M_p}{MTBM_p}}{\frac{1}{MTBM_c} + \frac{1}{MTBM_p}}$$

Donde:

MTTR: (Mean time to repair) Tiempo neto medio para realizar reparaciones o mantenimiento correctivo, incluyendo demora logística y retraso administrativo.

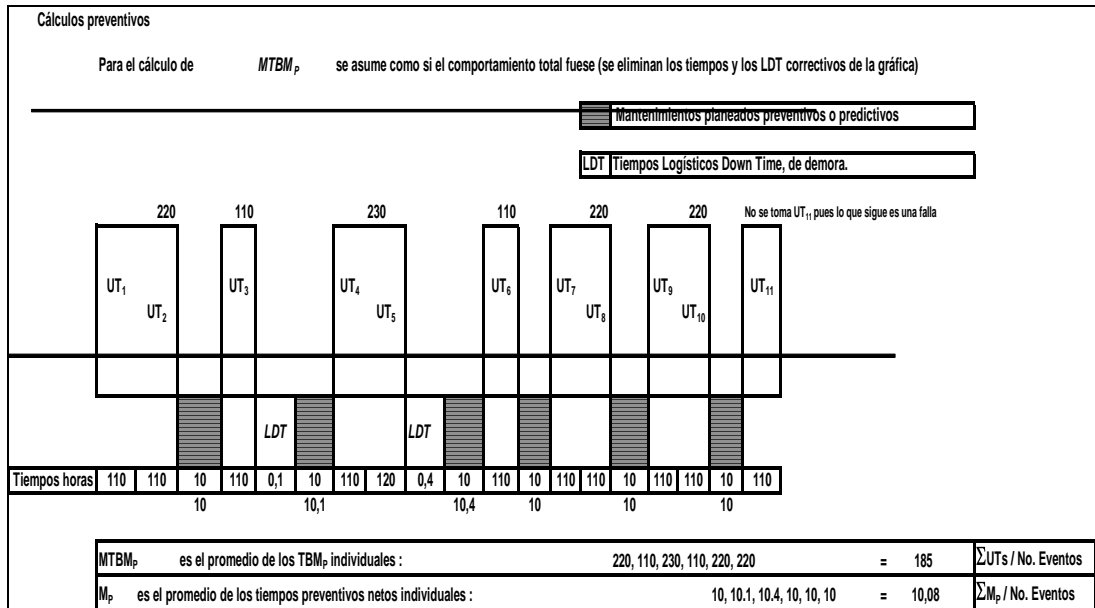
Mp: Tiempo neto medio para ejecutar tareas proactivas de mantenimientos planeados.

Figura 33. Cálculo de correctivos



**LDT:** tiempos de demora por logística.

Figura 34. Calculo de Preventivos



En las figuras anteriores<sup>13</sup> se muestra claramente cuales se consideran los tiempos de los LDT1 y los tiempos entre mantenimientos.

Recordemos que el objeto del presente trabajo es elevar el índice de disponibilidad de la flota de aviones de Aires S.A. y para tal efecto lo que debemos hacer es aumentar el valor de MTBM (confiabilidad) que se encuentra en el numerador y disminuir el valor de M (mantenibilidad) que está en el denominador, con esto nuestro índice denominado Disponibilidad va a tender a elevarse. (Claro esta si se cumple con las indicaciones mencionadas en el contenido de este trabajo).

<sup>13</sup> NOWLAN, Stanley. HEA, Howard. Reliability-Centered Maintenance. San Francisco: U.S. Department of Commerce, 1978.P.2.

## 2.4 CONFIABILIDAD

De acuerdo la Militar Standard N721 que dice:” La probabilidad de que un ítem pueda desempeñar sus funciones durante un determinado intervalo de tiempo bajo condiciones estándares de operación”. MIL-STD-721 PAGE 8.

Con base en lo extraído del libro de EE2G1 Systems Engineering Course – Clive Roberts.

$$R(t) = 1 - F(t) = \int_0^t f(t).dt$$

$$f(t) = \frac{1}{\vartheta} e^{-\frac{t}{\vartheta}}$$

$$R(t) = \int_0^t \frac{1}{\vartheta} e^{-\frac{t}{\vartheta}} = e^{-\frac{t}{\vartheta}}$$

Donde: ( $\vartheta$ ) representa el tiempo medio de vida y ( $t$ ) representa el periodo de tiempo que se está estudiando.

El tiempo media de vida ( $\theta$ ), es el promedio del tiempo de vida del sistema en estudio, donde para la función exponencial es el tiempo medio entre fallas (MTBF).

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

Donde  $\lambda$  es la tasa de falla y  $M$  es el MTBF

La tasa de falla y el tiempo medio están relacionados por:

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

La tasa en donde ocurren las fallas esta especificado por el intervalo de tiempo llamado tasa de falla en ese intervalo. La tasa de falla por hora se encuentra por:

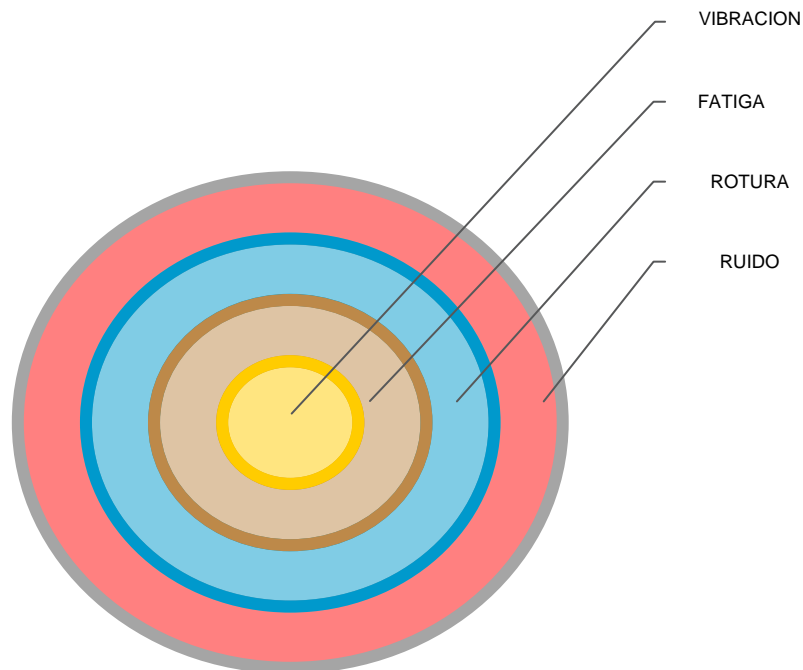
$$\lambda = \frac{\text{number of failures}}{\text{total operating hours}}$$

Así pues, para aumentar el valor de nuestra  $R(t)$  debemos disminuir los MTBF o MTBM. Para tal efecto debemos disminuir las fallas o paradas no programadas, y para esto hemos escogido las siguientes herramientas:

## 2.5 ANALISIS MODO EFECTO DE FALLA

Análisis de Modo y Efecto de Falla (AMEF) es una metodología de un equipo sistemáticamente dirigido que identifica los modos de falla potenciales en un sistema, producto u operación de manufactura / ensamble causadas por deficiencias en los procesos de diseño o manufactura / ensamble. También identifica características de diseño o de proceso críticas o significativas que requieren controles especiales para prevenir o detectar los modos de falla. AMEF es una herramienta utilizada para prevenir los problemas antes de que ocurran.

Figura 35. Cadena de sucesos en un evento de falla.



El AMEF o Análisis Modal de Fallos y Efectos es un método dirigido a lograr el Aseguramiento de la Calidad, que mediante el análisis sistemático, contribuye a identificar y prevenir los modos de fallo, tanto de un producto como de un proceso, evaluando su gravedad, ocurrencia y detección, mediante los cuales, se calculará el Número de Prioridad de Riesgo, para priorizar las causas, sobre las cuales habrá que actuar para evitar que se presenten dichos modos de fallo.

Los AMEF fueron formalmente introducidos a finales de los 40's mediante el estándar militar 1629. Utilizados por la industria aeroespacial / desarrollo de cohetes, los AMEF y el todavía más detallado Análisis Crítico del Modo y Efecto de Falla (ACMEF) fueron de mucha ayuda en evitar errores sobre tamaños de muestra pequeños en la costosa tecnología de cohetes.

El principal empuje para la prevención de fallas vino durante los 60's mientras se desarrollaba la tecnología para enviar un hombre a la luna. Ford Motor Company introdujo los AMEF en la industria automotriz a finales de los 70's para consideraciones de seguridad y requisitos regulatorios después del fracaso del modelo "Pinto". Ford Motor Company también utilizó los AMEF efectivamente para mejoras en la producción y en el diseño.

Un modo de fallo puede estar originado por una o más causas. Éstas, pueden ser independientes entre sí, también pueden combinarse entre ellas, es decir, que el modo de fallo está condicionado a que se presenten ambas; y por último, puede que las causas estén encadenadas.

Para tratar de explicar mejor el modo de fallo tomemos un ejemplo básico como es el de la fatiga; siempre que se produce la fatiga se origina ruido (este es el efecto), entonces sería modo de fallo. En cambio, si no siempre que aparece la fatiga se produce ruido, esta sería causa.

Es muy importante definir la cadena de sucesos en el orden correcto, para una mejor comprensión del problema, por ejemplo:

Para realizar una correcta evaluación de los modos de fallo es necesario contar con los parámetros de evaluación, estos nos ayuda a priorizar las causas y así enfocarnos en lo que más afecta a la organización. Para esto existe el “Numero de Prioridad de Riesgo”, y este está dado por la siguiente expresión:

$$\mathbf{NPR = S * O * D}$$

Donde:

NPR: Numero de prioridad de Riesgo.

S: Severidad Impacto del fallo o gravedad.

O: Ocurrencia Probabilidad de falla.

D: Detección Probabilidad de no detección.

### **2.5.1 Metodología del AMEF.**

Los siguientes son los pasos que según varios autores describen, para la implantación de un AMEF.

1. Crear y formar el equipo de trabajo.
2. Identificar el proceso, sistema o componente.
3. Elaborar el diagrama de bloques funcionales y/o el diagrama de flujo
4. Recoger datos de fallos y clasificarlos.
5. Preparar el AMEF.
6. Implantar las acciones correctivas.
7. Revisar y hacer seguimiento al AMEF.

#### **1. Crear y formar el equipo de AMEF**

Es necesaria la conformación de un grupo de trabajo interdisciplinario en el que intervengan áreas como ingeniería, mantenimiento, control calidad, confiabilidad, y logística. No es aconsejable que el grupo exceda más de 6 personas, y estas

deben estar capacitadas en técnicas estadísticas, y de falla como el diagrama espina de pescado, causa-efecto, y análisis de problemas.

## ***2. Identificar el proceso, sistema o componente***

Debemos tener claro sobre que vamos a realizar el AMEF, esto puede ser resultado de un análisis de criticidad o de una lluvia de ideas, es responsabilidad del grupo de trabajo establecer claramente el sistema o componente sobre el cual se va a realizar el trabajo, y también su porque o justificación.

## ***3. Elaborar el diagrama de flujo y/o diagrama de bloques***

Primero explicaremos a que se refieren estos diagramas; el diagrama de flujo es como una fotografía del proceso; es la representación esquemática y cronológica de las operaciones que componen un proceso.

El diagrama de bloques por su parte, representa de forma esquemática las partes o sub partes que componen un sistema o componente y sus relaciones físicas o funcionales.

## ***4. Recoger datos de fallos y clasificarlos***

Antes de dar inicio al AMEF el grupo de trabajo debe tener toda la información del problema que se va a tratar durante el análisis.

## ***5. Preparar el AMEF***

El grupo de AMEF, mediante una o varias reuniones y haciendo uso de la documentación aportada por el responsable del AMEF, de sus conocimientos y de las técnicas de análisis y solución de problemas más adecuadas en cada caso, comienza la aplicación del AMEF al producto o al proceso designado.

Para ello, completa en primer lugar el encabezamiento del formato AMEF con los datos correspondientes (producto, proceso, especificación, fecha, etc.).

A continuación, y haciendo uso del método más adecuado (por ejemplo. la tormenta de ideas, el diagrama causa-efecto), se comienzan a identificar los diferentes Modos de Fallo. Para cada uno se determina:

- El efecto del fallo,
- La causa del fallo,
- La probabilidad de ocurrencia,
- La gravedad,
- La probabilidad de no detección,
- El índice de prioridad de riesgo,
- Las acciones correctivas,
- La responsabilidad de implantar las acciones correctivas;

Con la definición de las acciones correctivas concluye la etapa inicial de aplicación del AMEF.

#### **6. *Implantar las acciones correctivas.***

La implantación de las acciones puede estar realizada a través del área de planeación, la cual con la entrada que le da el grupo de AMEF establecerá el cumplimiento de las diferentes acciones.

