

**PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA LA
FACILIDAD DE TRATAMIENTO DE CRUDO, AGUA Y GAS DE 10KBOPD
UBICADA EN LA ESTACION CHICHIMENE - SUPERINTENDENCIA DE
OPERACIONES CASTILLA CHICHIMENE- ECOPETROL S.A**

CARLOS ANDRES QUIÑONES BUITRAGO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTA DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUOLA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARMANGA**

2014

**PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA LA
FACILIDAD DE TRATAMIENTO DE CRUDO, AGUA Y GAS DE 10KBOPD
UBICADA EN LA ESTACION CHICHIMENE - SUPERINTENDENCIA DE
OPERACIONES CASTILLA CHICHIMENE- ECOPETROL S.A**

CARLOS ANDRES QUIÑONES BUITRAGO

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

**Director: LUZ KARIME MENDOZA ESCALANTE
Ingeniera Mecánica**

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

2014

DEDICATORIA

A Dios por bendecirme con este nuevo logro de mi vida, a la memoria de mi padre Arley Antonio Quiñones Vega, a mi esposa Adriana por su apoyo incondicional, a mi mamá por enseñarme la disciplina que se requiere para enfrentar los momentos difíciles, a mi hermana Claudia, a Mamita y a Luis por el apoyo incondicional que me han brindado

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Ingeniera Luz Karime Mendoza por su colaboración durante todo el proceso de desarrollo de esta monografía, a mi jefe Ing. Alexander Cardona a las empresas aliadas Confipetrol S.A y Girem por el soporte técnico brindado en la elaboración de los talleres de RCM

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. FACILIDAD DE TRATAMIENTO DE CRUDO, AGUA Y GAS DE 10KBOPD UBICADA EN LA ESTACION CHICHIMENE	16
1.1 RESEÑA HISTORICA	16
1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO	17
2. MARCO TEÓRICO	20
2.1. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD	20
2.1.1 La Filosofía del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad	22
2.1.2 Los objetivos del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad	22
2.1.3 Las Ventajas del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad	23
2.1.4 Las Limitaciones del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad	24
2.1.5 Siete preguntas que responde el RCM	24
2.1.6 Las normas que gobiernas el RCM	25
2.1.7 Etapas para la aplicación del RCM	26
2.1.7.1 Preparación para el análisis	26
2.1.7.2 Seleccionar el equipo a analizar	28
2.1.7.3 Identificar las funciones	28
2.1.7.4 Identificar las fallas funcionales	28
2.1.7.5 Identificar las causas del fracaso (modos de falla)	29

	pág.
2.1.7.6 Identificar los efectos de las fallas	29
2.1.7.7 Identificar las consecuencias de las fallas	30
2.1.7.8 Seleccione las tareas de mantenimiento adecuadas	31
2.1.8 Estrategias de Implementación.	32
2.1.8.1 El Enfoque de la Fuerza de Tarea.	33
2.1.8.2 El Enfoque Selectivo.	33
2.1.8.3 El Enfoque Amplio	37
3. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	39
3.1 PROCESOS Y/O EQUIPOS	49
3.1.1 Cabezal de entrada	40
3.1.2 Separación inicial	41
3.1.3 Bombeo de crudo del separador al intercambiado	42
3.1.4 Intercambiador de temperatura	44
3.1.5 Bota de gas	46
3.1.6 Tanques de lavado (gun barrels)	47
3.1.7 Patín de medición	48
3.1.8 Bombas de despacho	50
3.1.9 Tanque desnatador	52
3.1.10 Depurador de gas	54
3.1.11 Suministro de Agua de las Calderas	55

3.1.12 Sistema de generación de vapores (caldera) (X-X502A/B)	56
3.1.13 Sistema de scrubber y ko drum	57
3.1.14 Sistema de generación de energía	59
3.1.15 Otros equipos	60
 4. PROPUESTA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO	 62
4.1 CONFORMACION DEL EQUIPO DE TRABAJO	63
4.2 PREPARACIÓN DEL ESTUDIO DE RCM	65
4.2.1 Entrenamiento	65
4.2.2 Información Requerida para el inicio del estudio de RCM	66
4.2.3 Programación del Estudio de RCM	67
4.2.4 Infraestructura y Logística Requerida	68
4.3 DESARROLLO DEL ESTUDIO DE RCM	69
4.3.1 Funciones y falla funcionales	69
4.3.2 Efectos de los escenarios de fallas	69
4.3.3 Consecuencias de las fallas y/o Análisis de criticidad	70
4.3.4 Identificación de las tareas de mantenimiento	76
4.3.5 Definición de las listas de acciones	79
 5. DESARROLLO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PROPUESTO	 80
 6. CONCLUSIONES	 91
 BIBLIOGRAFÍA	 94

LISTAS DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Daño a Personas	73
Tabla 2. Consecuencia Económica	73
Tabla 3. Efectos en el Medio Ambiente.	74
Tabla 4. Afectación al cliente.	74
Tabla 5. Impacto en la Imagen de la Empresa.	75
Tabla 6. Prefijo de Equipos Mecánicos.	81
Tabla 7. Prefijo de Equipos Eléctricos.	82
Tabla 8. Prefijo de Equipos de Instrumentación	82
Tabla 9. Relación de Tareas de Mantenimiento por Frente Ejecutor	86

LISTAS DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Diagrama de Proceso Facilidad 10KBOPD	16
Figura 2. Probabilidad Condicional de la Falla contra la edad del equipo	21
Figura 3. Algunas normas que Gobiernan el RCM	25
Figura 4. Etapas para la aplicación del RCM	26
Figura 5. Enfoques para la Implementación del RCM	32
Figura 6. Etapas para decidir dónde debe aplicarse el RCM	34
Figura 7. Mezclador	40
Figura 8. Separador	41
Figura 9. Bombas de transferencia de crudo P-X01A/B	43
Figura 10. Intercambiador de Calor HE-X01	45
Figura 11. Bota de Gas (BG – X01	46
Figura 12. Tanques de lavado (GB–X01/02/03/04/05/06/07/08/09)	48
Figura 13. Patín de Medición.	50
Figura 14. Bombas de Despacho (P-X02A/B)	51
Figura 15. Tanque desnatador	53
Figura 16. Tanque Depurador de Gas V-X01	54
Figura 17. Tanque de almacenamiento de agua para calderas.	55
Figura 18. Caldera	57
Figura 19. KO Drum y Scrubber	58
Figura 20. Generador Diesel	59
Figura 21. Centro del control de motores	60
Figura 22. Programación del Estudio de RCM	67
Figura 23. Preguntas claves para definir los efectos de las fallas	69
Figura 24. Secuencia para determinar la criticidad de la falla	70
Figura 25. Matriz RAM	71
Figura 26. Tareas de Monitoreo de Condición.	76

Figura 27. Algunas Tareas Basadas en Tiempo	77
Figura 28. Distribución de equipos por especialidad.	79
Figura 29. Árbol de equipos cargados en el software ReliaSoft RCM++	80
Figura 30. Función, Falla Funcional, Modos de Falla y Efectos	83
Figura 31. Distribución de la Criticidad de los Modos de Falla por Especialidad	84
Figura 32. Distribución de la Criticidad de los Equipos	85
Figura 33. Ejemplo de Plan de Mantenimiento para el equipo AEME100721	85
Figura 34. Distribución de las Horas Anuales por Equipo Ejecutor	91

RESUMEN

TITULO: PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA LA FACILIDAD DE TRATAMIENTO DE CRUDO, AGUA Y GAS DE 10KBOPD UBICADA EN LA ESTACION CHICHIMENE - SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CASTILLA CHICHIMENE-ECOPETROL S.A*

AUTOR: CARLOS ANDRÉS QUIÑONES BUITRAGO**

PALABRAS CLAVES: Mantenimiento, RCM, Confiabilidad, Crudo.

CONTENIDO: Esta monografía desarrolla el plan de mantenimiento basado en confiabilidad para la facilidad de tratamiento de crudo, agua y gas, que tiene una capacidad de producción de 10000 barriles de aceite por día y está ubicada en la estación Chichimene. Para el desarrollo de este plan de mantenimiento se realiza una recopilación de la información de los equipos que se encuentran instalados y se conformar un equipo multidisciplinario integrado por personal de operaciones, mantenimiento y confiabilidad.

En este trabajo se describen los pasos para poder determinar las tareas de mantenimiento que mitiguen los riesgos de los modos de falla de los equipos, el análisis inicia con la determinación de las funciones, fallas funcionales modos de fallas y los efectos que estas fallas producen, posteriormente se realiza un análisis del nivel de riesgo que estas fallas mediante la valoración a la afectación de las personas, el medio ambiente, la imagen y las pérdidas económicas. A través del equipo de especialistas se debaten y se asignan a cada modo de falla las tareas que se deben ejecutar. El manejo de la información se realizó mediante el software RCM++ de Realisoft.

Al final de la monografía se presentan la lista de actividades de mantenimiento que se deben ejecutar y la cantidad de horas por equipo ejecutor.

*Monografía

² ** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director: LUZ KARIME MENDOZA ESCALANTE, Ingeniera Mecánica.

SUMARY

TITLE: PLAN OF RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE FOR TREATMENT PLANT OF OIL, GAS AND WATER, OF 10KBOPD LOCATED ON CHICHIMENE STATION - SUPERINTENDENCE OF OPERATIONS OF CASTILLA-CHICHIMENE ECOPETROL S.A*

AUTHOR: CARLOS ANDRÉS QUIÑONES BUITRAGO**

KEYWORDS: Maintenance, RCM, Reliability, Oil.

SUBJECT: This monograph develops the plan maintenance based on reliability for the treatment plant, oil, water and gas, which has a production capacity of 10,000 barrels of oil per day and is located in Chichimene plant. For the development of this maintenance plan, a compilation of information of equipment that are installed is performed, and was formed a multidisciplinary team composed of personnel from operations, maintenance and reliability.

In this paper are described the steps to determine maintenance tasks that mitigate the risks of failure modes of the equipment, the analysis starts with the determination of the functions, functional failures, failure modes and effects that these failures cause; then an analysis of the risk level of these faults is performed by evaluating the affectation of people, environment, image and economic losses. Through the team of specialists are discussed and assigned to each failure mode tasks to be executed. The management of information is performed by RCM + + software Realisoft.

At the end of the monograph list maintenance activities to be performed and the number of hours by executing team are presented.

* Monograph

** School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization. Director: LUZ KARIME MENDOZA ESCALANTE, Mechanical Engineer.

INTRODUCCION

La facilidad de producción de crudo gas y agua de 10KBOPD ubicada en la estación Chichimene, es recibida por Ecopetrol S.A para su operación y mantenimiento en Febrero de 2014 por lo tanto se hace necesario que el mantenimiento de los equipos que la conforman sean mantenidos acorde al proceso de gestión de activos, el cual determina que para la elaboración de los planes de mantenimiento de nuevos equipos se debe tener en cuenta la metodología basada en confiabilidad, esta situación nos brinda la oportunidad para aplicar los conocimientos adquiridos en el transcurso de la especialización de gerencia de mantenimiento y retribuir de cierta forma a la empresa por el apoyo brindado en estos últimos meses.

La intención del trabajo que se presenta a continuación es la elaboración de un pla de mantenimiento basado en confiabilidad para la facilidad de tratamiento de crudo, agua y gas de 10KBOPD, el cual se desarrollará a través de la identificación de los equipos que componen la facilidad, la definición de sus funciones, fallas funcionales, modos de falla y efectos, posterior al análisis anterior se determinara la criticidad de los modos de falla a través de la valoración de la matriz RAM, para finalizar el proceso en compañía de un grupo de especialistas se determinarán las actividades de mantenimiento que permitirán reducir las consecuencias de los modos de falla y preservar la función de los equipos.

La elaboración del plan de mantenimiento estará en marcado en las guías dadas por Ecopetrol S.A, de igual forma se debe aclarar que en el a análisis a realizar se contempla que los equipos en stand-by deben estar disponibles y probados, los repuestos requeridos para el mantenimiento se consideran disponibles en bodega, durante el taller no se analizan fallas múltiples. Las fallas en la ejecución de procedimientos de mantenimiento, montaje y operación; la inadecuada especificación o selección de equipos no son tenidas en cuenta como modos de falla dominante para determinar tareas de mantenimiento; no analiza problemas de integridad mecánica, para lo cual la metodología apropiada es la Inspección Basada en el Riesgo (RBI); el escenario crítico para cada modo de falla es con base en “cero” mantenimiento.

Por políticas de confidencialidad de la información no se presentan los costos asociados a la mano de obra de las tareas a ejecutar solo se presentan algunos detalles de las horas hombre necesarias para el plan de mantenimiento.

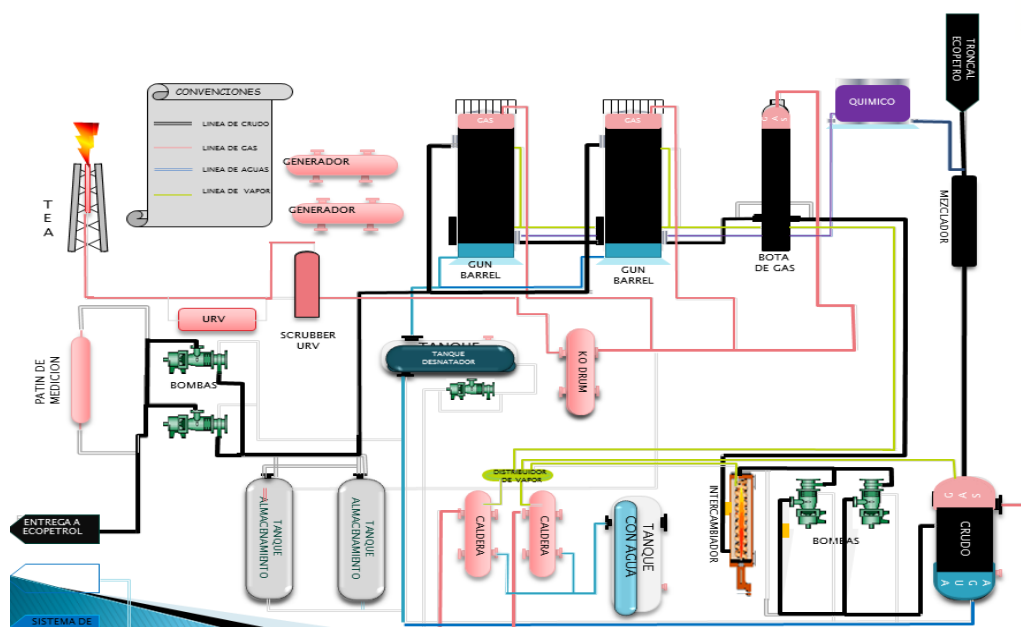
1. FACILIDAD DE TRATAMIENTO DE CRUDO, AGUA Y GAS DE 10KBOPD UBICADA EN LA ESTACION CHICHIMENE

1.1 RESEÑA HISTORICA

La facilidad de producción de la estación Chichimene es la encargada de realizar el tratamiento de gas, crudo y agua para el campo Chichimene de la Superintendencia de Operaciones Castilla Chichimene de ECOPETROL S.A. La capacidad de producción máxima esperada para la facilidad de producción temprana corresponde a 10000 BOPD de crudo en su primera etapa con opción de 10000 BOPD más.

Esta facilidad fue diseñada por la empresa Girem y entró en funcionamiento en el año 2012. En Febrero de 2014 fue recibida por Ecopetrol para su operación y mantenimiento

Figura 1. Diagrama de Proceso Facilidad 20KBOPD



Fuente: Manual de Operación Facilidad de 10KBOP

1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

El cabezal de entrada recibe el crudo a tratar, el cual viene mezclado con agua, gas, sólidos y nafta al 19% aproximadamente. El crudo que llega a ser tratado tiene un BSW* del 40%, a 130°F y 40 psi. Para recibir este fluido se tiene un mezclador que cuenta con una válvula de bola para actuar y aliviar los baches de gas y crudo y de esta manera se minimizan sobrepresiones y altos niveles de crudo en la facilidad. El fluido proveniente del mezclador pasa por el separador trifásico el cual separa físicamente el crudo, el agua y el gas. El fluido que sale del separador pasa por unas bombas que impulsan el fluido hacia el intercambiador donde se incrementa la temperatura desde 140°F hasta 160°F. Una vez sale el crudo del intercambiador, entra a un separador vertical de baja presión (Bota); donde se separa la proporción de gas remanente y emanada durante el proceso de calentamiento en el crudo, después de pasar por el intercambiador de calor.

El crudo separado en la bota de gas se dirige hacia los *gun barrel*** (tanques verticales) mediante el efecto generado de vasos comunicantes, por el cabezal de alimentación; en donde por diferencia de densidades el agua presente en la emulsión se deposita en la parte inferior y aceite limpio se aloja en la parte superior del tanque.

Los tanques de almacenamiento recolectan el crudo proveniente de los *gun barrel* y brindan al crudo un tiempo de retención suficiente para separar por gravedad las pequeñas partículas de agua en suspensión que aún permanecen en el mismo después del tratamiento químico y térmico. El equipo se encuentra provisto de una línea de conducción de vapor (Serpentín); para producir un aumento de

* **BSW:** Porcentaje de agua y sólidos en la emulsión de crudo.

** **Gun barrel:** Tanque vertical utilizado para el tratamiento y desalinización de crudo a través de un sistema de calentamiento interno; que permite la separación de agua y aceite por diferencia de densidades.

temperatura en el crudo, favoreciendo la separación de las partículas de agua aún existentes, las cuales descienden a la zona inferior del tanque para su respectiva evacuación por medio de la línea de drenaje.

Las líneas ubicadas en la parte posterior de los tanques; permiten drenar el agua acumulada en el fondo del recipiente por medio del sistema de decantación.

El crudo depositado en los tanques de almacenamiento, es enviado hacia la estación Chichimene a través de unas bombas de transferencia y es fiscalizado por medio de un sistema de medición dinámico.

