

**MODELO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD  
RCM II DE LOS EQUIPOS DE LA DIVISIÓN DE HIDROCARBUROS Y  
EXPLORACIÓN DE MINERALES “H&EM” DE LA EMPRESA DRUMMOND LTD.  
COLOMBIA.**

**BEATRIZ VIRGINIA PEREZ CONTRETAS  
FABIO ANDRES PLATA TORRES**

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

**2010**

**MODELO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD  
RCM II DE LOS EQUIPOS DE LA DIVISIÓN DE HIDROCARBUROS Y  
EXPLORACIÓN DE MINERALES “H&EM” DE LA EMPRESA DRUMMOND LTD.  
COLOMBIA.**

**BEATRIZ VIRGINIA PEREZ CONTRETAS  
FABIO ANDRES PLATA TORRES**

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

**Director: Jeiner López Lara  
Ingeniero Mecánico**

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

**2010**

## **AGRADECIMIENTOS**

Durante esta especialización expresamos nuestros agradecimientos a:

Drummond Ltd. y sus directivos por el apoyo brindado durante la especialización para alcanzar nuestro desarrollo profesional y personal.

Termotasajero ESP. y sus directivos por el apoyo brindado durante la especialización para alcanzar nuestro desarrollo profesional y personal.

La Universidad Industrial de Santander y sus docentes, por la transferencia de conocimiento a través de las diferentes asignaturas.

A nuestros compañeros del posgrado por las experiencias compartidas durante la especialización.

A nuestras familias, quienes diariamente motivan nuestro crecimiento personal.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	3
1.1 GENERALIDADES	3
1.2 DESCRIPCIÓN DEL DEPARTAMENTO DE H&EM	8
1.3 OPERACIONES DE PERFORACIÓN GAS CBM ( <i>COALBED METHANE</i> )	11
1.4 PERFORACIÓN DE POZOS ESTRATIGRÁFICOS DE CORAZONAMIENTO CORE	24
1.5 PERFORACIÓN DE POZOS	24
1.6 SITUACIÓN ACTUAL DEL MANTENIMIENTO	42
1.7 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	46
1.8 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	46
1.9 OBJETIVOS	47
1.9.1 Objetivo general.	47
1.9.2 Objetivos específicos	47
2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)	48
2.1 DEFINICIÓN DEL RCM	48
2.2 OBJETIVOS Y BENEFICIOS DEL RCM	48
2.3 PASOS DEL RCM	49
2.3.1 Funciones y parámetros de funcionamiento	49
2.3.2 Fallas funcionales	53
2.3.3 Modos de falla	54
2.3.4 Efectos de falla	58
2.3.5 Consecuencias de falla	59
2.3.6 Tareas de mantenimiento	64
2.3.7 Acciones “a falta de”.	69

2.3.8 Diagrama de decisión de RCM	71
3. MODELO DE CRITICIDAD, TOMA DE INFORMACIÓN Y MODELOS DE FALLA	74
3.1 ANÁLISI DE CRITICIDAD	74
3.2 TOMA DE INFORMACIÓN	80
3.3 MODOS DE FALLA	84
4. MODELO DE IMPLEMENTACION DE RCM II PARA LOS EQUIPOS DEL DEPARTAMENTO DE H&SM	85
4.1 FASE I: PLANEAR	86
4.1.1 Presentación del programa a la Vicepresidencia.	86
4.1.2 Equipo RCM	91
4.1.3 Definición de Políticas y metodología de reuniones	92
4.1.4 Sensibilización personal	93
4.2 FASE II: HACER	93
4.3 FASE III: VERIFICACIÓN	94
4.4 FASE IV: AJUSTES	95
5. CONCLUSIONES	96
BIBLIOGRAFÍA	97

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Logo de la compañía	3
Figura 2 Ubicación geográfica mina Pribbenow	4
Figura 3 Organigrama de la división.	10
Figura 4 Pozo típico de CBM	12
Figura 5 Esquema de la matriz de carbón y el sistema de fracturas naturales	14
Figura 6 Gráfico de los datos de ensayo utilizados para determinar el volumen de gas perdido.	18
Figura 7 Utilización de la isoterma de sorción para el cálculo del contenido de gas a recuperar	19
Figura 8 Perforación de pozos estratigráficos - núcleos	24
Figura 9 Taladro de perforación de hidrocarburos.	26
Figura 10 Tipos de brocas	27
Figura 11 Pozo fracturado	35
Figura 12 Rig PEMCO 2020	37
Figura 13 Oilwell 1100 Mud Pump	37
Figura 14 Generador SMD 450 KVA	38
Figura 15 Compresor Sullair 10B30	38
Figura 16 Tanque de lodos, bombas centrifugas y agitador.	39
Figura 17 Rig Foremost Mobile B80.	40
Figura 18. Ingersoll Rand Light Source.	40
Figura 19 Winch Truck	41
Figura 20 Cama baja y cama alta.	41
Figura 21 Organigrama de la estructuración de mantenimiento	43
Figura 22 Desarrollo RCM	49
Figura 23 Modelos de falla	55

Figura 24 Curva P-F	65
Figura 25. Hoja de información agitador Brand MA15	83
Figura 26 Fases implementación RCM	86
Figura 27 Organigrama RCM	91

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Principales productores y exportadores de carbón del mundo.	7
Tabla 2 Estimación de demoras para obtener disponibilidad de recursos	76
Tabla 3 Cuantificación de efectos	77
Tabla 4 Cuantificación de frecuencias de falla	77
Tabla 5 Estimaciones de frecuencia de fallas para equipos nuevos	79
Tabla 6 Estimación de frecuencias de fallas para equipos usados	79
Tabla 7 Bandas de criticidad	80
Tabla 8 Resultados del análisis de criticidad de equipos de la división	80
Tabla 9. Hoja de Información Agitador de Lodos	85
Tabla 10 Cronograma	89
Tabla 11 Presupuesto	90

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A Hoja de información RCM	99
Anexo B Hoja de decisiones RCM	100
Anexo C Diagrama de decisión RCM II	101

## RESUMEN

**TITULO:** MODELO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD RCM II DE LOS EQUIPOS DE LA DIVISIÓN DE HIDROCARBUROS Y EXPLORACIÓN DE MINERALES "H&EM" DE LA EMPRESA DRUMMOND LTD. COLOMBIA.\*

**AUTORES:** BEATRIZ VIRGINIA PÉREZ CONTRERAS, FABIO ANDRÉS PLATA TORRES\*\*

**PALABRA CLAVE:** Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM II, Equipos de hidrocarburos.

**DESCRIPCIÓN O CONTENIDO:** El presente trabajo pretende desarrollar un modelo de mantenimiento centrado en confiabilidad "RCM II" para los equipos fundamentales en el desarrollo de los proyectos de la división de hidrocarburos de la empresa Drummond Ltd.

Para el desarrollo de este trabajo se analizo el estado actual de los modelos y de las técnicas usadas en el mantenimiento de los equipos, se determinaron las fallas de estos sistemas y las posibles soluciones enfocadas en la misión y visión de la división.

Como resultado de estos análisis se pudo determinar que el principal problema era el desconocimiento de los modos de fallas de los equipos críticos lo que ocasionaba que el tiempo de reparación superara hasta 4 veces el tiempo estándar de reparación.

A su vez los costos asociados al mantenimiento eran del 30% de los costos de operación, la confiabilidad de los equipos no superaba el 75%, lo cual en la industria de hidrocarburos es fatal pues los costos de parada están alrededor de US \$2.000 hora.

Luego de realizar el análisis de la información recogida y de revisar las diferentes técnicas y modelos de mantenimiento se determina que RCM es el más adecuado para esta división pues se enfoca en mantener los equipos funcionando.

Finalmente en esta monografía se dan a conocer un modelo para la identificación de los modos de falla de los equipos críticos de la división y se crea el modelo para la aplicación de la técnica de mantenimiento RCM II con la que según simulaciones de esta técnica aplicada a las fallas presentadas en los meses de Junio y Julio de 2009 se pasa de una confiabilidad del 78% al 93% ya que se mejora drásticamente el tiempo de reparación al conocer que estas fallas se podrían presentar.

---

\*Monografía

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.  
Director: Jeiner Lopez, Ingeniero Mecánico.

## SUMMARY

**TITLE:** RCM II MAINTENANCE MODEL APLY TO DRUMMOND LTD COLOMBIA HS&M DIVISION EQUIPMENT.\*

**AUTHORS:** BEATRIZ VIRGINIA PÉREZ CONTRERAS, FABIO ANDRÉS PLATA TORRES \*\*

**KEYWORDS:** Reliability Centered Maintenance "RCM", Drilling Rigs.

**SUBJECTS OR DESCRIPTION:** This paper aims to develop a reliability-centered maintenance "RCM II" for the vital equipment in the project of oil division of Drummond Company Ltd.

For the development of this paper analyzes the current status of models and techniques used in the maintenance of equipment, identified the flaws of these systems and solutions focused on mission and vision of the division.

As a result of this analysis it was determined that the main problem was the lack of modes of critical equipment failures which resulted in the repair time to exceed 4 times the standard time of repair.

In turn, the maintenance costs were associated with 30% of operating costs, reliability of the equipment is not exceeded 75%, which in the hydrocarbon industry is fatal because the costs are staging around \$ 2,000 an hour.

After performing the analysis of information collected and to review the different techniques and models of maintenance is determined that the RCM is most appropriate for this division as it focuses on maintaining the equipment to operate.

Finally in this monograph are released a model for identifying the failure modes of critical equipment division and created the model for the application of RCM II maintenance technique with which simulations of this technique as applied to failures presented in the months of June and July 2009 passed a reliability of 78% to 93% as it dramatically improves the repair time to learn that these flaws could be presented.

---

\*Monograph

\*\*School of Physic-Mechanical Engineering. Management Maintenance Specialization. Director: Jeiner Lopez, Mechanical Engineer.

## INTRODUCCIÓN

El mantenimiento se ha ganado un papel protagónico en el desarrollo y crecimiento de las organizaciones a nivel mundial, el desarrollo y aplicación de nuevas técnicas de mantenimiento, la creación de cátedras universitarias referente a la conservación de activos nos dan un pequeño abrebocas acerca de la importancia que cada día toman los departamentos de mantenimiento en las empresas.

Al estudiar la división de hidrocarburos & exploración mineral de Drummond Ltd. Analizando su misión y visión vemos que para que estas sean una realidad el departamento de mantenimiento juega un papel importante en el desarrollo de los proyectos que esta división tiene; por esta razón es responsabilidad del grupo de mantenimiento buscar nuevas alternativas, campañas y modelos que faciliten a la división la ejecución de sus actividades.

Realizando un exhaustivo análisis al estado actual de los equipos y de la forma como se lleva el mantenimiento en esta división, se buscan entre los diferentes modelos o técnicas de mantenimiento y conservación de equipos la que más contribuya a que la misión y visión de la división se lleven a cabo.

Luego de estudiar las necesidades de la división con respecto a sus operaciones y equipos se llega a la conclusión de que la técnica de mantenimiento centrado en confiabilidad “RCM” es la más adecuada ya que esta técnica se basa en mantener las funciones operativas de los equipos permitiendo así que las operaciones continúen a un bajo costo teniendo en cuenta el costo de tener los equipos **down** en estas operaciones.

El propósito de esta monografía es el de elaborar un modelo de mantenimiento

centrado en confiabilidad en los equipos claves de la división, equipos que les permiten la ejecución de sus proyectos.

## 1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

### 1.1 GENERALIDADES



Figura 1 Logo de la compañía

Drummond Company Inc., es una compañía familiar de naturaleza limitada fundada en 1935 por H. E. Drummond, un empresario emprendedor de Sipsey (Alabama) que comenzó a operar su primera mina de carbón utilizando solo una mula y una vagoneta, ver logo de la compañía en la figura 1. Las primeras explotaciones tuvieron una producción inferior a 50.000 toneladas al año. Después del fallecimiento de H. E. Drummond a finales de los años 50, la dirección de la empresa paso a sus hijos, quienes se encargaron de llevarla hacia la visión y las metas que su padre tenía de ellas.

A comienzo de los años 70, la compañía empezó a penetrar en el mercado internacional y abrió oficinas comerciales en Japón, Italia, Gran Bretaña y Holanda. Drummond Company Inc. realizó importantes esfuerzos de expansión hasta convertirse en la mayor compañía minera de carbón a cielo abierto en Alabama (EEUU) y en una de las más grandes del mundo.

Drummond **Company** es el mayor productor de carbón coque comercial para fundición de los Estados Unidos, con una capacidad de producción de 750 mil

toneladas anuales. Este mineral es utilizado en su gran mayoría para la producción de aceros usados en la industria automotriz y el sector de la construcción.

A mediados de los años 80, Drummond **Company** Inc. tomó la decisión de invertir en Colombia después de evaluar diversos proyectos carboníferos en el mundo. En 1989 su filial, Drummond Ltd; obtuvo del gobierno colombiano los derechos para la exploración, explotación y exportación del carbón producido en el proyecto La Loma, en el área comprendida entre los municipios de El Paso, La Jagua de Ibérico y Chiriguana, ubicados en el departamento del Cesar, en la costa norte de Colombia. A esta área de explotación se le denomina Mina Pribbenow, ver figura 2.



**Figura 2 Ubicación geográfica mina Pribbenow**

Sumando todas sus operaciones, la producción anual de Drummond **Company** Inc. superó los 20 millones de toneladas de los cuales más del 80 por ciento son de carbón colombiano. La empresa figura como una de las más grandes del

mundo en movimiento de materiales, al extraer más de 120 millones de metros cúbicos de material estéril por año, una cantidad superior a la tierra removida para construir dos veces el Canal de Panamá.

El principal factor que determina la calidad del carbón está directamente relacionada con su poder calorífico y a su vez con su proporción de contenido de carbono. De esta manera, los tipos de carbón se pueden calificar de menor a mayor contenido de carbono así: turbas, lignitos, subbituminosos, bituminosos térmicos, bituminosos coquizables y antracitas.

Dadas las condiciones de sedimentación, el carbón se encuentra en forma de capas o mantos intercalados con otros tipos de rocas como areniscas o arcillositas. Para efectos de la minería, estas intercalaciones entre mantos de carbón explotables se denominan material estéril.

Dependiendo de las características de las formaciones geológicas, la explotación del carbón puede llevarse a cabo mediante minería subterránea (en la que se extrae solo el carbón) o mediante minería a cielo abierto (en el que se extrae el mineral y el material estéril asociado). Este último tipo de explotación permite generalmente mayores volúmenes de producción a un menor costo.

El carbón ha sido una fuente de energía hace miles de años y ha sido comercializado internacionalmente desde la época del imperio romano. Su principal utilidad es la generación de calor, tanto en procesos productivos, en residencias y en usos comerciales, como para su transformación en energía eléctrica.

Muchos países dependen actualmente del carbón como fuente de aprovisionamiento de energía, debido a las siguientes características favorables como:

- **ABUNDANCIA:** El carbón es el combustible fósil con mayores reservas en el mundo.
- **SEGURIDAD:** El carbón es el combustible fósil más seguro tanto para su transporte como para su almacenamiento y utilización.
- **PRECIO:** La abundancia garantiza la seguridad de los suministros del recurso a precios competitivos.
- **IMPACTO AMBIENTAL:** Con las tecnologías disponibles en la actualidad, puede quemarse el carbón limpiamente en todo el mundo.

Frente a la creciente demanda de energía en el mundo y en comparación con los demás combustibles fósiles, el carbón colombiano tiene perspectivas interesantes, dada la magnitud de sus reservas, su poder calorífico y sus niveles de azufre y cenizas.

Colombia registraba en el 2002 unas reservas probadas de carbón de 6267 millones de toneladas, lo que representa cerca de 80% de las reservas probadas de toda Suramérica. Parte de estos yacimientos se encuentran en zonas de montaña y su explotación se debe hacer mediante minería subterránea, pero debido a la forma artesanal como son explotadas, la mayoría de estas minas no llegan a tener una producción de mil toneladas al año.

Este carbón se extrae principalmente para satisfacer las necesidades energéticas de algunas industrias de las zonas aledañas, y en menor medida, para la generación eléctrica.