#### **7. *Revisar y hacer seguimiento al AMEF.***

Una vez implantadas las acciones correctivas, con el objeto de mejorar el NPR, en los modos de falla seleccionados, el equipo del AMEF se debe reunir con el área de planeación y evaluar los resultados, esto con el fin hacer seguimiento y evaluar la efectividad de las acciones correctivas

## 2.6 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)<sup>14</sup>

La Norma SAE JA1011 define el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad de la siguiente manera: “RCM es un proceso específico usado para identificar las políticas que deben ser implementadas para administrar los modos de falla que pueden causar fallas funcionales en cualquier activo físico en su contexto operacional<sup>15</sup>”

“RCM es un proceso específico usado para identificar las políticas que deben ser implementadas para administrar los modos de falla que pueden causar fallas funcionales en cualquier activo físico en su contexto operacional

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.

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 proceso.

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 America – Asociación de Transportadores Aéreos de los USA)

---

<sup>14</sup> MOUBRAY, Jhon. *Reliability-Centered Maintenance RCM II*. New York: Industrial Press Inc, 1997. P. 318.

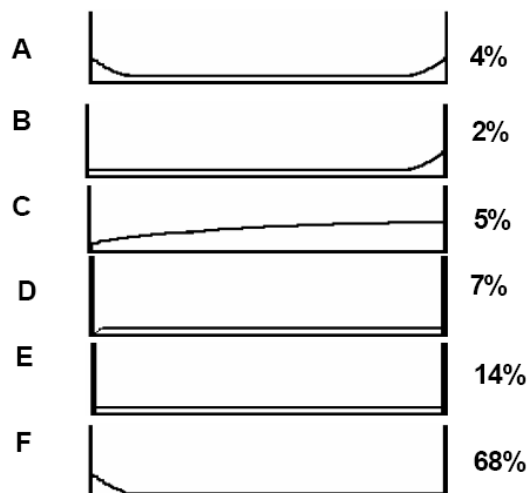
<sup>15</sup> SAE, JA1011. *Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes*. Society of Automotive Engineers, Inc 1999

En 1980, la ATA produjo el MSG – 3, Documento Para la Planeación de Programas de Mantenimiento para Fabricantes / Aerolíneas. El MSG – 3 fué influenciado por el libro de Nowlan y Heap (1978). El MSG – 3 ha sido revisado dos veces, la primera vez en 1988 y de nuevo en 1993, y es el documento que hasta el presente lidera el desarrollo de programas iniciales de mantenimiento planeado para la nueva aviación comercial.

Tal como se menciona anteriormente en 1978 la aviación comercial en Estados Unidos publicó un estudio de patrones de falla en los componentes de aviones cambiando todas las costumbres que hasta el momento se tenía sobre el mantenimiento.

La Figura muestra cómo el punto de vista acerca de las fallas en un principio era simplemente que cuando los elementos físicos envejecen tienen más posibilidades de fallar, mientras que un conocimiento creciente acerca del desgaste por el uso durante la Segunda Generación llevó a la creencia general en la “curva de la bañera”. Sin embargo se revela que en la práctica actual no sólo ocurre un modelo de falla sino seis diferentes.

Figura 36. Patrones de falla (Industria Aeronáutica)



Sin embargo, los equipos en general son mucho más complicados de lo que eran hace algunos años. Esto ha llevado a cambios sorprendentes en los modelos de las fallas de los equipos, como se muestra en la Figura.

El gráfico muestra la probabilidad condicional de falla contra la vida útil para una gran variedad de elementos eléctricos y mecánicos.

El modelo A es la conocida “curva de la bañera”. Comienza con una incidencia de falla alta (conocida como mortalidad infantil o desgaste de funcionamiento) seguida por una frecuencia de falla que aumenta gradualmente o que es constante, y luego por una zona de desgaste. El modelo B muestra una probabilidad de falla constante o ligeramente ascendente, y termina en una zona de desgaste.

El modelo C muestra una probabilidad de falla ligeramente ascendente, pero no hay una edad de desgaste definida que sea identificable. El modelo D muestra una probabilidad de falla bajo cuando el componente es nuevo o se acaba de comprar, luego un aumento rápido a un nivel constante, mientras que el modelo E muestra una probabilidad constante de falla en todas las edades (falla aleatoria). Finalmente, el modelo F comienza con una mortalidad infantil muy alta, que desciende finalmente a una probabilidad de falla que aumenta muy despacio o que es constante.

Por ejemplo, los estudios hechos en la aviación civil mostraron que el 4% de las piezas está de acuerdo con el modelo A, el 2% con el B, el 5% con el C, el 7% con el D, el 14% con el E y no menos del 68% con el modelo F.

En general, los modelos de las fallas dependen de la complejidad de los elementos. Cuanto más complejos sean, es más fácil que estén de acuerdo con los modelos E y F. (El número de veces que ocurren estos modelos en la aviación no es necesariamente el mismo que en la industria). Pero no hay duda de que

cuanto más complicados sean los equipos más veces se encontrarán los modelos de falla (E y F).

No todas las fallas son iguales. Las consecuencias de las fallas y sus efectos en el resto del sistema, la planta y el entorno operativo en el cual ocurre. Las investigaciones sobre los modos de falla revelan que la mayoría de las fallas de los sistemas complejos formados por componentes mecánicos, eléctricos e hidráulicos fallarán en alguna forma fortuita y no son predecibles con algún grado de confianza.

Estos hallazgos contradicen la creencia de que siempre hay una conexión entre la confiabilidad y la edad operacional. Fue esta creencia la que llevó a la idea de que cuanto más a menudo se revisaba una pieza, menor era la probabilidad de falla. Hoy en día, esto es raramente la verdad. A no ser que haya un modo de falla dominante, los límites de edad no hacen nada o muy poco para mejorar la confiabilidad de un equipo complejo. De hecho las revisiones programadas pueden aumentar las frecuencias de las fallas en general por medio de la introducción de la mortalidad infantil dentro de sistemas que de otra forma serían estables.

### **2.6.1 El método RCM<sup>16</sup>**

Debido a la falta de homogeneidad en los equipos instalados a las grandes diferencias entre fábricas y la carencia de organismos que regulen, coordinen y tengan autoridad en lo que respecta a la práctica del mantenimiento, la experiencia es el mejor camino.

---

<sup>16</sup> MOUBRAY, JHON. *Reliability-Centered Maintenance RCM II*. New York: Industrial Press Inc, 1997.

Ante esta situación, puede ser de primera necesidad conseguir y seguir un método que pretenda unificar criterios dentro de una misma organización. Criterios que, como primer caso, se basen en la lógica y el conocimiento de los equipos y de sus misiones. Son los mismos parámetros que se aplican a diario, pero sistematizados para obtener una mayor uniformidad. El plan así diseñado, puede ser un buen punto de partida para que posteriormente sea afinado y retocado con aportaciones de diferentes niveles.

Algunos diccionarios definen mantener como la causa para continuar o para mantener en un estado existente. Pero cuando se tiene que tomar la decisión de mantener algo, ¿qué es lo que se desea causar que continúe? ¿Cuál es el estado existente que se desea preservar? La respuesta a estas preguntas puede encontrarse en el hecho de que todo elemento físico se pone en servicio para cumplir una función o funciones específicas. Por lo tanto, cuando se mantiene un equipo, el estado en que se desea preservarlo debe ser aquel en el que se desea que continúe para cumplir la función determinada.

Mantenimiento: Asegurar que todo elemento físico continúe desempeñando las funciones deseadas. Claramente, para que esto sea posible, los equipos deben ser capaces de cumplir esas funciones previstas.

Esto es porque el mantenimiento - el proceso de “causar que continúe” - solamente puede entregar la capacidad incorporada (confiabilidad inherente) de cualquier elemento. No puede aumentarla. En otras palabras, si cualquier tipo de equipo es incapaz de realizar el funcionamiento deseado en principio, el mantenimiento por sí solo no puede realizarlo. En tales casos, debemos modificar los elementos de forma que pueda realizar el funcionamiento deseado, o por el contrario reducir nuestras expectativas.

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

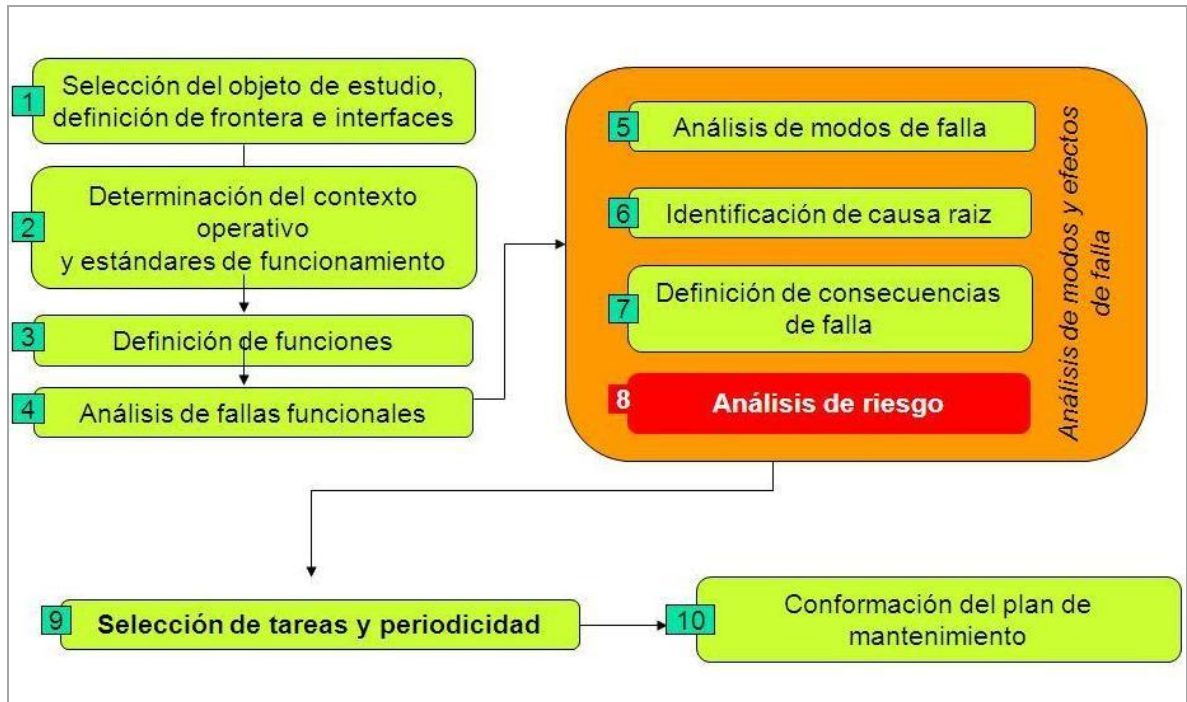
No se puede lograr mayor confiabilidad que la diseñada al interior de los activos y sistemas que la brindada por sus diseñadores. Cada componente tiene su propia y única combinación de modos de falla, con sus propias intensidades de falla. Cada combinación de componentes es única y las fallas en un componente pueden conducir a fallas en otros componentes. Cada sistema opera en un ambiente único consistente de ubicación, altitud, profundidad, atmósfera, presión, temperatura, humedad, salinidad, exposición a procesar fluidos o productos, velocidad, aceleración, entre otros.

La función determinada de cualquier equipo puede definirse de muchas formas dependiendo exactamente de dónde y cómo se esté usando (el contexto operacional).

Como resultado de esto, cualquier intento de formular o revisar las políticas de mantenimiento deberían comenzar con las funciones y los estándares de funcionamiento asociados a cada elemento en su contexto operacional presente. Esto lleva a la siguiente definición formal de RCM: Reliability Centered Maintenance: 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 debe hacerse para asegurar que un elemento físico continúa desempeñando las funciones deseadas en su contexto operacional presente”.

Figura 37. Diagrama de flujo del RCM<sup>17</sup>



### 2.6.2 RCM. Siete preguntas básicas

El RCM se centra en la relación entre la organización y los elementos físicos que la componen. Antes de que se pueda explorar esta relación detalladamente, se necesita saber qué tipo de elementos físicos existentes en la empresa, y decidir cuáles son las que deben estar sujetas al proceso de revisión. En la mayoría de los casos, esto significa que se debe de realizar un registro de equipos completo si no existe ya uno.

Más adelante, RCM hace una serie de preguntas acerca de cada uno de los elementos seleccionados, como sigue:

1. ¿Cuáles son las funciones?
2. ¿De qué forma puede fallar?
3. ¿Qué causa que falle?