La facilidad cuenta con un tanque desnatador SK-X101 el cual permite el tratamiento de agua para recuperar y retirar el pequeño porcentaje de crudo que está presente en el agua retirada del separador general y los *gun barrels*. Este tanque permite la residencia de crudo y funciona como un tanque de almacenamiento y despacho de agua de producción y tiene una conexión para enviar el crudo desnatado nuevamente a los *gun barrels* y continuar su proceso. El agua que se extrae del tanque desnatador se puede enviar a la estación Chichimene a través unas bombas de transferencia (P-X101A/B).

El vapor que es suministrado a los diferentes equipos para realizar el proceso de separación del crudo es generado por las calderas X-X502A/B.

Depurador de gas (V-X01) permite la separación de partículas de líquido remanentes en el gas proveniente del separador, parte del gas depurado se utiliza como combustible de las calderas. El KO DRUM (KO-1301) separa los condensados que permanecen en el gas proveniente de la bota de gas y los *gun barrels*. El *scrubber* (V-1301) recibe los vapores provenientes del *KO Drum*, para recuperar más condensados a parte de los del *KO Drum*.

El preenfriador (AE-X702) se encuentra a la entrada de la URV (Unidad recuperadora de Vapores) para disminuir el punto de rocío del gas y así evitar que se formen condensados en el compresor. Este preenfriador disminuiría la temperatura del gas de 120 °F a 110°F. Unidad Recuperadora De Vapores (URV) (X-1301), está compuesta principalmente por un *scrubber*, un compresor, un enfriador y un separador. El *scrubber* disminuye el agua líquida pueda llevar el gas, el compresor tiene el trabajo de comprimir el gas y aumentar la temperatura del mismo, el enfriador tiene el trabajo de enfriar el aceite lubricante del compresor, y finalmente el separador de la URV es el encargado de recuperar del aceite lubricante del compresor y redirigirlo al enfriador. Se estima que el gas que ingresaría a la URV tendría una temperatura de 110°F, con esta temperatura de entrada se puede comprimir el gas a 30 psi; y la temperatura de salida es de 170°F. A la salida de la URV se encuentra el aeroenfriador (AE-X701) el cual se utiliza para enfriar la corriente de gas comprimido y así recuperar el condensado; a este llegaría una corriente de gas a 170°F y 30 psig y saldría una corriente de 120°F y 27 psi.

El flujo proveniente del aeroenfriador (AE-X701) se dirige al separador de (SE-X701), el cual separa los condensados residuales, para ser almacenados una parte en los tanques de la estación Chichimene.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD⁶

El mantenimiento centrado en la confiabilidad, fue desarrollado por la industria de la aviación civil en Estados Unidos. La Federal Aviation Administration (FAA) de Estados Unidos comisionó a la empresa United Airlines para emprender un estudio de la eficacia de las reparaciones generales el cual fue preparado por Stanley Nowlan y Howard Heap en 1978, basadas en el tiempo, de componentes complejos en los sistemas de los equipos de las aeronaves civiles. Existía la creencia de que estas reparaciones generales basadas en el tiempo, no contribuían mucho para reducir la frecuencia de las fallas y no eran económicas.

En este estudio se llevó a cabo en el momento en que se estaban diseñando aeronaves de cuerpo amplio, y la complejidad de los sistemas de los equipos y sus componentes había crecido dramáticamente con respecto a los diseños anteriores. La conclusión clave fue que las reparaciones generales, basadas en el tiempo, de equipos complejos no afectaban de manera significativa, ni positiva ni negativamente la frecuencia de las fallas.

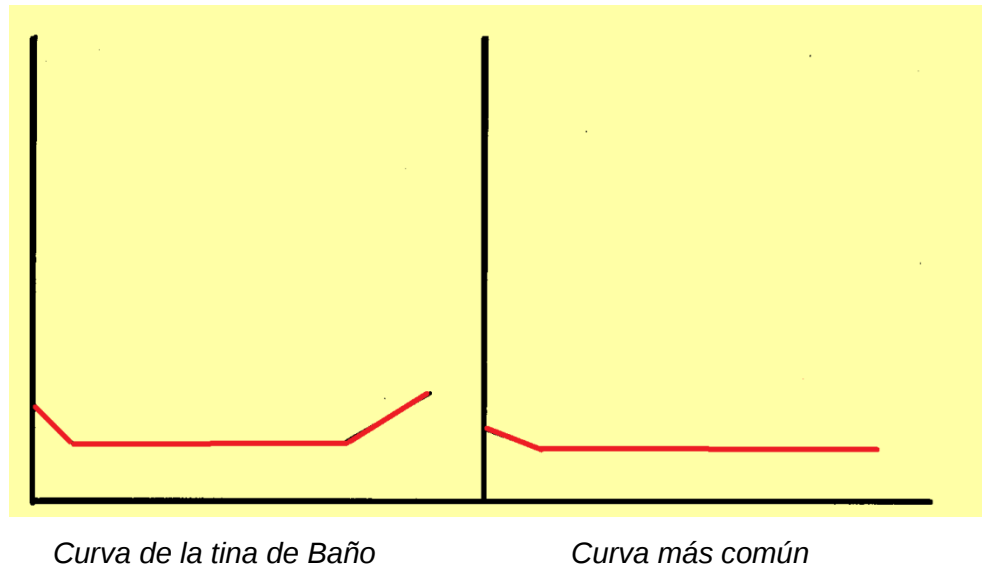
En algunos equipos, en realidad la frecuencia de las fallas era mayor inmediatamente después de una reparación general. Este estudio demostró que la probabilidad de falla, denominada “de la tina de baño”, contra la curva de la edad era sólo uno de los seis principales patrones de fallas.

El patrón de fallas más común en los equipos complejos es aquel que demuestra una elevada “mortalidad Infantil”; es decir, la máxima probabilidad condicional de

⁶ DUFFUAA, Salih y CAMPBELL, John Dixon; Sistemas de Manteamiento – Planeación y Control. México: Limusa, 2000. p. 360-362.

falla ocurre en los primeros períodos de la edad del equipo, luego disminuye hasta una tasa constante de fallas como se describe en la figura 2

Figura 2. Probabilidad Condicional de la Falla contra la edad del equipo



Fuente: El autor

Las reparaciones generales programadas, basadas en el tiempo, “restablecen” la edad de nuevo a cero (0), incrementando de esta forma la probabilidad de falla. Durante la mayor parte de la vida del equipo complejo, las fallas están relacionadas con eventos aleatorios, como cargas de choque, sobrevoltajes, prácticas incorrectas de lubricación, operación inadecuada, etc. Estos eventos aleatorios provocan un deterioro acelerado del funcionamiento del equipo, el cual a menudo puede monitorearse empleando técnicas de mantenimiento preventivo basado en las condiciones.

El mantenimiento centrado en la confiabilidad es una metodología lógica derivada de esta investigación en el sector de la aviación, y hace uso de la herramienta del análisis de modo de falla, efecto y grado crítico (FMECA).

2.1.1 La Filosofía del RCM⁷. La filosofía del RCM* se fundamenta en:

- Evaluación de los componentes de los equipos, su estado y su función.
- Identificación de los componentes críticos.
- Aplicación de las técnicas de mantenimiento proactivo y predictivo.
- Chequeo en sitio y en operaciones del estado corpóreo y funcional de los elementos mediante permanente revisión y análisis.

El mantenimiento centrado en confiabilidad es una filosofía de gestión de mantenimiento, que sirve de guía para identificar las actividades de mantenimiento con sus respectivas frecuencias a los activos más importantes de un contexto operacional.

Esta no es una fórmula matemática y su éxito se apoya principalmente en el análisis funcional de las fallas de un determinado contexto operacional, realizado por un equipo de trabajo multidisciplinario, el cual desarrolla un sistema de gestión de mantenimiento flexible que se adapta a las necesidades reales de mantenimiento de la organización, tomando en cuenta la seguridad personal, el ambiente, las operaciones y la razón costo / beneficio.

El RCM es una técnica de organización de las actividades y de la gestión del mantenimiento para desarrollar programas organizados que se basan en la confiabilidad de los equipos en función del diseño y de la construcción de los mismos. El RCM asegura un programa efectivo de mantenimiento.

2.1.2 Los objetivos del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.⁸

- Eliminar las averías de las máquinas.

⁷ MORA GUTIERREZ, Alberto; Mantenimiento Industrial Efectivo. Medellín: Coldi, 2012. p. 308

*RCM: Reliability Centered Maintenance

⁸ Ibid., p. 308.

- Suministrar fuentes de información de la capacidad de producción de la planta a través del estado de sus máquinas y equipos
- Minimizar los costos de mano de obra de reparaciones, en base a un compromiso por parte de los responsables del mantenimiento en la eliminación de fallas de máquinas.
- Anticipar y planificar con precisión las necesidades de mantenimiento.
- Establecer horarios de trabajo más razonables para el personal de mantenimiento.
- Permitir a los departamentos de producción y de mantenimiento una acción conjunta y sincronizada a la hora de programar y mantener la capacidad de producción de la planta.
- Reducción de los presupuestos del departamento de mantenimiento.

2.1.3 Las Ventajas del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.³ El RCM tiene numerosas ventajas en cuanto al aumento de la disponibilidad y confiabilidad de la maquinaria; a continuación se mencionan las más importantes:

- Crea un espíritu altamente crítico en todo el personal (Operaciones o mantenimiento) frente a condiciones de falla y averías.
- Logra importantes reducciones del costo del mantenimiento.
- Optimiza la confiabilidad operacional, maximiza la disponibilidad y/o mejora la mantenibilidad de las plantas y sus activos.
- Integra las tareas de mantenimiento con el contexto operacional.
- Fomenta el trabajo en grupo (Convirtiéndolo en algo rutinario).
- Incrementa la seguridad operacional y la protección ambiental.
- Optimiza la aplicación de las actividades de mantenimiento tomando en cuenta la criticidad e importancia de los activos dentro del contexto operacional.
- Establece un sistema eficiente de mantenimiento preventivo.

- Aumenta el conocimiento del personal tanto de operaciones como de mantenimiento con respecto a los procesos operacionales y sus efectos sobre la integridad de las instalaciones.
- Involucra a todo el personal que tiene que ver con el mantenimiento en la organización desde la alta gerencia hasta los trabajadores de planta
- Facilita el proceso de normalización a través del establecimiento de procedimientos de trabajo y de registro.

2.1.4 Las Limitaciones del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.⁹ Las limitaciones del RCM radican más que todo en el factor humano con que cuenta la organización, ya que de éste depende el éxito de la metodología. En este punto el equipo natural de trabajo juega un papel muy importante, debido a que será este el único responsable de divulgar de manera correcta y eficiente esta filosofía de manera que las personas involucradas con el RCM no vean este cambio como un problema, sino como una solución a sus problemas.

El equipo natural de trabajo será quien defina a qué equipos y componentes se les aplicará dicha filosofía, ya que no se puede esperar aplicar RCM a toda una planta y a todos sus equipos pues sería un proceso demasiado lento e ineficaz. Por todo lo mencionado anteriormente se debe tener demasiado cuidado a la hora de seleccionar correctamente las personas que conformaran el equipo de trabajo.

2.1.5 Siete preguntas que responde el RCM.⁴ El RCM es una táctica procedimental que basa su esquema en el permanente cuestionamiento de las actividades de mantenimiento, sigue un proceso lógico y coherente que tiene normas; las preguntas a que da lugar son:

- ¿Funciones y parámetros asociados al equipo en su ambiente operacional normal actual?

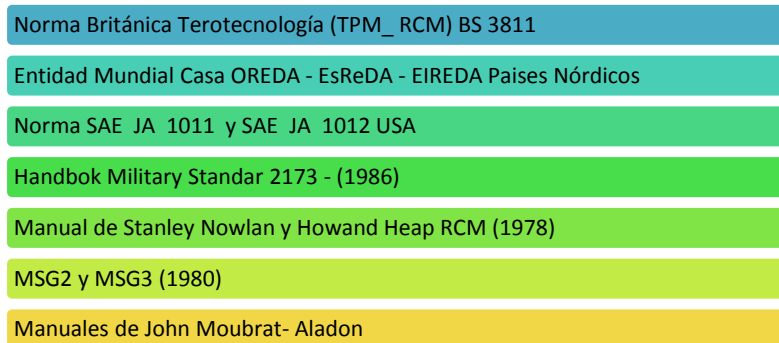
⁹ Ibid., p. 309.

- ¿De qué manera puede fallar y no cumplir las funciones anteriores?
- Cuál o cuáles son las causas inmediatas o básicas anteriores?
- ¿Qué pasa y qué impactos genera cada falla funcional?
- ¿Cuál es la importancia de cada falla?
- ¿Cómo se puede predecir, prevenir o eliminar cada falla?
- ¿Qué controles se deben ejecutar para controlar la falla, si no hay tareas que permitan anticiparse a ella o desaparecerla?

Existen varios procedimientos de orden universal que plantean las normas y reglas que rigen la implementación del RCM, en sí son procedimientos parecidos, algunos con mayor validez o no, pero en el fondo apuntan a unos propósitos generales comunes.

2.1.6 Las normas que gobiernan el RCM.¹⁰ Existen varios procedimientos de orden universal que plantean las normas y reglas que rigen la implementación del RCM, en sí son procedimientos parecidos, algunos con mayor validez o no, pero en el fondo apuntan a unos propósitos generales comunes.

Figura 3. Algunas normas que Gobiernan el RCM



Fuente: El Autor

¹⁰ Ibid., p. 310

2.1.7 Etapas para la aplicación del RCM.¹¹ El desarrollo para la aplicación del RCM, tiene en cuenta lo siguiente:

Figura 4. Etapas para la aplicación del RCM



Fuente: El autor

2.1.7.1 Preparación para el análisis. Como ocurre con casi cualquier proyecto, se requerirá un trabajo preliminar para preparar el análisis RCM, algunas actividades importantes que se requieren son las siguientes:

- *Crear el equipo de trabajo:* Uno de los primeros pasos en la realización de un análisis RCM es reunir a un equipo multi-funcional de individuos con conocimientos para realizar el análisis. El equipo debe ser lo suficientemente grande como para asegurarse de que todos los puntos de vista y conocimientos pertinentes están representados, pero no demasiado

¹¹ RELIASOFT CORPORATION. RCM++ 9 User's Guide. Tucson, Arizona.2014. p 301

grande pues, será difícil tener discusiones productivas durante las reuniones ya que será un desperdicio de un recurso extremadamente valioso.

Los miembros del equipo deben estar familiarizados con el proceso de análisis RCM, tal como se practica por la organización. Además, se debe contar con un facilitador experto que ayude a asegurarse de que el tiempo de reunión del equipo se utilice de manera eficaz y se realicen los análisis correctamente.

- *Establecer reglas y supuestos iniciales* : Identificar y documentar las reglas básicas y los supuestos que serán seguidos puede facilitar el proceso de análisis , asegurándose de que todos los miembros del equipo entiendan y acepten las condiciones del análisis. Cuestiones que se debatirán en la preparación para el análisis pueden incluir:
 - ✓ Identificar el alcance del proyecto de análisis y abordar otras cuestiones de gestión de proyectos, tales como calendario, presupuesto, procedimientos de las reuniones , etc.
 - ✓ Definir el entorno operacional esperado para el equipo y todos los otros supuestos que puedan afectar el análisis. Por ejemplo, si se espera que el equipo deba ser operado dentro de una temperatura / humedad específica, los posibles errores que se producen más allá de estos rangos de tenerse en cuenta en el análisis.
- *Recopilar y revisar la documentación pertinente*: El equipo debe identificar referencias existentes que le permitan llevar a cabo el análisis RCM, dentro de esta referencias encontramos manuales de operación, planes de mantenimiento anteriores, históricos de fallas , etc.

2.1.7.2 Seleccionar el equipo a analizar.¹² Dado que el análisis RCM requiere una inversión de tiempo y recursos, la organización puede centrar el análisis de recursos en equipos seleccionados basados en la seguridad, consideraciones legales, económicos y de otra índole.

El método de los factores de criticidad se compone de un conjunto de escalas de evaluación diseñados para evaluar la criticidad de los equipos en términos de los factores relevantes, como la seguridad, el mantenimiento, las operaciones y el impacto ambiental. Cada factor tiene una clasificación de acuerdo a una escala predefinida, donde las calificaciones más altas indican mayor criticidad. El valor de la criticidad general del equipo, se puede utilizar como un método de clasificación. Por ejemplo, el equipo que realiza el análisis de RCM puede elegir iniciar el estudio con los equipos con la más alta criticidad y proceder según lo permitan los recursos.

2.1.7.3 Identificar las funciones. Uno de los principios fundamentales del enfoque RCM es que las actividades de mantenimiento deben enfocarse hacia la preservación de la funcionalidad de los equipos. Por lo tanto, se deduce que el primer paso en el análisis de un elemento particular de un equipo es identificar las funciones que realiza.

Muchas referencias de RCM recomiendan que se incluya los requisitos específicos de rendimiento dentro de la descripción de las funciones, esto permite ayudar a identificar específicamente las fallas funcionales. Ejemplo de función de una bomba, " Proporcionar presión hidráulica de 3000 psi + / - 200 psi. "

2.1.7.4 Identificar las fallas funcionales. Las fallas funcionales describen formas en que el equipo puede dejar de realizar las funciones previstas. Esto puede incluir una falla para realizar una función, pobre desempeño de una función, el exceso de realización de una función, la realización de una función no deseada, etc. Como se mencionó anteriormente, los límites de rendimiento que se han identificado para la

¹² Ibid., p. 301

función pueden proporcionar una guía para la descripción de la falla funcional. Por ejemplo, si la función es "proporcionar presión hidráulica de 3000 psi + / - 200 psi ", entonces las fallas funcionales pueden incluir: " Proporciona presión hidráulica a más de 3200 psi, " "Proporcionar presión hidráulica a menos de 2800 psi ", etc.

2.1.7.5 Identificar las causas del fracaso (modos de falla). La causa de la falla (a veces también llamado modo de falla) representa la razón específica de la falla funcional en el nivel en el que se podrá aplicar una estrategia de mantenimiento para hacer frente a la potencial falla. Esta determinación se basa en criterios de ingeniería y se basa en la experiencia y habilidad del equipo que adelanta el proceso del análisis de RCM.