Por su parte, la casi totalidad del carbón que el país exporta está ubicado en el norte del país, en los departamentos de La Guajira y Cesar. En el centro de este último se encuentra el proyecto La Loma, explotado por Drummond Ltd.

Tanto las explotaciones de La Guajira como las del Cesar son minas a cielo abierto, comunicadas con los puertos de exportación por vía férrea. En el Cesar, también hay explotaciones diferentes a las de Drummond Ltd., que transportan el mineral por carretera.

El desarrollo de estos grandes proyectos mineros en esta área del país, destinados fundamentalmente a la exportación, permitieron que la producción de carbón en Colombia pasara de menos de cinco millones de toneladas al año antes de 1980 a cerca de 40 millones de toneladas en 2003.

Este rápido crecimiento ha permitido que Colombia sea hoy uno de los principales exportadores de carbón en el mundo, ver Tabla 1.

**Tabla 1 Principales productores y exportadores de carbón del mundo.**

Year: 2006			
Country	Consumption (Million Short Tons)	Production (Million Short Tons)	Difference
Australia	150.1	391.0	<b>240.9</b>
Indonesia	23.9	142.3	<b>118.4</b>
South Africa	195.1	267.7	<b>72.5</b>
China	2,062.4	2,156.4	<b>94.0</b>
Colombia	3.2	59.2	<b>56.0</b>

Energy Information Administration  
*International Energy Annual 2006*

Se realizaron todos los estudios geológicos, geotécnicos y de ingeniería necesarios para determinar la ubicación, inclinación, espesor, calidad de los mantos de carbón. Posteriormente, se empezó la parte de la planeación del desarrollo minero y la parte de la extracción del mineral.

En una etapa inicial, se delimitaron las áreas a intervenir, el frente de explotación, las maquinarias requeridas, la zona de ubicación de estéril y se programó la construcción de vías, campamentos y talleres de Mantenimiento.

Hoy en día la operación minera se desarrolla con una combinación de equipos y metodologías que continuamente se están mejorando e innovando para aumentar la eficiencia del ciclo productivo.

## **1.2 DESCRIPCIÓN DEL DEPARTAMENTO DE H&EM**

En enero del 2005 nace el departamento de geología en la mina Pribbenow a la cabeza de Alberto García, Javier Mesa y Diego Urrutia geólogos de la universidad Nacional de Colombia los cuales debían realizar funciones de interventores ya que las operaciones geológicas de la mina están a cargo de contratistas.

Las operaciones geológicas mineras que se realizaban en Pribbenow constaban de perforación de pozos core cuyo objetivo es el de sacar el núcleo del subsuelo para realizar pruebas al carbón que había en la mina y el de determinar las reservas que esta tenía, además de la perforación de pozos también se realizaban actividades de toma de registros geofísicos con los cuales se podía realizar una prognosis o proyección de los mantos de carbón y así realizar el diseño de la mina.

En el 2006 luego de 1 año de estar realizando estos trabajos, el grupo de geólogos presenta un proyecto el cual básicamente constaba de adquirir los equipos y realizar los trabajos que hacían los contratistas, este proyecto se presenta a la junta directiva de la compañía la cual toma la decisión de ampliar el departamento, comprar los equipos y que este sea el encargado de realizar los estudios de la mina el Descanso, proyecto que en ese entonces tenía la compañía.

Desde este momento crece el departamento de geología de Drummond Ltd, el cual consta de un equipo de registros geofísicos, un taladro de perforación de core “corazonamiento”.

Es así como se da en el departamento espacio al mantenimiento para sus equipos los cuales desafortunadamente no eran nuevos, en los inicios del departamento el mantenimiento de estos equipos era supervisado por Juan de la Rosa, mecánico de gran experiencia el cual trabajaba en una de las contratistas que anteriormente estaban realizando las perforaciones en la mina. Contaba con 2 técnicos en mecánica que soportaban las ejecuciones de mantenimiento correctivo y preventivo.

De esta forma el departamento continuo hasta el 2007 cuando se presento y aprobó el proyecto de exploración de gas CBM, la compañía aprueba la fase inicial del proyecto el cual consta de realizar las pruebas al carbón que hay en la mina, revisar su potencial de liberar gas metano y realizar el cálculo de las reservas que se pueden explotar.

Durante el 2007 se utilizan los mismos equipos para realizar las pruebas al carbón y al presentar los resultados y las proyecciones de este proyecto la compañía aprueba la segunda fase del proyecto la cual consta de realizar pozos de perforación a profundidades mayores las cuales requieren de adquisición de equipos y personal operativo.

En el 2008 el departamento de geología se convierte en la *división de hidrocarburos y exploración mineral de Drummond ltd.*

A esta nueva división llega el Ing. Jesús Riaño el cual tiene una vasta experiencia en las operaciones de perforación de pozos de gas, toma la superintendencia de operaciones y realiza la reestructuración de la división. Se afianza el departamento

de mantenimiento con la contratación del Ing. Fabio Plata el cual posee experiencia en el mantenimiento y diseño de equipos de perforación.

Se realiza un contrato con la empresa mecánicos asociados “MASA” para el suministro del personal de mantenimiento y a la cabeza del Ing. Fabio Plata organizar el departamento de mantenimiento de la división.

El organigrama de la división en su área de operaciones y mantenimiento se muestra en la figura 3:



**Figura 3 Organigrama de la división.**

Se separan los dos grandes proyectos de la división, además de la creación del departamento de Seguridad, calidad y medio ambiente “HESQ” el cual soporta todas las operaciones, se solicitan nuevas licencias de exploración y perforación de pozos de gas CBM, estas licencias exigen un manejo especial del impacto ambiental de las operaciones así como el estado de los equipos.

Con esta estructura organizacional la división expone su visión y misión:

Misión: “Ser autosuficientes en la ejecución de proyectos de perforación de pozos no convencionales de hidrocarburos y exploración minera a bajo costo manteniendo los más altos índices de productividad y seguridad.”

Visión: “Ser las empresa pionera en sur América en la exploración y producción de gas no convencional CBM que satisfaga el 30% de la demanda del país de gas metano”

Debido a la gran demanda de gas metano en Colombia, ya que este abastece tanto a las termoeléctricas, vehículos y domicilios, Drummond quiere ser pionera en Latinoamérica en la exploración de gas CBM.

La empresa ve el potencial de este proyecto ya que puede ser autosuficiente en la producción de energía para sus operaciones teniendo en cuenta que la mina cuenta con una termoeléctrica a base de gas metano, la cual se ha visto limitada debido a las restricciones de suministro de gas por parte del gobierno.

Además de la posibilidad de vender este gas y abrir nuevas oportunidades de negocio. Sin descuidar los proyectos que tiene la división en el rango minero los dos grandes proyectos de la división de hidrocarburos y exploración mineral de Drummond ltd. Se pueden catalogar así: Exploración y producción de gas no convencional CBM y Exploración minera de pozos de corazonamiento “CORE”

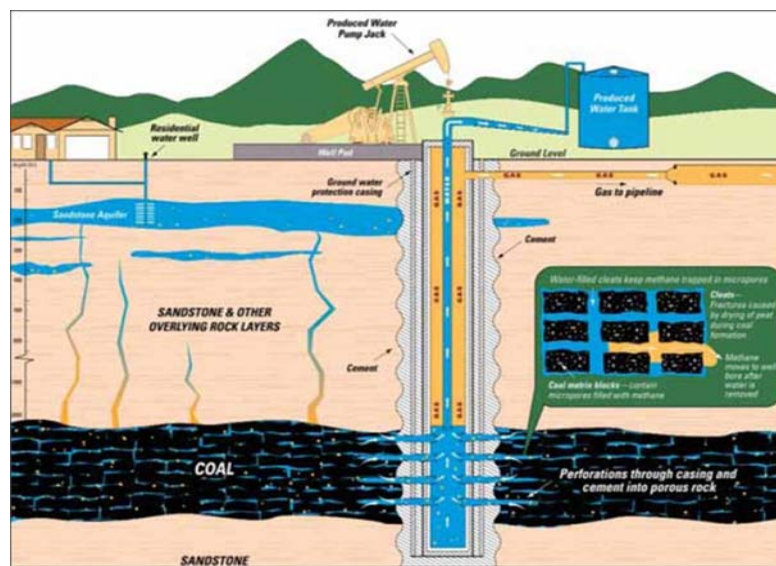
### **1.3 OPERACIONES DE PERFORACIÓN GAS CBM** *(COALBED METHANE)*

El término “**coal**” (carbón) hace referencia a las rocas sedimentarias que contienen más del 50% en peso y más del 70% en volumen de materia orgánica, constituida

principalmente por carbono, hidrógeno y oxígeno y con un cierto grado de humedad.

Por otro lado, se utiliza el término “**methane**” (metano), aunque en realidad el gas producido es por lo general una mezcla de C1, C2 y trazas de C3, N2 y CO2.

Por lo general el metano, como constituyente del carbón, se presenta en altas concentraciones dependiendo de la composición de éste, la temperatura, la presión y otros factores. A demás, de todas las especies moleculares entrampadas en el carbón, el metano puede liberarse fácilmente tan solo con la reducción de la presión en la capa. En l figura 4 se muestra un pozo típico de CBM.



**Figura 4 Pozo típico de CBM**

Ya desde los años 30 se produce CBM en los Estados Unidos, pero recién a partir de la década de los 80 los proyectos de investigación y desarrollo comenzaron a mostrar el enorme potencial de este recurso energético. En 1979 los ingenieros

demonstraron que antes de la desorción del gas sería necesaria la desacuatzación de los pozos.

La mayoría de los datos necesarios para estimar el **gas-in-place** y realizar otros cálculos se obtienen, por lo general, a partir de dos tipos de ensayos:

Ensayo de desorción con filtro canasta Con este ensayo se determina:

- Contenido de gas total  $G_c$  adsorbido en la muestra de carbón en unidades de scf/ton de carbón.
- Tiempo de desorción, el cual se define como el tiempo requerido para la desorción del 63% del total de gas adsorbido.

Análisis Cuantitativo: Estos ensayos están diseñados para determinar la composición del carbón en términos de:

- Porcentaje de cenizas
- Carbono fijo
- Contenido de humedad
- Materia volátil

Las características del reservorio de CBM son complejas debido a que se trata de reservorios fracturados, caracterizados por dos sistemas de porosidad diferentes.

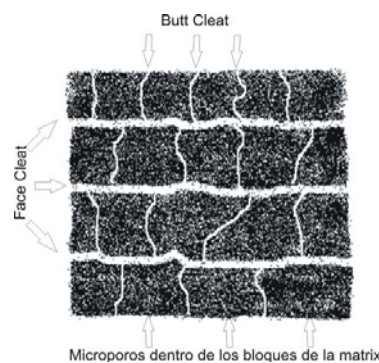
1. Sistema de porosidad primaria: el sistema de porosidad primaria de la matriz en estos reservorios está formado por poros muy finos o “microporos”, con permeabilidad extremadamente baja. Estos microporos representan una extensa superficie interna sobre la cual se puede adsorber gran cantidad de gas.

Debido a la baja permeabilidad, el sistema de porosidad primaria es impermeable al gas e inaccesible al agua. Sin embargo, el gas desorbido puede fluir a través de este sistema mediante el proceso de difusión. Los microporos son los que determinan la porosidad en el carbón.

2. Sistema de porosidad secundaria: este sistema está conformado por redes de fracturas naturales, grietas y fisuras (macroporos) inherentes a todos los carbones. Los macroporos, conocidos como “cleats”, son los responsables de la permeabilidad al flujo de fluidos. Actúan como conductos hacia los pozos productores tal como se muestra en la Figura 5.

Las principales características de este sistema de redes son las siguientes:

- a) **Face cleat:** conceptualmente es continua a lo largo de todo el reservorio y tiene la capacidad de drenar grandes áreas.
- b) **Butt cleat:** el área de contacto es mucho más pequeña en el reservorio y por lo tanto su capacidad de drenaje es limitada. Además de las **cleats**, también se pueden presentar sistemas de fracturas provocadas por actividad tectónica. El flujo de agua y gas hacia el pozo se produce dentro de estos dos sistemas, que combinados representan la permeabilidad global medida a partir de los ensayos de pozos.



**Figura 5 Esquema de la matriz de carbón y el sistema de fracturas naturales**

El metano, o gas-in-place, se encuentra almacenado en un estado de adsorción sobre la superficie interna del carbón. Se considera que los canales de carbón están inicialmente saturados con agua y ésta debe ser removida o producida a través de las fracturas naturales, por disminución de la presión del reservorio. Al reducir la presión, el gas se libera (desorbe) de la matriz de carbón hacia el interior de las fracturas.

Resumiendo, podemos decir que la producción de gas está controlada por un proceso de cuatro pasos que incluyen:

- a) Remoción del agua de los canales en el carbón (**dewatering**: deacuatzación) y disminución de la presión del reservorio hasta la presión de desorción del gas.
- b) Desorción del gas de la superficie interna del carbón.
- c) Difusión del gas desorbido a través de los canales internos del carbón.
- d) Flujo de gas a través del sistema de fracturas hacia el pozo.

Para que un reservorio de CBM presente interés económico debe presentar las siguientes características: contener una suficiente cantidad de gas adsorbido, tener la adecuada permeabilidad para producir ese gas, tener suficiente presión para una adecuada capacidad de almacenaje y, finalmente, el tiempo de desorción debe ser tal que la producción de ese gas sea económicamente viable.

Entonces, las variables a evaluar a la hora de decidir por el desarrollo de un reservorio de CBM serán:

1. Contenido de gas,  $G_c$ ;
2. Densidad del carbón;  $\rho_B$
3. Productividad y eficiencia de drenaje
4. Permeabilidad y porosidad

1. Contenido de gas: El primer paso en la evaluación del potencial de una capa de carbón es determinar el contenido de gas. Éste está molecularmente adsorbido sobre toda la extensión del área del carbón.

El **gas-in-place** G es la cantidad total de gas almacenado en un volumen de roca de reservorio específico. La ecuación básica utilizada para calcular G es:

Ecuación 1 Ecuación básica para calcular el contenido de gas

$$G = 1359,7 Ah\rho_b G_c$$

Donde:

G: **gas-in-place initial**, scf

A: área de drenaje, acres

h: espesor, ft

$\rho_b$ : densidad aparente promedio del carbón, g/cm<sup>3</sup>

G<sub>c</sub>: contenido de gas promedio, scf/ton

La precisión en el cálculo de G se encuentra limitada por incertidumbres y errores en algunos parámetros como se verá más adelante.

La densidad aparente y el espesor se pueden inferir mediante perfilajes convencionales.

El contenido de gas G<sub>c</sub> puede determinarse por dos métodos: directo o indirecto. Con el método directo se estima el contenido de gas mediante la obtención de muestras con recipientes herméticos de desorción, midiendo luego el volumen de gas que se desorbe en función del tiempo en condiciones de temperatura y

presión ambiente. Una gran cantidad de gas se pierde por desorción mientras se recupera la muestra. El contenido total de gas será la suma de tres componentes:

Gas desorbido, gas residual y gas perdido. Si bien los dos primeros pueden ser medidos, el tercero es el que presenta la gran dificultad de estimación.

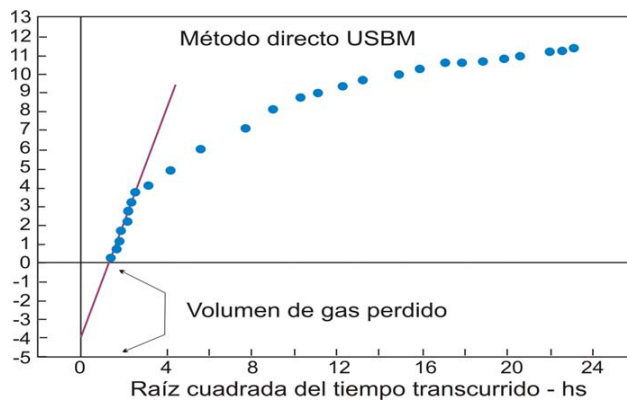
Tres son las técnicas más utilizadas para determinar el gas perdido: método USBM (**United States Bureau of Mines**), la aproximación de Smith y Willians y la técnica de Seidle.