<sup>17</sup> ORTIZ PLATA, Daniel. El Método. Presentación en Power point. P.5

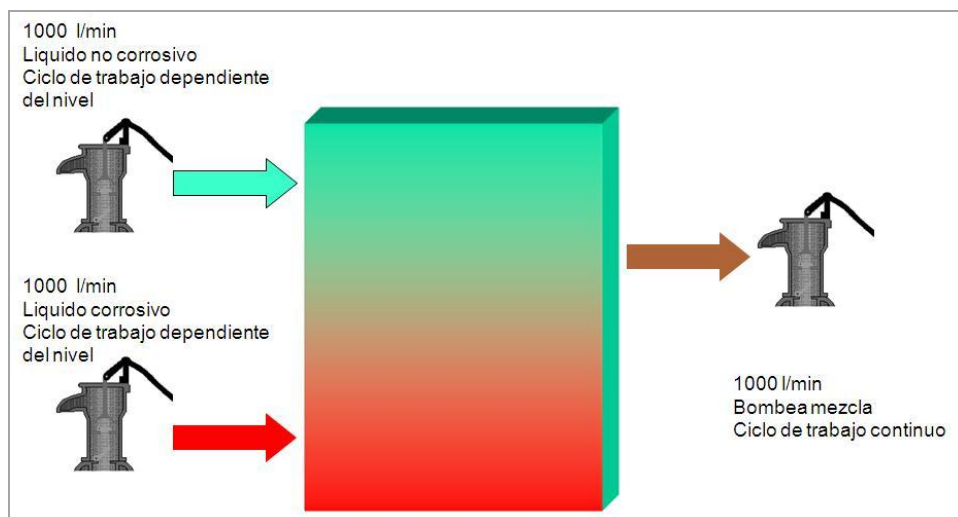
4. ¿Qué sucede cuando falla?
5. ¿Qué ocurre si falla?
6. ¿Qué se puede hacer para prevenir los fallas?
7. ¿Qué sucede si no puede prevenirse el falla?

### 1. Funciones y sus Estándares de Funcionamiento

Cada elemento de los equipos debe de haberse adquirido para unos propósitos determinados. En otras palabras, deberá tener una función o funciones específicas. La pérdida total o parcial de estas funciones afecta a la organización en cierta manera. La influencia total sobre la organización depende de la función de los equipos en su contexto operacional y el comportamiento funcional de los equipos en ese contexto.

Como resultado de esto el proceso de RCM comienza definiendo las funciones y los estándares de comportamiento funcional asociados a cada elemento de los equipos en su contexto operacional.

Figura 38. Concepto de Función. Equipos iguales con funciones diferentes.<sup>18</sup>



<sup>18</sup> ORTIZ PLATA, Daniel. *El Método. Presentación Power point 20 p.*

Cuando se establece el funcionamiento deseado de cada elemento, el RCM pone un gran énfasis en la necesidad de cuantificar los estándares de funcionamiento siempre que sea posible. Estos estándares se extienden a la producción, calidad del producto, servicio al cliente, problemas del medio ambiente, costo operacional y seguridad.

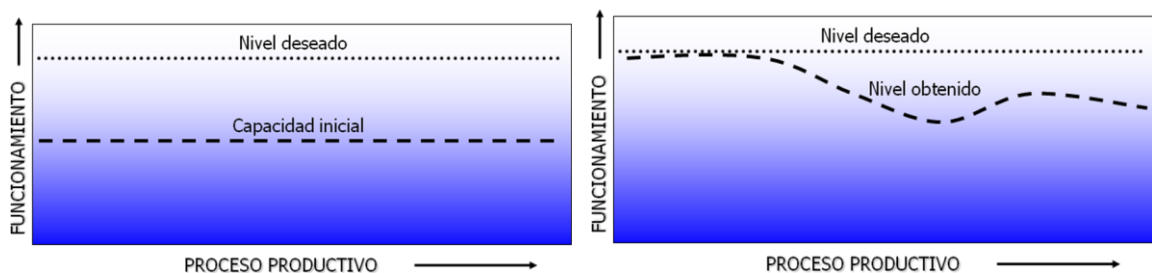
Existen además funciones que son la razón de ser del equipo, es el motivo de su adquisición, por lo general se identifican fácilmente con el nombre de este, las cuales se denominan funciones primarias.

Adicionalmente, también se tienen funciones menos obvias, pero su falla puede tener consecuencias graves. Ayudan a cumplir la función principal, auxiliares, soportan esenciales, permiten aislamiento o contención, protección, integridad ambiental, higiene, seguridad/Integridad estructural, control, información, monitoreo de condición, calibración, alarmas, aspecto, economía y eficiencia, etc. A este tipo se le denominan funciones secundarias.

## 2. Fallas Funcionales

Una vez que las funciones y los estándares de funcionamiento de cada equipo se hayan definido, el paso siguiente es identificar cómo puede fallar cada elemento en la realización de sus funciones.

Figura 39. Baja y deterioro de la capacidad inicial<sup>19</sup>.



<sup>19</sup> ORTIZ PLATA, Daniel. El Método. Presentación Power point. P.9.

Esto lleva al concepto de una falla funcional, que se define como la incapacidad de un elemento o componente de un equipo para satisfacer un estándar de funcionamiento deseado.

### **3. Modos de Falla (Causas de Falla)**

El paso siguiente es tratar de identificar los modos de falla que tienen más posibilidad de causar la pérdida de una función. Esto permite comprender exactamente qué es lo que puede que se esté tratando de prevenir.

Cuando se está realizando este paso, es importante identificar cuál es la causa origen de cada falla. 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 falla debe ser considerado en el nivel más apropiado, para asegurar que no se malgasta demasiado tiempo en el análisis de falla en sí mismo.

### **4. Efectos de las Fallas**

Cuando se identifica cada modo de falla, los efectos de las fallas también deben registrarse (en otras palabras, lo que pasaría si ocurriera). Este paso permite decidir la importancia de cada falla, y por lo tanto qué nivel de mantenimiento (si lo hubiera) sería necesario.

El proceso de contestar sólo a las cuatro primeras preguntas produce oportunidades sorprendentes y a menudo muy importantes de mejorar el funcionamiento y la seguridad, y también de eliminar errores. También mejora enormemente los niveles generales de comprensión acerca del funcionamiento de los equipos.

### **5. Consecuencias de las Fallas**

Una vez que se hayan determinado las funciones, las fallas funcionales, los modos de falla y los efectos de los mismos en cada elemento significativo, el próximo

paso en el proceso del RCM es preguntar cómo y (cuánto) importa cada falla. La razón de esto es porque las consecuencias de cada falla dicen si se necesita tratar de prevenirlos. Si la respuesta es positiva, también sugieren con qué esfuerzo debemos tratar de encontrar las fallas. RCM clasifica las consecuencias de las fallas en cuatro grupos:

**Consecuencias de las fallas no evidentes:** Las fallas que no son evidentes no tienen impacto directo, pero exponen a la organización a otras fallas con consecuencias serias, a menudo catastróficas. Un punto fuerte del RCM es la forma en que trata las fallas que no son evidentes, primero reconociéndolos como tales, en segundo lugar otorgándoles una prioridad muy alta y finalmente adoptando un acceso simple, práctico y coherente con relación a su mantenimiento.

**Consecuencias en la seguridad y el medio ambiente:** Una falla tiene consecuencias sobre la seguridad si puede afectar físicamente a alguien. Tiene consecuencias sobre el medio ambiente si infringe las normas gubernamentales relacionadas con el medio ambiente. RCM considera las repercusiones que cada falla tiene sobre la seguridad y el medio ambiente, y lo hace antes de considerar la cuestión del funcionamiento. Pone a las personas por encima de la problemática de la producción.

**Consecuencias Operacionales:** Una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (capacidad, calidad del producto, servicio al cliente o costos industriales en adición al costo directo de la reparación). Estas consecuencias cuestan dinero, y lo que cuesten sugiere cuánto se necesita gastar en tratar de prevenirlas.

**Consecuencias que no son operacionales:** Las fallas evidentes que caen dentro de esta categoría no afectan ni a la seguridad ni a la producción, por lo que el único gasto directo es el de la reparación.

Si una falla tiene consecuencias significativas en los términos de cualquiera de estas categorías, es importante tratar de prevenirlas. Por otro lado, si las consecuencias no son significativas, entonces no merece la pena hacer cualquier tipo de mantenimiento sistemático que no sea el de las rutinas básicas de lubricación y servicio.

Por eso en este punto del proceso del RCM, es necesario preguntar si cada falla tiene consecuencias significativas. Si no es así, la decisión normal a falta de ellas es un mantenimiento que no sea sistemático. Si por el contrario fuera así, el paso siguiente sería preguntar qué tareas sistemáticas (si las hubiera) se deben de realizar. Sin embargo, el proceso de selección de la tarea no puede ser revisado significativamente sin considerar primero el modo de falla y su efecto sobre la selección de los diferentes métodos de prevención.

## ***6. Tareas de mantenimiento***

La mayoría de la gente cree que el mejor modo de mejorar al máximo la disponibilidad de la planta es hacer algún tipo de mantenimiento de forma rutinaria. El conocimiento de la Segunda Generación sugiere que esta acción preventiva debe de consistir en una reparación del equipo o cambio de componentes a intervalos fijos.

Supone que la mayoría de los elementos funcionan con precisión para un período y luego se deterioran rápidamente. El pensamiento tradicional sugiere que un histórico extenso acerca de las fallas anteriores permitirá determinar la duración de los elementos, de forma que se podrían hacer planes para llevar a cabo una acción preventiva un poco antes de que fueran a fallar.

Esto es verdad todavía para cierto tipo de equipos sencillos, y para algunos elementos complejos con modos de falla dominantes. En particular, las características de desgaste se encuentran a menudo donde los equipos entran en contacto directo con el producto.

El reconocimiento de estos hechos ha persuadido a algunas organizaciones a abandonar por completo la idea del mantenimiento sistemático. De hecho, esto puede ser lo mejor que hacer para fallas que tengan consecuencias sin importancia. Pero cuando las consecuencias son significativas, se debe de hacer algo para prevenir las fallas, o por lo menos reducir las consecuencias.

RCM reconoce cada una de las tres categorías más importantes de tareas preventivas, como siguen:

**Tareas “A Condición”:** La necesidad continua de prevenir ciertos tipos de falla, y la incapacidad creciente de las técnicas tradicionales para hacerlo, han creado los nuevos tipos de prevención de fallas. La mayoría de estas técnicas nuevas se basan en el hecho de que la mayor parte de las fallas dan alguna advertencia de que están a punto de ocurrir. Estas advertencias se conocen como fallas potenciales, y se definen como las condiciones físicas identificables que indican que va a ocurrir una falla funcional o que está en el proceso de ocurrir.

Las nuevas técnicas se usan para determinar cuando ocurren las fallas potenciales de forma que se pueda hacer algo antes de que se conviertan en verdaderas fallas funcionales. Estas técnicas se conocen como tareas a condición, porque los elementos se dejan funcionando a condición de que continúen satisfaciendo los estándares de funcionamiento deseado. Muchas fallas serán detectables antes de que ellas alcancen un punto donde la falla funcional donde se puede considerar que ocurre la falla funcional.

**Tareas de Re acondicionamiento Cíclico y de Sustitución Cíclica:** Los equipos son revisados o sus componentes reparados a frecuencias determinadas, independientemente de su estado en ese momento. Si la falla no es detectable con tiempo suficiente para evitar la falla funcional entonces la lógica pregunta si es posible reparar el modo de falla del ítem para reducir la frecuencia (índice) de la falla.

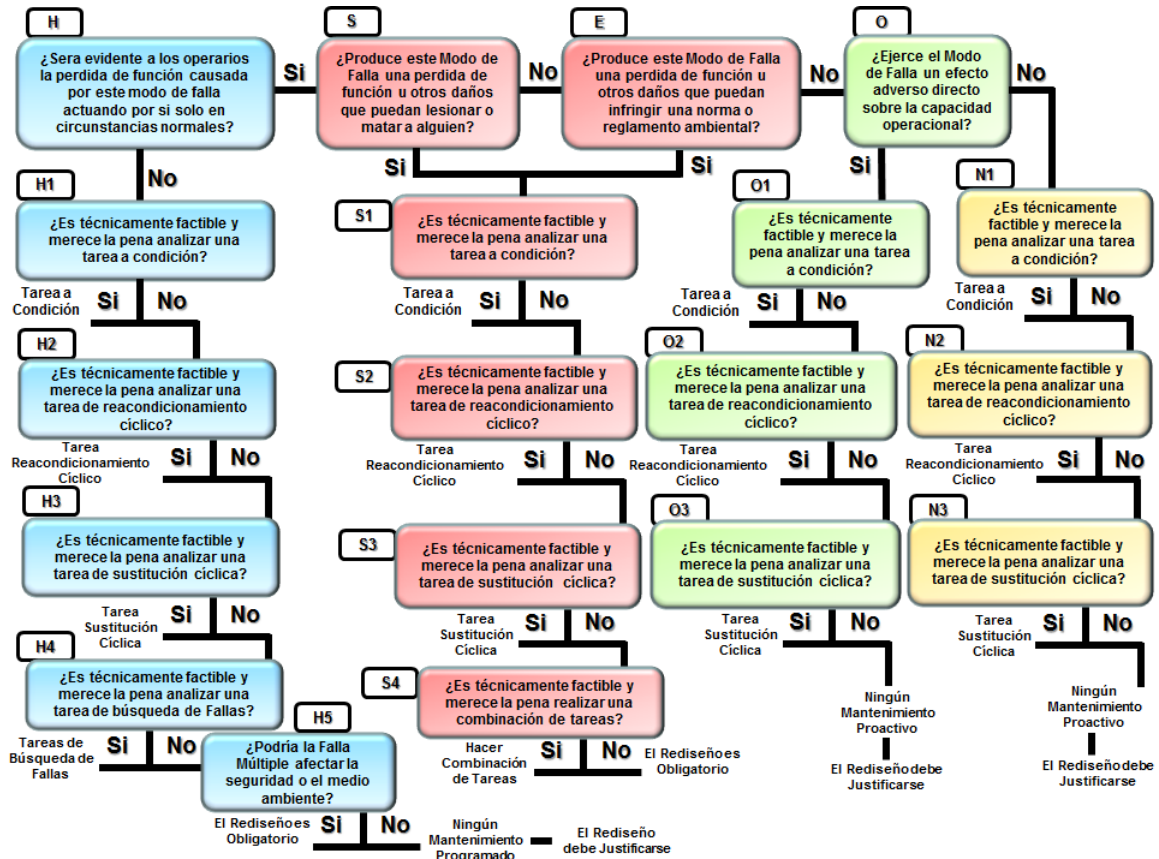
Algunas fallas son muy predecibles aún si no pueden ser detectadas con suficiente tiempo. Estas fallas pueden ser difíciles de detectar a través del monitoreo por condición a tiempo para evitar la falla funcional, o ellas pueden ser tan predecibles que el monitoreo para lo evidente no es una garantizado. Si no es práctico reemplazar componentes o restaurar de manera que queden en condición "como nuevos" a través de algún tipo de uso o acción basada en el tiempo entonces puede ser posible reemplazar el equipo en su totalidad.