2.1.7.6 Identificar los efectos de las fallas¹³ Consiste en hacer una lista de lo que de hecho sucede al producirse cada modo de falla. Eso se denomina efectos de falla.

*Los efectos de la falla describen qué
pasa cuando ocurre un modo de falla*

Un efecto de falla no es lo mismo que la consecuencia de la falla, un efecto de falla responde a la pregunta ¿Qué ocurre?, mientras que una consecuencia de falla responde la pregunta ¿Qué importancia tiene?.

La descripción de estos efectos debe incluir toda la información necesaria para ayudar en la evaluación de las consecuencias de las fallas. Concretamente, al describir los efectos de una falla, debe hacerse constar lo siguiente:

- ✓ La evidencia (si la hubiere) de que se ha producido una falla.
- ✓ Las maneras (si las hubiere) en que la falla supone una amenaza para la seguridad o el medio ambiente.

¹³ MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. México: Aladon. 2004. P 10.

- ✓ Las maneras (si las hubiere) en que afecta a la producción o a las operaciones.
- ✓ Los daños físicos (si los hubiere) causados por la falla.
- ✓ Qué debe hacerse para reparar la falla

2.1.7.7 Identificar las consecuencias de las fallas.¹⁴ Un punto fuerte del RCM es que reconoce que las consecuencias de las fallas son más importantes que sus características técnicas. De hecho reconoce que la única razón para hacer cualquier tipo de mantenimiento proactivo no es evitar las fallas si no evitar o reducir las consecuencias de las fallas. El proceso de RCM clasifica estas consecuencias en cuatro grupos, de la siguiente manera:

- *Consecuencia de fallas ocultas:* Las fallas ocultas no tienen un impacto directo, pero exponen a la organización a fallas múltiples con consecuencias serias y hasta catastróficas. (La mayoría están asociadas a sistemas de protección sin seguridad inherente)
- *Consecuencias ambientales y para la seguridad:* una falla tiene consecuencias para la seguridad si es posible que cause daño o la muerte a alguna persona. Tiene consecuencias ambientales si infringe alguna normativa o reglamento ambiental tanto corporativo como regional, nacional o internacional.

¹⁴ Ibid., p. 76

- *Consecuencias Operacionales*: una falla tiene consecuencias operacionales si afecta producción (Cantidad, calidad del producto, atención al cliente, o costos operacionales además del costo directo de la reparación).
- *Consecuencias No Operacionales*: las fallas que caen en esta categoría no afectan a la seguridad ni la producción, sólo implican el costo directo de la reparación.

2.1.7.8 Seleccione las tareas de mantenimiento adecuadas.¹⁵ Una vez que haya identificado las formas en que el equipo podría dejar de realizar las funciones previstas y evaluar las consecuencias de estas fallas, el siguiente paso es definir la estrategia de mantenimiento adecuado para el equipo.

Aunque existe una variación entre los profesionales con respecto a la terminología utilizada para describir el mantenimiento disponibles técnicas, las típicas opciones que el equipo de análisis de RCM puede recomendar incluyen:

- *Correr a Falla*: el mantenimiento del equipo se realiza cuando se produce una falla, pero no realizar ninguna acción de mantenimiento programado.
- *Las inspecciones programadas*
 - ✓ *Inspecciones de búsqueda de fallas*: inspeccionar el equipo de forma programada para descubrir fallas ocultas. Si el equipo se encuentra en falla, se inicia con un mantenimiento correctivo.
 - ✓ *Inspecciones basadas en condición*: inspeccionar el equipo de forma programada o en curso (monitoreo de condición) para descubrir las

¹⁵ Ibid., p. 77

condiciones que indican que una falla está a punto de ocurrir. Si el equipo se encuentra a punto de fallar, se inicia el mantenimiento preventivo.

- *Mantenimiento preventivo programado*
 - ✓ *Servicios: realizar una lubricación u otras acciones de servicio menores de forma programada. Estas acciones pueden renovar el equipo en cierta medida pero tienen el mismo efecto que una reparación completa o reemplazo.*
 - ✓ *Reparación: reparar o revisar el equipo de forma programada.*
 - ✓ *Reemplazar: reemplazar partes del equipo de forma programada.*
 - ✓ *Cambio de diseño: rediseñar el equipo, seleccionar un equipo diferente o hacer algún otro cambio de una sola vez con el propósito de mejorar la confiabilidad y disponibilidad del equipo.*

2.1.8 Estrategias de Implementación.¹⁶ El RCM puede aplicarse teniendo en cuenta los siguientes enfoques:

Figura 5. Enfoques para la Implementación del RCM



Fuente: El Autor

¹⁶ Ibid., p.281-288

2.1.8.1 El Enfoque de la Fuerza de Tarea. Las organizaciones que tiene activos o procesos que sufren problemas recurrentes con consecuencias serias, adoptan el enfoque de “Fuerza de Tarea” para aplicar el RCM. Este enfoque implica entrenar a un pequeño grupo para lleve a cabo un análisis RCM intensivo del sistema afectado. General mente trabajan a tiempo completo en el proyecto de revisión hasta que está completo y luego el grupo se disuelve.

- Las ventajas principales de este criterio son que: es rápido, porque sólo uno o dos grupos tiene que progresar en la curva de aprendizaje de RCM, es fácil de dirigir, porque está involucrado sólo un pequeño número de personas, y si tiene éxito, lo que es habitual, puede obtener ahorros sustanciales con una inversión relativamente pequeña.
- Las principales desventajas de este enfoque son que: no hace nada para asegurar participación y compromiso de todas las persona de la organización hacia los resultado en el largo plazo, de modo que los resultados son mucho menos probables que perduren y dado su enfoque limitado, hace poco para fomentar las mejores prácticas en toda la organización

2.1.8.2 El Enfoque Selectivo. La mayoría de las empresas tienen algunos activos que son más susceptibles que otros a problemas crónicos difíciles de identificar. Estos problemas generalmente se manifiestan como tiempos de parada, pobre calidad el producto, pobre calidad del servicio al cliente o costos de mantenimiento excesivos. Otras áreas pueden enfrentarse con riesgos inaceptables para la seguridad o el medio ambiente, que necesiten ser abordados en forma sistemática.

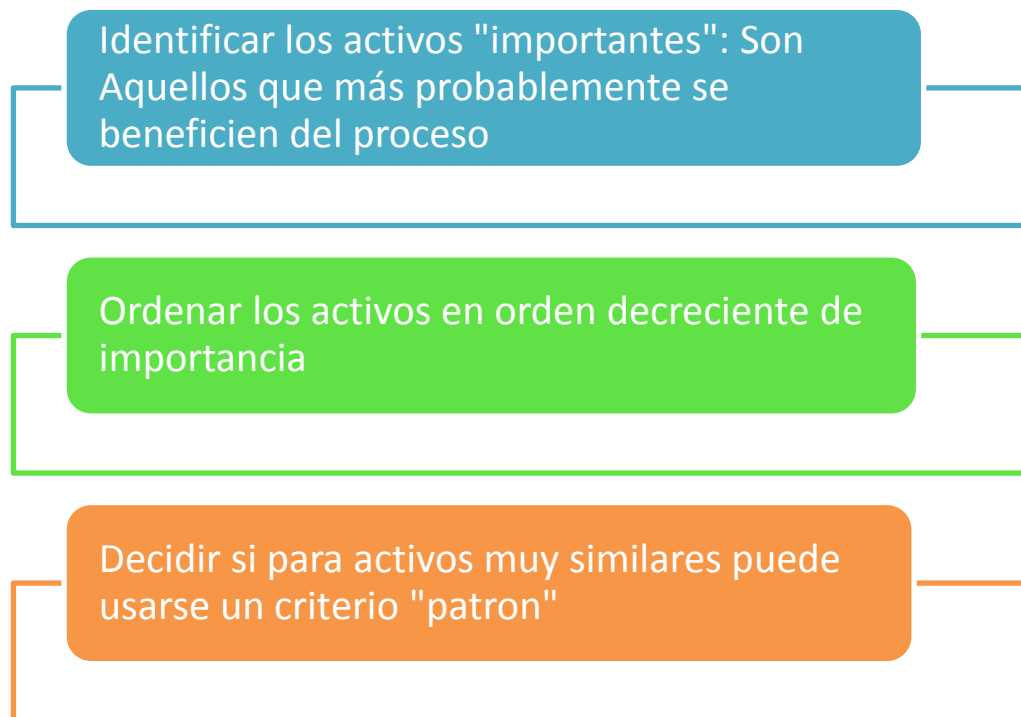
Dado que hay cientos o miles de elementos para elegir en un emprendimiento grande, lo más sensato es comenzar a aplicar una técnica con el pode del RCM en aquellas áreas donde se encuentran los peores problemas. Una vez tratados

estos activos, se decide si RCM será usado para analizar otros activos con problemas menos serios y así sucesivamente.

El camino más sencillo, más rápido y más eficaz, para identificar los activos físicos que están causando los problemas más serios (Especialmente en términos de consecuencias de fallas) es preguntando a los usuarios. Esto generalmente quiere decir preguntar a gerentes de producción o de operaciones de todos los niveles.

Si los peores problemas no son evidentes inmediatamente, o si no es posible lograr consenso acerca de dónde comenzar informalmente, entonces a veces es necesario decidir dónde comenzar informalmente, entonces a veces es necesario decidir dónde debe aplicarse el RCM usando un criterio más formal. Esto puede realizarse en tres etapas:

Figura 6. Etapas para decidir dónde debe aplicarse el RCM



Fuente: El Autor

Un activo es considerado importante si puede sufrir algún modo de falla por sí mismo:

- Pudiera amenazar la seguridad o quebrantar cualquier estándar medioambiental conocido
- Tuviera consecuencias económicas importantes

Los equipos también pueden ser considerados importantes si contienen funciones ocultas cuyas fallas expondrían a la organización a una falla múltiple con consecuencias importantes para la seguridad, el medio ambiente o las operaciones. Por el contrario, debemos estar seguros que cualquier equipo que sea clasificado como no importante cumpla con lo siguiente:

- Ninguno de sus modos de falla afectarán la seguridad o el medio ambiente
- Ninguno de sus modos de falla tendrá consecuencias operacionales importantes
- No contiene una función oculta cuya falla exponga a la organización al riesgo de una falla múltiple importante.

Se han desarrollado una gran cantidad de técnicas que intentan proveer un criterio sistemático, generalmente cuantitativo, para decidir qué activos probablemente se beneficien más por la aplicación de procesos analíticos como RCM. Algunas veces llamadas “evaluaciones de criticidad”, la mayoría de estas técnicas usan alguna variación del concepto conocido como “número riesgo/probabilidad” o NPR.

Un NPR se obtiene asignando un valor numérico a la probabilidad de falla de un activo (cuanto mayor es la probabilidad, mayor es el valor) y otro valor a la gravedad de las consecuencias de la falla (Cuanto más seria es la falla más alto es el valor). Los dos números se multiplican para dar un coeficiente que en el NPR. Los activos con los NRP más altos se analizan primero, luego aquellos con menores puntajes y así hasta que se encuentren activos donde el retorno probable no justifica un análisis detallado.

Las variaciones más sofisticadas de este proceso desarrollan NPR compuestos asignando diferentes ponderaciones a distintas categorías de consecuencias de fallas (típicamente, altos para consecuencias para la seguridad o el medio ambiente, intermedio para las operaciones y bajas para los costos directos de reparación).

Las clasificaciones sistemáticas de este tipo pueden utilizarse para clasificar y generar consenso acerca de los activos que realmente importan y donde son particularmente vulnerables los sistemas grandes y complejos. Sin embargo el criterio y las ponderaciones relativas usadas para evaluar la gravedad y la probabilidad varían completamente de una compañía a otra, de modo que la mayoría de los procesos de evaluación de criticidad usan graduaciones y valores que son válidos para organizaciones específicas.

Análisis por similitud: otra manera de reducir la inversión en RCM es usar el análisis de un activo como patrón para otros. Este enfoque sólo puede aplicarse a activos o procesos que son muy similares, si no idénticos, y que están operando virtualmente en el mismo contexto.

Ventajas y desventajas del enfoque selectivo: Por lo general, las organizaciones que adoptan el enfoque selectivo, aplican RCM del 20% al 40% de sus activos.

- La ventaja principal de este enfoque es que la inversión se realiza sólo cuando produce retornos rápidos y medibles. Puesto que RCM se aplica sólo a parte de la instalación, el proyecto es menos costoso y por lo tanto más fácil de administrar que si se analizara la instalación por completo.
- La desventaja principal de este enfoque es que pone mucho mayor énfasis en el desempeño técnico y operativo del equipo que en la gente de la que finalmente depende el equipo en el largo plazo.

2.1.8.3 El Enfoque Amplio. El tercer enfoque para la aplicación de RCM pone al menos el mismo énfasis en mejorar el conocimiento y la motivación de los individuos y perfeccionar el trabajo en equipo entre los usuarios y quienes mantienen los activos, como sobre el rendimiento de los activos mismos. Esto se hace a menudo de dos maneras:

- Analizar todos los activos del lugar en una campaña corta e intensa. En la mayoría de los lugares las campañas de esta naturaleza duran de seis a dieciocho meses. Pueden estar activos simultáneamente hasta veinte y aún más grupos, trabajando bajo la dirección de tres o cuatro, hasta treinta o cuarenta facilitadores. Tan pronto como un grupo completa el análisis de su activo o proceso, se activa un nuevo grupo. De esta manera, finaliza la campaña rápidamente y la organización disfruta de todos los beneficios igual de rápido. En realidad este es un camino excelente para lograr cambios importantes y duraderos en el desempeño de mantenimiento para las compañías que necesitan hacerlo rápidamente. Sin embargo, este es un enfoque que requiere un uso de recursos intensivo, de modo que se necesita un planeamiento muy un uso de recursos intensivo, de modo que se necesita un planeamiento muy minucioso y muchas atención gerencial.
- Una segunda posibilidad es revisar todos los equipos del lugar pero hacerlo en etapas. Quizás se activen cuatro o cinco grupos al mismo tiempo trabajando bajo la dirección de uno o dos facilitadores. Sobre esta base puede estimarse que tomaría de cinco a diez años analizar los equipos de una instalación grande (tres a cuatro en una más pequeña). La organización todavía obtiene todos los beneficios de RCM, pero toma mucho más tiempo el lograrlo. Este criterio es menos desorganizador en el corto plazo, pero si sus expectativas no son administradas cuidadosamente podría ser visto como “algo interminable” y por lo tanto podría resultar desmotivador.

- Las desventajas principales de este criterio son: es más lento porque debe familiarizarse con la metodología RCM mucha más gente, y es más difícil de conducir, porque hay muchas más personas involucradas.
- La ventaja principal es que asegura un sentido mucho más amplio de pertenencia de los problemas de mantenimiento y sus soluciones en el largo plazo. Esto no sólo mejora la motivación individual y el trabajo de equipo, sino que también asegura que los resultados del ejercicio son mucho más propensos a perdurar.

3. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Antes de iniciar con el proceso que permitirá elaborar el plan de mantenimiento de la facilidad de producción de crudo agua y gas el cual permitirá asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que la empresa desea que haga se debe conocer que activos son y donde se encuentran, esto significa que debe prepararse un listado de todos los equipos que se utilizan en el proceso de tratamiento de crudo y que requieren mantenimiento de cualquier tipo, este registro debe hacer posible realizar un seguimiento de los activos que serán analizados usando RCM, los que todavía no lo han sido y los que no se analizarán. Esta recolección de información de campo también se hace necesaria para otros aspectos de la gerencia de activos, tales como la planeación y la programación de las tareas de mantenimiento, los registros históricos y la asignación de los costos de mantenimiento.

A continuación se presenta la información básica de los procesos y de los equipos que intervienen en el proceso de tratamiento de crudo para la facilidad de 10K; esta información fue recopilada de las visitas realizadas en campo y de los manuales de operación, de igual forma se contó con el apoyo de los operadores de la facilidad.

3.1 PROCESOS Y/O EQUIPOS

A continuación se describen los equipos y procesos que permiten realizar el tratamiento del fluido que ingresa a la facilidad de tratamiento de crudo, agua y gas

3.1.1 Cabezal de entrada. Está compuesto por el mezclador MX-001, a este elemento llegan crudo, agua, gas y sólidos, en esta etapa se cuenta con una válvula de bola que permite aliviar los baches de gas y crudo en el evento de presentarse; de esta forma se minimizan sobrepresiones y altos niveles en la facilidad desviando un porcentaje de fluido hacia la estación Chichimene.

Características del Mezclador:

- Diametro:14"
- Seríal:G-44-11
- Temperatura de Diseño:200°F
- Presión Interna: 260 Psig
- Presión de Prueba:338 Psig
- Peso Total en Vacío:1095 Lb
- Capacidad:393 L
- Año de Construcción: Noviembre 2011

Figura 7. Mezclador



Fuente: Ecopetrol S.A

El cabezal de entrada cuenta con un transmisor e indicador de presión con alarma de la línea de entrada al mezclador, indicadores de presión y temperatura local en la línea de entrada al mezclador, transmisor e indicador de presión diferencial del mezclador, switch de por alto-alto nivel de la línea que sale del mezclador,

transmisor e indicador de temperatura con alarma de la línea que sale del mezclador, switch por bajo-bajo nivel de la línea que sale del mezclador

3.1.2 Proceso de Separación Inicial. El Separador trifásico (SE-X01) tiene una la función de separar físicamente mediante diferencia de densidades la corriente de crudo, agua y gas del fluido que ingresa a la facilidad. La fuerza de gravedad causa que las gotas del líquido caigan fuera de la corriente de gas a la parte inferior del recipiente en donde es recogido. Cuenta con un sistema de lavado y / o desarenador, cuya función es limpiar el fondo del recipiente removiendo partículas sólidas; a través del suministro de agua limpia a presión por medio de unas boquillas de aspersión, este sistema será alimentado de agua proveniente del tanque de almacenamiento general, a través de una bomba centrífuga.