La Figura 6 muestra la utilización del método USBM. Consiste en graficar el volumen de gas desorbido versus la raíz cuadrada del tiempo, sobre un eje de coordenadas cartesianas y extrapolar el tiempo de desorción a  $t=0$ .

La experiencia muestra que esta técnica funciona adecuadamente en capas de carbón poco profundas, con bajas presiones y bajas temperaturas, cuando la pérdida de gas representa el 5% y 10% del contenido total de gas adsorbido en el carbón. Sin embargo, en estratos de carbón con altas presiones, el volumen de gas perdido puede superar el 50% del contenido total de gas adsorbido en la muestra.

Una cierta cantidad de gas permanecerá adsorbido en la muestra (gas residual) hacia el final de la medición, teniendo en cuenta que para la desorción total se necesitarían intervalos de tiempos impracticablemente largos. Luego, el contenido de gas residual se determina por destrucción de la muestra y posterior medición del gas liberado.

Este método presenta grandes limitaciones en la estimación del contenido de gas,  $G_c$ , dependiendo del tipo de muestra de carbón, de las condiciones del ensayo y del método de estimación del gas perdido.



**Figura 6 Gráfico de los datos de ensayo utilizados para determinar el volumen de gas perdido.**

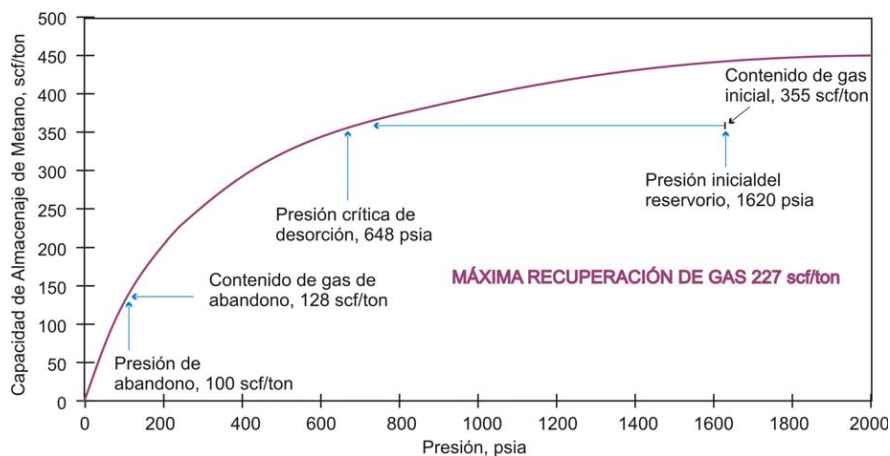
Una mala estimación del gas residual en la muestra también nos llevará a errores considerables en la estimación del **gas-in-place**.

Los métodos indirectos infieren el contenido de gas utilizando una isoterma de sorción y datos de presión. Una isoterma de sorción describe la capacidad de almacenamiento de gas de una muestra de carbón en función de la presión a una temperatura constante.

Esta información es esencial para predecir el volumen de gas que se liberará del carbón a medida que declina la presión del reservorio. El contenido de gas  $G_c$  es una medida del gas real (total) contenido en un reservorio de carbón dado, mientras que la isoterma de sorción define la relación de la presión a la capacidad de un carbón dado para contener gas a una temperatura constante.

Serán necesarias determinaciones precisas, tanto del contenido de gas como de la isoterma de sorción para estimar las reservas recuperables y el perfil de producción.

La Figura 7 muestra la utilización de la isoterma obtenida a partir de una muestra de un pozo de la Fruitland Formation Coal Seam de San Juan Basin en New Mexico. El contenido de gas total,  $G_c$ , determinado por ensayo de desorción con canasta fue de 355 scf/ton.



**Figura 7 Utilización de la isoterma de sorción para el cálculo del contenido de gas a recuperar**

A la presión inicial del reservorio de 1620 psia, el contenido de gas es menor que la capacidad de almacenamiento dado por la isoterma de sorción, 440 scf/ton a esa misma presión. Esto implica que reduciendo la presión a 648 psia permitiría obtener 355 scf/ton sobre la curva de la isoterma. Esta presión es conocida como la presión crítica o presión de desorción  $p_d$ . Este valor permitirá determinar si un manto de carbón se encuentra saturado o subsaturado.

La cantidad de gas adsorbido por una capa saturada dependerá de la presión y temperatura del reservorio. Se puede establecer una analogía con un reservorio de petróleo con su punto de burbuja igual a la presión inicial del reservorio. Si la presión inicial del reservorio es mayor que la presión de desorción crítica, se considera que la capa está subsaturada.

En consecuencia, es indeseable una capa de carbón subsaturada, ya que será necesario producir mayor cantidad de agua antes que el gas comience a fluir.

Se asume que la relación entre la capacidad de almacenamiento y la presión puede describirse con la relación originalmente propuesta por Langmuir (1918), conocida como “isoterma de Langmuir”, dada por:

Ecuación 2 Ecuación de Langmuir.

$$V = V_L \frac{p}{p + p_L}$$

Donde:

V: volumen de gas actualmente adsorbido a la presión p, scf/ft<sup>3</sup> de carbón

V<sub>L</sub>: volumen de Langmuir, scf/ft<sup>3</sup>

p<sub>L</sub>: presión de Langmuir, psi

p : presión de reservorio, psi

Debido a que la cantidad de gas adsorbido depende de la masa de carbón y no del volumen, se puede utilizar la ecuación de Langmuir expresando el volumen adsorbido en scf/ton

Ecuación 3 Ecuación de Langmuir expresada en volumen absorbido

$$V = V_m \frac{b \cdot p}{1 + b \cdot p}$$

Donde:

V: volumen de gas actualmente adsorbido a la presión p, scf/ton

$V_m$ : constante de la isoterma de Langmuir, scf/ton

$b$ : constante de presión de Langmuir, psi-1

$p$  : presión, psi

Los dos grupos de constantes de Langmuir se relacionan con:

Ecuación 4 Relación entre las constantes de Langmuir

$$V_L = 0,031214 V_m \rho_b \quad \text{y} \quad P_L = \frac{1}{b}$$

Donde  $\rho_b$  es la densidad aparente del depósito de carbón en g/cm<sup>3</sup>.

Muchos factores influyen en la medición del contenido de gas  $G_c$  y la isoterma de sorción, afectando la determinación del gas-in-place inicial. Entre estos factores tenemos:

- Contenido de humedad del carbón
- Temperatura
- Tipo de carbón

2. Densidad del Carbón: La densidad del carbón es una función directa de su composición. La materia mineral componente del carbón tiene una densidad significativamente mayor que la materia orgánica del mismo y por lo tanto su densidad se correlacionará directamente con el contenido de materia mineral.

La densidad y la composición del carbón varían vertical y lateralmente en función del tipo de carbón, el contenido de humedad y el contenido de materia mineral entre otras variables geológicas del ambiente deposicional.

Debido a su riqueza orgánica, el carbón tiene una densidad aparente mucho menor que, por ejemplo, la arcilla o arenisca y por lo tanto el espesor neto puede obtenerse rápidamente a partir de datos de perfiles geofísicos.

Se debe tener en cuenta que el contenido de humedad, el cual varía inversamente con el tipo de carbón, afecta sustancialmente su densidad. Distintas observaciones mostraron que carbones de alto grado (carbones bituminosos: antracita) presentan un bajo contenido de humedad ( $< 10\%$ ), mientras que los de bajo grado (carbones sub-bituminosos: turba) presentan contenidos de humedad elevados ( $>25\%$ ).

3. Productividad y eficiencia de drenaje: Como ya se ha indicado, el metano se encuentra adsorbido en la superficie de los poros del carbón como consecuencia de la presión del reservorio. Se debe reducir esta presión para permitir la desorción y la consecuente producción del gas. La presión del reservorio es causada por una presión estática existente debido al acuífero. Por lo tanto, a diferencia de un reservorio de gas convencional, la producción de gas se obtiene por producción de agua y despresurización de la capa de carbón.

Normalmente, la capa de carbón se encuentra naturalmente fracturada y contiene fracturas verticales espaciadas, cerradas y lateralmente extensas. Debido a que la permeabilidad intrínseca de la matriz de carbón es muy pequeña, esta red de fracturas debe presentar un mínimo de permeabilidad ( $>1\text{md}$ ).

Por lo tanto, y de acuerdo a los criterios para el desarrollo de un campo de CBM a gran escala, será necesaria una abundante investigación inicial antes de comenzar con la producción de gas.

Para mejorar la productividad, en la mayoría de los reservorios de CBM se realizan estimulaciones mediante fracturas hidráulicas de modo de contribuir a la

red de fracturas e interconectarlas con el pozo; se extrae por medios artificiales el agua del reservorio; se debe contar con instalaciones para la disposición del agua; y prever un completo desarrollo del arreglo de pozos.

Respecto a esto último, en los reservorios convencionales de gas y petróleo es deseable una mínima interferencia entre pozos. En cambio, para diseñar un sistema eficiente de desacuatación y despresurización se deberá tener en cuenta una máxima interferencia para lograr un máximo descenso de nivel.

Esta interferencia permitirá una rápida disminución de la presión el reservorio con el consecuente desprendimiento del gas de la matrix de carbón.

4. Permeabilidad y porosidad: La permeabilidad en las capas de carbón está fundamentalmente controlada por la magnitud de los esfuerzos en el reservorio. También se ha observado que la permeabilidad puede aumentar a medida que el gas se va desorbiendo de la matriz de carbón. Numerosos estudios de laboratorio muestran la dependencia de la permeabilidad y la porosidad sobre las condiciones de esfuerzos que se presentan en la capa de carbón, con relaciones que son únicas para cada capa.

Con la producción, las propiedades de la red de fracturas experimentan cambios debido a mecanismos distintos y opuestos:

- La porosidad y permeabilidad de la red de fracturas declina debido a la compactación y la reducción de los esfuerzos netos.
- La porosidad y permeabilidad de la red de fracturas aumentan debido a la contracción de la matriz de carbón como resultado de la desorción del gas.

#### **1.4 PERFORACIÓN DE POZOS ESTRATIGRÁFICOS DE CORAZONAMIENTO CORE**

La perforación de pozos estratigráficos tiene por objeto tomar muestras del núcleo con el fin de realizar análisis en superficie de los mantos de carbón y realizar la toma de registros geofísicos ya que estos permiten realizar simulaciones de las prognosis o el conocimiento anticipado de la dirección y comportamiento de los mantos de la tierra alrededor de ciertas zonas.

Esta información se entrega al área de ingeniería de la mina la cual realiza el desarrollo del Pit o hueco de donde se extrae el carbón.

La técnica empleada para la perforación de estos pozos es similar a la de los pozos de perforación de hidrocarburos a una menor escala, con la variación de las brocas las cuales tienen un hueco central el cual les permite perforar manteniendo íntegro el núcleo perforado para su extracción posterior. (Ver Figura 8.)



**Figura 8 Perforación de pozos estratigráficos - núcleos**

#### **1.5 PERFORACIÓN DE POZOS**

La única manera de saber realmente si hay hidrocarburos en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de

hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo, la profundidad de un pozo es variable, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentra la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo.

La etapa de perforación se inicia acondicionando el terreno mediante la construcción de “planchadas” y los caminos de acceso, puesto que el equipo de perforación moviliza herramientas y vehículos voluminosos y pesados. Los primeros pozos son de carácter exploratorio, éstos se realizan con el fin de localizar las zonas donde se encuentra hidrocarburo, posteriormente vendrán los pozos de desarrollo. Ahora para reducir los costos de transporte los primeros pozos exploratorios de zonas alejadas pueden ser perforados por equipos mucho más pequeños que hacen pozos de poco diámetro.

Los pozos exploratorios requieren contar con variada información: perforación, toma de registros geofísico a hueco abierto, obtención de muestra y cementación.

De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

Hay diversas formas de efectuar la perforación, pero el modo más eficiente y moderno es la perforación rotatoria o trepanación con circulación de lodo.

El equipo de perforación propiamente dicho consiste en un sistema mecánico o electromecánico, compuesto por una torre, de unos 100 0 150 pies de altura, ver figura 9, que soporta un aparejo diferencial: juntos conforman un instrumento que permite el movimiento de tuberías con sus respectivas herramientas, que es accionado por una transmisión energizada por motores a explosión o eléctricos. Este mismo conjunto impulsa simultánea o alternativamente una mesa de rotación

que contiene al vástago (**kelly**)<sup>1</sup>, tope de la columna perforadora y transmisor del giro a la tubería. En la figura 9 se muestra un taladro de perforación de hidrocarburos.



**Figura 9 Taladro de perforación de hidrocarburos.**

Paralelamente el equipo de perforación cuenta con elementos auxiliares, tales como tuberías, bombas, tanques, un sistema de seguridad que consiste en válvulas de cierre del pozo para su control u operaciones de rutina, generadores eléctricos de distinta capacidad según el tipo de equipo, etc. Si a esto se agregan las casillas de distinto diseño para alojamiento del personal técnico, depósito/s, taller, laboratorio, etc., Se está delante de un conjunto de elementos que convierten a la perforación en una actividad y comunidad casi autosuficientes.

---

<sup>1</sup> Kelly, cuadrante, vástago: tubo acero de, con pasaje para el fluido de perforación, cuya sección transversal exterior puede ser triangular, cuadrada o hexagonal. Puede medir entre caras de 2 <sup>1/2</sup> a 6 pulgadas y su longitud normal es de 12 m. Su función es la de permitir la transmisión del momento de torsión de la mesa rotatoria a la tubería de perforación y a su vez a la broca.

La broca es la herramienta de corte que permite perforar. Es y ha sido permanentemente modificado a lo largo del tiempo a fin de obtener la geometría y el material adecuados para vencer a las distintas y complejas formaciones del terreno que se interponen entre la superficie y los hidrocarburos (arenas, arcillas, yesos, calizas, basaltos), las que van aumentando en consistencia en relación directa con la profundidad en que se las encuentra. La Figura 10 muestra diferentes tipos de brocas utilizadas en perforación.

Hay así brocas de 1, 2 y hasta 3 conos montados sobre rodillos o bujes de compuestos especiales; estos conos, ubicados originariamente de manera concéntrica, son fabricados en aceros de alta dureza, con dientes tallados en su superficie o con insertos de carburo de tungsteno u otras aleaciones duras: su geometría responde a la naturaleza del terreno a atravesar.

La broca cuenta con uno o varios pasajes de fluido, que orientados y a través de orificios (jets)<sup>2</sup> permiten la circulación del fluido, ver figura 10. El rango de diámetros de las brocas es muy amplio, pero pueden indicarse como más comunes los de 12 ¼ y de 8 ½ pulgadas.



**Figura 10 Tipos de brocas**

---

<sup>2</sup> Orificios (jets): consiste en una o varias boquillas construidas en aleaciones especiales que al restringir el pasaje del fluido, aceleran su velocidad a través de las mismas, generando una mayor fuerza de impacto sobre el terreno a recortar.

El conjunto de tuberías que se emplea para la perforación se denomina columna o sarta de perforación, y consiste en una serie de trozos tubulares interconectados entre sí mediante uniones roscadas. Este conjunto, además de transmitir sentido de rotación a la broca, ubicado en el extremo inferior de la columna, permite la circulación de los fluidos de perforación.

El primer componente de la columna que se encuentra sobre la broca son las botellas (**drill collars**), tubos de acero de diámetro exterior casi similar al de la broca usada, con una longitud de 9,45 m., Con pasaje de fluido que respeta un buen espesor de pared. Sobre las botellas se bajan los tubos de perforación (**drill pipes**), tubos de acero o aluminio, huecos, que sirven de enlace entre la broca y/o botellas y el vástago (**kelly**) que da el giro de rotación a la columna. El diámetro exterior de estos tubos se encuentra en general entre 3 ½ y 5 pulgadas y su longitud promedio es de 9,45 m.

La rapidez con que se perfora varía según la dureza de la roca. A veces, la broca puede perforar 200 pies por hora; sin embargo, en un estrato muy duro, es posible que sólo avance 20/30 pies en una hora.