Con frecuencia es difícil de determinar la frecuencia de las labores. Es suficiente con reconocer que la historia de la falla es un determinante principal. Usted debe reconocer que las fallas no sucederán exactamente cuando se fueron predichas, de manera que usted debe permitir algún margen de tiempo. Reconozca también que la información que usted está usando para basar su decisión puede ser errónea o incompleta. Para simplificar el próximo paso, el cual supone el agrupado de tareas similares, ello tiene sentido para predeterminar un número de frecuencias aceptables tales como diarias, semanales, unidades producidas, distancias recorridas o número de ciclos operativos, etc. Seleccionar aquellos que están más cerca de las frecuencias que su mantenimiento y su historia operativa le ordena tiene sentido en realidad.

Una gran ventaja del RCM es el modo en que provee criterios simples, precisos y fáciles de comprender para decidir (si hiciera falta) qué tarea sistemática es técnicamente posible en cualquier contexto, y si fuera así para decidir la frecuencia en que se hace y quien debe de hacerlo. Estos criterios forman la

mayor parte de los programas de entrenamiento del RCM. El RCM también ordena las tareas en un orden descendiente de prioridad. Si las tareas no son técnicamente factibles, entonces se debe tomar una acción apropiada, como se describe a continuación.

Figura 40. Diagrama de Decisión del Proceso de RCM<sup>20</sup>



## 7. Acciones a “falta de”

Además de preguntar si las tareas sistemáticas son técnicamente factibles, el RCM se pregunta si vale la pena hacerlas. La respuesta depende de cómo reaccione a las consecuencias de las fallas que pretende prevenir. Al hacer esta pregunta, el RCM combina la evaluación de la consecuencia con la selección de la tarea en un proceso único de decisión, basado en los principios siguientes:

**Una acción** que signifique prevenir la falla de una función no evidente sólo valdrá la pena hacerla si reduce el riesgo de una falla múltiple asociado con esa función a un nivel bajo aceptable. Si no se puede encontrar una acción sistemática apropiada, se debe llevar a cabo la tarea de búsqueda de fallas.

En el caso de modos de falla ocultos que son comunes en materia de seguridad o sistemas protectores no puede ser posible monitorear en busca de deterioro porque el sistema está normalmente inactivo. Si el modo de falla es fortuito puede no tener sentido el reemplazo de componentes con base en el tiempo porque usted podría estar reemplazando con otro componente similar que falla inmediatamente después de ser instalado.

En estos casos la lógica RCM pide explorar con pruebas para hallar la falla funcional. Estas son pruebas que pueden causar que el dispositivo se active, demostrando la presencia o ausencia de una funcionalidad correcta. Si tal prueba no es posible se debe re-diseñar el componente o sistema para eliminar la falla oculta. Las tareas de búsqueda de fallas consisten en comprobar las funciones no evidentes de forma periódica para determinar si ya han fallado. Si no se puede encontrar una tarea de búsqueda de fallas que reduzca el riesgo de falla a un nivel bajo aceptable, entonces la acción “a falta de” secundaria sería que la pieza debe rediseñarse.

**Una acción** que signifique el prevenir una falla que tiene consecuencias en la seguridad o el medio ambiente merecerá la pena hacerla si reduce el riesgo de esa falla en sí mismo a un nivel realmente bajo, o si lo suprime por completo. Si no se puede encontrar una tarea que reduzca el riesgo de falla a un nivel bajo aceptable, el componente debe rediseñarse.

---

<sup>20</sup> MOUBRAY, Jhon. *Reliability-Centered Maintenance RCM II*.

Si la falla tiene consecuencias operacionales, sólo vale la pena realizar una tarea sistemática si el costo total de hacerla durante cierto tiempo es menor que el costo de las consecuencias operacionales y el costo de la reparación durante el mismo período de tiempo. Si no es justificable, la decisión “a falta de” será el no mantenimiento sistemático. (Si esto ocurre y las consecuencias operacionales no son aceptables todavía, entonces la decisión “a falta de” secundaria sería rediseñar de nuevo).

En otras palabras en el caso de fallas que no están ocultas y en las que no se puede predecir con suficiente tiempo para evitar la falla funcional y no se puede prevenir la falla a través del uso o realizar reemplazos con base en el tiempo es posible puede o re – diseñar o aceptar la falla y sus consecuencias. Si no hay consecuencias que afecten la operación pero hay costos de mantenimiento, se puede optar por una elección similar. En estos casos la decisión está basada en las economías – es decir, el costo de re – diseñar contra el costo de aceptar las consecuencias de la falla (tal como la producción perdida, costos de reparación, horas extras, etc.).

**De forma similar**, si una falla no tiene consecuencias operacionales, sólo vale la pena realizar la tarea sistemática si el costo de la misma durante un período de tiempo es menor que el de la reparación durante el mismo período. Si no son justificables, la decisión inicial “a falta de” sería de nuevo el no mantenimiento sistemático, y si el costo de reparación es demasiado alto, la decisión “a falta de” secundaria sería volver a diseñar de nuevo.

Este enfoque gradual de “arriba-abajo” significa que las tareas sistemáticas sólo se especifican para elementos que las necesitan realmente. Esta característica del RCM normalmente lleva a una reducción significativa en los trabajos rutinarios. También quiere decir que las tareas restantes son más probables que se hagan bien. Esto combinado con unas tareas útiles equilibradas llevará a un

mantenimiento más efectivo. Si esto compara el enfoque gradual tradicional de abajo a arriba.

Tradicionalmente, los requerimientos del mantenimiento se evaluaban en términos de sus características técnicas reales o supuestas, sin considerar de nuevo que en diferentes condiciones se aplican consecuencias diferentes. Esto resulta en un gran número de planes que no sirven para nada, no porque sean “equivocados”, sino porque no consiguen nada.

El proceso del RCM considera los requisitos del mantenimiento de cada elemento antes de preguntarse si es necesario volver a considerar el diseño. Esto es porque el ingeniero de mantenimiento que está de servicio hoy tiene que mantener los equipos como está funcionando hoy, y no como debería de estar o puede que esté en el futuro.

Después analizar los modos de falla a través de la lógica mencionada anteriormente, los expertos deben luego consolidar las labores en un plan de mantenimiento para el sistema. Este es el "producto final" del RCM. Cuando esto ha sido producido, el encargado del mantenimiento y el operador deben continuamente esforzarse por optimizar el producto.

### ***8. El Personal Implicado***

El proceso del RCM incorpora siete preguntas básicas. En la práctica el personal de mantenimiento no puede contestar a todas estas preguntas por sí mismos. Esto es porque muchas (si no la mayoría) de las respuestas sólo pueden proporcionarlas el personal operativo o el de producción. Esto se aplica especialmente a las preguntas que conciernen al funcionamiento deseado, los efectos de las fallas y las consecuencias de los mismos.

Por esta razón, una revisión de los requerimientos del mantenimiento de cualquier equipo debería de hacerse por equipos de trabajo reducidos que incluyan por lo menos una persona de la función del mantenimiento y otra de la función de producción. La antigüedad de los miembros del grupo es menos importante que el hecho de que deben de tener un amplio conocimiento de los equipos que se están estudiando.

El uso de estos grupos no sólo permite que los directivos obtengan acceso de forma sistemática al conocimiento y experiencia de cada miembro del grupo, sino que además reparte de forma extraordinaria los problemas del mantenimiento y sus soluciones.

### **Los Facilitadores**

Los grupos de revisión del RCN trabajan bajo la asesoría de un especialista bien entrenado en el RCM, que se conoce como un facilitador. Los facilitadores son el personal más importante en el proceso de revisión del RCM. Su papel es asegurar que:

- Se aplique el RCM correctamente (que se hagan las preguntas correctamente y en el orden previsto, y que todos los miembros del grupo las comprendan.)
- Que el personal del grupo (especialmente el de producción y mantenimiento) consiga un grado razonable de consenso general acerca de cuáles son las respuestas a las preguntas formuladas.
- Que no se ignore cualquier componente o equipo.
- Que las reuniones progresen de forma razonable.
- Que todos los documentos del RCM se llenen debidamente.

### **Los Auditores**

Inmediatamente de que se haya completado la revisión de cada elemento de los equipos importantes, el personal gerente que tenga la responsabilidad total de la planta necesitará comprobar que ha sido hecha correctamente y que está de

acuerdo con la evaluación de las consecuencias de las fallas y la selección de las tareas. Este personal no tiene que efectuar la intervención personalmente, sino que pueden delegarla en otros que en su opinión estén capacitados para realizarla.

## **2.7 PMO. OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO PLANEADO<sup>21</sup>.**

El proceso de PMO, se puede agrupar en nueve pasos así:

Paso 1 Recopilación de Tareas

Paso 2 Análisis de Modos de Falla (FMA)

Paso 3 Racionalización y Revisión del FMA

Paso 4 Análisis Funcional (Opcional)

Paso 5 Evaluación de Consecuencias

Paso 6 Definición de la Política de Mantenimiento

Paso 7 Agrupación y Revisión

Paso 8 Aprobación e Implementación

Paso 9 Programa Dinámico.

Se debe anotar que un proceso de PMO, se base en la criticidad o ranking de los sistemas de la planta. Dicha criticidad se puede obtener revisando la jerarquización de equipos o su priorización en la programación de trabajos y subdividiendo o filtrando la información por sistemas y/o equipos para su análisis. Una vez se identifica y mide la criticidad de los sistemas, el proyecto se enfoca en el cumplimiento de los objetivos estratégicos de la organización. Los sistemas críticos tienden a ser los que impactan la organización de la siguiente manera:

Presentan riesgos altos para la seguridad y el medio ambiente.

Presentan un impacto significativo en de costos y producción de la planta.

---

<sup>21</sup> OCMS Latin America. PMO – Optimización del Plan de Mantenimiento (Planned Maintenance Optimisation)

Consumen mano de obra en exceso para ser operados y mantenidos.

Una vez se ha realizado el estudio de criticidad, esta es la base para determinar la prioridad en la que se analizarán los sistemas y el rigor de cada uno de los análisis.

### 2.7.1 PASO 1 – Recopilación de Tareas

Se inicia recopilando o documentando el programa de mantenimiento existente (formal o informal) y subiéndolo a una base de datos. Es importante entender que el mantenimiento lo realiza un grupo amplio de personas, incluyendo los operadores.

Figura 41. Fuentes del Mantenimiento Preventivo.



### 2.7.2 PASO 2 – Análisis de Modos de Falla

Se debe involucrar a un grupo multidisciplinario de personal de planta, quienes se encargaran de identificar para qué modos de falla están enfocadas las tareas de mantenimiento.

Tabla 3. Análisis de Modos existentes.

Tarea	Frecuencia	Responsable	Falla
Tarea 1	Diario	Operador	Falla A
Tarea 2	Diario	Operador	Falla B
Tarea 3	6 meses	Instalador	Falla C
Tarea 4	6 meses	Instalador	Falla A
Tarea 5	Anual	Electricista	Falla B
Tarea 6	Semanal	Operador	Falla C

### 2.7.3 PASO 3 – Racionalización y revisión del FMA

Ordenando la información por Modos de Falla hace más fácil la identificación de duplicación de tareas. Esta se presenta cuando al mismo Modo de Falla, se le aplican varias rutinas de PM por parte de las diferentes especialidades, por parte de los operadores y por parte de los especialistas de monitoreo en este paso el equipo de trabajo revisa los modos de falla resultado del FMA y agrega aquellos modos de falla faltantes. La lista de los modos se elabora con base en el historial de fallas, documentación técnica (usualmente diagramas de tubería e instrumentación (P&IDs)) o simplemente con la experiencia del equipo de trabajo. La adición de la Falla D puede haber sido resultado de la revisión del historial de fallas y/o de la documentación técnica.

Tabla 4. Identificación de duplicidad de tarea.