- Diámetro 96"
- Longitud 32 ft
- Volumen: 1.706 ft³
- Capacidad: 7500 a 55000 BFPD
- Presión operación / diseño: 35 psig / 240 psig
- Temperatura operación / diseño: 130°F / 250°F

Figura 8. Separador



Fuente: Ecopetrol S.A

El sistema de recolección del separador está diseñado de tal manera que permite que el fluido tenga el tiempo de retención para dejar que el gas disuelto se desprenda y ascienda al espacio de vapor. Una vez cumplido el recorrido a través del sistema de rebose; el líquido deja el recipiente hacia las bombas de impulsión de crudo a través de la válvula controladora de nivel de líquido LCV-0201 que está regulada por los controladores de nivel LIC-0104A y LIC0102A a partir de la señal que reciben de los transmisores LIT-104 y LIT-102, estos instrumentos controlan la actuación de las bombas de impulsión, por medio de un variador de velocidad el cual regula las revoluciones de la bomba asegurando que la bomba no trabaje en vacío y que no haya saturación de gas sobre la línea de líquido.

La presión en el separador es regulada con un controlador de presión PIC-0102 que detecta los cambios de presión en el separador y envía una señal para abrir o cerrar la válvula de control de presión PCV-0102. Al controlar la tasa a la cual el gas deja el espacio de vapor en el recipiente permite mantener regulada la presión en la vasija. Antes de que el gas pase a través de la PCV-0102, este llega al Medidor de Gas Daniel de 6" el cual está instalado sobre la línea de descarga del separador. Para monitorear la presión se tiene instalado un transmisor de presión PIT-0103 y un indicador de presión local PI-0103.

El agua obtenida durante el proceso de separación es monitoreada a través de un transmisor de nivel de interface tipo AGAR (LIT-0103), para la medición de agua se utiliza un transmisor de flujo tipo turbina FIT-0101.

El separador cuenta con tres indicadores de nivel (LG-0101/102/103), que sirven para observar el nivel de líquido de interface y el nivel de crudo.

El separador cuenta con un sistema de seguridad que consta de dos válvulas de relevo PORV 0101 y PORV 0102, para protección del equipo por sobrepresiones en caso de falla del controlador de presión. En caso que la válvula PCV, no actúe cuando se suba la presión del separador; se abre automáticamente la válvula de relevo y deja escapar la presión del separador a la descarga de la línea, también se cuenta para el control de nivel del crudo dos switches con sus respectivas alarmas: por alto – alto nivel, LSHH-0101 y LAHH-0101, y alarma por bajo – bajo nivel, LSLI-0101 y LALL-0101.

3.1.3 Bombeo de crudo del separador al intercambiador. Entre el Separador y el Intercambiador se encuentran instaladas las bombas (P-X01A/B) las cuales

permiten aumentar la presión para poder transportar el crudo a través del Intercambiador, estas bombas cuentan con filtros (F-X01A/B) los cuales evitan que partículas sólidas puedan afectar los impulsores tipo paleta de las bombas.

Características de las bombas

- Motor eléctrico de 40 hp
- Capacidad 691 gpm
- Presión de operación / diseño:
40 psig / 100 psig
- Temperatura operación /
diseño: 120°F / 170°F

Características de los filtros

- Presión operación / diseño: 0
psig / 50 psig
- Temperatura operación /
diseño: 120°F / 170°F
- Diferencial de presión máximo:
2 psi

Figura 9. Bombas de transferencia de crudo P-X01A/B



Fuente: Ecopetrol S.A

Para protección del funcionamiento de la descarga de las bombas, se cuenta con válvulas de seguridad por presión PSV-X01A/B para reaccionar ante un evento de sobrepresión, en dado caso la válvula direcciona el flujo a la línea de entrada de la bomba. Para monitorear y realizar el control de la presión en la succión se cuenta con un transmisor de presión y alarmas por baja presión (PIT-0201, PALL-0201 y PIT-0203, PALL-0203); en la descarga se cuenta con transmisores de presión y alarmas por alta y baja presión (PIT-0202, PIT-0204, PAHH-0202, PALL-0202, PAHH-0204 y PALL-0204).

En cada filtro en la succión de las bombas cuenta con transmisores de diferencial de presión PDIT-0201 y PDIT-0202 e indicadores de presión diferencial PDI-0201 y PDI-0202 en cada filtro para indicar si hay taponamiento.

3.1.4 Intercambiador de temperatura. Una vez el crudo sale del Separador general entra a una primera fase de calentamiento a través de unos intercambiadores de calor (HE – X01/02) en los cuales la temperatura se incrementa desde 100°F hasta un máximo de 190°F, estos equipos el vapor circula por el haz de tubos del intercambiador y el crudo por el casco.

Características

- | | |
|--|--|
| • Presión operación / diseño: 50 / 190 psig | • Presión diferencial: 7 psi (coraza) / 12 psi (tubos) |
| • Temperatura operación / diseño: 160 / 400 °F | • Capacidad 7500 a 15000 BFPD |

El fluido que ingresa a los intercambiadores de calor proviene de la descarga de las bombas P-X01A/B, la temperatura de entrada a los mismos es monitoreada por los indicadores de temperatura TI-0303 A/B. La temperatura de salida de los intercambiadores es determina de acuerdo a las pruebas en laboratorio o en

operación. El transmisor TIT-0301, y el controlador de temperatura TIC-0301 que se encuentran a la salida del intercambiador permite controlar la válvula controladora TCV-0301 de vapor para mantener el proceso del intercambiador en condiciones normales. La línea de crudo desde el intercambiador fluye hacia la bota de gas y posteriormente hacia los *gun barrels*. En la línea que va del Intercambiador a la bota de gas se tiene para monitorear y controlar la presión un indicador de presión local (PI-0304A) y un Transmisor de presión (PIT-0304A)

En la línea de vapor de la caldera al intercambiador se puede monitorear la temperatura debido a que hay instalados un transmisor (TIT-0302) y un indicador local (TI-0302A), también se cuenta con un indicador de presión PI-0301.

Figura 10. Intercambiador de Calor HE-X01



Fuente: Ecopetrol S.A

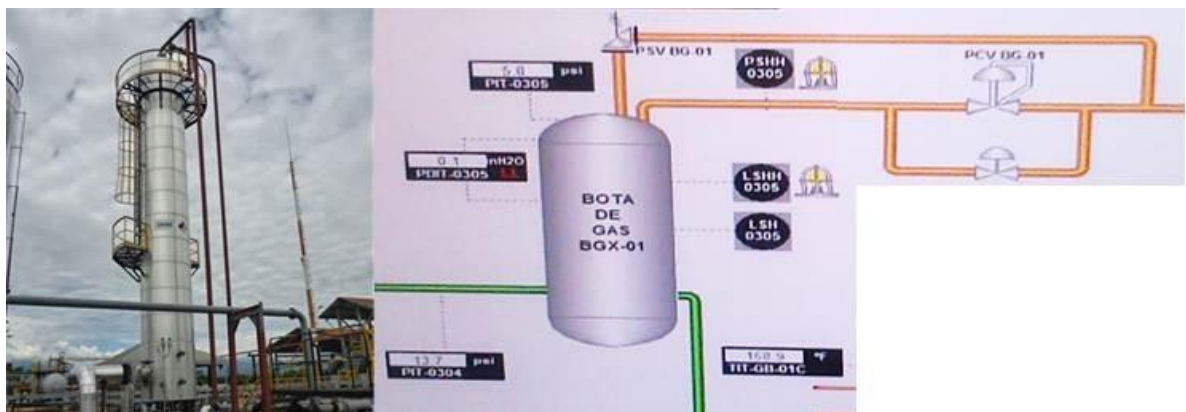
3.1.5 Bota de Gas. Una vez sale el crudo del intercambiador, entra a un separador vertical de baja presión, Bota de Gas (BG – X01); donde se separa la porción de gas remanente y emanada durante el proceso de calentamiento del crudo en el intercambiador de calor.

El crudo Ingresa al sistema a través de la línea de 16"; la separación del líquido y gas ocurre por la precipitación del fluido al golpear en el sombrero chino ubicado en la parte superior de la bota, liberando el gas hacia el sistema de gas de baja presión.

Características de la Bota de Gas

- Diámetro: 72"
- Altura: 43 ft
- Presión operación / diseño: 2 psig / 100 psig
- Temperatura operación / diseño: 170°F / 200°F
- Capacidad: 6500 A 64000 BFPD

Figura 11. Bota de Gas (BG – X01)



Fuente: Ecopetrol S.A

Para el control de la presión se cuenta con una válvula autoreguladora PCV-BG-01. y como elemento de seguridad para la salida de gas de la bota se cuenta con

la válvula de seguridad PSV-BG-01, el monitoreo de presión se lleva a cabo con el transmisor de presión PIT-0305 y un indicador de presión PI-0305, el seguimiento al nivel del líquido es realizado a través del transmisor de nivel LIT-0302.

3.1.6 Tanques de Lavado. El crudo separado en la bota de gas se dirige hacia los *gun barrels* (GB–X01/02/03/04/05/06/07/08/09) mediante el efecto generado de vasos comunicantes del cabezal de alimentación, cuando el fluido llega a un *gun barrel* se encuentra un distribuidor tipo araña permitiendo la distribución uniforme del fluido. El agua presente en la emulsión se asocia al colchón de agua liberando el aceite limpio a la parte superior del tanque por diferencia de densidades.

Los tanques se encuentran provistos con dos líneas de conducción de vapor (serpentín); para transmitir calor a la corriente de crudo o agua. El tiempo de residencia permite que las partículas de agua presentes en dichos niveles desciendan a la zona de interface; y que el crudo con menor contenido de agua llegue a la corona de reboce, ubicada en la parte superior.

Se cuenta con un sistema de drenaje que permite en determinado momento; bajar el nivel del colchón de agua si las condiciones de operación lo requieren (saturación de sal o alta concentración de ppm de cloruro); y un sistema de entrada de agua limpia y fresca para normalizar el sistema si se requiere.

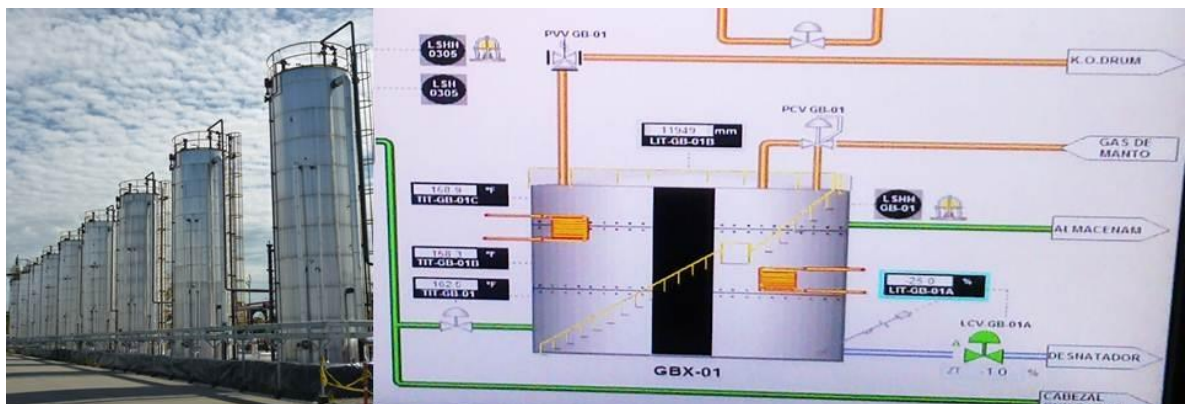
Características Gun barrel

- Tipo: Techo cónico
- Capacidad: 750 Barriles
- Diámetro: 11.48 ft
- Altura: 40.26 ft
- Presión operación / diseño: Atmosférica / 0.75 psig
- Temperatura operación / diseño: 160°F / 250°F

El control y monitoreo del proceso en los *gun barrels* se realizará por medio de un transmisor de nivel LIT-GB-0#B* y una alarma de nivel por alto-alto LAHH-GB-0# para el crudo, también está instalado un medidor de nivel de interface y crudo LG-GB-0#B.

En el control de interface se utiliza el transmisor de nivel de interface (LIT-GB-0#A) a través del controlador de nivel (LIC-GB-0#A) cuya señal manejará la válvula de nivel (LCV-GB-0#A) que envía el agua hacia el tanque desnatador; también se tiene el transmisor de temperatura (TIT-GB-0#) y el indicador de temperatura (TI-GB-0#) para monitoreo y control. La válvula de presión y vacío (PVV-GB-0#) es el dispositivo de seguridad la cual libera la presión al cabezal de baja en caso de sobrepresión y en caso de detectar falta presión introduce presión atmosférica; para la línea de gas se tiene la válvula autoregulada de presión (PCV-GB-0#).

Figura 12. Tanques de lavado (GB-X01/02/03/04/05/06/07/08/09)



Fuente: Ecopetrol S.A

3.1.7. Patín de Medición. La medición dinámica de fluidos se realiza en la descarga del separador trifásico, y en la entrega de crudo dentro de especificaciones.

Para la corriente de entrega de crudo dentro de especificaciones, las mediciones se realizan de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Manual de medición de hidrocarburos de ECOPETROL S.A.

El sistema de medición de fiscalización de entrega hacia la estación incluye adicionalmente al medidor de desplazamiento positivo, equipos, accesorios y la instrumentación asociada tales como: válvulas de corte de acción rápida, instrumentación de temperatura y presión (transmisores e indicadores). También cuenta con elementos de compensación volumétrica, válvulas de doble sello y purga para el corte y desvío hacia y desde el probador, cheques y válvulas de corte de cierre rápido, analizador de BS&W.

Adicionalmente el operador cuenta con un computador de flujo en el cual se realizan todos los cálculos de volumen de acuerdo a lo establecido en el manual de medición de ECOPETROL.

Características del patín de medición:

- Longitud: 866 cm (8660 mm)
- Ancho: 210 cm (2100 mm)
- Presión operación / diseño: 40 psi /150 psi
- Temperatura operación / diseño: 160°F / 250°F
- Capacidad 6250 a 30000 BFPD
- Medidores con precisión de +- 0.5% ANSI 150.

Figura 13. Patín de Medición



Fuente: Ecopetrol S.A

3.1.8 Bombas de Despacho. Las bombas de despacho (P-X02A/B) se utilizan para enviar el crudo a la estación Chichimene, estas bombas de transferencia cuentan con filtros para reducir las partículas que puedan causar problemas mecánicos a las bombas.

Características de las bombas:

- Rotativa tipo paletas
- Motor clase I división I
- Motor eléctrico de 50 HP
- Capacidad 2000 barriles/día
- Presión de operación / diseño: 90 psig / 100 psig
- Temperatura máxima: 120°F
- Capacidad 21000 BFPD

Antes de llegar a la bomba de desplazamiento positivo, el crudo pasa a través de un filtro; el cual permite remover del crudo sólidos de tamaño considerable para evitar daños en la bomba. Este filtro debe chequearse constantemente para efectos de mantenimiento.

Características de los filtros:

- Presión operación / diseño: 0 / 50 psig
- Diferencial de presión máximo: 2 psi
- Temperatura operación / diseño: 120°F / 170°F

Figura 14. Bombas de Despacho (P-X02A/B)



Fuente: Ecopetrol S.A

Para la protección y control del funcionamiento de las bombas se cuenta con válvulas de seguridad (PSV-0501 y PSV-0502) transmisores e indicadores de presión (PIT-0502, PI-0502A, PIT-0504, PI-0504A) a la descarga de las mismas, en la succión se encuentran un transmisor de presión y un indicador de presión (PIT-0501, PI-0501A, PIT-0503, PI-0503A. Para los filtro se cuenta con un indicador de presión diferencial (PDI-0501, PDI-0502) en cada filtro esto permitirá indicar la obstrucción de los filtros.

3.1.9 Tanque Desnatador. El tanque desnatador (SK-X101) permite el retiro de trazas de crudo del agua proveniente del separador y de los *gun barrels*. Este tanque funciona como un tanque de almacenamiento y despacho de agua de producción; para bombear el agua se cuenta con unas bombas de transferencia de agua (P-X101 A/B).

Características del Tanque Desnatador

- Capacidad: 520 Barriles.
- Diámetro: 10 ft.
- Longitud: 37.5 ft.
- Presión operación / diseño: Atmosférica / 0.5 psi
- Temperatura operación / diseño: 150°F / 190°F

Características de las bombas de transferencia de agua

- Tipo IHM centrifuga horizontal una etapa
- Capacidad 400 gpm
- Presión operación / diseño: 35 psig / 52 psig
- Temperatura operación / diseño: 150°F / 200°F
- Potencia 15 HP x 3540 rpm
- Entrada y salida de 4"

El tanque desnatador (ver figura 15) posee un transmisor y dos medidores de nivel (LIT-0801, LG-0801, LG-0802) para determinar el nivel del agua y crudo. El LIT-0801 tiene se tiene configurado para enviar una alarma por bajo nivel en caso de que se requieran utilizar las bombas de agua. Este tanque tiene una conexión para enviar las trazas de crudo nuevamente a los *gun barrel* y continuar en el proceso. La temperatura se monitorea con un indicador TI-0801.

En la línea de salida del tanque existe una bomba de transferencia de agua para el envío hacía la estación de Chichimene; en estas bombas se encuentra instalado indicador de presión (PI-0801, PI-0803) y unos transmisores de presión (PIT-0802, PIT-0804). Para contabilizar la cantidad de fluido que se envía a las piscinas se tiene un medidor de flujo tipo turbina (FIT-0801)

Figura 15. Tanque desnatador



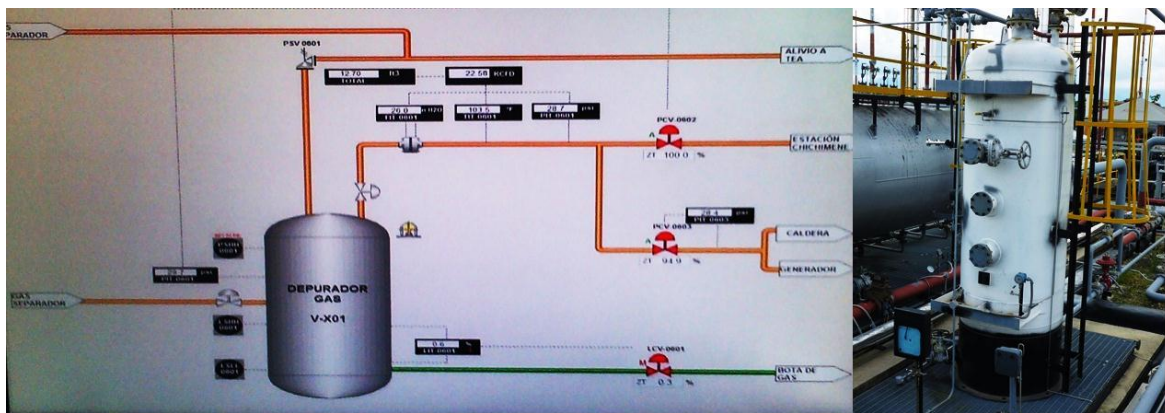
Fuente: Ecopetrol S.A

3.1.10 Depurador De Gas. El depurador de gas V-X01 permite la separación de partículas de líquido remanentes en el gas proveniente del separador, parte de este gas es usado posteriormente como combustible por la caldera y el remanente se envía hacia la estación Chichimene.