Los fluidos que se emplean en la perforación de un pozo se administran mediante el llamado sistema de circulación y tratamiento de inyección. El sistema está compuesto por tanques intercomunicados entre sí que contienen mecanismos tales como:

Zaranda/s: dispositivo mecánico, primero en la línea de limpieza del fluido de perforación, que se emplea para separar los recortes de la broca u otros sólidos que se encuentren en el mismo en su retorno del pozo. El fluido pasa a través de uno o varios coladores vibratorios de distinta malla o tamaño de orificios que separan los sólidos mayores;

Desgasificador/es: separador del gas que pueda contener el fluido de perforación.

Desarenador/desarcillador: dispositivos empleados para la separación de granos de arena y partículas de arcilla del fluido de perforación durante el proceso de limpieza del mismo. El fluido es bombeado tangencialmente por el interior de uno o varios ciclones, conos, dentro de los cuales la rotación del fluido provee una fuerza centrífuga suficiente para separar las partículas densas por efecto de su peso.

Centrífuga: instrumento usado para la separación mecánica de sólidos de elevado peso específico suspendidos en el fluido de perforación. La centrífuga logra esa separación por medio de la rotación mecánica a alta velocidad;

Removedores de fluido hidráulicos/mecánicos.

Embudo de mezcla: tolva que se emplea para agregar aditivos polvorientos al fluido de perforación.

Bombas centrífugas y bombas a pistón (2 o 3): son las encargadas de recibir la inyección preparada o reacondicionada desde los tanques e impulsarla por dentro de la columna de perforación a través de los jets de la broca y devolverla a la superficie por el espacio anular resultante entre la columna de perforación y la pared del pozo, cargada con los recortes de la broca, y contaminada por los componentes de las formaciones atravesadas.

Las funciones del sistema son las siguientes:

Preparar el fluido de perforación, recuperarlo al retornar a la superficie, mantenerlo limpio (deshacerse de los recortes producidos por la broca), tratarlo químicamente, según las condiciones de perforación lo exijan, y bombearlo al pozo.

Los fluidos de perforación, conocidos genéricamente como inyección, constituyen un capítulo especial dentro de los elementos y materiales necesarios para perforar un pozo. Su diseño y composición se establecen de acuerdo a las características físico-químicas de las distintas capas a atravesar.

Las cualidades del fluido seleccionado, densidad, viscosidad, pH<sup>3</sup>, filtrado<sup>4</sup>, composición química, deben contribuir a cumplir con las distintas funciones del mismo, a saber: enfriar y limpiar la broca; acarrear los recortes que genere la acción de la broca; mantener en suspensión los recortes y sólidos evitando su asentamiento en el interior del pozo cuando por algún motivo se interrumpa la circulación de la inyección; mantener la estabilidad de la pared del pozo; evitar la entrada de fluidos de la formación del pozo, situación que podría degenerar en un pozo en surgencia descontrolada (**blow out**); controlar la filtración de agua a la formación mediante un buen revoque; evitar o controlar contaminaciones no deseadas por contacto con las distintas formaciones y fluidos.

Como fluidos base de perforación se utilizan distintos elementos líquidos y gaseosos, desde agua, dulce o salada, hasta hidrocarburos en distintas proporciones con agua o cien por ciento hidrocarburos. La selección del fluido a utilizar y sus aditivos dependen de las características del terreno a perforar, profundidad final, disponibilidad, costos, cuidado del ambiente, etc.

Durante la perforación de un pozo se realiza el entubado del mismo con cañerías de protección, intermedias y/o de producción, y la posterior cementación de las mismas. Normalmente y con el fin de asegurar el primer tramo de la perforación (entre los 0 y 500 m. Apróx.), Donde las formaciones no son del todo consolidadas

---

<sup>3</sup> pH: medida de la concentración del ión hidrógeno. Unidad de medida que da índices de acidez o alcalinidad del fluido de perforación. Siendo pH= 7 neutro, valores menores indican acidez y mayor alcalinidad.

<sup>4</sup> Filtrado: es la medición de la cantidad relativa de fluido perdido en los terrenos o formaciones permeables a través del revoque formado en la pared del pozo por el fluido de perforación.

(arenas, ripios), hay que proteger napas acuíferas para evitar su contaminación con los fluidos de perforación y proveer de un buen anclaje al sistema de válvulas de control de surgencias (que normalmente se instalan al finalizar esa primera etapa).

Se baja entonces un revestidor de superficie, que consiste en una tubería (**casing**), de diámetro interior mayor al de la broca a emplear en la siguiente etapa, y se lo asegura mediante la circulación del lechadas de cemento que se bombean por dentro de la tubería y se desplazan hasta el fondo, hasta que las mismas desbordan y cubren el espacio entre el caño revestidor y las paredes del pozo. Estas tuberías así cementadas aíslan al pozo de las formaciones atravesadas.

Durante la perforación también se toman registros eléctricos que ayudan a conocer los tipos de formación y las características físicas de las rocas, tales como densidad, porosidad, contenidos de agua, de petróleo y de gas natural.

Igualmente se extraen pequeños bloques de roca a los que se denominan “corazones” y a los que se hacen análisis en laboratorio para obtener un mayor conocimiento de las capas que se están atravesando.

Con toda la información adquirida durante la perforación del pozo es posible determinar con bastante certeza aspectos que contribuirán al éxito de una operación de terminación, tales como:

- Profundidad, espesor y propiedades petrofísicas de la zona de interés.
- Detección de posibles agentes perturbadores de la producción del pozo como, por ejemplo, aporte de arena.
- Identificación de capas con potencial para generar problemas (presencia de acuíferos, capas con gases corrosivos, etc.).

Al finalizar la perforación el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción del petróleo en la etapa de producción.

La terminación. El equipamiento: Una vez finalizadas las tareas de perforación y desmontado el equipo, se procede a la terminación y reequipamiento del pozo que consiste en una serie de tareas que se llevan a cabo mediante el empleo de una unidad especial que permite el ensayo y posterior puesta en producción del mismo.

Dicha unidad consiste en un equipo de componentes similares al de perforación pero normalmente de menor potencia y capacidad ya que trabaja, en principio, dentro del pozo ya entubado, y por consiguiente, con menores diámetros y volúmenes que los utilizados durante la perforación, y por consiguiente, menor riesgo.

El agregado de un mecanismo de pistones le permite realizar maniobras que consisten en la extracción artificial del fluido que contiene o produce el pozo por medio de un pistón con copas que sube y baja por el interior de la tubería de producción (**tubing**)<sup>5</sup>, conectado al extremo de un cable que se desenrolla y enrolla en longitudes previstas, según la profundidad, sobre un carretel movido mecánicamente. Mediante esta operación se pueden determinar el caudal y el tipo de fluido que la capa pueda llegar a producir.

Puede observarse que la operación de terminación implica una sucesión de tareas más o menos complejas según sean las características del yacimiento (profundidad, presión, temperatura, complejidad geológica, etc.) Y requerimientos

---

<sup>5</sup> **Tubing**: tubería de producción. Denominación norteamericana que define a las tuberías que se bajan por el interior de los revestidores de los pozos para petróleo y/o gas con el objeto de facilitar el flujo de los fluidos de formación a la superficie. El **tubing** es fácilmente removido para reparar o modificar el sistema de producción del pozo.

propios de la ingeniería de producción. De la calidad de los procedimientos para satisfacer estos requerimientos dependerá el comportamiento futuro del pozo para producir el máximo potencial establecido por la ingeniería de reservorios.

Desarrollo de las tareas de terminación: Una vez montado el equipo de terminación, se procede en primer lugar a la limpieza del pozo y al acondicionamiento del fluido de terminación, para luego, mediante los llamados “perfiles a pozo entubado”, generalmente radiactivos y acústicos, precisar la posición de los estratos productivos, los que fueron ya identificados por los “perfiles a pozo abierto”, como así también la posición de las cuplas de la cañería de entubación y por otra parte la continuidad y adherencia del cemento, tanto a la cañería como a la formación.

Habiéndose determinado los intervalos de interés, correlacionando los perfiles a pozo abierto y entubado, y comprobando la calidad de la cementación, es necesario poner en contacto cada estrato seleccionado con el interior del pozo mediante el “punzamiento” o perforación del **casing** y del cemento. Esto se realiza mediante cañones con “cargas moldeadas” unidas por un cordón detonante activado desde la superficie mediante un cable especial.

Cada uno de los estratos punzados es ensayado para determinar los volúmenes de fluido que aporta, así como la composición y calidad de los mismos (petróleo, gas, porcentaje de agua). Esto se realiza mediante “pistoneo” por el interior del **tubing** o “cañería de producción”. Se determina así si la presión de la capa o estrato es suficiente para lograr el flujo hacia la superficie en forma natural o si deben instalarse sistemas artificiales de extracción.

Puede suceder que durante los ensayos se verifique que existen capas sin suficiente aislamiento entre sí por fallas en la cementación primaria; en estos

casos se realizan cementaciones complementarias, aislando mediante empaquetaduras (**packers**) el tramo correspondiente al pozo.

Cuando la diferencia de propiedades de las distintas capas así lo justifica, se puede recurrir al tipo de terminación “múltiple”, que cuenta con dos columnas de **tubing** para producir dos intervalos diferentes, quedando también la alternativa de producir por el “espacio anular” entre el **casing** y los dos **tubing** un tercer intervalo. También es de norma, aunque muy poco frecuente, la producción triple mediante tres cañerías de producción.

Para el caso de terminación múltiple con dos o tres cañerías, el equipamiento debe incluir no solamente empaquetadores especiales, sino también cabezales de boca de pozo (en la superficie) de diseño particular, los que permiten el pasaje múltiple de cañerías. Por otra parte, el equipo de intervención del pozo o **workover** debe contar con herramientas especiales para maniobrar con múltiples cañerías a la vez, por lo que estas maniobras de intervención son mucho más riesgosas y delicadas y se requiere una más cuidadosa programación.

Nuevas técnicas en búsqueda de mejor productividad, tales como las descritas para perforar pozos direccionales, han desarrollado equipos y materiales que permiten realizar la terminación y puesta en producción de pozos multilaterales con el acceso a varias capas de un mismo pozo o el acceso a una capa remota mediante un pozo extendido horizontalmente.

En caso de baja productividad de la formación, ya sea por la propia naturaleza de la misma o porque ha sido dañada por los fluidos de perforación o por la cementación, o incluso por el fluido de terminación, la formación productiva debe ser estimulada. Los procedimientos más utilizados son: la acidificación y la fracturación hidráulica.



proveedoras de servicios técnicos, productos químicos y fluidos de perforación, unidades de mezcla y bombeo de cemento u otros servicios de bombeo, unidades para correr registros eléctricos, brocas y proveedores de servicios auxiliares como transporte de equipo, materiales, cargas líquidas, personal, etc.

El personal directo e indirecto involucrado en la perforación de un pozo, cuando se trata de perforación en tierra en pozos de desarrollo, asciende a una cantidad entre noventa y cien personas; en la medida que aumente la complejidad del trabajo, como, por ejemplo, en los pozos exploratorios profundos, pozos costa afuera, la cantidad de personal requerido puede llegar a duplicarse. Un equipo perforador, de terminación o de reparación, opera las 24 horas del día, todos los días del año, con personal que trabaja en turnos rotativos de 8 horas.

Equipos de la división: Para la ejecución de los proyectos la división cuenta con equipos catalogados de la siguiente manera:

#### Equipos proyecto CBM

- Rig Pemco 2020, ver figura 12, taladro de perforación para 6000 pies con **drill pipe** de 4 ½", propulsado por un motor Detroit Diesel 6V92 de 350 HP con transmisión Allison CLT 5860 de 5 velocidades y reversa, malacate de 42" con cable de 1", malacate de swaveo de 40" con cable de 9/16", rotaria IDECO R17 con sistema de cardanes, clutch airflex 24 CB500, torre de 102 pies de altura para trabajar en dobles y 300.000 lbs, mesa rotaria de 17 pies de alto para 350.000 lbs.(Ver Figura 12).



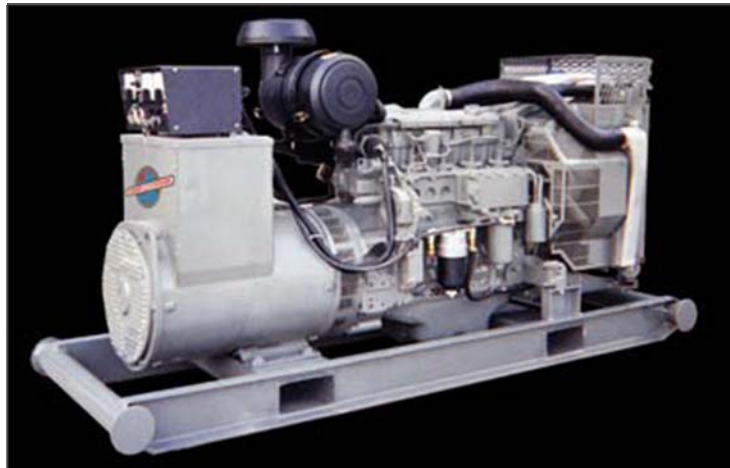
**Figura 12 Rig PEMCO 2020**

- Oilwell 1100 mud pump, ver figura 13, bomba de lodos triplex de 1100 HP con motor Caterpillar D399 de 1000 HP con dos clutch Airflex 24 CB500 y compound reductor. (ver Figura 13).



**Figura 13 Oilwell 1100 Mud Pump**

- Generadores eléctricos, ver figura 14, dos generadores eléctricos de 450 KVA con motor Detroit Diesel S60 electrónicos, interconectados para ser uno back up del otro, a 440 V con transformador a 220 y 110 V. (ver Figura 14).



**Figura 14 Generador SMD 450 KVA**

- Compresor Sullair, ver figura 15, compresor Sullair 10B30 de tornillo rotativo con motor Sullair eléctrico de 30 HP, 150 psi, 120 CMF. (Ver Figura 15).



**Figura 15 Compresor Sullair 10B30**

- Tanques de lodos, tanque de lodos de succión de 287 barriles, con dos agitadores Brand de 7.5 HP, dos bombas centrífuga Mission Magnus 5 X 6 con motores eléctricos de 50 HP y embudo de mezcla; el tanque de recibo tiene una capacidad de 216 barriles, dos agitadores Brand de 7.5 HP, 1 bomba centrífuga Mission Magnus 6 X. (Ver Figura 16).



**Figura 16 Tanque de lodos, bombas centrifugas y agitador.**

#### Equipos Proyecto CORE

- Rig Foremost Mobile B80, ver figura 17, taladro de corazonamiento para 1200 pies de profundidad con **drill pipe** de 2 7/8", propulsado por un motor Caterpillar 3304 de 150 HP, acoplado a una caja de transferencia y 2 bombas hidráulicas de piñones de 30 y 2 bombas hidráulicas de piñones de 50 gpm, winche hidráulico Braden PD7, bomba de lodos FMC L11, reductor de corona "rotaria", torre de 30 pies con capacidad de 20.000 libras. (Ver Figura 17).



**Figura 17 Rig Foremost Mobile B80.**

- Ingersoll Rand **Light Source** 60 HA, ver figura 18, planta de luz de 4 lámparas de 1000 W c/u, salidas de 110 y 220 V. (Ver Figura 18).



**Figura 18. Ingersoll Rand Light Source.**

Equipos de soporte.

- **Winch Truck**, carro macho International con winche Tulsa de 50 Tons, capacidad de carga de 120.000 libras. (Ver Figura 19).



**Figura 19 Winch Truck**

- Cama baja de 2 ejes con capacidad de carga de 35 toneladas y cama alta de 2 ejes con capacidad de 25 toneladas. (Ver figura 20).



**Figura 20 Cama baja y cama alta.**

## 1.6 SITUACIÓN ACTUAL DEL MANTENIMIENTO

El departamento de mantenimiento esta actualmente pasando por un periodo de transición debido a la nueva adquisición de equipos mucho más complejos que los que se tenía anteriormente, hay mucho personal técnico nuevo pero se aprecia ausencia de personal administrativo y de supervisión.

La función principal de este departamento es la de corregir las fallas que los equipos presenten para poder continuar con las operaciones, no se aprecia una base de datos de donde se pueda realizar análisis, no se manejan ordenes de trabajo, los pocos trabajos de mantenimiento preventivo que se realizan son los que da el fabricante.