Tarea	Responsable	Falla
Tarea 1	Operador	Falla A
Tarea 4	Instalador	Falla A
Tarea 7	Mecánico	Falla A
Tarea 2	Operador	Falla B
Tarea 5	Electricista	Falla B
Tarea 3	Instalador	Falla C
Tarea 6	Operador	Falla C
		Falla D

### 2.7.4 PASO 4 – Análisis Funcional

La función que se pierde con cada falla se puede determinar en este paso. Este Paso es opcional y se justifica en caso de que se deban realizar análisis a equipos

bastante críticos o muy complejos, en donde es esencial el entendimiento detallado de todas las funciones del equipo para el aseguramiento de un programa de mantenimiento sólido. Para aquellos equipos poco críticos o sistemas simples, la identificación de las funciones agrega tiempo y costo, más no beneficios tangibles.

Tabla 5. Identificación de funciones.

Tarea	Responsable	Falla	Función
Tarea 1	Operador	Falla A	Función 1
Tarea 4	Instalador	Falla A	
Tarea 7	Mecánico	Falla A	
Tarea 2	Operador	Falla B	Función 1
Tarea 5	Electricista	Falla B	
Tarea 3	Instalador	Falla C	Función 2
Tarea 6	Operador	Falla C	
		Falla D	Función 1

### 2.7.5 PASO 5 – Evaluación de Consecuencias

En este Paso cada modo de falla es analizado para determinar si las fallas son ocultas o evidentes. Para aquellas fallas evidentes se realiza un análisis de riesgos y consecuencias operacionales.

Tabla 6. Evaluación de consecuencias.

Tarea	Responsable	Falla	Función	Consecuencia
Tarea 1	Operador	Falla A	Función 1	Operacional
Tarea 4	Instalador	Falla A		
Tarea 7	Mecánico	Falla A		
Tarea 2	Operador	Falla B	Función 1	Operacional
Tarea 5	Electricista	Falla B		
Tarea 3	Instalador	Falla C	Función 2	Oculto
Tarea 6	Operador	Falla C		
		Falla D	Función 1	Operacional

### 2.7.6 PASO 6 – Definición de la Política de Mantenimiento

Basado en la premisa que los programas de mantenimiento se enfocan más en las consecuencias de las fallas que en los activos en sí, en este paso, cada modo de falla es analizado bajo los principios del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) y se establecen las políticas nuevas o revisadas de mantenimiento haciendo evidente lo siguiente:

Los elementos del programa actual de mantenimiento que son costo efectivos y los que no lo son, estos últimos deben eliminarse.

Qué tareas serían más efectivas y menos costosas si fueran basadas en condición, en lugar de llevarlas a falla y viceversa.

Qué tareas no aportan beneficios y deben ser eliminadas del programa.

Qué tareas serían más efectivas si se realizaran bajo diferentes rutinas.

Qué fallas se manejarían mejor por medio del uso de tecnología avanzada o simple.

Qué tipo de información se debe recolectar para predecir mejor el comportamiento del equipo durante su ciclo de vida.

Qué fallas se deben eliminar con la ayuda de un Análisis de Causa Raíz [RCA]

Tabla 7. Política de Mantenimiento.

Falla	Función	Consecuencia	Política	Rutina
Falla A	Función 1	Operacional	Inspección	Diaria
Falla A				
Falla A				
Falla B	Función 1	Operacional	No PM	
Falla B				
Falla C	Función 2	Ocultas	Pruebas	Anual
Falla C				
Falla D	Función 1	Operacional	Inspección	Semanal

### 2.7.7 PASO 7 – Agrupación y Revisión

Una vez el análisis de las tareas haya finalizado, el equipo de trabajo establece el método más eficiente y efectivo para administrar el mantenimiento de los activos

teniendo en cuenta limitantes de producción y otros. En este paso es posible que haya transferencia de responsabilidades en la ejecución de las tareas de PM entre los especialistas de mantenimiento y los operadores para lograr eficiencia y ganancias en producción.

### **2.7.8 PASO 8 – Aprobación e Implementación**

El equipo de trabajo presenta a la alta dirección el resultado para revisión y comentarios.

### **2.7.9 PASO 9 – Programa Dinámico**

Se consolida y se toma control de la planta, cuando se reemplaza el mantenimiento reactivo por uno planeado. De este punto en adelante el mejoramiento puede acelerarse fácilmente y los recursos que se liberan pueden enfocarse a corregir defectos de diseño o limitaciones inherentes a la operación.

## **2.8 GERENCIA FINANCIERA DEL MANTENIMIENTO<sup>22</sup>**

La gestión financiera de las organizaciones se ha reconocido durante los últimos años como una de las áreas estratégicas de mayor incidencia en los resultados generales de la actividad empresarial. Sus dificultades, problemas y perspectivas son objeto de diferentes interpretaciones, estudios e investigaciones conducentes a generar elementos de juicio de carácter decisorio y mejores instrumentos de análisis y evaluación, a las cuales no escapa la gestión del mantenimiento dada su importancia económica en la empresa.

---

<sup>22</sup> GARCÍA MENDOZA, Alberto. *Análisis e Interpretación de la Información Financiera*. 1990

### **2.8.1 Gerenciamiento de Activos**

La Gestión de los activos a evolucionado considerablemente a través del tiempo, esta evolución no ha sido fácil, no solo por que se han dedicado grandes esfuerzos para su desarrollo sino que adicionalmente han debido generar grandes cambios en la cultura organizacional de las empresas para superar la visión tradicional que considera el mantenimiento como un gasto y limitada a la operación y los equipos por una nueva mirada en la que el mantenimiento se transforma en una unidad de resultado que aporta al negocio.

En sus inicios, el mantenimiento se limitó a una respuesta reactiva a las fallas, en una siguiente etapa la característica fue desarrollar un mantenimiento preventivo rutinario o cíclico, hasta maneras más evolucionadas como el mantenimiento predictivo, el cual evita daños mayores con base en síntomas detectados en su inicio.

## **3. DIAGNOSTICO DE SITUACIÓN ACTUAL:**

### **3.1 INDICADORES ACTUALES DE LA COMPAÑÍA<sup>23</sup>**

Estos corresponden a los tomados como referencia para el contrato actual de mantenimiento, con la compañía que ofrece el servicio integral. En este punto, es necesario hacer claridad, que no a todos los equipos se les esta realizando este seguimiento. Solo se toman los equipos críticos de la operación, donde se tiene impacto de producción por paradas asociadas.

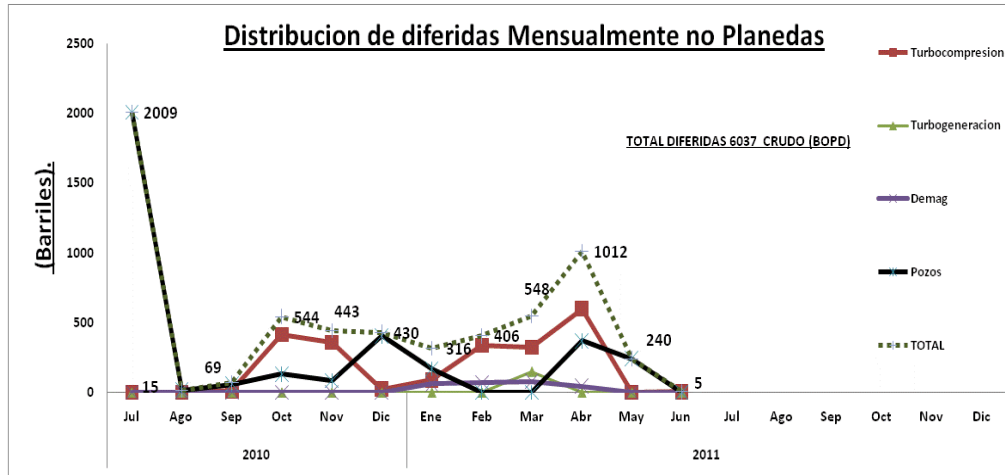
---

<sup>23</sup> Informe Trimestral de Confiabilidad contrato de mantenimiento 5208594. Esta información es manejada desde el 01-julio-2011, cuando tomó Ecopetrol la operación directa.

### 3.1.1 Diferidas causadas por correctivos no planeados.

En la figura se puede observar mes a mes los valores de impacto en la producción, para los equipos mayores asociados a la operación y mantenimiento de campo Cupiagua, desde el 01 de julio de 2010 al 30 de junio de 2011.

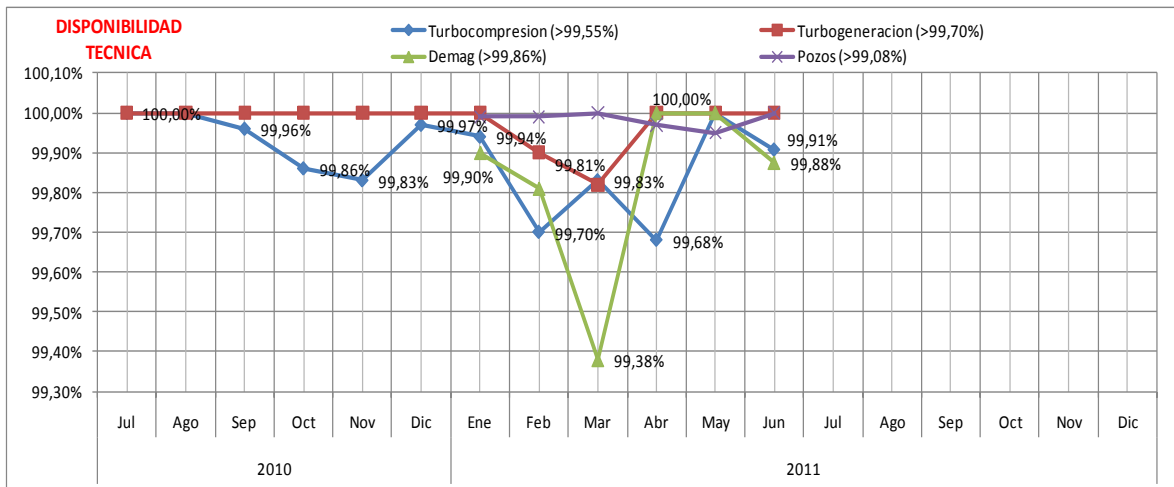
Figura 42. Diferidas causadas por correctivos no planeados.



### 3.1.2 Disponibilidad técnica y operativa

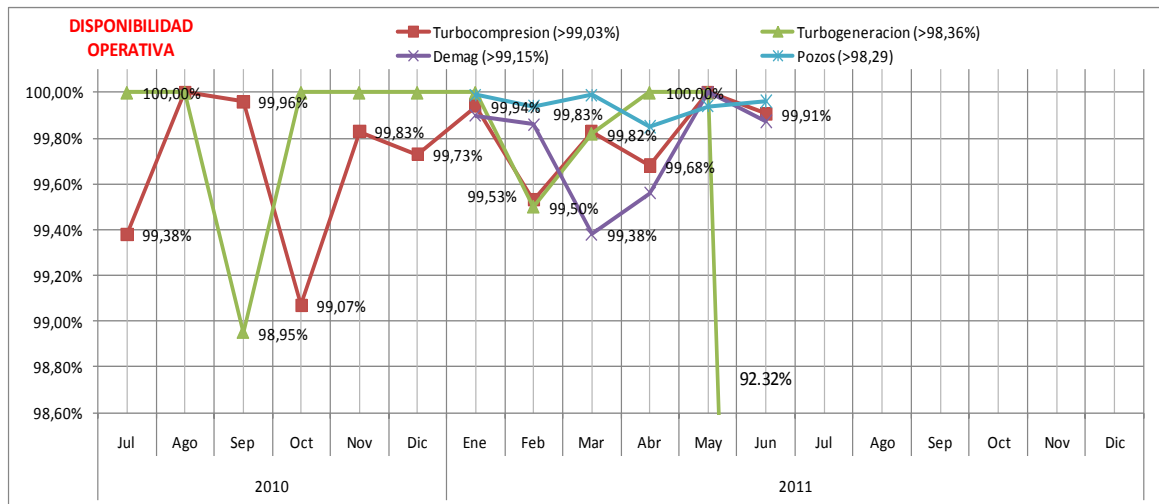
En la Figura se encuentran los valores obtenidos de disponibilidad técnica obtenidos en el 2011, calculados para los equipos mayores de Cupiagua.

Figura 43. Disponibilidad Técnica acumulada a Junio 30 de 2011.



En cada una de las Figuras se encuentran los valores obtenidos de disponibilidad acumulados desde el 1ro de Julio de 2010 a Junio 30 de 2011, por cada uno de los sistemas críticos de planta. Recordemos que los datos de disponibilidad técnica son los eventos no planeados.

Figura 44. Disponibilidad Operativa acumulada a Junio 30 de 2011.