Características del Depurador de Gas:

- Diámetro: 54 pulgadas
- Longitud: 10 ft
- Presión Operación / diseño: 35/150 psig
- Temperatura Operación / diseño: 80/104°F

Figura 16. Tanque Depurador de Gas V-X01



Fuente: Ecopetrol S.A

Para el control de presión se utilizan dos válvulas, una para regular la presión de la línea de que va al cabezal de la tea y la otra para la línea de gas que se suministra a la caldera.

El depurador V-X01 utiliza una válvula de seguridad PSV-0601 para aliviar la sobrepresión que se pueda generar. La válvula LCV-0601 a través del control ejercido por el LIT-0601 permite desalojar los condensados que se acumulen en el

recipiente y estos son llevados nuevamente a los *gun barrel*, dos switches de nivel LSHH-0601 y LSLL-0601 controlan el nivel de los condensados, a la salida del gas combustible hay un medidor de flujo FIT-0601 el cual registra el gas combustible que se consume durante las 24 horas en las facilidades, también se cuenta con un transmisor TI-0601 para monitorear la temperatura.

3.1.11 Suministro de Agua de las Calderas. En el tanque de agua cruda se almacena el agua que posteriormente se enviara a la caldera En la línea de descarga del tanque hay unas bombas de transferencia de agua que impulsan el fluido hacia la caldera. La instrumentación asociada a este tanque es un medidor de nivel LG 0901 y un indicador de temperatura en la línea de descarga TI-0901. Ver Figura 17

Características del Tanque de Agua

- Capacidad 245 barriles
- Presión de diseño: 0.5 psi
- Temperatura de diseño 100°F

Figura 17. Tanque de almacenamiento de agua para calderas.



Ecopetrol S.A

Características de las bombas de agua cruda

- Tipo centrífuga vertical
- Presión operación / diseño: 130 psi / 150 psi
- Temperatura operación / diseño: 160°F / 180°F
- Potencia 10 hp

3.1.12. Sistema de Generación de Vapores (Calderas) (X-X502A/B). La función principal de las calderas es generar vapor para aumentar la temperatura de operación de los diferentes equipos que se utilizan en el proceso de deshidratación. El vapor es transportado por medio de tuberías que conectan con el serpentín de cada uno de los equipos.

Características de las Caldera X-X502A

- | | |
|-------------------------------|---------------------------|
| • Caldera BHP-300 BHP | • Temperatura operación / |
| • Tipo pirotubular-horizontal | diseño: 130°F / 150°F |
| • Diámetro: 215 cm (2150 mm) | • Salida vapor: 4". |
| • Longitud: 380 cm (3800 mm) | • Capacidad 7500 a 15000 |
| • Presión operación / diseño: | BFPD |
| 130psi / 150 psi | |

Características de las Caldera X-X502B

- | | |
|-------------------------------|---------------------------|
| • Caldera Distral 200 BHP | • Temperatura operación / |
| • Tipo pirotubular-horizontal | diseño: 115°F / 150°F |
| • Diámetro: 196 cm (1960 mm) | • Salida vapor: 4". |
| • Longitud: 410 cm (4100 mm) | • Capacidad 7500 a 15000 |
| • Presión operación / diseño: | BFPD |
| 115psi / 150 psi | |

El gas combustible antes de ingresar a las calderas pasa primero por unos *scrubbers* pequeños que remueven cualquier traza de líquido que se haya podido formar en el trayecto del depurador a la Caldera, cada uno de estos cuenta con un indicador de presión (PI-5204, PI-5106).

El agua que se convierte en vapor es suministrada por unas bombas de agua, P-501A/B y en la descarga de cada una de estas bombas hay un indicador de presión (PI-5105, PI-5205).

Figura 18. Caldera



Ecopetrol S.A

3.1.13. Sistema de Scrubber Y KO Drum. Son equipos cuya función es recibir la corriente de gas proveniente de la bota de Gas, los *gunbarrels* y los tanques de almacenamiento y retirar la fracción de líquido que permanece en este gas; el gas pasa primero por el KO Drum donde la mayor parte del líquido del gas es retirado,

y luego pasa por el Scrubber donde las últimas gotas de líquido en el gas son retiradas. El KO Drum cuenta con dos bombas de agua, una es la de respaldo

Características del KO Drum

- Presión operación / diseño: 0 psig / 250 psig
- Capacidad 206 ft³

Características del Scrubber

- Diámetro: 54"
- Longitud: 10 ft
- Presión operación / diseño: 0 psig / 150 psig.
- Temperatura operación / diseño: 0 psig / 200 °F
- Capacidad: 5 MMSCFD

Figura 19. KO Drum y Scrubber



Ecopetrol S.A

El KO Drum cuenta con varios instrumentos para su correcto funcionamiento, este equipo tiene un medidor de nivel LG-0701, un indicador de temperatura TI-0701 y un transmisor e indicador de presión, PIT-0701 y PI-0701 respectivamente. También cuenta con switch de nivel alto y bajo, LSH-0701 y LSL-0701.

Las bombas de agua del KO Drum cuentan con indicadores de presión en la succión (PI-0702A/B) y en la descarga (PI-0703A/B).

El Scrubber cuenta con indicadores de presión (PI-0704) y temperatura (TI-0702), tiene alarmas de presión por alto-alto (PSHH-0701), alarmas de nivel por alto y por bajo (LSH-0702, LSL-0702); también cuenta con una válvula de seguridad, PSV-0701, en caso que hayan sobrepresiones y por último en el flujo de condensados hay un indicador de presión.

Tanto el KO Drum y el Scrubber tienen en la línea de condensados bombas que envían los condensados a la línea que los dirige al separador de condensados de ECOPETROL; esta línea cuenta con un medidor de flujo FT-0702 que permite verificar la cantidad de condensados que se están enviando.

3.1.14. Sistema de Generación de Energía. Para la generación de energía en la facilidad se cuenta con un generador a Diesel. Ver Figura 20

Figura 20. Generador Diesel



3.1.15. Otros Equipos. Dentro de la facilidad se encuentra un centro de control de motores el cual posee:

- Transformador tipo seco de 112.5 KVA
- Tableros de distribución: Tres unidades que incluyen 13 interruptores termomagnéticos y accesorios de conexión.
- Sistema modular que incluye 4 variadores de velocidad de 37 a 45 KW, 15 arrancadores suaves entre 10 y 20 hp, 3 arrancadores directos de 0.5 hp, 15 Interruptores automáticos desde 7 a 32 A

Figura 21. Centro del control de motores



4. PROPUESTA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

Para realizar el plan de mantenimiento de la facilidad de tratamiento de crudo, agua y gas de 10 KBOPD ubicada en la estación Chichimene, se proyecta seguir los lineamientos del mantenimiento centrada en confiabilidad de Ecopetrol S.A.

Antes de iniciar con el proceso de generar el plan de mantenimiento basado en confiabilidad, se debe considerar que la organización debe cumplir con las siguientes premisas:

- Los equipos auxiliares o stand-by deben estar disponibles y probado.
- Los repuestos esenciales para el mantenimiento deben estar dispuestos en bodega.
- Según la metodología de RCM propuesta, durante el estudio de análisis no se analizan fallas múltiples.
- Las fallas en la ejecución de procedimientos de mantenimiento y montaje, inadecuada especificación o selección de equipos no son tenidas en cuenta en el análisis. Si se presenta en la planta que se está analizando, puede generar una acción de remediación o rediseño.
- Se planea y programa oportunamente; el cálculo económico de las pérdidas por falla de un equipo es estimando teniendo en cuenta sólo el tiempo empleado para su reparación o cambio. Por lo tanto las demoras en la planeación y programación de las tareas no están incluidas, pero si aumentarían la consecuencia económica de la falla.
- No se analizan problemas de integridad mecánica (RBI)

- El escenario crítico para cada modo de falla es con base en “Cero” mantenimiento.

4.1 CONFORMACION DEL EQUIPO DE TRABAJO

La conformación de un buen equipo de trabajo es el éxito del desarrollo del estudio de RCM, para esto se requiere un grupo formado por los siguientes integrantes.

- Facilitador.
- Supervisor de Operaciones.
- Especialista de Planeación de cada disciplina.
- Especialista de Mantenimiento de cada disciplina
- Especialista de Confiabilidad.

El facilitador tiene como responsabilidades

- Administrar el software donde se gestionará la información de los equipos, que para este caso se utilizará el paquete RCM++ de Reliasoft.
- Mantener el ritmo de estudio de análisis y evitar que se generen discusiones no productivas.
- Llevar un registro y control de las preguntas que se generan durante la sesión con el propósito de direccionar su respuesta a la persona indicada.

El especialista de Operaciones, puede ser un supervisor de producción o un operador con amplia experiencia y dentro de sus responsabilidades se encontrarán:

- Revisar y depurar el inventario de equipos de la planta que se analizará.

- Recopilar los P&ID actualizados de la planta.
- Participar en la definición de las funciones de los equipos.
- Presentar al equipo de trabajo la descripción del proceso.
- Identificar oportunidades de mejora que se generen durante el taller para incluirlas en el listado de acciones final.
- Suministrar el manual de operación de la planta.
- Listar las rutinas de cuidado básico de equipos, con las frecuencias recomendadas.

Los especialistas de planeación, serán las personas con experiencia en planeación y programación de las actividades de mantenimiento de equipos eléctricos, mecánicos, de instrumentación y estáticos. Estos especialistas tendrán a su cargo las siguientes responsabilidades:

- Recopilar la información de los costos y tiempos de ejecución de las labores de mantenimiento.
- Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo las recomendaciones del facilitador, con énfasis en la planeación de las tareas de mantenimiento.
- Suministrar al taller de análisis de RCM la información básica (horas hombre, costos de materiales entre otros), sobre los programas de mantenimiento proactivos existentes, así como de las inspecciones de rutina y monitoreos.

- Estar atento a identificar oportunidades de mejora.
- Consultar en el CMMS* la información necesaria sobre los análisis de falla funcional de los equipo.

Los especialistas en mantenimiento tienen como principal responsabilidad la de transmitir las experiencias de los modos de falla y el mantenimiento de los equipos de los cuales son responsable de preservar.

Los especialistas de confiabilidad son las personas que poseen experiencia en inspección, monitoreo, diagnóstico de fallas y gestión de indicadores de confiabilidad, con habilidad de trabajo en equipo y tendrán la responsabilidad de:

- Conocer los modos de falla, tiempos medios de falla y tareas de mantenimiento para los diversos equipos de su especialidad.
- Tener conocimiento y capacidad de explicar los modos de falla que ocurren en los equipos de su especialidad.
- Asegurar que los equipos sean registrados en el CMMS.

4.2 PREPARACION DEL ESTUDIO DE RCM

4.2.1 Entrenamiento. El facilitador debe realizar una inducción en la metodología a utilizar y el alcance del estudio de RCM a cada uno de los participantes, para facilitar y garantizar la calidad de los resultados del estudio.

*Computer Maintenance Management Software.

El entrenamiento debe ser orientado en lo posible por dos facilitadores del equipo de implementación, quienes deben poseer conocimientos y experiencia en la teoría RCM, su software de aplicación y habilidades en la orientación del equipo de trabajo. El entrenamiento se debe enfocar en los siguientes temas:

- Generalidades sobre el mantenimiento indicando su evolución histórica y las opciones de mantenimiento.
- Presentación sobre conceptos de confiabilidad como las fallas relacionadas con la edad, las fallas aleatorias y el periodo de desarrollo de las mismas.
- Presentación sobre RCM?, Objetivo, Funciones y fallas funcionales, modos de falla, efectos de las fallas, consecuencias de la fallas, tareas para prevenir las fallas de acuerdo a las características de las mismas, tareas a falta de, acciones de mitigación, efectividad del mantenimiento.

Durante la sesión de entrenamiento, se define la planta con sus límites a la cual se le debe realizar el análisis de RCM.

4.2.2 Información Requerida para el inicio del estudio de RCM. Dentro de la información que se requiere previamente para iniciar el taller de RCM, está las ecuaciones de pérdida de las diferentes funciones de la planta y esta debe quedar claramente de tal forma que no sean modificadas en el transcurso del mismo, estas ecuaciones de pérdidas debe ser definidas por una persona que conozca ampliamente el proceso de la planta y su interacción con los demás procesos productivos, debe estar actualizada con los pronósticos de producción y costos.

La definición de las ecuaciones de pérdidas de producción se realiza verificando las pérdidas económicas que se generan por la falla funcional de cada sección de

la unidad. Las pérdidas económicas deben incluir, parada total de la planta o sistema, disminución de la carga y/o producción.

El funcionario de contabilidad debe recolectar la información de los equipos de la planta dentro de esta información deben estar el código del componente, la descripción y la cantidad de equipos, además se hace necesario realizar la clasificación de los equipo por especialidad (Mecánica, eléctrica e instrumentación)

Los costos de mantenimiento deben ser suministrados por el especialista de planeación, dentro de estos costos se deben encontrar los relacionados con las tareas de mantenimiento y de reparación que se ejecutan para equipos similares a los analizados. La información de los costos puede ser tomada del CMM, consultando los trabajos estándar y las ordenes de trabajo para los equipos de las diferentes especialidades.

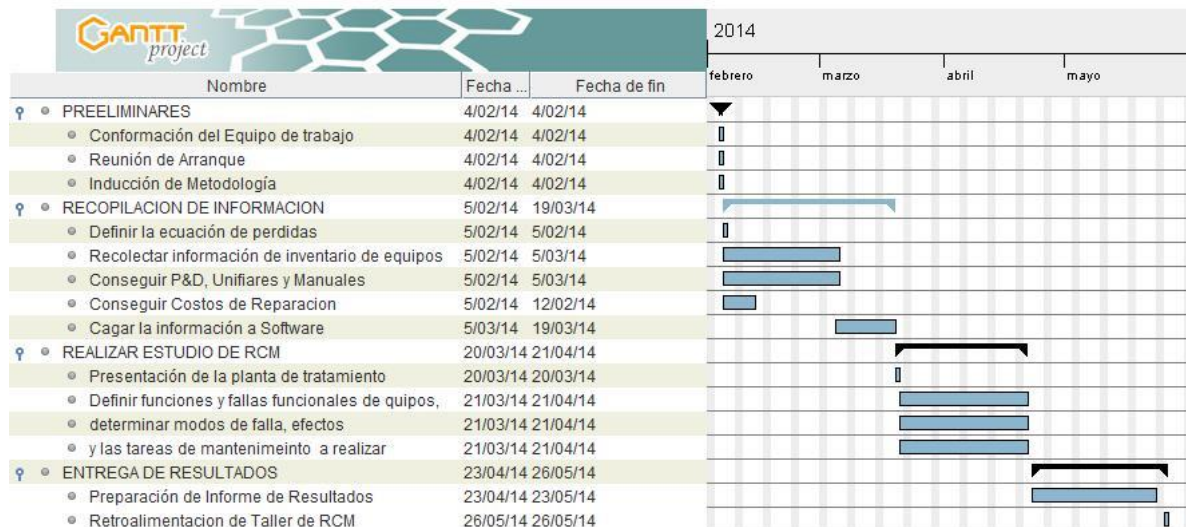
4.2.3 Programación del estudio de RCM. El estudio se inicia desde el momento del nombramiento del equipo de trabajo y la asistencia de los participantes se realiza de acuerdo con un programa establecido por especialidades. La duración del estudio puede variar de acuerdo a la cantidad de equipos de la planta, se han estimado las siguientes actividades y tiempos promedios para cada una de las etapas del estudio.

Las etapas de las que se compone el estudio son:

- Preliminares
- Recopilación de la Información
- Realizar el estudio de RCM
- Entrega de Resultados

En la figura 22 se listan cada una las actividades a ejecutar en cada una de las etapas enunciadas anteriormente.

Figura 22. Programación del Estudio de RCM



Fuente: El autor

4.2.4 Infraestructura y logística Requerida. Para asegurar el efectivo desarrollo del estudio se debe contar con los siguientes recursos:

- Un salón de reuniones de acuerdo con el número de participantes, y con conexión a internet con el propósito de tener la facilidad para consultar el CMMS.
- Un tablero con marcadores que sirva como superficie para desarrollar explicaciones sobre los diferentes temas a tratar.
- Computador con el software RCM++ de Reliasoft.

- Proyector de video, pantalla de presentación, extensiones eléctricas.
- Refrigerio para los participantes, café y agua para hidratación
- Radio de comunicaciones con el propósito de permitir realizar consultas a los operadores de la facilidad y lograr resolver preguntas o dudas que resulten.

4.3 DESARROLLO DEL ESTUDIO DE RCM

A continuación se detallan las recomendaciones en cada uno de los pasos que se deben seguir durante el desarrollo del estudio de RCM. El facilitador debe procurar la estandarización de los datos que están cargados en el software con el fin de evitar repetición de datos con diferentes nombres o presentaciones. Es importante realizar una reunión de apertura con todos los participantes, donde se refresquen los conocimientos de la metodología, el proceso de la planta, los principales problemas y la demás información que el equipo de trabajo estime conveniente.