No hay una división marcada entre operaciones y mantenimiento por lo cual el funcionamiento de los equipos está basado en la producción olvidando los mantenimientos preventivos que se les deben realizar a los equipos, se aprecia que llevan los componentes al máximo y cuando estos fallan simplemente son remplazados.

No hay una adjudicación de costos por equipos ya que no se llevan ordenes de trabajo y así es muy complicado conocer los recursos asignados por equipos, todo el costo se carga a un solo centro de costos denominado mantenimiento, los proyectos especiales de construcción o modificación de equipos son cargados a este mismo centro de costos sin discriminar el costo real de mantenimiento con el resto.

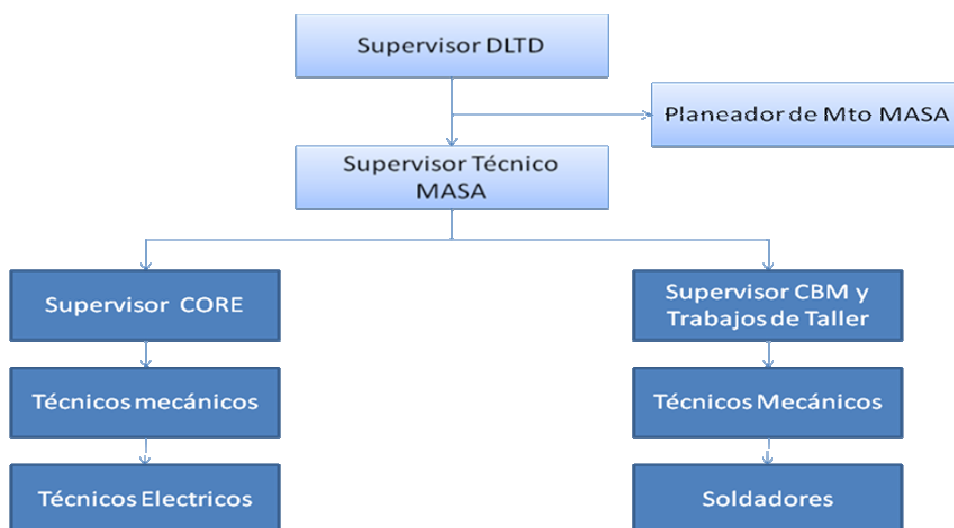
No se tiene una taxonomía de los equipos por lo cual hay desconocimiento de sistemas padres y sistemas hijos, no hay información técnica de los equipos “catálogos, modificaciones, etc”

Se observan cambios de diseño e ingeniería en los equipos sin ninguna base técnica por esta razón estas modificaciones generan fallos no conocidos en los equipos.

Se cuenta con personal de gran experiencia en estos equipos pero desafortunadamente no documentan las tareas que realizan, esto no permite que se puedan realizar análisis de falla con el objetivo de evitar que sucedan nuevamente.

Se pueden apreciar fallas asimiladas como normales o aceptables las cuales bajo un conocimiento técnico estas no deberían suceder, equipos llevados a más del 100% de su capacidad nominal de operación.

Para el desarrollo de esta monografía es fundamental la organización del departamento de mantenimiento ya que sin documentar la información es imposible buscar entre las técnicas o modelos de mantenimiento la más adecuada que pueda satisfacer las necesidades de la división. Se inicia por estructurar el contrato con Mecánicos Asociados "MASA" así: ver Figura 21.



**Figura 21 Organigrama de la estructuración de mantenimiento**

Se realizan reuniones con el superintendente de operaciones con el cual se logra realizar la separación entre el área de operaciones de la división y el área de mantenimiento, se encarga al supervisor de mantenimiento de DLTD junto con el personal de MASA de realizar los cambios que consideren necesarios para lograr las mejoras que la división necesita.

Logrando la autonomía del departamento de mantenimiento y con la reestructuración del contrato con MASA, se inicia con la toma de información, la creación de las hojas de vida de los equipos recolectando información de los técnicos, del departamento de compras para conocer los repuestos que se cambiaron y los catálogos de los equipos.

Como primera fase de la organización se crea un modelo de OT para ser llenada por los técnicos con las tareas realizadas en el día, simultáneamente con la información recolectada por los técnicos, levantada directamente de los equipos y de los catálogos se realizan algunas rutinas de inspección y de mantenimiento preventivo.

Se inicia con la elaboración de informes mensuales de mantenimiento ante el superintendente y el vicepresidente de la división con el objetivo de mostrar los avances y de alinear los objetivos del departamento de mantenimiento con los de operaciones; se utilizan como KPI los índices de disponibilidad y confiabilidad de cada uno de los equipos claves o críticos en cada una de las operaciones o proyectos.

El primer informe mostro como resultado, disponibilidad de los equipos de la operación CBM 70%, confiabilidad del 78%, numero de OT correctivas 24, en la operación CORE, la disponibilidad fue del 78%, confiabilidad fue del 82% y el numero de OT correctivas fue de 6.

De este primer informe se realiza un análisis del porque con tan poca cantidad de OT correctivas en la operación CORE la confiabilidad es tan baja, se aprecia que el 80% de las OT hubo tiempo perdido por falta de repuestos y el 20% se desconocía la falla y su solución, faltaba capacitación de los técnicos.

Con este primer informe se tomaron las fallas que generaron OT correctivas en la operación CORE y se realizó una simulación de cómo hubiera sido el comportamiento de los KPI si se anteriormente a estos equipos se les hubiera realizado RCM.

Dos de las fallas se hubieran prevenido realizando tareas de inspección, el tiempo de reparación de dos OT hubieran sido disminuido un 600% si se tuvieran los repuestos ya que estos son repuestos considerados como elementos de cambio y finalmente las otras dos OT se hubiera disminuido el tiempo de reparación un 200% si se conocieran los modos de falla del equipo.

Se realizaron nuevamente los cálculos de confiabilidad y disponibilidad de estos equipos y como resultado se obtuvo una disponibilidad del 90% y una confiabilidad del 95% y una disminución de OT correctivas; con esto se pretendió mostrar las ventajas de basar el mantenimiento en RCM pues con el mismo número de OT correctivas se obtienen mejores resultados en los KPI y por consiguiente en los resultados en las operaciones.

Además se hace un énfasis en que el método de RCM permite conocer los modos de falla de los equipos para prevenirlos o si no estar preparados cuando se presenten lo que hace que haya menor tiempo en las reparaciones, lo que genera menor tiempo de paradas de equipos reduciendo los costos globales de la división.

Con estos resultados la vicepresidencia de la división aprueba la elaboración del modelo de mantenimiento utilizando RCM II y se compromete con este proyecto.

## **1.7 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El departamento de hidrocarburos y exploración de minerales de Drummond Ltd. Colombia tiene por objeto la ejecución de proyectos de exploración de hidrocarburos convencionales y no convencionales, para esto cuenta con una flota de 5 taladros de perforación, posee un departamento de mantenimiento el cual no tiene un programa de mantenimiento claro, adicionalmente durante el último año debido a la aprobación de nuevos proyectos de explotación de hidrocarburos se requiere la adquisición de nuevos equipos, la falta de un buen mantenimiento de los equipos puede incidir en la cancelación de las licencias de explotación por parte del ministerio, lo que ocasiona que los proyectos dejen de ser viables, por esta razón se hace necesario realizar una evaluación y un modelo de mejoramiento del plan de mantenimiento actual que permita la sostenibilidad de las operaciones de exploración de hidrocarburos.

## **1.8 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA**

Realizando una revisión actual de las fallas del departamento de mantenimiento de H&EM de la empresa Drummond Ltd. Vemos que los equipos tienen una baja confiabilidad lo que hace que los costos de mantenimiento sean entre el 15% y el 20% de los costos de operación, si tenemos en cuenta que los costos de operación son altos pues estamos hablando de industria de hidrocarburos, esto es demasiado alto, además vemos que no hay rutinas adecuadas para cada equipo, además el costo del **down** de los equipos, lo que cuesta tener detenida la operación es demasiado alta, por esto vemos que las técnicas de RCM II serían

las adecuadas pues lo que buscamos es que a pesar de las falla que se presentan en los equipos, la función de estos no se vea afectada para evitar que la operación se detenga a causa de las fallas, esto disminuirá los costos de mantenimiento y de producción asociadas con el mantenimiento.

## **1.9 OBJETIVOS**

**1.9.1 Objetivo general:** Elaborar un modelo del plan de mantenimiento para los equipos del departamento de hidrocarburos y exploración de minerales utilizando técnicas del modelo RCM II

### **1.9.2 Objetivos específicos.**

- Clasificar lo equipos de acuerdo a su criticidad
- Realizar análisis de modos de falla y efectos de fallo
- Elaborar una estrategia de mantenimiento que esté de acuerdo al modelo de mantenimiento presentado
- Definir políticas de mantenimiento que garanticen su futura implementación

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

### **2.1 DEFINICIÓN DEL RCM**

Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) es un proceso desarrollado durante 1960 y 1970, tuvo su origen en la industria aeronáutica, consiste en analizar cada sistema y cómo puede fallar funcionalmente teniendo en cuenta su entorno, es decir las características del medio en el cual trabaja, los efectos de cada falla son clasificados y se valora el impacto para llegar a seleccionar la tarea más apropiada.

John Moubrey define RCM como: “El mantenimiento centrado en confiabilidad es un proceso utilizado para determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual”<sup>6</sup>.

Una vez seleccionado el sistema o equipo a evaluar, se debe dividir en sus componentes, con la finalidad de realizar el análisis a cada componente. Puede darse el caso de un sistema se subdivide en 2 niveles y otro en 3 o 4 niveles, este nivel de detalle lo define la política de mantenimiento con respecto a la falla.

### **2.2 OBJETIVOS Y BENEFICIOS DEL RCM**

- Extender el tiempo entre paradas
- Disminuir el número de paradas
- Identificar acciones que eviten el mantenimiento reactivo

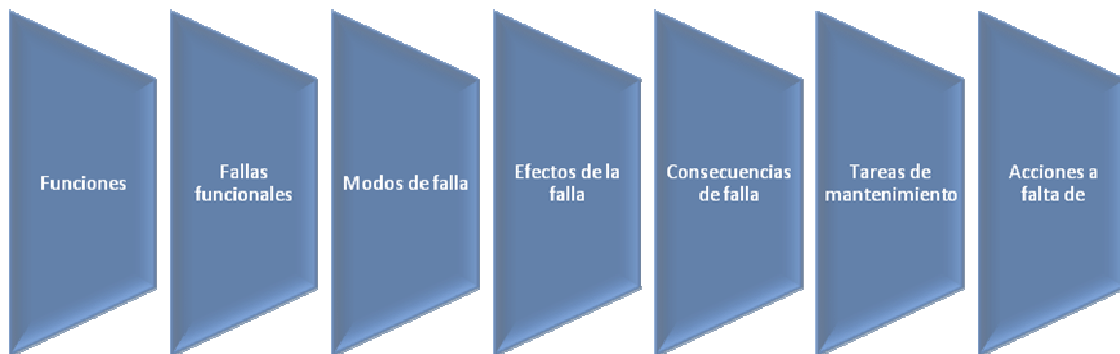
---

<sup>6</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en confiabilidad. Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. p.7

- Enfatizar tareas de monitoreo por condición
- Eliminar tareas de mantenimiento innecesarias y NO costo – efectivas
- Evitar incidentes ambientales
- Mejora el mantenimiento de los equipos y las estrategias para prevenir las fallas
- Ofrece rendimientos operativos superiores
- Evita revisiones innecesarias, intervalos más largos de mantenimiento
- Menos fallas causados por mantenimientos innecesarios
- Más larga vida útil de los equipos, debido al aumento de uso de las técnicas de mantenimiento basado en la condición
- Mayor motivación del personal, especialmente los que interviene directamente en la implementación de RCM

## 2.3 PASOS DEL RCM

En la Figura 22 se muestra los pasos de RCM



**Figura 22 Desarrollo RCM**

**2.3.1 Funciones y parámetros de funcionamiento.** RCM comienza definiendo las funciones y los estándares del comportamiento en su contexto operacional. Se

debe enunciar la función con un verbo y definir los límites del sistema, es decir definir las entradas y salidas

El objetivo de mantenimiento es asegurarse de que los equipos continúen haciendo lo que el usuario quiere que haga, y antes de empezar a desarrollar cualquier programa de mantenimiento se debe tener claro la función del equipo y la capacidad propia, es decir lo que el equipo es capaz de hacer.

Para definir la función se deben tener en cuenta los siguientes estándares establecidos:

- Estándares de funcionamiento múltiple: Es cuando dentro de la función se define más de una característica técnica, por ejemplo: Transportar 200 toneladas de carbón a una velocidad de 5 metros por minuto.
- Estándares de funcionamiento cualitativos: Este tipo de función debe evitarse ya que es muy subjetiva y si no es claro lo que se espera del equipo tampoco las tareas de mantenimiento lograrán mantener el desempeño del mismo.
- Estándares de funcionamiento cuantitativo: Al enunciar la función entre más preciso sea mejor, de esta manera se identifica cuando el equipo ha dejado de mantener su función
- Estándares de funcionamiento absoluto: En este tipo de función no hay lugar a pérdidas
- Estándares de funcionamiento variables: Se utiliza cuando la característica técnica pueden variar entre rangos establecidos, ejemplo: Transportar de 150 a 200 toneladas
- Límites superiores e inferiores: Este estándar se emplea cuando se admite un rango de error dentro de la función, ejemplo: Medir el peso con un error del 0,025%

Se debe tener presente que las funciones de un equipo pueden afectarse por el contexto operacional del mismo, es decir para enmarcar la función se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La estrategia de mantenimiento de un equipo que trabaje en un proceso de producción continua es totalmente diferente si el mismo equipo trabaja en un proceso por lotes, ya que la falla del primero tiene que ver directamente con la producción y es más costosa que la falla en un subsistema o proceso por lotes.
- Si un equipo tiene stand by la estrategia de mantenimiento no es la misma para un equipo que no lo tiene.
- Las características del producto final en cuanto a calidad en dos equipos similares ocasiona también diferentes tipos de mantenimiento.
- Los desechos, emisiones de ruido, partículas, gases, cercanía a poblaciones, seguridad del medio ambiente y de las personas, normas en general, aspectos muy importantes en el desempeño del equipo y su función.
- Otro aspecto importante a la hora de definir un programa de mantenimiento es la cantidad de horas diarias y anuales que trabaja en equipo, si son turnos de 24, u 8 horas y que tiempos de parada programada por operación tiene el equipo.
- Al presentarse una falla, sus consecuencias estarías muy ligadas si el producto está en el equipo o en el anterior o siguiente proceso.
- Los efectos de la falla y sus consecuencias se ven influenciadas por la demora de atención de mantenimiento, la cantidad de recursos disponibles para su reparación.
- En el análisis de la optimización de mantenimiento se debe revisar las políticas de la gestión de repuestos, si bien es cierto que el tener inventario genera un costo para la empresa se debe analizar el costo de no tenerlo para algún equipo en particular.

- Otro aspecto a tener en cuenta para el análisis de sus fallas y consecuencias es si la demanda depende de las estaciones, es decir que si se produce más en verano que en invierno, o si se manejan horas pico.
- La demora o fluctuaciones en el abastecimiento de la materia prima incluye en el contexto operacional del equipo y sus componentes.
- Para lograr un mejor alcance en el proceso de mantenimiento, el grupo RCM debe tener claro la operación del equipo, de esta manera se puede hacer un mejor análisis de las fallas del mismo.

Existe 2 tipos de funciones: las primarias y secundarias

Primaria: Razón por la que existe, el porqué de la adquisición del activo. Las funciones primarias son fáciles de reconocer ya que el nombre de la mayoría de los equipos se basa en su función.

Cuando un equipo tiene dos funciones primarias para momentos diferentes se conoce como funciones múltiples y se da una función independiente de la otra, también puede tener diferente función una seguida de la otra. En ambos casos se debe especificar su función primaria.