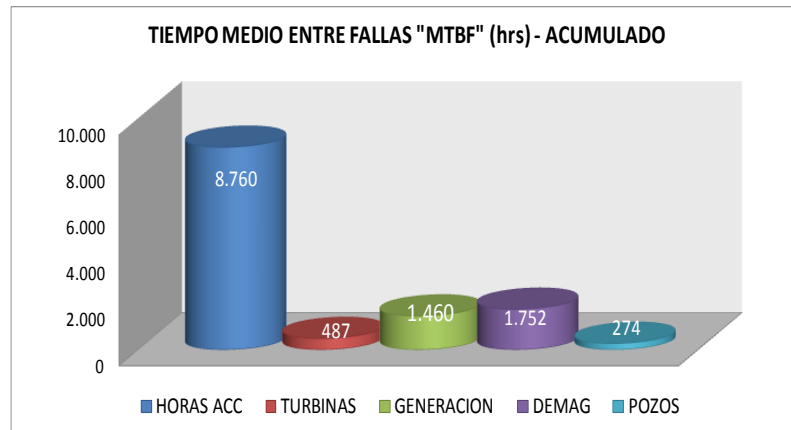
En la figura No. 50, se visualiza que el valor más bajo obtenido hasta la fecha ha sido el de la disponibilidad operativa en el sistema de Generación por el cambio de las juntas de expansión, afectado por la integridad de la máquina sin afectación directa de la función y confiabilidad del generador.

### 3.1.3 Tiempo medio entre fallas y entre reparaciones (MTBF)

En la figura No. 5 se muestran los tiempos medios entre fallas (MTBF) acumulados desde Julio 1ro de 2010, calculados para los equipos mayores del CPF de Cupigua. Comparando con los datos del anterior trimestre (parte Izquierda) observamos una ampliación del MTBF en cada uno de los sistemas.

La menor recurrencia de fallas las tienen los sistemas de Demag y Generación con una falla promedio cada dos meses.<sup>24</sup> La mayor recurrencia se encuentra en pozos en donde cada 12 días en promedio se ocurre una falla, teniendo en cuenta que se tiene una población de 43 pozos. Para el caso de las Turbinas o turbocompresores de reinyección se tiene una falla cada 20 días aproximadamente con una población de 6 equipos.

Figura 45. MTBF para equipos mayores



### 3.1.4 Eventos de falla

Durante el período comprendido entre el 1 de Julio de 2010 y el 30 de Junio 2011, se han presentado eventos de falla que indudablemente han impactado la Producción, la Disponibilidad y la Confiabilidad de los equipos críticos del CPF Cupiagua.

A continuación se muestran las tendencias de los valores de Downtime en horas y las Diferidas en Barriles de crudo por día (BOPD), causadas por eventos de falla que se han presentado mes a mes en cada uno de los sistemas críticos:

<sup>24</sup> Para el compresor Demag, no se cuentan las salidas del mismo por la inestabilización del proceso, las cuales serán enunciadas en el numeral 1.2.3 del documento. Lo anterior no es una falla del compresor Demag que deba afectar su MTBF.

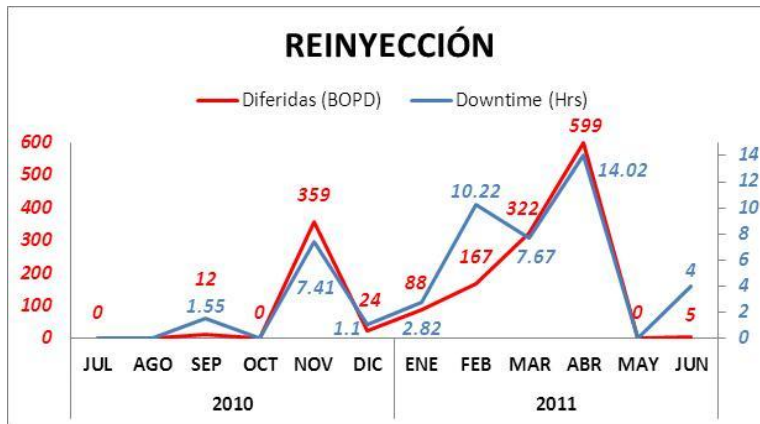
Generación, Reinyección, Demag y Pozos a lo largo del año transcurrido del contrato de Mantenimiento actual.

Del Sistema de Reinyección se destaca que el Turbocompresor CA-KTB-1802 (HP1) ha sido el único que no ha presentado eventos de falla con parada de máquina, pero si ha causado uno de los mayores costos por el alto consumo de aceite (20 canecas, USD\$20.260) durante el mes de Diciembre/10.

La máquina que ha presentado más eventos de falla con parada de máquina ha sido la CB-KTB-2801 (MP2) con cuatro (4) eventos, el alto nivel en la vasija V-2801, el daño en fusible y activación de la señal CB-XS2803, la alta presión diferencial en la casa de filtros y la falla en el posicionador de la válvula FV-2820. Cada uno de estos eventos fueron analizados por medio de reportes preliminares y acciones correctivas se establecieron para impedir que se presenten nuevamente o para mitigar el impacto que generan.

Los valores de Diferidas más altos del Sistema de Reinyección corresponden a los meses de Noviembre/10 y Abril/11 como se muestra en la figura No. 7, con 359 BOPD (Downtime: 7,41 Horas) y 599 BOPD (Downtime: 14,02 Horas) respectivamente.

Figura 46. Diferidas de producción y Downtime sistema de Reinyección.



En el contexto de análisis de falla, los eventos que más impacto han causado son los descritos en la tabla 1, resaltando que en las Turbinas HP3 y MP3 se tuvieron problemas en el cableado del lazo de control del sistema de sensores de incremento térmico.

Tabla 8. Resumen de análisis de fallas en el Sistema de Reinyección.

MES	EQUIPO	EVENTO DE FALLA	CAUSA DE FALLA	ACCIONES
NOV/10	CB-KTB-2801	Parada del Turbocompresor MP2 Diferidas: 225 BOPD Downtime: 2,72  <b>Ver reporte:</b> <b>RF-SON-INS-10-006</b>	Alto nivel en el LIT-2800 de la vasija V-2801 por concentración de condensados no controlados de manera oportuna	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Para evitar que se vuelva a presentar el evento:</i> El posicionador de la FV-2820 está en falla, se preparan paquetes, herramientas y repuestos para cambio por oportunidad de parada, pues esta acción por integridad de la maquina se debe realizar fuera de línea.</li> </ul>
MAR/11	CC-KTB-3801	Parada del Turbocompresor MP3 Diferidas: 322 BOPD Downtime: 7,67  <b>Ver reporte:</b> <b>PRE-SON-MEC-11-032</b>	Fuga de aire de la descarga del compresor de la turbina por rompimiento de empaque entre brida de sello de tubo de aceite y carcasa de descarga de compresor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Para evitar que se vuelva a presentar el evento:</i> Corrección de fuga con el cambio del empaque de la brida. Aseguramiento de buenas prácticas de mantenimiento durante la ejecución de trabajos incluidas en el procedimiento.</li> </ul>
ABR/11	CC-KTB-3801	Parada del Turbocompresor MP3 Diferidas: 554 BOPD Downtime: 12,77  <b>Ver reporte:</b> <b>RF-SON-INS-11-010</b>	Corto circuito en el cableado del lazo de control del sistema de sensores de incremento térmico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Para evitar que se vuelva a presentar el evento:</i> Cambio de todo el cableado del sistema de incremento térmico en todas las turbinas por oportunidad de parada. Incluir en la estrategia de mantenimiento el cambio del cable con frecuencia basada en la vida útil. También, implementar el Megueo de las señales para identificar aterrizamientos.</li> </ul>

### 3.1.5 Resumen condición dinámica de los equipos

A continuación, se presenta la condición dinámica de los equipos rotativos de la planta de Cupiagua, como se observa hay 3 equipos en condición Inaceptable que equivalen a un 0.33% de los equipos monitoreados y 46 equipos en alarma que equivalen a 5.08% de los equipos en la planta. En el caso del porcentaje de seguimiento se reprograma nueva medición según estrategia CBM que verificara la condición de los equipos.

Los 3 equipos inaceptables son: CB-P-2825A y CB-P-2825B: se diagnosticó problemas en tornillos internos y rodamiento de las bombas, para los cual se

crearon las OTs CP000160 y 2486 respectivamente, donde se recomienda realizar mantenimiento mayor, en el CPF ya están disponibles los kits mayores de reparación.

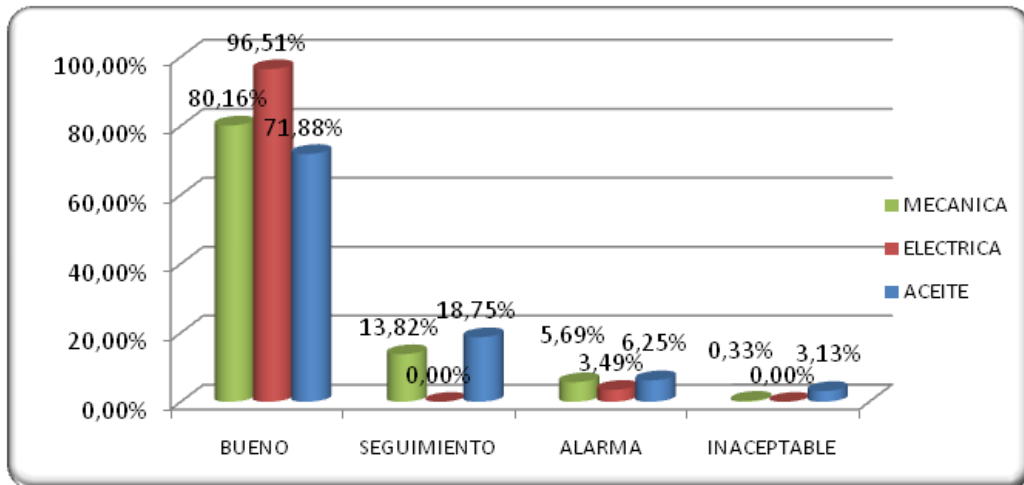
Tabla 9. Condición dinámica equipos rotativos 2do Q/2011.

CONDICION DINAMICA	TECNICAS PREDICTIVAS						PORCENTAJE TOTAL
	MECANICA	ELECTRICA	ACEITE	MECANICA	ELECTRICA	ACEITE	
<b>BUENO</b>	<b>493</b>	<b>80.16%</b>	<b>249</b>	<b>96.51%</b>	<b>23</b>	<b>71.88%</b>	<b>84.53%</b>
<b>SEGUIMIENTO</b>	<b>85</b>	<b>13.82%</b>	<b>0</b>	<b>0.00%</b>	<b>6</b>	<b>18.75%</b>	<b>10.06%</b>
<b>ALARMA</b>	<b>35</b>	<b>5.69%</b>	<b>9</b>	<b>3.49%</b>	<b>2</b>	<b>6.25%</b>	<b>5.08%</b>
<b>INACEPTABLE</b>	<b>2</b>	<b>0.33%</b>	<b>0</b>	<b>0.00%</b>	<b>1</b>	<b>3.13%</b>	<b>0.33%</b>

PU-R-2301B: se diagnosticó emulsión del aceite, por alto porcentaje de agua presente en el aceite, se generó Orden de Trabajo, para realizar cambio de aceite lubricante del reductor y localizar filtraciones hacia el reservorio.

A los 46 equipos que se encuentran en condición de alarma se generaron sus respectivas Work Request, que cuentan con alcance superior a tres semanas desde el día del diagnóstico, para su adecuada planeación y programación dentro de las actividades del mantenimiento día a día.

Figura 47. Condición dinámica de equipos rotativos.



Con este diagnóstico se pretende contextualizar la situación operativa de la estación de compresores en el funcionamiento actual como base para generar la proyección inicial sobre la cual serán comparadas las alternativas tecnológicas planteadas como mejora para la producción especificando los costos integrales de continuar con la operación bajo las situaciones actuales en un periodo de vida de 10 años.

Este análisis será efectuado basado en la información recopilada en el sistema de información Ellipse®, reportes del grupo de ingeniería de mantenimiento y confiabilidad quienes suministran los historiales y los planes de mantenimiento así como los requisitos de operación necesarios para las evaluaciones que se dan a lugar.

## **3.2 FALLAS EN LA FLOTA DE COMPRESORES CENTRIFUGOS<sup>25</sup>**

### **3.2.1 Tiempo Medio Entre Falla**

Es notable el impacto que tiene un mantenimiento, bien sea de tipo preventivo y aún más de tipo correctivo, en la producción diaria de la facilidad. En la actualidad, el paro de una unidad de compresión de reinyección, implica la restricción de llegada del flujo de gas y en consecuencia, el procesamiento de 1775 barriles de aceite por día.

Para tal fin, de manera planeada, se establecen unas ventanas operativas de planeación, en donde se maximiza el recurso y se optimizan los tiempos de mantenimiento, para poder agrupar actividades y de esta manera, reducir el impacto en producción.