4.3.1 Funciones y falla funcionales. Se realiza una explicación concisa sobre el proceso, en lo posible bajo un esquema de diagrama de bloque para identificar las funciones que se deben cumplir y las fallas funcionales de estos sistemas.

4.3.2 Efectos de los escenarios de fallas. Para cada modo de falla, el facilitador promueve la definición de un escenario de falla, el cual se enuncia bajo el supuesto de qué le pasaría al equipo con cero mantenimiento. El escenario en lo posible no debe incluir datos específicos de un equipo ya que esta descripción se puede copiar de análisis similares.

Para definir el efecto de las fallas se pueden utilizar las preguntas claves que se muestran en la figura 23.

Figura 23. Preguntas claves para definir los efectos de las fallas

Preguntas claves para definir los efectos de las fallas	Como se manifiesta la falla?
	Que le pasa al equipo cuando ocurre el modoe de falla?
	Tiene stand by? es de igual capacidad?
	Que componenetes o equipos afecta?
	Qué efectos sobre HSE se tienen? hay posibilidad de incendio? Posibilidad de derrame, hay afectación al medio ambiente?
	Que efectos funcionales se tiene: Se detiene el equipo?, arranca el stand by?, se para la planta?, se reduce la capacidad de la planta?, se afecta el producto? se afecta el negocio.
	El operador detecta la falla?

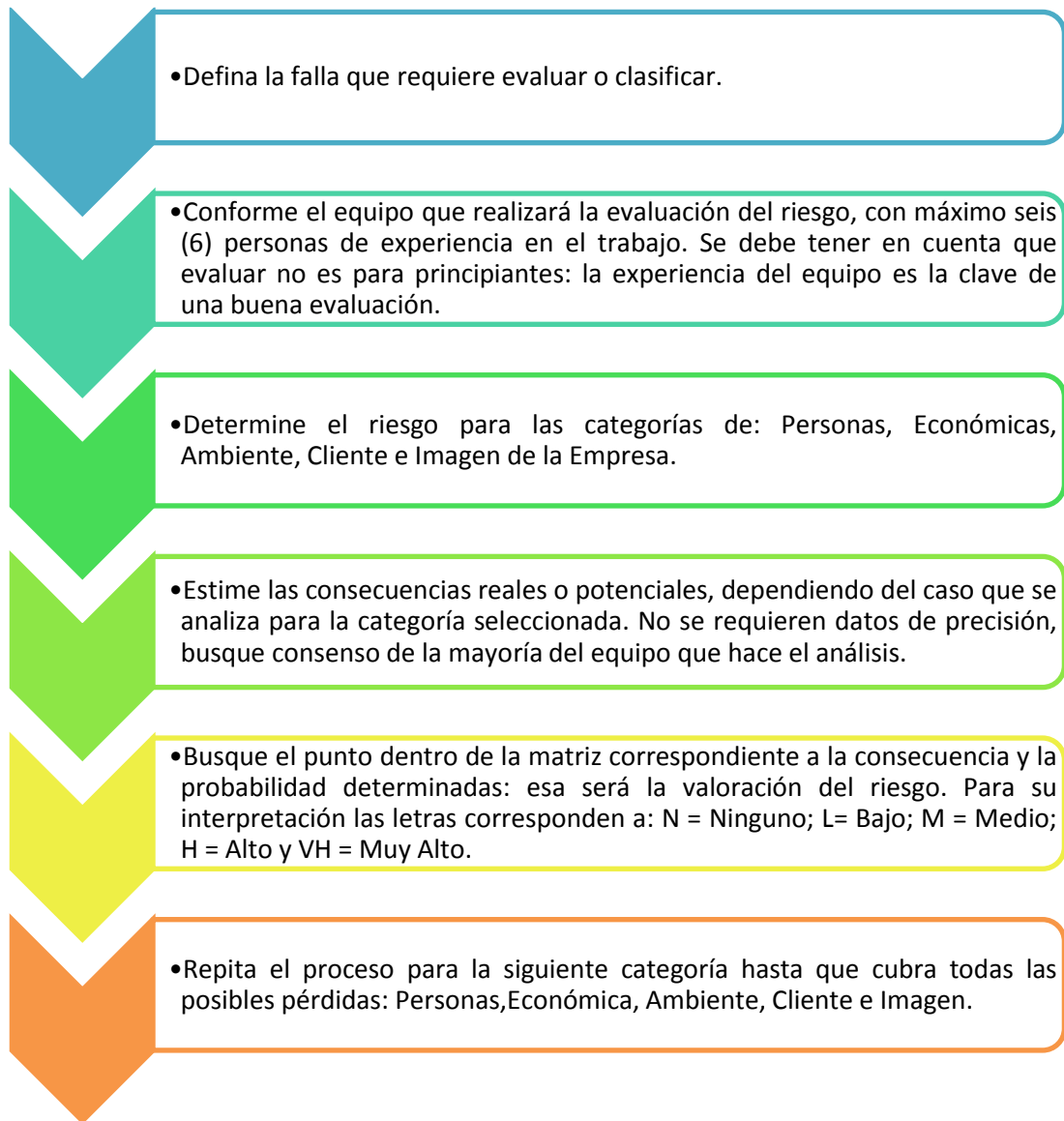
Fuente: El autor

4.3.3 Consecuencias de las fallas y/o Análisis de criticidad. Se debe analizar las consecuencias en las personas, ambiente, clientes, imagen de la empresa y costos. En las consecuencias económicas se deben tener en cuenta los costos generados por: lucro cesante, penalizaciones, degradación de productos, reproceso. Si hay consecuencias sobre la salud, seguridad o medio ambiente se debe tener la información sobre la toxicidad, composición del producto.

Para evaluar la criticidad de las fallas se utilizará una herramienta sencilla y fácil de usar la cual se basa en la experiencia de quienes la aplican, y está basada en

el uso de la matriz RAM* , la secuencia que se debe seguir para determinar dicha criticidad es la siguiente:

Figura 24. Secuencia para determinar la criticidad de la falla



Fuente: El autor

La matriz RAM que se utilizara para analizar la criticidad de las fallas se muestra en la Figura 25

* RAM (Risk Assessment Matrix): matriz de evaluación de riesgos. Herramienta para la evaluación de los riesgos y para su clasificación.

Figura 25. Matriz RAM

CONSECUENCIAS						Nunca	< 20 Años	4 a 20 Años	6 Meses a 4 años	< 6 Meses
						A	B	C	D	E
Personas	Economica	Ambiental	Clientes	Imagen de la Empresa		No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Unidad, Superintendencia o Departamento
Una o mas fatalidades	Catastrofica > \$10M	Contaminación Irreparable	Veto como proveedor	Internacional	5	M ○	M ○	H ○	H ○	VH ○
Incapacidad permanente (parcial o total)	Grave \$1M a \$10M	Contaminación Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Nacional	4	L ○	M ○	M ○	H ○	H ○
Incapacidad temporal (>1 día)	Severo \$100k a \$1M	Contaminación Localizada	Pérdida de clientes y/o desabastecimiento	Regional	3	N ●	L ○	M ○	M ○	H ○
Lesión menor (sin incapacidad)	Importante \$10k a \$100k	Efecto Menor	Quejas y/o reclamos	Local	2	N ●	N ●	L ○	L ○	M ○
Lesión leve (primeros auxilios)	Marginal <\$10k	Efecto Leve	Incumplir especificaciones	Interna	1	N ●	N ●	N ●	L ○	L ○
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	Ningún impacto	0	N ●	N ●	N ●	N ●	N ●

Fuente: Ecopetrol S.A

Para evaluar las consecuencias se evalúan las siguientes categorías: daño a personas (ver tabla 1), consecuencias económicas (ver tabla 2), efectos en el medio ambiente (ver tabla 3), afectación al cliente (ver tabla 4) e impacto en la imagen de la empresa (ver tabla 5).¹³

¹³ ECOPETROL S.A. Uso de la matriz de valoración de riesgos. ECP-DRI-I-007, 2008. p. 8-11.

Tabla 1. Daño a Personas

No	Descripción
0	<i>Ninguna lesión</i>
1	<i>Lesión leve primeros auxilios:</i> Atención en lugar de trabajo y no afecta el rendimiento laboral ni causa incapacidad.
2	<i>Lesión menor sin incapacidad</i> (incluyendo casos de primeros auxilios y de tratamiento médico y enfermedades ocupacionales): No afectan el rendimiento laboral ni causan incapacidad.
3	<i>Incapacidad temporal > 1 día</i> (lesiones que producen tiempo perdido): Afectan el rendimiento laboral, como la limitación a ciertas actividades o requiere unos días para recuperarse completamente (casos con tiempo perdido): Efectos menores en la salud que son reversibles, por ejemplo: irritación en la piel, intoxicación por alimentos.
4	<i>Incapacidad permanente</i> (incluyendo incapacidad parcial y permanente y enfermedades ocupacionales): Afectan el desempeño laboral por largo tiempo, como una ausencia prolongada al trabajo. Daños irreversibles en la salud con inhabilitación seria sin pérdida de vida; por ejemplo: hipoacusia provocada por ruidos, lesiones lumbares crónicas, daño repetido por realizar esfuerzos, síndrome y sensibilización.
5	1 ó más muertes: Por accidente o enfermedad profesional.

Fuente: ECP-DRI-I-007 Uso de la matriz de valoración de riesgos

Tabla 2. Consecuencia Económica.

No	Descripción
0	<i>Ninguna</i>
1	<i>Marginal</i> (menos de 10 mil dólares - daños leves): No hay interrupción de la actividad (producción, mantenimiento, puesta en marcha, etc.).
2	<i>Importante</i> (de 10 mil a 100 mil dólares - daños menores): Interrupción breve de la actividad (degradaciones, recirculación, reprocesos).
3	<i>Severo</i> (de 100 mil a 1 millón de dólares - daños locales): Pérdidas económicas por parada temporal, lucro cesante o responsabilidad civil.
4	<i>Grave</i> (de 1 millón a 10 millones de dólares - daños mayores): Pérdida parcial en las operaciones o de la planta desde uno hasta 10 millones de dólares
5	<i>Catastrófica</i> (más de 10 millones de dólares - daños generalizados): Pérdida total o sustancial en la producción, en la infraestructura, etc.

Fuente: ECP-DRI-I-007 Uso de la matriz de valoración de riesgos

Tabla 3. Efectos en el Medio Ambiente.

No	Descripción
0	<i>Sin efectos:</i> Sin afectación ambiental. Sin modificaciones en el medio ambiente.
1	<i>Efectos Leves:</i> Emisiones o descargas con afectación ambiental leve y temporal, y dentro de las instalaciones. Acciones de remediación en el inmediato plazo. No existe contaminación
2	<i>Efectos menores:</i> Emisiones o descargas menores, con afectación al medio ambiente dentro de las instalaciones, sin efectos duraderos, ó que requieren medidas de recuperación en el corto plazo, ó una única violación a los límites legales ó actos administrativos ó una única queja registrada (call center o escrita) ante organismos gubernamentales. No existe contaminación
3	<i>Contaminaciones localizadas:</i> Emisiones o descargas limitadas con contaminación ambiental localizada en predios vecinos y/o el entorno, ó que requiere medidas de recuperación en el mediano plazo, ó repetidas violaciones de los límites legales ó actos administrativos ó varias quejas registradas (call center o escrita) ante organismos gubernamentales.
4	<i>Contaminaciones mayores:</i> Emisiones o descargas que causan contaminación ambiental dispersa o grave ó que requiere medidas de recuperación en el largo plazo, ó violaciones prolongadas a los límites legales o actos administrativos, ó molestia generalizada de la comunidad, registrada (call center o escrita) ante organismos gubernamentales.
5	<i>Contaminaciones irreparables:</i> Emisiones o descargas que causan un daño ambiental irreparable en un área extensa o en áreas de uso recreativo o de preservación de la naturaleza; ó constante violación de los límites legales o actos administrativos. Requiere medidas de compensación por daños irreparables.

Fuente: ECP-DRI-I-007 Uso de la matriz de valoración de riesgos

Tabla 4. Afectación al cliente.

No	Descripción
0	<i>Ningún impacto a los clientes</i>
1	<i>Riesgo de incumplir cualquiera de las especificaciones acordadas con el cliente:</i> Circunstancias planeadas o no planeadas, que afectan procesos o productos que pueden impactar los compromisos establecidos con los clientes, pero con posibilidades de solución antes de que el cliente perciba el potencial incumplimiento.
2	<i>Implica quejas y/o reclamos:</i> Cuando efectivamente situaciones planeadas o no planeadas impactan procesos o productos comprometidos con los clientes, que generan quejas y/o reclamos en cualquier cantidad, cuyo trámite de solución está definido dentro del compromiso y/o contrato con los clientes.

Tabla 4. (Continuación)

No	Descripción
3	<i>Pérdida de clientes y/o desabastecimiento:</i> Decisiones y/o circunstancias que implican afectación a procesos y/o productos comprometidos con los clientes, que pueden afectar la relación comercial y/o el índice de lealtad, al punto de llevar al cliente a que tome la decisión de no volver a comprarle a ECOPETROL, o que efectivamente no se pueda asegurar el suministro confiable para algún mercado objetivo de la Sociedad.
4	<i>Pérdida de participación en el mercado (para mercado internacional pérdida en la participación en el presupuesto del cliente destinado a la compra de productos ofertados por ECOPETROL):</i> Decisiones y/o circunstancias de cualquier índole, de una magnitud tal, que implique pérdida efectiva de participación en el mercado para productos de comercialización nacional, y en el mercado internacional la pérdida de participación en el presupuesto de compra del cliente.
5	<i>Veto a ECOPETROL como proveedor:</i> Decisiones y/o circunstancias de impacto comercial a gran escala, que impliquen el bloqueo por parte de segmentos de clientes que a su vez conforman mercados objetivo, a los productos y servicios comercializados por ECOPETROL.

Fuente: ECP-DRI-I-007 Uso de la matriz de valoración de riesgos

Tabla 5. Impacto en la Imagen de la Empresa

No	Descripción
0	<i>Ningún impacto:</i> No es de interés
1	Interna: Puede ser de conocimiento interno de la empresa pero no de interés público.
2	<i>Local - interés público local relativo:</i> Atención de algunos medios de prensa, comunidades y ONGs locales que potencialmente pueden afectar a la empresa
3	<i>Regional - interés público regional:</i> Oposición de los medios locales de prensa. Relativa atención de los medios nacionales de prensa y/o partidos políticos locales/regionales. Oposición de ONGs regionales y del gobierno local
4	<i>Nacional - interés público nacional:</i> Oposición general de los medios de prensa nacionales. Políticas nacionales/regionales con medidas potencialmente restrictivas y/o impacto en el otorgamiento de licencias. Quejas de ONGs nacionales. Posible afectación del valor de las Acciones.

Tabla 5. (Continuación)

No	Descripción
5	<i>Internacional – interés público internacional:</i> Oposición general de los medios de prensa internacionales. Políticas nacionales/internacionales con un impacto potencialmente grave en las relaciones internacionales de la Empresa, el otorgamiento de licencias y/o la legislación impositiva. Afectación del valor de las Acciones.

Fuente: ECP-DRI-I-007 Uso de la matriz de valoración de riesgos

4.3.4 Identificación de las tareas de mantenimiento. Para cada modo de falla se debe enunciar la tarea o las tareas de mantenimiento técnicamente factibles, es decir si físicamente estas tareas reducen o ejecutan una acción que reduzca las consecuencias del modo de falla asociado, a un nivel aceptable. Estas tareas deben enunciarse teniendo en cuenta el siguiente orden:

- Tareas a realizar por el operador.
- Tareas de monitoreo de condición.
- Tareas basadas en tiempo.

Cuando existe una tarea de mantenimiento por condición siempre debe tener su respectiva tarea de inspección o monitoreo.

Se determina la frecuencia a la cual se debe realizar la tarea y se le asigna la disciplina responsable de ejecutar el mantenimiento.