Secundaria: Indica que se espera del activo más allá de su función primaria. La falla de funciones secundarias puede tener graves consecuencias por lo que necesitan ser analizadas. Cubre aspectos como:

- Ecología e integridad ambiental, ya que se ha vuelto un factor crítico para la operación de los equipos en cuanto hay mayores restricciones ambientales.
- El tema de seguridad del personal en el mantenimiento y operación de los equipos, la contaminación del producto e higiene se pueden catalogar en funciones secundarias ya que dan lugar a tareas como pruebas y verificaciones estrictas durante proceso de arranque y operación normal.

- Integridad estructural, relacionada con el sostenimiento o protección del equipo u otro asociado
- Control de la información o del proceso, corresponde a mediciones, comparación con parámetros y una respuesta de salida final.
- Contención, es utilizado como función secundaria para el caso de tuberías o bandas transportadoras.
- Confort, tiene que ver con la comodidad y ergonomía para las personas
- Apariencia
- Protecciones en caso de emergencia, alarmas, conmutación automática, todo con la finalidad de proteger a las personas, al producto y al mismo equipo.
- Economía y eficiencia, consumo de materias primas
- Funciones superfluas: Se presentan cuando hay rediseños en un sistema, y uno o varios componentes del mismo están instalados pero sin cumplir ninguna función, como no están desmontados pueden presentar fallas que incidan en la función principal del equipo o sistema.

**2.3.2 Fallas funcionales.** Se debe identificar cómo puede fallar cada elemento en la realización de sus funciones.

“Una falla funcional se define como la incapacidad de cualquier activo físico de cumplir una función según un parámetro de funcionamiento aceptable para el usuario”<sup>7</sup>

Al realizar el listado de fallas funcionales el grupo RCM que está conformador por personal de mantenimiento, operación, se ponen de acuerdo en los estándares de

---

<sup>7</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en confiabilidad. Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. p.50

funcionamiento el cual es el límite entre el funcionamiento requerido por el usuario y la falla del equipo.

**2.3.3 Modos de falla.** “Un modo de falla es cualquier evento que causa una falla funcional”<sup>8</sup> , es porque falló, es una posible causa por la cual un equipo puede llegar a un estado de falla.

“El modo de falla está constituido por un sustantivo y un verbo, debe ser lo suficientemente detallada para poder seleccionar una estrategia de manejo de la falla apropiada, pero no tanto como para perder mucho tiempo en el propio proceso de análisis”<sup>9</sup>.

El estándar ISO 14224 tiene determinado muchos de los modos de falla aplicados en la industria.

Los mecanismos de falla o causa de la falla son una descripción de la secuencia de los eventos que apuntan hacia la forma en que la falla ocurrió; con estos se describe en forma suficiente el modo de falla que finalmente es la causa raíz del o de los problemas

El mecanismo de la falla es la combinación de causas que llevan al equipo o sistema a no funcionar bajo las condiciones para las que fue diseñado

Los modos de falla incluyen aquellas fallas que han ocurrido en equipos similares, también incluyen fallas que actualmente estén siendo prevenidas mediante algún tipo de mantenimiento, así como fallas que aún no ha ocurrido pero es muy probable que ocurran en el contexto operacional.

---

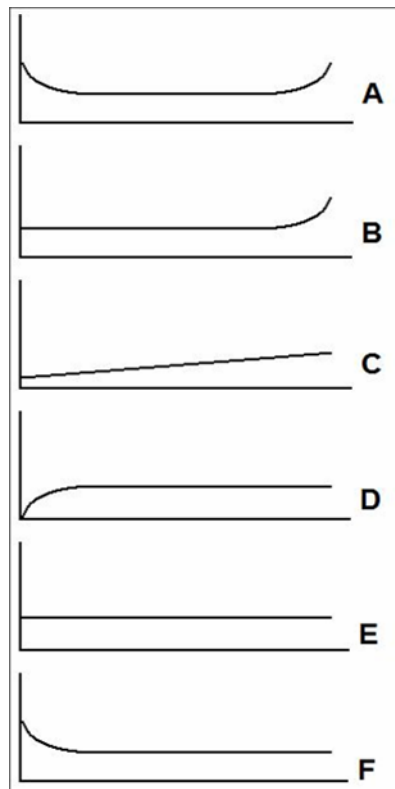
<sup>8</sup> Ibid., p.56

<sup>9</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en confiabilidad. Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. p.57

Las causas de falla son las razones por las cuales ocurren las fallas, pueden ser:

- Falla por diseño
- Defecto en los materiales
- Error del proceso
- Ensamble o defecto en la instalación
- Deficiencia en el mantenimiento
- Operaciones inapropiadas

Los modelos de falla se muestran a continuación en la figura 23 que corresponde a:



**Figura 23 Modelos de falla**

- Modelo A: Es conocido como curva de la bañera, comienza con mortalidad infantil, seguida de una frecuencia de falla que aumenta gradualmente o es constante para terminar con una zona de desgaste.
- Modelo B: Muestra una probabilidad de falla constante o ligeramente ascendente y termina con una zona de desgaste
- Modelo C: Comienza con una probabilidad de falla ligeramente ascendente y termina con una zona de desgaste identificable
- Modelo D: Muestra una probabilidad de falla baja cuando el equipo es nuevo y termina con un desgaste rápido
- Modelo E: Muestra una probabilidad aleatoria a lo largo de su vida útil
- Modelo F: Comienza con una mortalidad infantil alta pero desciende y tiene un comportamiento aleatorio de falla.

Por lo general los patrones de falla dependen de la complejidad de los elementos, entre más complejos tienen a presentar un modelo de falla como los modelos E y F.

Los modos de falla pueden ser clasificados en las siguientes categorías:

Capacidad Decreciente: Las principales causas de pérdidas de capacidad se deben a:

- Al estar en contacto con el medio ambiente el equipo se deteriora, lo que se refleja en fatiga, corrosión, abrasión, evaporación, degradación de aislantes, erosión.
- Falta de lubricante o por degradación del mismo.
- La suciedad afecta la calidad del producto, el equipo puede atascarse, o desalinearse.
- Los desajustes, soldadura mecánicas, fisuras en la soldadura, mal contacto eléctrico.

- Errores humanos, cuando ocurren es recomendable enfatizar el qué es lo que estuvo mal y no quién.

Aumento del funcionamiento deseado: Cuando el equipo sobre pasa su capacidad se presenta desgaste excesivo de sus componentes volviendo el equipo poco confiable o simplemente el equipo deja de funcionar. Lo anterior ocurre cuando se presenta:

- Se requiere aumento de la producción por encima de la capacidad del los equipos, en estos casos no hay mantenimiento que pueda adecuarse lo que se debe hacer es un cambio de diseño para aumentar la capacidad.
- Cuando se implementan métodos de eliminación o control de cuellos de botella y se dejan equipos relacionado con la producción sin analizar, lo que conlleva a una sobrecarga de capacidad en los mismos.
- Acciones como arrancar inapropiadamente un equipo, o pulsar un botón más de lo debido, o pulsar un botón equivocadamente, pueden generar una sobrecarga no intencional repentina.
- Los materiales en el mantenimiento o la materia prima del equipo que no cumpla no los requerimientos del mismo generan sobrecarga

La última categoría de los modos de falla se presenta cuando desde el arranque del equipo la función definida por el usuario del equipo está muy por encima de las capacidades del equipo, en este caso el equipo no es mantenible.

El propósito de FMEA, **Failure mode effect analysis**, es analizar cada componente del sistema contra la función identificada para determinar si la falla de éste podría resultar en la falla del sistema para el desempeño de la función.

FMEA identifica los modos de falla que tienen más posibilidad de pérdida de una función, identifica cual es la causa de origen de la falla y asegura que no se malgaste tiempo y esfuerzo en la búsqueda de síntomas en lugar de causas.

FMEA realiza las siguientes preguntas

Qué pasa si falla?

Cómo puede fallar el componente?

Qué causa que falle?

Qué tan frecuente falla?

Qué pasa cuando falla?

**2.3.4 Efectos de falla.** “Los efectos de la falla describen que pasa cuando ocurre un modo de falla”<sup>10</sup>, la determinación de los efectos de la falla está direccionada a todas las áreas que están involucradas en el proceso: económicas, operativas, calidad, seguridad industrial, medio ambiente, se registra entonces que pasaría si fallara, esto permite decidir la importancia de cada falla, y por lo tanto que nivel de mantenimiento requiere el equipo.

La descripción de los efectos debe contener suficiente información para que el equipo de RCM evalúe las consecuencias de la falla, por ejemplo:

- Se ve afectada la seguridad del personal?
- Existe un potencial de daño ecológico?
- Cómo afecta la producción?
- Cuánto cuesta la reparación?

Esta descripción debe hacerse como si no se estuviese haciendo ningún tipo de mantenimiento proactivo. Adicionalmente se debe tener en cuenta la siguiente:

---

<sup>10</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en confiabilidad. Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. p.76

- Describir las evidencias que se puedan presentar al ocurrir la falla, por ejemplo: si hay alarmas, sonidos, luces, ruidos extraños, derrame de fluido, escape de gases
- Se debe indicar si el equipo se para a causa de esta falla
- Si los efectos afectan al personal o medio ambiente se debe tener en cuenta los efectos en la comunidad y el contorno.
- Se debe indicar cómo y durante cuánto tiempo se afecta la producción, es decir al tiempo de reparación se le debe sumar los tiempos de búsqueda e información al personal de mantenimiento, tiempo de enfriamiento, diagnóstico de la falla, alistamiento de herramientas, materiales, y pruebas finales.

**2.3.5 Consecuencias de falla.** Se responde entonces a las preguntas de cómo y cuánto cuenta la falla, con la finalidad de definir si se necesita prevenir la falla, si la falla tiene serias consecuencias se debe evitar la falla, al conocer las consecuencias de cada falla se puede determinar si vale la pena prevenir la falla, si amerita un esfuerzo por predecirla, o si se justifica alguna clase de intervención periódica para evitarla, o rediseñar para eliminarla, o no hacer nada.

Se debe separar las funciones evidentes de las ocultas: “Una función evidente es aquella cuya falla eventualmente e inevitablemente se hará evidente por si sola a los operadores en circunstancias normales”<sup>11</sup>, esto quiere decir que la falla se muestra al operador mediante alarmas, o pérdida de caudal, ruidos extraños, escapes de vapor, olores extraños, etc. Este tipo fallas se clasifican en su orden de importancia de la siguiente manera: las que afectan el medio ambiente y la seguridad de las personas, las que afectan la producción y las que sólo repercuten en el mismo costo de la reparación.

---

<sup>11</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en confiabilidad. Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. p.96

En cambio “Una función oculta es aquella cuya falla no se hará evidente a los operadores bajo circunstancias normales, si se produce por si sola”<sup>12</sup>, es decir la falla no se hará evidente sino se produce otra falla.

RCM clasifica las consecuencias de las fallas en 4 grupos, los cuales son la base para la toma de decisiones a la hora de definir las tareas:

- Consecuencias de la seguridad y medio ambiente: RCM antepone la seguridad de las personas y del medio ambiente a los requerimientos de producción, esto quiere decir que las consecuencias de este tipo de falla debe disminuirse o evitarse sin importar el costo.

Cada vez son más estrictas las normas sobre el medio ambiente algunas sancionan a la empresa impidiendo su operación, en cuanto a la seguridad de las personas RCM pregunta concretamente si la falla puede traer como consecuencia la muerte o lesión de una persona, con el fin de evitar mediante alguna estrategia de mantenimiento este tipo de fallas.

“Para modos de falla que tienen consecuencias para la seguridad o el medio ambiente, sólo merece la pena realizar una tarea proactiva si reduce la probabilidad de la falla a un nivel tolerablemente bajo”<sup>13</sup>. Si una tarea proactiva no reduce el riesgo a un nivel tolerable, se debe pensar en el rediseño del equipo o del sistema, es decir realizar el cambio del equipo, o procedimiento, o el cambio del accesorio, o la modificación del diseño del equipo o componente que está generando el riesgo hacia el medio ambiente y la seguridad de las personas.

---

<sup>12</sup> Ibid., p.97

<sup>13</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en confiabilidad. Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004.p.106

El riesgo está inherente en la operación de los equipos, lo que debemos preguntarnos es qué puede pasar si ocurre la falla, que tan probable es que ocurra la falla y si somos capaces de convivir con el riesgo.

- Consecuencias operacionales: Este tipo de fallas afecta la producción en cuanto a cantidad (si el equipo deja de funcionar o trabaja demasiado lento, no cumplirá con la demanda, y además de los costos de reparación se debe sumar los tiempos adicionales que debe trabajar el equipo para finalmente satisfacer la demanda o la pérdida de ventas si el equipo trabaja las 24 horas), calidad del producto (si la falla afecta la materia prima causándole deterioro), atención al cliente (demoras en pedidos, en atención que puede no afectar la venta pero si la confianza del cliente quien buscará otras opciones, otros proveedores), costos operacionales (cuando la falla genera además del costo de la reparación sobre costos al tener que arrancar otros equipos para mantener la demanda durante el proceso de arranque del equipo que falló; por ende la solución a las mismas tiene directa relación con el costo para prevenirlas.

“Para modos de falla con consecuencias operacionales, merece la pena realizar una tarea proactiva si a lo largo de un periodo de tiempo, cuesta menos que el costo de las consecuencias operacionales más el costo de reparar la falla que pretende evitar”<sup>14</sup>.

Siempre debe realizarse una análisis costo – efectivo, para el caso de tareas proactivas se debe comprar el costo de los mantenimientos (incluye mano de obra, materiales, herramientas, etc.) contra el costo de pérdida de

---

<sup>14</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en confiabilidad. Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. p.110

la producción más el costo de la reparación durante un periodo de tiempo y definir si es conveniente realizar la tarea proactiva o rediseñar.

- Consecuencias que no son operacionales: Son las que sólo tienen que ver con el costo de la reparación sin afectar la seguridad, ni el medio ambiente, ni a producción.

“Para modos de falla con consecuencias no operacionales, merece la pena realizar tareas proactivas si, en un periodo de tiempo, cuesta menos que el costo de reparar las fallas que pretende evitar”<sup>15</sup>.

- Consecuencias de las fallas no evidentes: Son de prioridad alta ya que las consecuencias por lo general son catastróficas. Se emplean entonces dispositivos de protección para eliminar o reducir las consecuencias de la falla. “Estos dispositivos alertan a los operadores ante condiciones anormales, detienen el equipo en caso de falla, eliminan o alivian las condiciones anormales que siguen a una falla y que de otra manera podrían causar daos más serios, asumen el control de una función que ha fallado, previene que surjan situaciones peligrosas”<sup>16</sup>.

Por el hecho de tener sistema de protección se pueden generar diferentes tipos de falla que se relacionan con el dispositivo.

Si la falla del dispositivo se vuelve evidente en circunstancias normales se dice que el dispositivo tiene seguridad inherente. En este caso pueden ocurrir 3 posibilidades: la primera es que no falle el dispositivo de seguridad, la segunda que la función que está protegiendo este dispositivo

---

<sup>15</sup> Ibid., p. 113

<sup>16</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en confiabilidad. Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. p.115

falla antes que falle el dispositivo de seguridad y la tercera es que falle primero el dispositivo de seguridad, en este último caso se debe pensar en colocar un segundo dispositivo de seguridad o en alternativas como colocar a un operar vigilando mientras se repara el dispositivo de seguridad.

Si la falla del dispositivo no es evidente en circunstancias normales se dice que el dispositivo no tiene seguridad inherente. En este caso pueden ocurrir 4 posibilidades: la primera es que no falle el dispositivo, la segunda que la función que está protegiendo este dispositivo falla antes que falle el dispositivo de seguridad y la tercera es que falle primero el dispositivo de seguridad, en este caso no es evidente que el dispositivo de seguridad ha fallado y la cuarta posibilidad es que falla primero el dispositivo de seguridad y después falle la función protegida mientras el dispositivo de seguridad continúa en estado de falla. A esto último se le llama falla múltiple.

“El objetivo de un programa de mantenimiento para una falla oculta es prevenir la falla múltiple asociada, o al menos reducir las probabilidad de que ocurra”<sup>17</sup>.