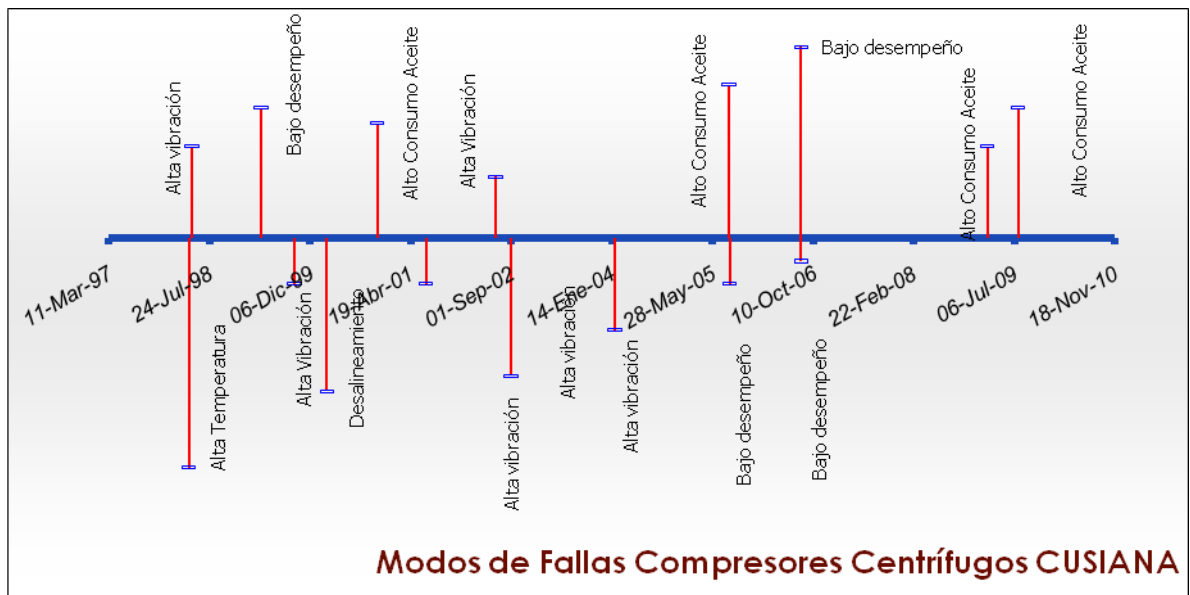
---

<sup>25</sup> Antes del 01-julio-2010, en la operación no se cuenta con análisis estadístico de las paradas, duraciones, modo y mecanismo de falla.

Sin embargo, aún cuando los mejores esfuerzos y recursos existentes, son empleados, en la operación se han presentado eventos de fallo no planeados que han debido ser atendidos de manera reactiva. Esto conlleva a duraciones de parada más prolongadas, gastos de recursos no previstos y mayor esfuerzo del personal al momento de ejecutar sus labores.

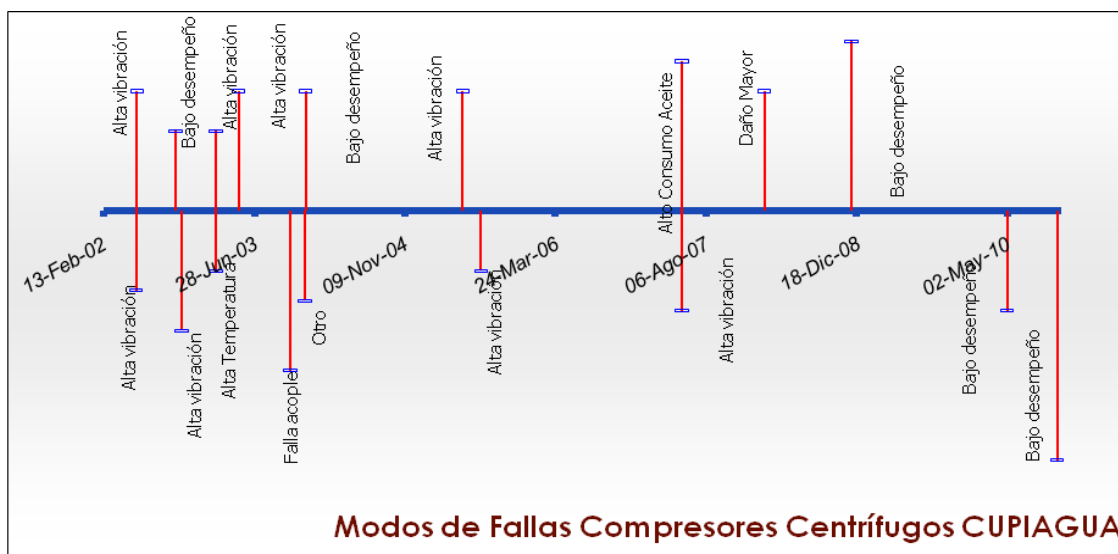
Como parte de este estudio, es necesario incorporar datos históricos de la facilidad de Cusiana, la cual opera con unidades similares a las de Cupiagua, donde intervienen los mismos sistemas y con funciones equivalentes. El valor agregado radica en la cantidad de muestras estadísticas que se pueden tomar para el estudio.

Figura 48. Línea de tiempo para los modos de falla en Cusiana<sup>26</sup>



<sup>26</sup> Aunque no es de los límites físicos del objeto de estudio, los equipos y funciones son equivalentes a las de Cupiagua.

Figura 49. Línea de tiempo para los modos de falla en Cupiagua



Para el caso de Cupiagua, se tiene un MTBF de 267 días, esto ha representado 18 paradas de unidad asociadas a esta familia de equipos. Este período de análisis tuvo en cuenta el ciclo de vida desde la puesta en funcionamiento de los grupo Turbo compresores.

Tabla 10. Tiempo medio entre fallas Cupiagua

<b>26-Ago-98</b>	<b>Fecha de Arranque</b>
<b>18-Oct-11</b>	<b>Fecha Actual</b>
<b>18</b>	<b>Número de Fallas</b>
<b>267</b>	<b>MTBF</b>

Para el caso de Cusiana, se tiene un MTBF de 322 días, esto ha representado 16 paradas de unidad asociadas a esta familia de equipos.

Tabla 11. Tiempo medio entre fallas Cusiana

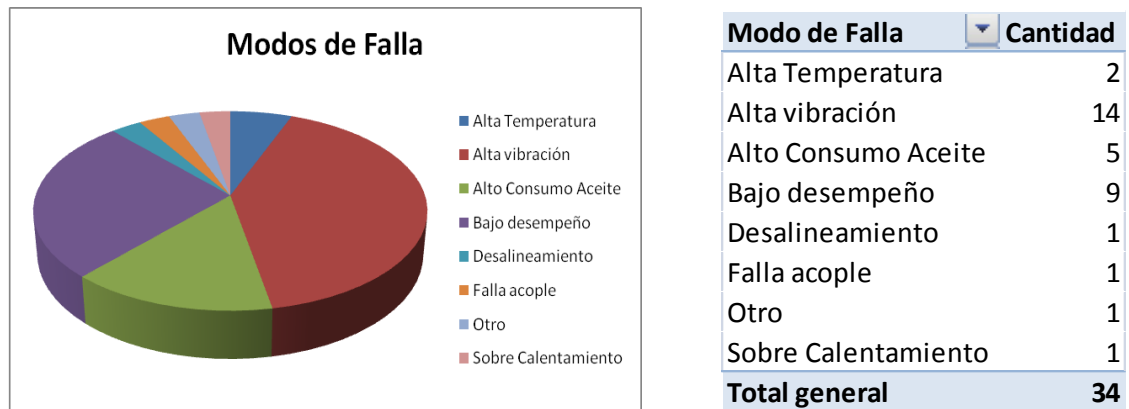
<b>17-Sep-97</b>	<b>Fecha de Arranque</b>
<b>18-Oct-11</b>	<b>Fecha Actual</b>
<b>16</b>	<b>Número de Fallas</b>
<b>322</b>	<b>MTBF</b>

Se evidencia una notable equivalencia entre las dos facilidades, en relación a que tiene un MTBF muy similar, sin embargo, el análisis detallado de los modos de falla que se presentará a continuación, ofrece información que permite la revisión de las tareas de mantenimiento que se están ejecutando.

### 3.2.2 Modos de Falla en Compresores Centrífugos

Las unidades de compresión del tipo Turbo Compresor, fueron puestas en operación en dos etapas para los yacimientos ubicados en Casanare. La primera etapa correspondió a los equipos de Cusiana, seis [6] en total puestos en septiembre de 1997. Posteriormente se colocaron en operación las otras seis [6] unidades ubicadas en Cupiagua. Desde este tiempo, se ha venido manejando la información en las bases de datos de los ingenieros de mantenimiento. Con base en esto, los modos de falla para las doce [12] unidades, se consolida así:

Figura 50. Modos de falla asociadas a compresores centrífugos.



Es evidente la fuerte relación que existe con el modo de falla de alta vibración 41% y un alto consumo de aceite, lo cual representa un 15%. Esto está de acuerdo con las protecciones con las que cuenta las máquinas y detectan de manera anticipada un evidente daño mayor, al igual con las rondas operativas que se tienen establecidas. Así, realizando este análisis resumido de Pareto, es necesario realizar un análisis más detallado en estos dos modos de falla, revisando los

mecanismos de falla encontrados. La información consolidada, lleva a las acciones que se deben tomar para prevenir recurrencia de los eventos no deseados.

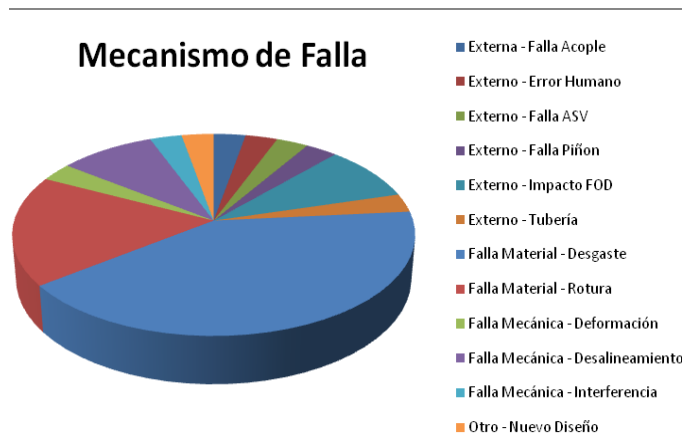
Es de anotar que existen modos de falla que aunque no van directamente relacionados con la pérdida o disminución de la función, si impactan el costo de mantenimiento para los compresores; por ejemplo, no necesariamente el aumento de un consumo de aceite, implica una parada para corregir esta condición, si la comparación económica NO parar excede el costo de la mano de obra y las pérdidas asociadas en la producción.

### 3.2.3 Mecanismos de Falla en Compresores Centrífugos

La falla del material, asociado a desgaste, representa el 41% del total y las fallas de material, asociada a rotura, el 18%. Estos mecanismos de falla están relacionados con los ítems mantenibles en la jerarquía de la unidad. Es la condición física que se está manifestando en la unidad. Estos son atributos del evento de falla que pueden ser deducidos técnicamente.

Figura 51. Mecanismo de falla asociadas a compresores centrífugos.

Mecanismo de Falla	Cantidad
Externa - Falla Acople	1
Externo - Error Humano	1
Externo - Falla ASV	1
Externo - Falla Piñon	1
Externo - Impacto FOD	3
Externo - Tubería	1
Falla Material - Desgaste	14
Falla Material - Rotura	6
Falla Mecánica - Deformación	1
Falla Mecánica - Desalineamiento	3
Falla Mecánica - Interferencia	1
Otro - Nuevo Diseño	1
<b>Total general</b>	<b>34</b>



### **3.3 REPARACIONES EN COMPRESORES CENTRÍFUGOS<sup>27</sup>**

Como base fundamental, que ofrece los parámetros requeridos en términos de la industria del petróleo y gas, el Instituto Americano del Petróleo, cuenta con la práctica recomendada API 687; Rotor Repair. Este documento ha sido la base para la realización de los trabajos que se han ejecutado en los componentes, una vez se remueven del equipo de trabajo, independientemente si fue correctivo, como preventivo.

En términos generales, estas recomendaciones, se encuentran direccionadas a retornar las dimensiones requeridas para lograr estandarización con las piezas de repuesto, de acuerdo al diseño que aplique y tener un elemento rotativo que trabaje de manera continua, por lo menos durante un período de cinco (5) años. Esto implica que se debe lograr:

Mantener elementos estándar a los usados en otras unidades.

Uso de las partes de repuesto existentes.

Eliminación de errores de manufactura en elementos que pudiesen ser causados por cambios dimensionales no documentados.

Mantener los márgenes de velocidades críticas y capacidades de transmisión de torque.

Pequeños cambios en los componentes de un rotor, puede causar que este se mueva a operar cerca de sus velocidades críticas de operación y afectar de manera adversa la roto dinámica. Es de notar que los ajustes usados en una reparación, no necesariamente son los dados por el fabricante original del equipo, ya que a través del tiempo, estos están sujetos a revisiones y actualizaciones.

---

<sup>27</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE; *Recommended Practice 687*

Todo elemento diseñado y construido bajo este estándar, debe ser capaz de ofrecer un servicio útil de por lo menos veinte (20) años y por lo menos cinco (5) años de servicio de manera ininterrumpida.

Figura 52. Reporte de reparación en compresor modelo BCL 506A.