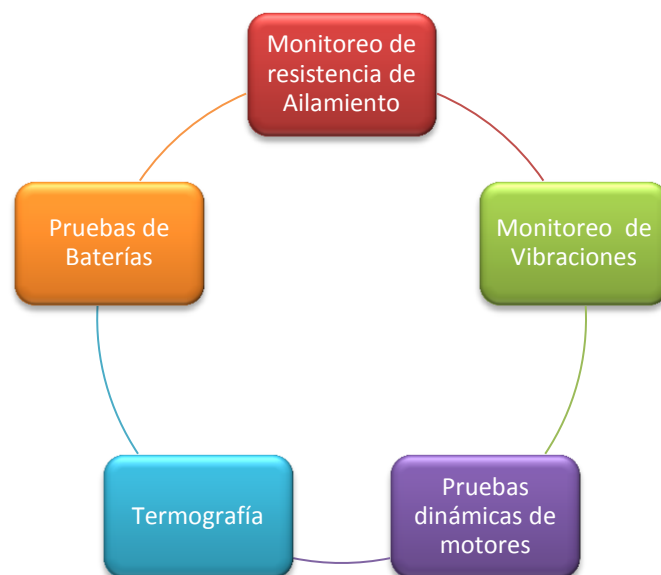
Tareas a realizar por el operador. Las tareas que poseen alta frecuencia pueden ser ejecutadas por los operadores dado que es más económico y es más fácil de organizar que las personas que están la mayoría del tiempo cerca de los equipos

ejecuten este tipo de tareas, antes de que los operadores ejecuten las tareas se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Deben estar entrenados adecuadamente con el propósito de que puedan identificar las condiciones de falla potencial en el caso de las tareas a condición.
- Deben tener acceso a procedimientos simples y confiables para poder reportar cualquier defecto que encuentren
- Deben tener la seguridad que se tomará una acción sobre los reportes

Tareas de Monitoreo de Condición. Son aquellas tareas que involucran el uso de algún equipo para detectar fallas, a través del monitoreo del cambio en las características de vibración, temperatura, partículas de aceite etc. Dentro de las tareas de monitoreo que se pueden ejecutar las presentadas en la figura 26

Figura 26. Tareas de Monitoreo de Condición

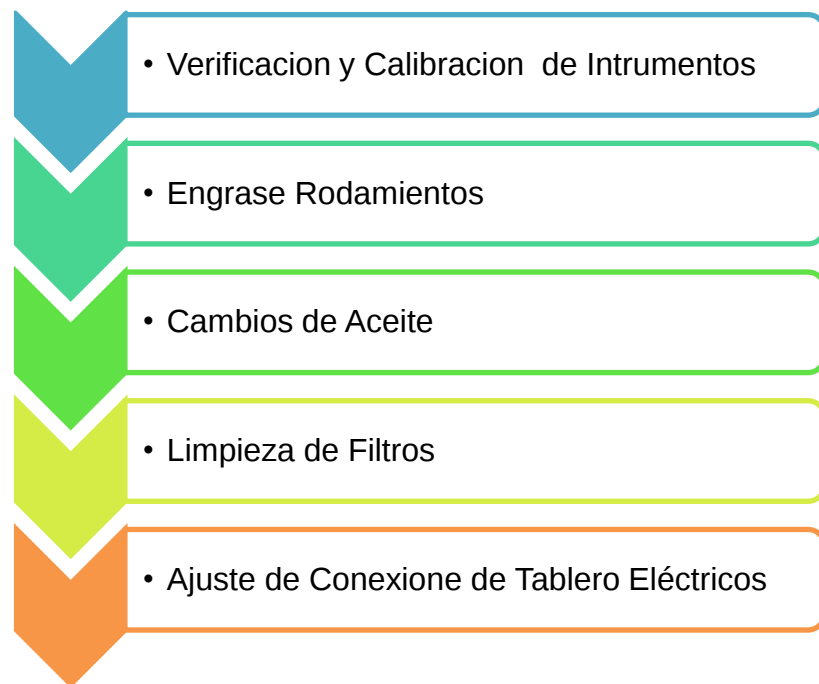


Fuente: el autor

Tareas Basadas en Tiempo: Dado que existen algunos componentes que al llegar al final de su vida útil o a causa del desgaste que presentan, pueden ocasionar la falla de los equipos, es posible retirarlos de servicio justo antes de que esto suceda con el propósito de reducir las consecuencias de la falla. Dentro de estas tareas se encuentran las tareas de *reacondicionamiento cíclico* las cuales consisten en reacondicionar la capacidad de un componente antes del final de su vida útil independiente de su condición. Otra de las tareas basadas en tiempo con las tareas de *sustitución cíclica*, las cuales consisten en cambiar los componentes antes del final de su vida útil independientemente de su condición.

Dentro de las tareas basadas en tiempo que se pueden ejecutar las presentadas en la figura 27.

Figura 27. Algunas Tareas Basadas en Tiempo



Fuente: El autor

4.3.5 Definición de las listas de Acciones. En las listas de acciones se deben incluir los cambios o rediseños recomendados a realizar a los equipos, dado que no se encontraron actividades de prevención que ayuden a reducir los modos de fallas.

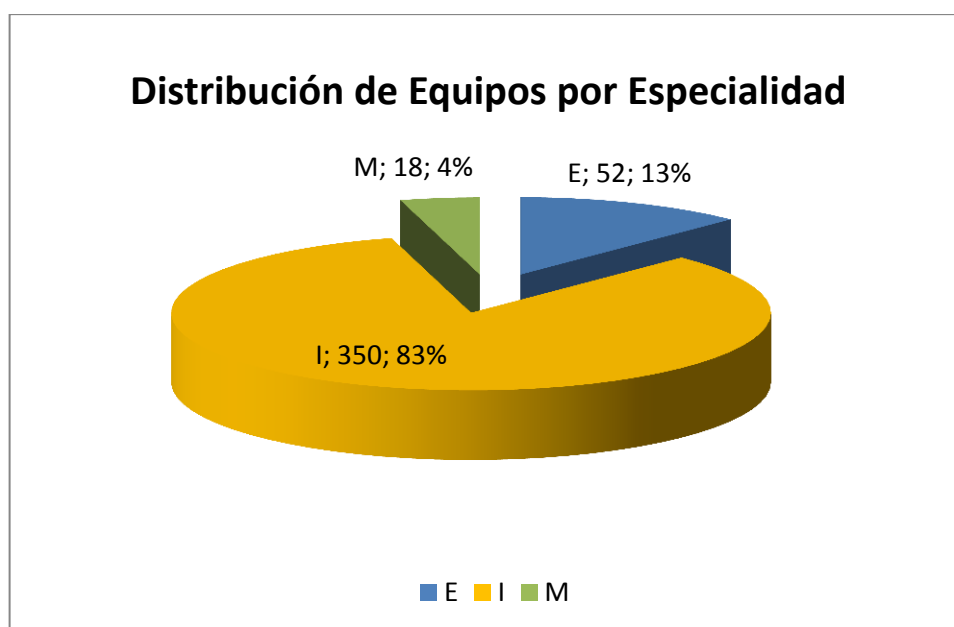
Existen algunas fallas que son evidentes y no afectan la seguridad ni el medio ambiente entonces la acción a realizar es no realizar ningún mantenimiento programado, es decir que los elementos son dejados en servicio hasta que ocurra una falla funcional momento en el cual son reemplazados.

5. DESARROLLO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PROPUESTO

Con el propósito de realizar el plan de mantenimiento basado en confiabilidad de la facilidad de crudo de tratamiento de crudo, agua y gas de 10kbopd, se desarrollara la propuesta presentada en el capítulo anterior.

Al realizar el inventario de los equipos se detectaron 420 equipos distribuidos en las especialidades de electricidad (E), mecánica (M) e instrumentación (I), ver figura 28.

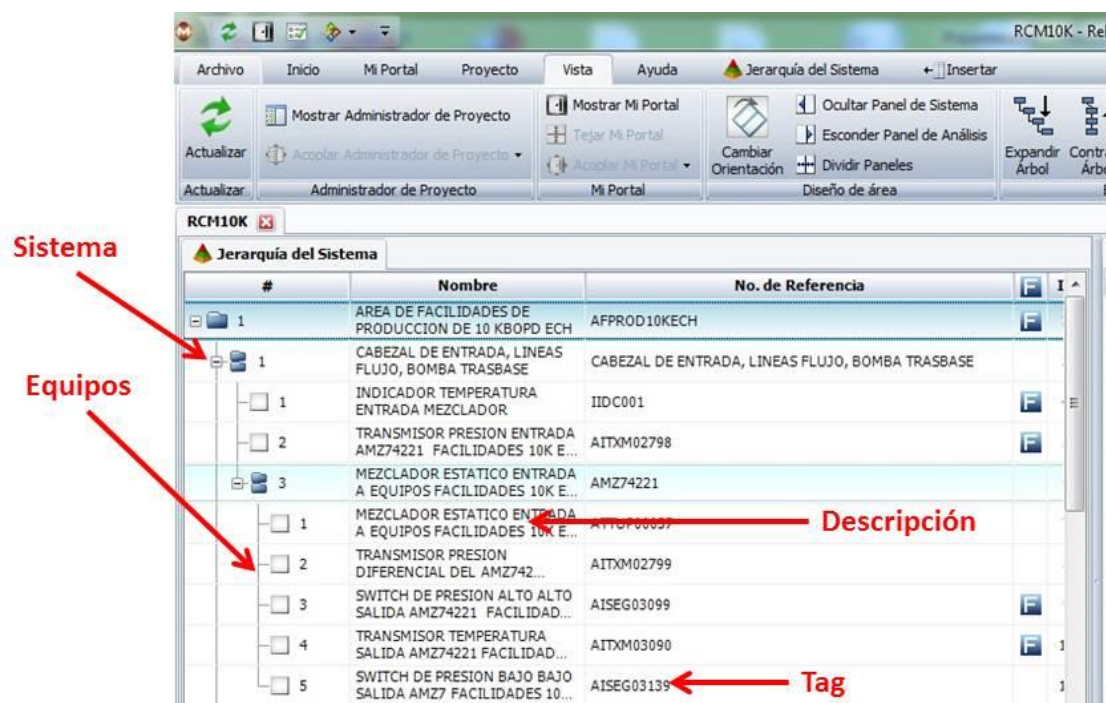
Figura 28. Distribución de equipos por especialidad.



Fuente: El autor

Para realizar el manejo de la información se utilizó el software Reliasoft RCM++, en el cual se realizó el cargue del árbol de equipos, dicho árbol muestra en forma jerárquica, los sistemas y los componentes de cada sistema analizado, en la figura 29 se muestra apartes del mismo.

Figura 29. Árbol de equipos cargados en el software ReliaSoft RCM++



Fuente: El autor

El árbol de equipos fue elaborado a través de la inspección de los equipos instalados en campo. Cada uno de los *tag** asignados a los equipos posee un prefijo que indica el tipo de elemento. Estos prefijos se listan en las tablas 6, 7 y 8, las cuales presentan los prefijos utilizados por los equipos mecánicos, eléctricos y de instrumentación respectivamente.

Tabla 6. Prefijo de Equipos Mecánicos

Prefijo	Tipo de Componente
MMCD001	Motor Diesel
AMBCE00752	Bomba Centrifuga
MFIL004	Válvula tipo Filtro

Fuente: El autor

* Tag: Etiqueta

Tabla 7. Prefijo de Equipos Eléctricos

Prefijo	Tipo de Componente
AEMEI	Motor Eléctrico Inducción
EAAV	Aire acondicionado
EAME	Arrancador Motor
EEVA	Válvulas Motorizada
EGEN	Generador
EILU	Alumbrado
EMCC	Barraje CCM
EMEL	Motor Eléctrico-Bomba
EPAN	Panel Generador
ETRA	Transformador
EUPS	UPS

Fuente: El Autor

Tabla 8. Prefijo de Equipos de Instrumentación

Prefijo	Tipo de Componente
AICEL	Controlador Eléctrico
AIFLJ	Sensor Flujo
AIGAU	Indicador de Nivel
AIMRG	Regulador Presión Aire Válvula Control
AISEG	Switch de Presión Alto Alto
AITXM	Transmisor Presión
AIVCV	Válvula Autorregulada
AIVSV	Válvula de Seguridad
AIYTD	Transductor Válvula Control
ICMT	Computador Control
IFLJ	Medidor de Flujo Tipo Turbina
IVSO	Válvula Solenoide

Fuente: El autor

Tabla 8. (Continuación)

Prefijo	Tipo de Componente
IFTR	Transmisor de Flujo Ultrasónico
IIDC	Indicador Temperatura
IIDP	Indicador Presión
ILTR	Transmisor Nivel
IPCO	Panel -Gabinete
IPLC	PLC
IPTR	Transmisor Presión
IRGG	Regulador Principal Línea Suministro Gas
ISWT	Switch de Nivel
IVSO	Válvula Solenoide

Fuente: El autor

Una vez los equipos de la facilidad de 10K se encontraban cargado en software se procedió a realizar la definición de las funciones, fallas funcionales y efectos por parte del equipo de trabajo.

Figura 30. Función, falla Funcional, Modos de Falla y Efectos

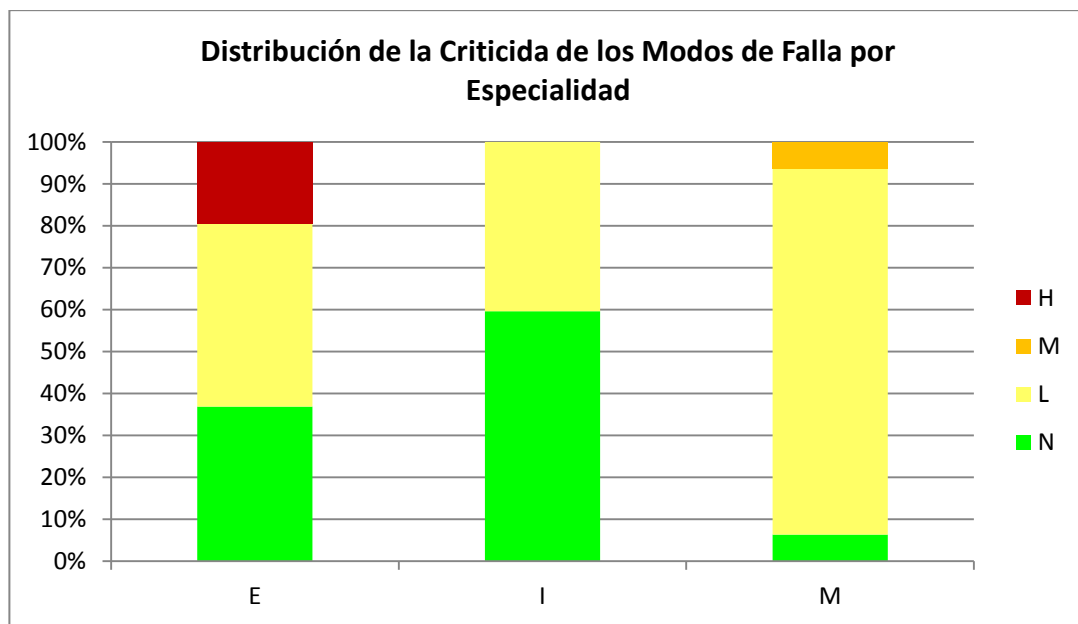
The screenshot displays the FMEA (Failure Mode and Effects Analysis) software interface. It shows a hierarchical list of equipment components on the left, with a detailed view of a specific function and its associated failure modes and effects on the right.

Equipo	Función	Modos de Falla	Efectos
8 DRUM FACILIDADES 10K ECH AP74510A	1 Generar fuerza motriz para el movimiento de la bomba a 1770 rpm	1 No Generar fuerza motriz para el movimiento de la bomba a 1770 rpm	Falla de rodamientos por vida útil, falla por desalineamiento, desbalanceo o soldadura del conjunto motor bomba y tubería. El operador puede detectar la falla debido al exceso de ruido. En el caso extremo el motor puede irse a falla catastrófica. El operador reporta a mto. Arranca equipo stand by.
1 INDICADOR PRESION IIDP015		1 Falla Rodamientos	
2 ARRANCADOR MOTOR BOMBA A EAME001		2 Falla Aislamiento Bobinado (estator)	
3 MOTOR ELECTRICO AP74510A FACILIDADES 10K ECH AEME01725		3 Falla Aislamiento Acometida	
4 BOMBA CENTRIFUGA AP74510A FACILIDADES 10K ECH AMBCE00754			

Fuente: El Autor

El equipo que participó en el taller, determinó la valoración del riesgo de los modos de falla de los equipos utilizando la matriz RAM de Ecopetrol S.A. a través de esta se determinó que, solo los modos de falla de algunos equipos eléctricos poseen un riesgo alto, dado que una falla en un equipo eléctrico, ver figura 31.

Figura 31. Distribución de la Criticidad de los Modos de Falla por Especialidad

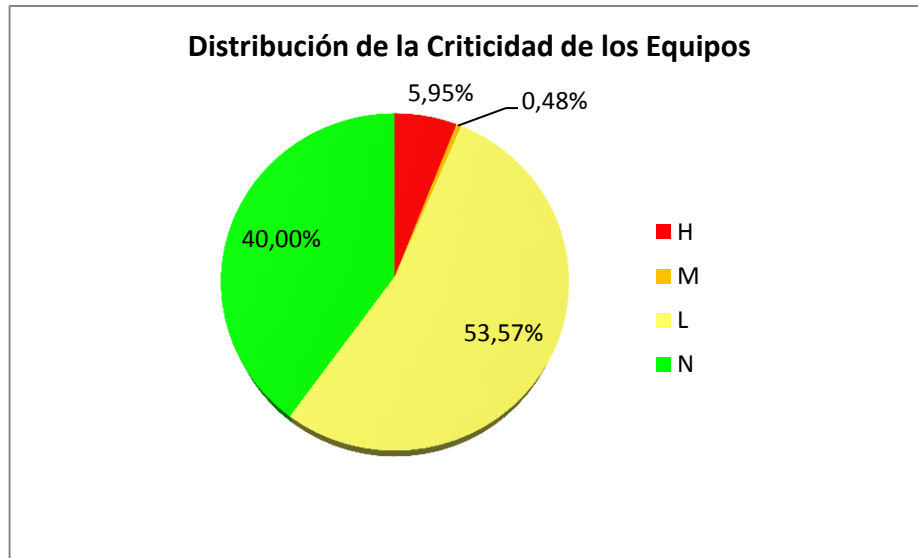


E: Electricidad I: Instrumentación M: Mecánica

Fuente: El autor

En figura 32 se observa la distribución de la criticidad de los equipos por especialidad dado la consecuencia de los modos de falla que presentan, se observa que un 40% de los equipos que posee la facilidad no representan ningún tipo de riesgo para las personas, la seguridad, la economía, y la imagen de la empresa, estos quipos están representados en su mayoría por instrumentos que solo se usan como indicadores de variables.

Figura 32. Distribución de la criticidad de los Equipos



Fuente: El autor

Para identificar la tareas de mantenimiento que se utilizaran para mitigar el impacto que pueden generar los modos de falla de los equipos se utilizó la experiencia que poseen los especialistas del equipo. En la figura 33 se muestra un ejemplo de plan de mantenimiento para el equipo AEMEIO0721, en este se describen las tareas, el recurso y la frecuencia de ejecución de las mismas.

Figura 33. Ejemplo de Plan de Mantenimiento para el equipo AEMEIO0721

Tag	Task ID	Tarea	Ejecutor	Diario	Semana	Mensual	Trimestra	Semestra	Anual
AEMEIO0721 MOTOR ELECTRICO INDUCCION 15 HP, 1760 RPM, 254T	209	Monitoreo Vibraciones	CBM Mecanica					1	
	210	Monitoreo MCE	Pareja Electrico						1
	211	Prueba Aislamiento (Meggeo)	Pareja Electrico					1	
	212	Retorquear, Verificar el Deterioro del Cable y del Conector	Pareja Electrico					1	
	213	Ronda Operativa Mensual	Operador			1			
	214	Inspeccion Visual Aterizaje (SPT) del Conjunto (Bomba-Motor-Panel Electrico-Botonera)	Pareja Electrico					1	
	215	Limpiar, Inspeccionar Ventilador	Pareja Electrico					1	
	216	Limpieza General Carcasa del Motor, Pintar si Requiere	Pareja Electrico					1	
	223	Ronda Operativa Diaria Rodamientos	Operador	1					
	224	Ronda Operativa Diaria Enfriamiento	Operador	1					
	225	Engrase Rodamientos	Pareja Mecanico					1	

Fuente: El Autor

En el archivo Plan de Mantenimiento.xls anexo se encuentra el plan de mantenimiento para cada uno de los equipos de la facilidad de producción de 10K. La tabla 9 se detallan las tareas de mantenimiento por frente ejecutor y las horas anuales que se requieren para la ejecución del plan de mantenimiento.