Se debe entonces calcular la probabilidad de falla múltiple para las fallas ocultas de la siguiente manera:

“Probabilidad de falla múltiple = Probabilidad de una falla de la función protegida (es la inversa de su tiempo medio entre fallas) x Promedio de no disponibilidad del dispositivo de protección (tiempo de parada de la

---

<sup>17</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en confiabilidad. Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. p.118

máquina)”<sup>18</sup>. La pregunta que se debe hacer el dueño del activo es hasta dónde es tolerable este porcentaje de falla múltiple, se puede diseñar una matriz en donde se relacione el costo del evento con la probabilidad tolerada de cualquier evento, se debe tener claro que “los riesgos económicos que cada organización está dispuesta a tolerar es cuestión de cada empresa”<sup>19</sup>.

Lo que finalmente buscamos es reducir la probabilidad de una falla múltiple, se debe buscar una tarea proactiva para reducir esta probabilidad a un nivel tolerable para la empresa, sino se encuentra se debe revisar periódicamente el equipo, sino es posible se debe pensar en rediseño.

**2.3.6 Tareas de mantenimiento.** RCM maneja la falla de 2 formas: mediante tareas proactivas, es decir tareas que se ejecutan antes de que ocurra la falla como el mantenimiento preventivo y predictivo, para lo cual se utilizan:

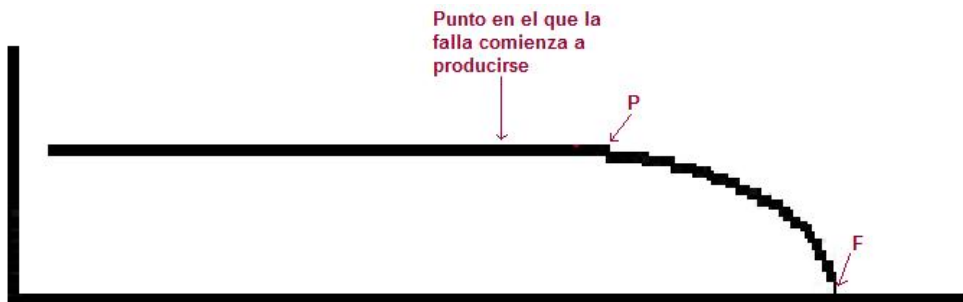
- **Tareas a Condición:** Se utilizan para identificar las fallas potenciales, mediante las condiciones identificables las cuales muestran que va a ocurrir una falla funcional o que está en proceso de ocurrir, con la finalidad de hacer algo antes de que se convierta en falla funcional.

La Figura 24 muestra la curva P-F, que muestra el punto P, el cual es dónde podemos detectar la falla es llamada “Falla Potencial” y el punto en el que falla el equipo es F llamado “Falla Funcional”, las tareas a condición deben realizar en este intervalo P-F

---

<sup>18</sup> Ibid., p.121

<sup>19</sup> Ibid., p.123



**Figura 24 Curva P-F**

“Las tareas a condición consisten en chequear si hay fallas potenciales, para que se pueda actuar para prevenir la falla funcional o evitar las consecuencias de la falla funcional”<sup>20</sup>.

Las tareas a condición pueden ser de los siguientes tipos:

Monitoreo por condición: Cuando se requiere un equipo especializado para detectar las fallas potenciales

Variación de la calidad del producto: Se pueden emplear procesos estadísticos para determinar cuándo se empieza a afectar la calidad del producto.

Monitoreo de efectos primarios: Puede realizarlo un operador o una computadora, la idea es tomar datos como presión, temperatura, caudal, etc., y compararlos con una referencia para determinar la falla potencial.

Sentidos humanos: Se refiere a lo que se puede percibir con los sentidos, olores, ruidos extraños, alta temperatura. Por lo general cuando se detecta la falla potencial de esta manera la gravedad de la falla es avanzado.

<sup>20</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en confiabilidad. Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. p.149

Para el caso de las fallas al azar en las cuales no se sabe cuándo va a ocurrir la falla no se puede determinar cuando comienza la curva P-F, se puede recurrir a las siguientes tareas:

Observación continua hasta identificar la falla potencial lo que puede resultar muy costoso al requerir la disponibilidad de equipos y personal continuamente, además resulta poco práctico ya que toca esperar hasta que la falla funcional ocurra.

Comenzar con un intervalo corto y extenderlo gradualmente. Este intervalo corto por supuesto es arbitrario y al igual que la observación continua resulta poco práctico ya que también se debe esperar a que ocurra la falla funcional.

Intervalos arbitrarios, volviendo a caer en alto costos de mantenimiento ya que si la curva P-F si es muy larga generarían muchas tomas.

La investigación es la forma más adecuada de establecer un intervalo P-F preciso, realizando observaciones y tomando muestras que identifiquen a tiempo la falla potencial.

Un enfoque racional puede determinar un intervalo P-F preciso si es basado en los criterios y la experiencia del personal de mantenimiento y operación.

- Tareas de reacondicionamiento cíclico y de sustitución cíclica: Los componentes de un equipo son revisados y reparados a una frecuencia fija sin importar su estado. Cuando el modo de falla es relacionado con la edad algunas veces no es posible devolverlo a su condición normal de funcionamiento, en tales casos se debe cambiar el activo.

“La frecuencia de una tarea de reacondicionamiento o sustitución cíclica está determinada por la edad en la que el elemento o componente muestra un rápido incremento en la probabilidad condicional de falla”<sup>21</sup>.

Los modelos de falla vistos en la figura 23, que están relacionadas con el deterioro y la edad son las A, B y C, se presenta por la exposición al esfuerzo en el tiempo, horas de operación o cantidad de material procesado, cabe aclarar que aunque 2 equipos sean iguales su curva de desgaste siempre es diferente. Este tipo de esfuerzo es poco predecible y poco probable ya que los esfuerzos no siempre se aplican en forma constante

Existen otras fallas que no son relacionadas con la edad y sus modelos de falla son D, E y F, vistos en la figura 23. Estos modelos reflejan la situación cuando el esfuerzo es variable, pueden existir sobre picos de esfuerzo que traen como consecuencia una reducción de la resistencia a la falla incrementando en el equipo la vulnerabilidad a otro pico, otro tipo de picos lo reduce sólo temporalmente, y un último tipo de picos ocasiona una aceleración de la pérdida de la resistencia a la falla.

Otra forma de manejar la falla es acciones a falta de, la cual se utiliza cuando no se puede ajustar ninguna tarea proactiva en este caso se recurre al rediseño o llevar el equipo a falla, para manejarlo como correctivo, o a tareas de búsqueda de fallas.

Generalmente se piensa que para mejorar la disponibilidad de los equipo debe existir algún tipo de ruta preventiva, pero después de analizar los modos de falla se puede concluir que existen diferentes tareas las cuales se asignan según su modo de falla. Las principales características de una tarea son:

---

<sup>21</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en confiabilidad. Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. p.140

- El costo / beneficio de realizar la tarea debe ser óptimo
- La tarea debe tener disponibilidad de recursos humanos y equipos para realizarla
- La tarea debe ser fácil y ejecutable
- La tarea debe reducir el riesgo de la falla funcional, en caso contrario el equipo debe rediseñarse.

Tipos de tareas:

- Tareas Operativas: Condiciones operativas, Ph, temperatura, presión
- Tareas Predictivas: Muestras de aceite, vibraciones, termografías
- Tareas funcionales operativas: Pruebas semanales, test de instrumentos
- Tareas por oportunidad: Proyectos, actualizaciones, rediseños
- No intrusivas: Reemplazo de aceite, torques, inspecciones, boroscopio
- Tareas funcionales de mantenimiento: Test de instrumentos, protecciones, pruebas de válvulas
- Intrusivas: Equipos fuera de servicio para inspección y reparación, chequeo de partes internas

Una tarea proactiva se ejecuta sólo si logra reducir las consecuencias de la falla, teniendo en cuenta el costo de hacer la misma.

Dentro del mantenimiento se da prioridad a las tareas a condición ya que generalmente no intervienen con la producción, identifican condiciones específicas de modo que definen concretamente que acción correctiva debe ejecutarse y adicionalmente alargan la vida del activo al identificar exactamente el punto de falla potencial.

En caso de no encontrar una tarea a condición apropiada para el modo de falla se debe pensar en reacondicionamiento o sustitución cíclica, lo cual trae como

desventajas: por lo general se debe ejecutar con el equipo fuera de servicio, puede darse el caso de cambiar componentes o equipos que aún tenga vida útil y adicionalmente este tipo de tareas requiere más mano de obra al estar involucradas otras especialidades.

Por otro lado en algunos casos es necesario combinar los diferentes tipos de tareas proactivas ya que una por si sola no reduce el riesgo de la falla.

**2.3.7 Acciones “a falta de”.** Cuando no se ha encontrado ninguna tarea proactiva que reduzca el riesgo de falla a un nivel tolerablemente bajo se pueden emplear acciones “a falta de” entre las cuales está: búsqueda de fallas, rediseño y mantenimiento no programado.

Búsqueda de falla: Para las fallas ocultas que originan fallas múltiples y no se ha encontrado una tarea proactiva que reduzca el riesgo de falla, se debe realizar periódicamente una tarea de búsqueda de falla, en caso de no encontrar una tarea de búsqueda de falla apropiada, se debe rediseñar.

“Las tareas diseñadas para chequear si algo todavía funciona se conocen como tareas de búsqueda de fallas o chequeos funcionales”<sup>22</sup>. También son llamadas tareas detectivas.

Este tipo de tareas pueden realizarse a intervalos periódicos, lo ideal es simular las condiciones requeridas con la finalidad de determinar si el equipo está en falla. Se debe tratar de realizar este tipo de chequeos sin perturbar o desconectar el equipo para minimizar el riesgo de falla ya que si se desconecta o desarma siempre existirá la posibilidad de normalizarlo incorrectamente.

---

<sup>22</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en confiabilidad. Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. p.175

El intervalo adecuado para realizar este tipo de tareas cíclicas se define por la disponibilidad y confiabilidad deseada. Se necesita saber cuál es el tiempo medio entre fallas y la disponibilidad deseada del equipo.

El intervalo de búsqueda de falla FFI = ***Failure Finding Interval***, se define por la siguiente ecuación

Ecuación 5 Intervalo de búsqueda de falla

$$FFI = 2 \times \text{Indisponibilidad} \times TMEF$$

Ejemplo de FFI: Se requiere el 95% de disponibilidad para el equipo A y su TMEF es 8740 días, aplicando la fórmula para determinar el intervalo de búsqueda de falla la inspección se tendría que realizar cada 847 días.

Ecuación 6 Ejemplo FFI

$$FFI = 2 \times 5\% \times 8740 \text{ días} = 847 \text{ días}$$

Rediseño: Se presenta cuando hay algún cambio en las especificaciones o cualquier componente de un equipo, incluye además modificaciones cuando se agrega un elemento nuevo, se sustituye la máquina entera o se cambia de ubicación.

Para las fallas que pongan en riesgo la seguridad o al medio ambiente, si no se ha encontrado una tarea proactiva que reduzca el riesgo de falla, obligatoriamente se debe rediseñar el componente o cambiar el proceso.

Para las fallas con consecuencias operacionales y no operaciones en donde no se ha encontrado una tarea proactiva que cueste menos que el costo total de falla, la

estrategia de mantenimiento es no realizar mantenimiento programado o rediseñar.

Mantenimiento no programado: El mantenimiento no programado es válido sólo si la falla múltiple asociada no trae consecuencias a la seguridad ni al medio ambiente, y si no se puede encontrar una tarea proactiva que no sea costo – eficaz

**2.3.8 Diagrama de decisión de RCM.** Este diagrama define que mantenimiento de rutina que será realizado y las frecuencias, que fallas son lo suficientemente serias como para justificar un rediseño y que se dejará como mantenimiento no programado.

El formato de hoja de decisiones se muestra en el anexo 2 y el diagrama de decisión RCM II se muestra en el anexo 3. La hoja de decisión está dividida en 16 columnas. Las primeras 3 (F, FF y FM) identifican el modo de falla que se analiza en esa línea. Se utiliza para correlacionar la hoja de información con la hoja de decisión.

Las siguientes 4 columnas son para evaluar las consecuencias de cada modo de falla, en cuanto a:

- H= ¿Será evidente a los operadores la pérdida de la función causada por éste modo de falla actuando pos sí solo en circunstancias normales? Si la respuesta es afirmativa se escribe S en la columna H y se sigue con la pregunta S, pero si la respuesta es negativa se escribe N en la columna H y se baja en el diagrama de decisión a la pregunta H1.
- S= ¿Produce este modo de falla una pérdida de función u otros daños que pudieran lesionar o matar a alguien? Si la respuesta es afirmativa se escribe S en la columna S y se sigue con la pregunta S1, pero si la

respuesta es negativa se escribe N en la columna S y se sigue en el diagrama de decisión a la pregunta E.

- E= ¿Produce este modo de falla una pérdida de función u otros daños que pudieran infringir cualquier normativa o reglamento del medio ambiente? Si la respuesta es afirmativa se escribe S en la columna E y se sigue con la pregunta S1, pero si la respuesta es negativa se escribe N en la columna E y se sigue en el diagrama de decisión a la pregunta O.
- O= ¿Ejerce el modo de falla un efecto adverso directo sobre la capacidad operacional? Si la respuesta es afirmativa se escribe S en la columna O y se sigue con la pregunta O1, pero si la respuesta es negativa se escribe N en la columna O y se sigue en el diagrama de decisión a la pregunta N1.

Las siguientes 3 columnas registran si ha sido seleccionada una tarea proactiva y qué tipo de tarea.

- H1,S1,O1,N1= Se registra S si se establece que es técnicamente factible realizar una tarea por condición, en caso negativo se registra N
- H2,S2,O2,N2= Se registra S si se establece que es técnicamente factible realizar una tarea de reacondicionamiento programado, en caso negativo se registra N
- H3,S3,O3,N3= Se registra S si se establece que es técnicamente factible realizar una tarea de sustitución cíclica, en caso negativo se registra N

Si se deben registrar tareas a falta de se completan en las columnas H4, H5, S4, estas columnas sólo se responden si las 3 anteriores siempre fueron “no”.

- H4= Se registra S si se establece que es técnicamente factible realizar una tarea de búsqueda de fallas, seguidamente se completan las últimas 3 columnas. En caso negativo se registra N

- H5= Sólo se registra si H4 es negativo. Se pregunta si la falla múltiple afecta la seguridad o el medio ambiente. Si se registra S es obligatorio realizar rediseño, en caso negativo se registra N
- S4= Sólo se registra si H4 y H5 son negativo. Se registra S si es técnicamente factible realizar una combinación de tareas proactivas. la falla múltiple afecta la seguridad o el medio ambiente, en caso negativo se registra N y el rediseño es obligatorio.

Las últimas 3 columnas se utilizan para colocar la tarea propuesta, su frecuencia y quién ha sido designado para ejecutarla. En la columna Tarea Propuesta, también se utiliza para especificar si el modo de falla requiere rediseño o si no se programará mantenimiento.

### 3. MODELO DE CRITICIDAD, TOMA DE INFORMACIÓN Y MODELOS DE FALLA

#### 3.1 ANÁLISIS DE CRITICIDAD

La criticidad es una medida ponderada que considera los siguientes aspectos:

- El efecto que provocaría una falla del módulo funcional (ó equipo) dentro del proceso;
- La velocidad de reparación de la falla.
- La frecuencia de ocurrencia de la falla.

El criterio rector es considerar la criticidad como un indicador de la “magnitud del problema” que ocasiona la falla de un módulo o equipo. Una vez obtenido el nivel de criticidad, éste será empleado para definir la estrategia de mantenimiento de ese módulo o equipo. O sea que todos los criterios que se adoptan para definir y cuantificar la criticidad, sirven para decidir finalmente una estrategia de mantenimiento. La magnitud del problema ó criticidad depende de tres aspectos:

El efecto: Es el impacto cuantificado que genera en las diferentes áreas de la división como los es:

- Efecto cuantificado sobre el Medio Ambiente y Seguridad “MAS”
- Efecto cuantificado sobre la Producción “PROD”
- Efecto cuantificado sobre Costos Operativos. “COP”
- **Stand by**, equipos en reserva “STBY”, el valor de esta constante es de 1 cuando no hay STBY y 0 cuando lo hay.