MFR. Nuovo Pignone



JOB# 113116

MOD.# BCL 506/A

CUST. BP Exploration

EQUIP.# N/A

11518 Old LaPorte Rd. LaPorte, Texas 77571 (713) 567-2700

DATE 01-06-2007

**CENTRIFUGAL COMPRESSOR ASSEMBLY CHECKLIST**

ITEM DESCRIPTION	SPECIFICATIONS	MEASUREMENT REMARKS	MECHANIC	FOREMAN	
<b>Pre-Assembly Checks</b>	NDT of Rotor Completed?	Yes	Michael H.	Bryan	
	NDT of Component Parts Completed?	Yes			
<b>Interstage Seals Diametrical Clearances</b>	1 <sup>st</sup> -to-2 <sup>nd</sup> Stg	0.017"-to-0.025"	Pat L. Robert J. Michael H.	Bryan	
	2 <sup>nd</sup> -to-3 <sup>rd</sup> Stg				0.0202"
	3 <sup>rd</sup> -to-4 <sup>th</sup> Stg				0.022"
	4 <sup>th</sup> -to-5 <sup>th</sup> Stg				0.0205"
	5 <sup>th</sup> -to- 6 <sup>th</sup> Stg.				0.020"
<b>Suction Eye Seals Diametrical Clearances</b>	1st Stg	0.024"-to-0.032"	Pat L. Robert J. Michael H.	Bryan	
	2nd Stg				0.0205"
	3rd Stg				0.0225" to 0.0245"
	4th Stg				0.0285"
	5th Stg				0.029" to 0.033"
	6th Stg				0.0245" to 0.036"
<b>Rotor Total Float And Running Position Off Suction End Wall</b>	Total Rotor Float In Bundle	0.0306" to 0.0365"	Robert J. Michael H.	Bryan	
	Running Position off Suction End Wall	0.0285" to 0.037"			
<b>Gas Path Alignments</b>	Recorded on Attached Worksheet		Robert J.	Bryan	
<b>Shipping</b>	Shaft anchored to minimize axial movement?	Yes	Don Stowe	Bryan	
	Loose wiring tied up and wrapped in plastic?	Yes			
	Shaft and coupling protected with a thin film of oil, ocean wrap, and plastic?	Yes			

Para todos los casos, en las unidades instaladas se ha procedido con el siguiente alcance. Este proceso es realizado en talleres, fuera del país, por no contar con talleres especializados locales.

a. Inspección "As Received"

- b. Inspección del Rotor ensamblado
- c. Reparaciones adicionales
- d. Armado y verificación de balanceo dinámico.
- e. Balance a alta velocidad “At Speed”.

#### **4. BÚSQUEDA Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS**

De acuerdo a los requerimientos del sistema de compresión y con base en el análisis de información recopilada, se puede considerar las alternativas que cumplan con las condiciones básicas del sistema actual proyectado en el tiempo, de esta manera mediante la evaluación detallada, tener la opción más conveniente para establecer como plan de mantenimiento a los compresores centrífugos.

##### **4.1 RECOMENDACIONES**

Es evidente que de acuerdo en lo estudiado con diferentes autores, especializados en el tema de gestión de mantenimiento, se pueda tener una visión más clara del camino, por el cual la gestión del mantenimiento en la Superintendencia de Operaciones Regional Nororiente, este alineado con los objetivos estratégicos definidos para la vicepresidencia de producción, teniendo en cuenta que hay políticas definidas y gran variedad de tácticas o hasta modas de mantenimiento aplicables al contexto operativo de Cupiagua.

Las alternativas que se puedan plantear, en ningún momento reemplaza las políticas o procedimientos corporativos existentes y donde se recopilan la estructura de los costos de mantenimiento para ECOPETROL, la forma de generar los controles, las normas de carácter nacional e internacional que los rigen y que generan la dinámica entre los operadores y mantenedores de la empresa, buscando la integración entre la contabilidad financiera y costos, así mismo

presupuesto, EVA y gestión de mantenimiento de activos que soportan los negocios<sup>28</sup>.

Con la revisión de los mecanismos de falla, evidenciados para las unidades, es mandatorio plantear un estudio de carácter multidisciplinario, en donde se revalúen los mantenimientos por condición que se están efectuando en las unidades compresoras, ya que no se está siendo efectivos en términos de vida de operación de los componentes instalados.

Aunque los rotores de los compresores cumplen con lo planteado en la norma internacional API en términos de tiempo de operación ininterrumpida de cinco [5] años, en la mayoría de los casos, se evidencian eventos no planeados que afectan a la operación. De igual manera, todos los rotores han cumplido con el requisito de operar por lo menos veinte [20] años, aunque aún no ha llegado ese límite.

En ECOPETROL, se tiene como pilar de mantenimiento la implementación del RCM en la gestión del mantenimiento o como parte de los proyectos que se implementen bajo nuestro modelo. No obstante los beneficios que esto conlleva, para una operación madura, como la del CPF Cupiagua, se requiere una fuerte cantidad de recursos especializados y de tiempo disponible para poder obtener los resultados que esta táctica ofrece. Por tal motivo, el método más adecuado, aunque cuenta con cierto desacuerdo del gremio, sería una PMO, enfocado a revisar las tareas de mantenimiento que mitiguen el mecanismo de falla predominante.

---

<sup>28</sup> CHALA; Alvaro, PERALTA; Ramón. *Procedimiento de costo de mantenimiento V01. 21p. Bogotá. 2010*

#### **4.1.1 La propuesta del autor**

Definitivamente, todo trabajo realizado para gestionar nuestros activos, debe tener un proceso sistemático de revisión, validación y aprobación a todo nivel en la compañía. Sin embargo, con base en los hechos presentados en este trabajo, el planteamiento que se debe liderar, debe estar motivado a mitigar el desgaste excesivo a que estamos llevando las partes móviles de los compresores centrífugos y nos está afectando la confiabilidad o disponibilidad técnica.

Es necesario ajustar el reemplazo de componentes que están siendo llevados a tiempos de falla. Tales componentes corresponden a los sellos de aceite, sellos de gas inter etapas, sellos laberinto y empaques consumibles.

#### **4.1.2 Beneficio económico**

Teniendo en cuenta el MTBF obtenido del ejercicio, de 267 días; se puede calcular el Valor Presente Neto del ejercicio al prevenir estas paradas en un tiempo de 5,5 años, frecuencia que coincide con la de parada de la unidad programada de la Turbina. Esta implementación ofrece la ventaja de no impactar la producción por esta causa, sin dejar de lado el mantenimiento predictivo o por condición que se esta tiene implementada actualmente.

**La opción 1**, consiste en continuar con los mantenimientos basados en condición, con rutinas de 8 semanas y esperar hasta que el equipo detecte un cambio sustancial que implique cambio de componentes.

Costos asociados:

Analista de vibraciones nivel II. Valor hora: 70 USD/hora [1660 USD/año]

Parada no programada de 36 horas cada 267 días: 320,000 USD.

Valor del barril WTI: 55USD

Tasa de descuento: 11% EA.

Porcentaje de mantenimiento correctivo: 15%.

Tabla 12 Estrategia actual de mantenimiento en razón a costos anuales

Mano de Obra	\$ 5,600.00	\$ 5,768.00	\$ 5,941.04	\$ 6,119.27	\$ 6,302.85
Analista	\$ 1,660.54	\$ 1,743.57	\$ 1,830.75	\$ 1,922.28	\$ 2,018.40
Producción	\$ 319,973.08	\$ 271,977.12	\$ 231,180.55	\$ 196,503.47	\$ 167,027.95
Repuestos	\$ 60,000.00	\$ 63,000.00	\$ 66,150.00	\$ 69,457.50	\$ 72,930.38
Total año 1	\$ 387,233.62	\$ 342,488.69	\$ 305,102.34	\$ 274,002.52	\$ 248,279.57

**La opción 2**, implica una implementación de la rutina de mantenimiento preventivo a una frecuencia definida de 48,000 horas, que coincide con la frecuencia ya establecida de la turbina, componente motriz.

Costos asociados:

Analista de vibraciones nivel II. Valor hora: 70 USD/hora [1660 USD/año]

Mantenimiento programado 48,000 horas: 350,000 USD.

Valor del barril WTI: 55USD

Tasa de descuento: 11% EA.

Porcentaje de mantenimiento correctivo: 15%.

Tabla 13. Estrategia propuesta de mantenimiento en razón a costos anuales.

Mano de Obra	\$ 5,600.00	\$ 5,768.00	\$ 5,941.04	\$ 6,119.27	\$ 6,302.85
Analista	\$ 1,660.54	\$ 1,743.57	\$ 1,830.75	\$ 1,922.28	\$ 2,018.40
Producción	47995.96	40796.57	34677.08	29475.52	25054.19
Repuestos	\$ 60,000.00	\$ 63,000.00	\$ 66,150.00	\$ 69,457.50	\$ 72,930.38
Total año 1	\$ 115,256.50	\$ 111,308.14	\$ 108,598.87	\$ 106,974.57	\$ 103,375.44

En este modelo se contempla un porcentaje de mantenimiento correctivo, ya que el mecanismo de falla mitigado, no corresponde al 100% del total.

Tabla 14. Resultados del cálculo VPN.

COMPRESORES CENTRIFUGOS	VALOR PRESENTE 2012	TOTAL	2012	2013	2014	2015	2016
MANTENIMIENTO PREDICTIVO	\$ 790,521	1,557,107	387,234	342,489	305,102	274,003	248,280
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 456,307	825,514	115,257	111,308	108,599	106,975	383,375

Desde la perspectiva económica, la opción 2 ofrece un VPN de 456,307 USD, superando la opción 1 que ofrece un VPN de 790,521 USD.

## 5. CONCLUSIONES

Se identifica que algunas tareas de mantenimiento de esta familia de equipos no generan beneficios reales, ya que de acuerdo a lo revisado, algunas se realizan muy frecuentemente, con base en overhauls y otras muy tarde, cuando ya ha fallado la unidad.

Es importante definir, para todos los equipos de la planta, que con cumple con funciones específicas la combinación adecuada de tareas preventivas y/o correctivas, evitando así excesivo mantenimiento con el objeto de prevenir fallas, creando un perjuicio mayor que beneficio real a la planta.

En el caso del mantenimiento por condición implementado para los compresores centrífugos de Cupiagua, no existen pautas para auditar el programa o plan, solo quienes establecieron las políticas conocen su fundamento. Resulta prácticamente imposible controlar el plan y medir sus resultados de forma objetiva y anticipándose a las fallas.

Se evidencia que la aplicación estricta de la metodología RCM<sup>29</sup>, para esta planta que se encuentra en operación, es un camino altamente ineficiente, dado que consume excesivos recursos valiosos y escasos para mantenimiento y operaciones. RCM no reconoce el valor actual del programa de mantenimiento, inicia los análisis desde cero, desarrollando un programa desde la concepción de las funciones.

Se evidencia la presencia de muchas fallas en los compresores centrífugos, que son costosas y fácilmente prevenibles, si se visualizan a tiempo. Se puede depurar

el programa de mantenimiento en donde las tareas y sus frecuencias sean sólidas y generen un gran valor agregado.

Esta alternativa revisada mediante la técnica VPN considera las diferentes variables de la industria, pero que pueden ser afectadas por elementos externos, como la situación de orden público y el precio internacional del petróleo. Desde el punto de vista confiabilidad y económica la opción 2 presentada en este estudio es la más viable.

Se hace necesaria la revisión del análisis de confiabilidad que se está ejecutando con el contrato actual de mantenimiento, ya que está dejando por fuera los eventos que se han presentado a través del tiempo de operación y que son fundamentales para poder ofrecer alternativas efectivas que mitiguen las fallas recurrentes en esta familia de equipos.

---

<sup>29</sup> *Desarrollado por Nowlan & Heap [1978], con el propósito de definir los requerimientos iniciales del mantenimiento en la industria aeronáutica comercial [Moubray 1997].*

## BIBLIOGRAFIA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE API, API STANDAR 687, Primera edición. Septiembre 2001.

ARCINIEGAS, Álvarez Carlos Alberto. Mantenimiento Productivo Total. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander Escuela de Ingeniería Mecánica.

ARIAS GALICIA, Fernando. Introducción a la técnica de investigación en la ciencia de la administración, México: Trillas, 1971.

FABRYCKY, Wolter J. análisis del coste del ciclo de vida de los sistemas, Madrid 1997.

GONZÁLEZ BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006.

MORA GUTIERREZ, Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas de industriales ó de servicios. Medellín: AMG. 2005.

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004.

NTC 1486, Documentación, presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. 2008. 41 p.

NTC 4490, Referencias documentales para fuentes de información electrónicas.

NTC 5613, Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. 2008. 38 p.

ORTIZ PLATA, Daniel. Organizaciones del Mantenimiento: Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM. [CD\_ROM]. Bucaramanga, 2008. Posgrado gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.

RIDDELL, Harry S y JENNINGS, Andrew. Asset investment & life-cycle costing, training manual, april 2001

SILVA ROBLES, Wilson y SEVERINO, Alfonso. Modelo de gestión de mantenimiento para la planta de cementos Andino, basado en la filosofía RCM2. Monografía Especialista en Gerencia de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica, 2006. 12 p.