Tabla 9. Relación de Tareas de Mantenimiento por Frente Ejecutor

Descripción de la Tarea	Equipo Ejecutor	Horas Anuales del Equipo Ejecutor
Verificación Protecciones Eléctricas EGEN001	CBM Calidad de Energía	4
Verificación Protecciones Eléctricas Planta 10K	CBM Calidad de Energía	16
Termografía EINT001	CBM Eléctrico	0.5
Termografía EMCC001	CBM Eléctrico	2
Evaluar Condición para Top Overhaul y/o Overhaul MMCD001	CBM Mecánica	2.25
Monitoreo Vibraciones	CBM Mecánica	0.67
Monitoreo Vibraciones AEMEIO0722	CBM Mecánica	1.33
Monitoreo Vibraciones AEMEIO1725	CBM Mecánica	8
Monitoreo Vibraciones AMBCE00754	CBM Mecánica	20
Monitoreo Vibraciones AMBCE00769	CBM Mecánica	8
Monitoreo Vibraciones AMVAX00015	CBM Mecánica	4
Monitoreo Vibraciones EGEN001	CBM Mecánica	1.33
Mantenimiento a los Filtros EAAV001	Pareja Aire Acondicionado	24
Mantenimiento EAAV001	Pareja Aire Acondicionado	64
Ajuste Conexiones	Pareja Eléctrico	2
Ajuste, Limpieza General y Revisión Contactor Panel	Pareja Eléctrico	8
Ajuste, Limpieza, Revisión Contactor	Pareja Eléctrico	8
Cambio Lámparas EILU001	Pareja Eléctrico	16
Inspección (encendido con carga, inspección, toma de parámetro eléctricos, mecánicos) MMCD001	Pareja Eléctrico	52
Inspección (encendido con carga, inspección, toma de parámetro eléctricos, mecánicos) MMCG001	Pareja Eléctrico	52
Inspección Visual Aterrizaje (SPT) del Conjunto (Bomba-Motor-Panel Eléctrico-Botonera)	Pareja Eléctrico	0.33

Tabla 9. (Continuación)

Descripción de la Tarea	Equipo Ejecutor	Horas Anuales del Equipo Ejecutor
Inspección Visual Aterrizaje (SPT) del Conjunto (Bomba-Motor-Panel Eléctrico-Botonera) AEMEIO0722	Pareja Eléctrico	0.67
Inspección Visual Aterrizaje (SPT) del Conjunto (Bomba-Motor-Panel Eléctrico-Botonera) AEMEIO1725	Pareja Eléctrico	4
Inspección Visual Aterrizaje (SPT) del Conjunto (Bomba-Motor-Panel Eléctrico-Botonera) AEMEIO1729	Pareja Eléctrico	1
Inspección Visual Aterrizaje (SPT) del Conjunto (Bomba-Motor-Panel Eléctrico-Botonera) ETRA003	Pareja Eléctrico	0.33
Limpiar, Inspeccionar Ventilador	Pareja Eléctrico	1
Limpiar, Inspeccionar Ventilador AEMEIO0722	Pareja Eléctrico	2
Limpiar, Inspeccionar Ventilador AEMEIO1725	Pareja Eléctrico	12
Limpiar, Inspeccionar Ventilador AEMEIO1729	Pareja Eléctrico	3
Limpiar, Retorquear EAME001	Pareja Eléctrico	64
Limpieza General Carcasa del Motor, Pintar si Requiere	Pareja Eléctrico	4
Limpieza General Carcasa del Motor, Pintar si Requiere AEMEIO0722	Pareja Eléctrico	8
Limpieza General Carcasa del Motor, Pintar si Requiere AEMEIO1725	Pareja Eléctrico	48
Limpieza General Carcasa del Motor, Pintar si Requiere AEMEIO1729	Pareja Eléctrico	12
Limpieza Interna, Externa EUPS001	Pareja Eléctrico	8
Medición Parámetros Eléctricos (Voltajes, Corrientes, Temperaturas) ETRA003 Nota: directamente transformador energizado o tablero distribución cargas	Pareja Eléctrico	2
Monitoreo MCE	Pareja Eléctrico	2
Monitoreo MCE AEMEIO0722	Pareja Eléctrico	4
Monitoreo MCE AEMEIO1725	Pareja Eléctrico	24
Monitoreo MCE AEMEIO1729	Pareja Eléctrico	6
Monitoreo MCE EGEN001	Pareja Eléctrico	4
Prueba Aislamiento (Meggeo)	Pareja Eléctrico	1
Prueba Aislamiento (Meggeo) AEMEIO0722	Pareja Eléctrico	2
Prueba Aislamiento (Meggeo) AEMEIO1725	Pareja Eléctrico	12
Prueba Aislamiento (Meggeo) AEMEIO1729	Pareja Eléctrico	3

Tabla 9. (Continuación)

Descripción de la Tarea	Equipo Ejecutor	Horas Anuales del Equipo Ejecutor
Prueba Baterías EUPS001	Pareja Eléctrico	4
Retorquear, Verificar el Deterioro del Cable y del Conector	Pareja Eléctrico	2
Retorquear, Verificar el Deterioro del Cable y del Conector AEMEIO0722	Pareja Eléctrico	4
Retorquear, Verificar el Deterioro del Cable y del Conector AEMEIO1725	Pareja Eléctrico	24
Retorquear, Verificar el Deterioro del Cable y del Conector AEMEIO1729	Pareja Eléctrico	6
Rutina semanal (encendido con carga, inspección, toma de parámetro eléctricos, mecánicos, limpieza externa, revisar niveles baterías) EGEN001	Pareja Eléctrico	208
Verificación de Protecciones (Actividad Incluida Dentro EMCC001) ETRA003	Pareja Eléctrico	6
Verificación Funcionamiento Transferencia EINT001	Pareja Eléctrico	8
Backup IPLC002	Pareja Instrumentistas	1
Calibración Anual	Pareja Instrumentistas	24
Calibración Regulador	Pareja Instrumentistas	6.25
Calibrar Regulador IRGG001	Pareja Instrumentistas	1
Calibrar Transmisor	Pareja Instrumentistas	4
Calibrar Transmisor AITXM02813	Pareja Instrumentistas	32
Calibrar Transmisor AITXM03053	Pareja Instrumentistas	6
Inspección y verificación Anual AIVSV01375	Pareja Instrumentistas	68
Limpieza Indicador Nivel AIGAU00705	Pareja Instrumentistas	1.5
Limpieza Indicador Nivel AIGAU00711	Pareja Instrumentistas	36
Limpieza y Ajustes Conexiones IPCO001	Pareja Instrumentistas	2
Limpieza y Verificación AIVSV01361	Pareja Instrumentistas	40
Prueba Recorrido Válvula de Control AIVCV01140	Pareja Instrumentistas	16
Verificación Funcional AIVCV01111	Pareja Instrumentistas	6

Tabla 9. (Continuación)

Descripción de la Tarea	Equipo Ejecutor	Horas Anuales del Equipo Ejecutor
Verificación Posicionador AIYTD00385	Pareja Instrumentistas	4
Verificación Sensor Ultrasónico	Pareja Instrumentistas	4
Verificación Válvula XXX002	Pareja Instrumentistas	10
Verificación y Calibración AISEG03083	Pareja Instrumentistas	4
Verificación y Calibración AISEG03085	Pareja Instrumentistas	54
Verificación y Calibración Anual AISEG03099	Pareja Instrumentistas	32
Verificación y Limpieza AIFLJ00094	Pareja Instrumentistas	2
Verificar, Inspeccionar y ajustar conexiones AICEL00007	Pareja Instrumentistas	4
Ajuste (Tensionar) Correas y Verificar Poleas	Pareja Mecánico	4
Cambio Aceite AMCTO00012	Pareja Mecánico	4
Cambio Aceite y Filtros MMCD001	Pareja Mecánico	4
Cambio de aceite y filtros MMCG001	Pareja Mecánico	8
Cambio Filtros MMCD001	Pareja Mecánico	2
Engrase Rodamientos	Pareja Mecánico	0.5
Engrase Rodamientos AEMEI00722	Pareja Mecánico	1
Engrase Rodamientos AMBCE00752	Pareja Mecánico	60
Engrase Rodamientos AMBCE00754	Pareja Mecánico	60
Giro Libre del Compresor AMCTO00012	Pareja Mecánico	12
Giro Manual y Lubricar MBCE003	Pareja Mecánico	4
Inspección Visual Internos AMCTO00012	Pareja Mecánico	12
Lavado y Inspeccionar Serpentin AMVAX00015	Pareja Mecánico	16
Limpiar Filtro MFIL004	Pareja Mecánico	8
Lubricar Rodamientos AMVAX00015	Pareja Mecánico	12
Rutina (limpiar filtro, limpieza/verificación de bujías, revisión cables de alta) MMCG001	Pareja Mecánico	16
Verificación Sistema Admisión y Escape (Limpia y verifica estado filtro, cambiar si es necesario, verificar juego radial y axial del turbo) MMCG001	Pareja Mecánico	24

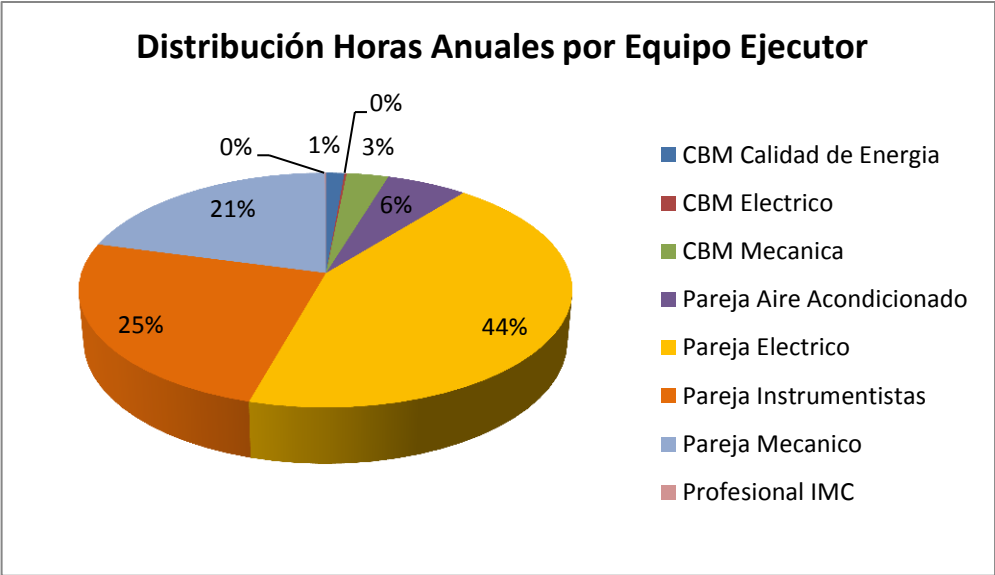
Tabla 9. (Continuación)

Descripción de la Tarea	Equipo Ejecutor	Horas Anuales del Equipo Ejecutor
Verificación Sistema Enfriamiento (inspección visual, ajuste correas por demanda, adicionar refrigerante, verifica juego axial rodamiento)MMCG001	Pareja Mecánico	6
Verificación Sistema Lubricación (verificar nivel y complementar, verificar fugas, verificar presión de la bomba) MMCG001	Pareja Mecánico	6
Verificar Sistema Admisión y Escape (Limpia y verifica estado filtro, cambiar si es necesario, verificar juego radial y axial del turbo) MMCD001	Pareja Mecánico	24
Verificar Sistema Enfriamiento (Inspección Visual, Ajuste Correas por Demanda, Adicionar Refrigerante, Verifica Juego Axial Rodamiento) MMCD001	Pareja Mecánico	12
Verificar Sistema Lubricación (verificar nivel y complementar, verificar fugas, verificar presión de la bomba) MMCD001	Pareja Mecánico	4
Evaluar Condición para Top Overhaul y/o Overhaul (Medición de Eficiencia) MMCG001	Profesional IMC	1.2

Fuente: El Autor

En la figura 34, se detalla el porcentaje de las horas anuales de ejecución para cada uno de los frentes, en esta se observa que el 44% de las horas del plan de mantenimiento corresponden a trabajos eléctricos, ya que los equipos eléctricos son los que poseen los modos de falla con criticidad alta.

Figura 34. Distribución de las Horas Anuales por Equipo Ejecutor



6. CONCLUSIONES

A través del desarrollo del plan propuesto se logra elaborar un plan de mantenimiento basado en confiabilidad el cual posee las tareas, la frecuencia y el personal que debe ejecutar las actividades de mantenimiento encaminadas a preservar la función de los equipos que componen la facilidad de producción de crudo agua y gas de 10KBOPD que se encuentra en la estación Chichimene.

Una de las actividades importantes durante el proceso de elaboración del plan de mantenimiento basado en confiabilidades es la identificación, rotulación y jerarquización de los equipos que componen la facilidad. Para el desarrollo de este plan se identificaron 420 equipos de los cuales el 83% de estos pertenecen al área de instrumentación, 13% al área eléctrica y solo un 4% al área mecánica.

Dado que no existía un estudio de criticidad de equipos previos a la ejecución del plan de mantenimiento se decidió incluir todos los equipos en el proceso de la elaboración del plan de mantenimiento, a pesar de que pareciese un poco dispendioso el trabajo de analizarlos todos, la dualidad de funciones de equipos permitió reducir un poco el trabajo del análisis. A pesar de que los instrumentos representan el 83% del total de los equipos varios de estos son instrumentos de indicación (Manómetros, termómetros, indicadores de nivel, etc.), por lo tanto no se requiere hacer un análisis exhaustivo para determinar la tarea de mantenimiento que requieren pues en la mayoría de los casos solo se hace necesario una verificación de calibración, cuando estos no se desean llevar a falla.

En la determinación de las funciones, fallas funcionales, modos de falla y efectos de los equipos es de vital importancia el acompañamiento permanente del personal de operaciones, dado que son ellos quienes más conocen de las deficiencias que pueden presentar sus equipos y como estas se hacen evidentes.

Para la identificación de los modos de falla se utilizó parte de la información de otros talleres previamente elaborados lo que permitió agilizar el proceso

La determinación de las tareas de mantenimiento que se deben ejecutar para preservar la función de los equipos y/o reducir el riesgo de los modos de falla obedecieron a un consenso entre los participantes. Con el propósito de disminuir el uso de las horas hombre de técnicos especialistas en la inspección frecuente de los equipos se determinó incluir estas tareas dentro de las rondas operativas de los equipos, con el propósito de que los operadores estuvieran más atentos al funcionamiento de sus activos.

El estudio de la criticidad de los modos de falla, permitió identificar que a pesar de que el 83% de los equipos analizados pertenecen al área de instrumentación estos no fueron determinados como equipos críticos, mientras que solo 5.95% del total de los equipos fueron catalogados como críticos y dentro de estos solo se encuentran equipos de tipo eléctrico. Esto es debido a que una falla en el barraje del centro de control de motores, en la transferencia automática tendría como consecuencia una parada de planta y que la consecuencia que se corre ante una falla en un equipo eléctrico en presencia de personas puede ocasionar lesiones severas en las mismas o una fatalidad.

El 44% de las horas del plan de mantenimiento pertenecen a la pareja de electricistas, mientras que el 25% y 21% pertenecen a la pareja de instrumentistas y mecánicos. La gran cantidad de horas de los electricistas están representadas en las rondas semanales que ejecutan a los generadores dado que una falla en los mismos traería como consecuencia la parada de la planta.

Se hace necesario realizar entrenamiento a los operadores de la planta con el propósito de que puedan identificar las condiciones de falla potencial de los equipos.

El plan de mantenimiento elaborado se debe mantener en continuo monitoreo con el propósito de identificar planes de mejora que permitan optimizar los recursos asignados.

La mayoría de los operadores que participaron en el desarrollo del plan de mantenimiento basado en confiabilidad, reconocen que con esta metodología les permite conocer más sus equipos y predecir las consecuencias que pueden ocurrir cuando detectan alguna anomalía en el mismo.

Dentro de las tareas que se deben llevar a cabo en el plan de mantenimiento de equipos eléctricos, se encuentran la revisión del sistema de puesta a tierra de los mismos, a pesar de que esta actividad se considera poco importante, la consecuencia que tiene una falla en este sistema puede ocasionar afectaciones severa a las personas e incluso la muerte, gracias al estudio de criticidad esta actividad es catalogada como de vital interés.

BIBLIOGRAFÍA

DUFFUAA, Salih y CAMPBELL, John Dixon; Sistemas de Manteamiento – Planeación y Control. México: Limusa, 2000. p. 360-362.

ECOPETROL S.A. Guía para Realización de Talleres de Análisis de RCM. ECP.GCM.G.004. 2010. 20p

ECOPETROL S.A. Instructivo Parada de Emergencia Facilidad 10K. GEC.GEC-I-077. 2013. 10p

ECOPETROL S.A. Uso de la matriz de valoración de riesgos. ECP-DRI-I-007, 2008. p. 8-11.

MORA GUTIERREZ, Alberto; Mantenimiento Industrial Efectivo. Medellín: Coldi, 2012. p. 308-310

MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. México: Aladon. 2004. p 10, 76-77, 281-288

SOCIETY OF AUTOMOTIVE ENGINEERS. A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard. SAE JA1012. SAE International. 2002. 62 p.

SOCIETY OF AUTOMOTIVE ENGINEERS. Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. SAE JA1011. SAE International. 1999. 12 p.

RELIASOFT CORPORATION. RCM++ 9 User's Guide. Tucson, Arizona.2014. p 301-305.