Velocidad de reparación: La velocidad de la reparación o el tiempo en que se demora regresar el equipo a sus condiciones operativas está determinado por:

- Tiempo Máximo admisible fuera de servicio “TMAFS”
- Tiempo en falla. “TEF”

La frecuencia de fallas: La frecuencia de fallas de un equipo está en función de:

- Tiempo medio entre fallas “TMEF”
- Historial, se consideran datos históricos de las fallas de los equipos.
- Nivel de carga, es el nivel de carga sometido con respecto a su nivel de carga nominal.
- Régimen, es la intensidad horaria a la cual está sometido.
- Factor de frecuencia de las fallas “FFF”

Así la ecuación para calcular la criticidad de los equipos teniendo en cuenta todos los factores que se ven afectados es:

#### Ecuación 7 Criticidad

$$Criticidad = \{(PROD + COP) \times STBY + MAS\} \times FFF \downarrow$$

Cuantificación de la velocidad de reparación: Se relaciona con TMAFS y TEF

TMAFS es el tiempo en hs que tolera la instalación asociada al equipo o módulo en falla antes de manifestar pérdidas de producción o efectos sobre el medio ambiente y/o seguridad.

TEF es el tiempo en hs que el equipo ó módulo está en condición de falla. Es recomendable obtener este valor para cada módulo, a partir de la experiencia

operativa del personal de mantenimiento. Para su cómputo se considera la disponibilidad de recursos de mano de obra, repuestos, herramientas, contratos de servicios, etc. TEF es la sumatoria de tiempos que se van acumulando:

TEF = demora en detección + demora en aviso + tiempo consumido en obtener disponibilidad de recursos necesarios + tiempo neto de reparación + tiempo de puesta en marcha.

Este cálculo es fundamental para evaluar los efectos posteriormente:

Si TEF < TMAFS no habrán efectos o serán leves; Si TEF > TMAFS los efectos serán más significativos a medida que la diferencia sea mayor.

En caso de no tener datos precisos para determinar el tiempo consumido en obtener la disponibilidad de todos los recursos necesarios, se puede utilizar como guía la Tabla 2.

**Tabla 2 Estimación de demoras para obtener disponibilidad de recursos**

RECURSOS	Condiciones	TIEMPO ESTIMADO
MANO DE OBRA	Requiere mantenimiento especializado, no disponible en el área, sin contrato vigente	2 meses
	Requiere mantenimiento especializado, no disponible en el área, con contrato vigente	3 días
	Requiere mantenimiento disponible en el área	0
REPUESTOS	Requiere de repuestos de alto plazo de entrega/ importado	16 semanas
	Requiere de repuestos de medio plazo de entrega	8 semanas
	Requiere de repuestos de corto plazo de entrega	1 semana
	Requiere de repuestos existentes en stock	0

Cuantificación del efecto: Cuantificar el efecto es la ponderación fundamental de la criticidad. Para ello se asigna los siguiente pesos relativos entre las variables de efecto: 45% para PROD, 45% para MAS, y 10% para COP. (Ver Tabla 3).

**Tabla 3 Cuantificación de efectos**

EFECTO	ALTO		BAJO		NULO	
	Definición	Valor	Definición	Valor	Definición	Valor
PROD	La falla provoca una pérdida importante dentro de un proceso	45	La falla provoca alguna pérdida dentro del proceso	23	La falla no provoca pérdidas productivas dentro del proceso	0
MAS	La falla provoca un efecto grave de seguridad y/o al medio ambiente	45	La falla provoca un efecto leve de seguridad y/o al medio ambiente	23	La falla no provoca efecto de seguridad y/o al medio ambiente	0
COP	La falla genera un costo operativo mayor o = a U\$S 5000	10	La falla genera un costo operativo menor a U\$S 5000	5	La falla no genera costos operativos	0

Cuantificación de frecuencias de fallas: La frecuencia de falla influye directamente sobre el valor de criticidad, ya que indica una repetición del efecto. (Ver Tabla 4).

**Tabla 4 Cuantificación de frecuencias de falla**

	ALTA		MEDIA		BAJA
FRECUENCIA DE FALLA	Ocurren > 4 fallas por año. MTBF < 3 meses	Ocurre e/ 1 y 4 fallas por año. MTBF e/ 3 y 12 meses	Ocurre e/ 0.2 y 1 fallas por año. MTBF e/ 1 y 5 años	e/ 0.1 y 0.2 fallas por año. MTBF e/ 5 y 10 años	Menos de 0.1 fallas por año. MTBF > 10 años
Valor de $f_{ff}$	1	0.9	0.8	0.6	0.4

Las fuentes de información para obtener la frecuencia de falla serán las que siguen en orden jerárquico. O sea que de no contar con la primer fuente de información se deberá recurrir a la siguiente:

- Índice MTBF: Éste índice se calculará regularmente como parte de la gestión habitual en base a la registración que se realiza en un CMMS.
- Historial del equipo: Se procurará construir el índice MTBF en base a cualquier información que se consiga del comportamiento histórico que haya tenido este equipo. En su defecto se puede tomar como referencia algún equipo con similares características y condiciones operativas.
- Estimación para equipos nuevos sin historial: se asumen frecuencias de fallas alta, media ó baja de acuerdo a tabla auxiliar, considerando las variables Carga y Régimen.
- Estimación para equipos usados sin historial: se asumen frecuencias de fallas altas, media ó baja de acuerdo a otra tabla auxiliar, considerando las variables Carga y Régimen.

NOTA: Las estimaciones son bastante conservativas y tienden a la peor condición. Por otro lado es un valor inicial que luego se debe ajustar con los datos futuros del historial. Las Tablas 5 y 6 muestran las estimaciones de frecuencia de fallas para equipos nuevos y para equipos usados, respectivamente

**Tabla 5 Estimaciones de frecuencia de fallas para equipos nuevos**

<b>NIVEL de CARGA REGIMEN</b>	<b>SOBRECARGADO:</b> Equipo opera por encima de su capacidad nominal	<b>NORMAL:</b> Equipo opera a su capacidad nominal	<b>SUBCARGADO:</b> Equipo opera por debajo de su capacidad nominal
<b>CONTINUO:</b> Equipo en servicio 24 hs al día Con arrq/paro > 24 hs	ALTA	MEDIA	BAJA
<b>PARCIAL:</b> Eq. en servicio mas de 12 hs/día Con 1 o 2 arrq/paro al día	MEDIA	MEDIA	BAJA
<b>OCASIONAL:</b> Eq. en serv. menos de 12 hs/día entre 1 y 4 arrq/paro al día	MEDIA	BAJA	BAJA
<b>INTERMITENTE:</b> Equipo en servicio con mas de 4 arrq/paro al día	ALTA	ALTA	ALTA

**Tabla 6 Estimación de frecuencias de fallas para equipos usados**

<b>NIVEL de CARGA REGIMEN</b>	<b>SOBRECARGADO:</b> Equipo opera por encima de su capacidad nominal	<b>NORMAL:</b> Equipo opera a su capacidad nominal	<b>SUBCARGADO:</b> Equipo opera por debajo de su capacidad nominal
<b>CONTINUO:</b> Equipo en servicio 24 hs al día Con arrq/paro > 24 hs	ALTA	ALTA	MEDIA
<b>PARCIAL:</b> Eq. en servicio mas de 12 hs/día Con 1 o 2 arrq/paro al día	ALTA	ALTA	MEDIA
<b>OCASIONAL:</b> Eq. en serv. menos de 12 hs/día Con 1 o 2 arrq/paro al día	ALTA	MEDIA	MEDIA
<b>INTERMITENTE:</b> Equipo en servicio con mas de 2 arrq/paro al día	ALTA	ALTA	ALTA

Una vez determinados los valores de efecto, velocidad de reparación de la falla y frecuencia de ocurrencia de la falla, se cargan en la ecuación y se calcula la criticidad.

El valor de la ecuación se introduce en la tabla 7 y se obtiene la Criticidad del módulo y del equipo

**Tabla 7 Bandas de criticidad**

TIPO de CRITICIDAD	VALOR DE CRITICIDAD
Tipo A	CR > 40
Tipo B	40 > CR > 20
Tipo C	CR < 20

Aplicando lo anteriormente explicado en este capítulo realizamos un análisis de criticidad en algunos de los equipos de la división con el objetivo de mostrar un ejemplo de cómo se realiza el análisis de criticidad, en la tabla 8 podemos ver los resultados de este análisis. Por políticas de seguridad en el manejo de la información de la compañía Drummond Ltd no podemos mostrar los valores que llevaron a la ponderación de cada una de las variables, solo los resultados.

**Tabla 8 Resultados del análisis de criticidad de equipos de la división**

EQUIPOS	PROD	COP	STBY	MAS	FFF	CRITICIDAD
Unidad basica Rig PEMCO 2020	45	10	1	23	1	78
Compresor sullair	45	10	0	23	0,4	9,2
Compresor Backup	0	0	0	23	0,6	13,8
Generdor No 1	45	10	0	23	0,8	18,4
Generador Backup	0	0	0	23	0,4	9,2
Hidrolavadora	0	0	1	23	1	23
Engrasadora neumatica	0	0	1	23	1	23
Planta de iluminacion	45	10	1	23	0,9	70,2

### 3.2 TOMA DE INFORMACIÓN

El objetivo fundamental del RCM es el de preservar la funcionalidad del equipo teniendo en cuenta las fallas que este puede presentar mediante la prevención de

estas fallas o el debido manejo de las mismas minimizando el impacto que estas generan en las operaciones o la producción.

Por esto es muy importante conocer con exactitud cuáles son las fronteras, interfaces, características, condiciones operativas, condiciones ambientales, funciones principales y funciones secundarias de cada uno de los equipos que van a ser caso de estudio en el RCM. Para llevar esta información se recomienda la utilización de formatos que permitan fácilmente el diligenciamiento de esta y tener claridad en el significado de cada una de las casillas a llenar.

También es importante incluir en el formato una imagen o boceto del equipo el cual permita su fácil identificación y su papel en el proceso.

**Fronteras:** Se deben definir las fronteras del equipo pues estas no serán parte en el estudio pues no se consideran parte del equipo, las fronteras son los límites del equipo.

**Interfaces:** Las interfaces son las uniones o los medios por donde el equipo que es objeto de estudio está unido a sus fronteras.

**Características:** Son las características técnicas del equipo.

**Condiciones operativas:** Es la condición de operación del equipo, si es continuo, si debe trabajar a una frecuencia en particular, etc.

**Condiciones ambientales:** son las condiciones ambientales a las que esta expuesto el equipo, polvo, ambientes corrosivos, etc.


Función principal: Esta es la más importante pues todo nuestro estudio estará centrado en garantizar que esta función no se pierda, no siempre es la función que da el fabricante, es la función que realiza en nuestro proceso.

Funciones secundarias: Son las demás funciones que no impiden que el equipo funcione pero si tienen incidencia en el estado del equipo.

En la siguiente descripción identificaremos la función principal y secundaria de un automóvil; movilizar pasajeros de un punto al otro respetando los índices de seguridad establecidos “función principal”, procurando confort en los pasajeros y distracción mediante el sistema de sonido del automóvil “función secundaria”.

En el enunciado anterior todas las fallas que hagan que la función principal no se pueda cumplir; fallas en motor, fallas en luces y cinturones de seguridad afectan la función principal del vehículo y lo dejaran inoperativo,. Sin embargo las fallas del sistema de sonido no hace que se pierda la función principal ósea que el automóvil puede trasportar el personal y la reparación del sistema de sonido puede programarse para un mantenimiento futuro.

En la Figura 25 se muestra la toma de la información realizada a un agitador BRAND MA15 ubicado en el tanque de lodos de succión del Rig de perforación Pemco 2020.

	Planta: <b>Agitador de Lodos Brandt MA15</b>	Fecha: <b>05/05/09</b>
	Objeto de estudio:	Código: <b>AG 02</b>
Fronteras: <u>Motor Eléctrico AC</u> <u>Vástago de aspas de agitación</u> <hr/> <hr/>	Diagrama: 	
Interfaces: <u>Acoples Omega No 30</u> <u>Flanche</u> <hr/> <hr/>		
Características técnicas: <u>Agitador "reductor" sistema de tornillo sin fin corona, reducción de 20 -1, lubricado y refrigerado por valvulina</u> <hr/>		
Condiciones operativas: <u>Rotar a 60 RPM el vástago de las aspas de agitación durante 24 Horas diarias mientras el tanque se encuentre con fluido.</u> <hr/>		
Condiciones ambientales: <u>Rango de temperatura ambiente entre 25 a 35 grados C.</u> <u>Expuesto a condiciones ambientales de polvo y agua de lluvia.</u> <hr/>		
Funciones principales: <u>Rotar las aspas a velocidad constante de 60 RPM.</u> <hr/> <hr/> <hr/>	Funciones secundarias: <u>Agitar el lodo para evitar que se aglomere.</u> <hr/> <u>Realizar la mezcla de el lodo con los aditivos que se agregan.</u> <hr/> <u>Ayudar a la separación del gas que hay atrapado en el lodo.</u> <hr/>	
Realizó: <b>Fabio Plata T.</b>	Revisó:	Aprobó:

**Figura 25. Hoja de información agitador Brand MA15**

Estos datos son tomados en los grupos de RCM ya que los que conocen exactamente las funciones principales y secundarias de los equipos es el grupo de operaciones

### **3.3 MODOS DE FALLA**

El Análisis de modos y efectos de fallas, es un proceso sistemático para la identificación de las fallas potenciales en los equipos antes de que éstas ocurran, con el propósito de eliminarlas o de minimizar el riesgo asociado a las mismas. Por lo tanto, puede ser considerado como un método analítico estandarizado para detectar y eliminar problemas de forma sistemática y total, cuyos objetivos principales son:

- Determinar los efectos de las fallas potenciales en el desempeño del equipo.
- Identificar las acciones que podrán eliminar o reducir la oportunidad de que ocurra la falla potencial.
- Analizar la confiabilidad del sistema
- Documentar el proceso

La Tabla 9 muestra la información relacionada con los modos de falla del agitador de lodos.

Tabla 9. Hoja de Información Agitador de Lodos



DEPARTAMENTO DE HIDROCARBUROS & EXPLORACIÓN MINERAL  
ÁREA DE MANTENIMIENTO

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		Sistema: Agitador de lodos	Sistema No. AG 02	Facilitador:	Fecha
		Subsistema Reductor Brand MA15	Subsistema No.	Auditor:	Fecha
FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL "Pérdida de Función"	MODO DE FALLA	EFECTO DE FALLA "Que Sucede cuando se produce una falla"		
1 Rotar las aspas a velocidad constante de 60 RPM	A No hay rotación	1 Rortura en acople omega	Se aprecia que el motor tiene un giro continuo pero el reductor no se mueve pues se observa que el lodo esta quieto.		
		2 Falla en la cuña del acople	Se observa que gira el acople pero el reductor no se mueve pues se observa que el lodos esta quieto.		
		3 Rortura del la corona del reductor	Se observa giro en el motor y acople pero el agitador esta quieto ademas de presentar ruidos anormales dentro del reductor.		
		4 Falla en el motor electrico	No hay movimiento en el motor electrico, falla en el motor o en el sistema de suministro de energia		
	B Rotación no constante	1 Falla en el motor electrico	El motor no mantiene giro constante de 1200 RPM pues tiene alguno de los campos recalentados o fallas en las bormeras de conexión.		
		2 Falla o desajuste en los rodamientos del reductor	El reductor no tiene giro constante a pesar de que el motor electrico si, se siente un cabeceo o golpe en el reductor.		
		3 Falla en el suministro de energia electrica	se observan variaciones de velocidad en el motor electrico debido a fluctuaciones del sistema de energia.		
2 Agitar el lodo para que no se aglomere	A El reductor gira pero el lodo no se esta agitando	1 Se desacoplo el vastago de las aspas	Se observa giro constante en el motor y el agitador pero no se agita el lodo, se aprecia que el consumo de corriente del motor esta por debajo de lo normal		
3 Agitar el lodo de forma regular	A El lodo se agita de forma irregular	1 Perdida de aspas	Se aprecia que el lodo se agita de forma irregular produciendo salpiqueos en el tanque.		
		2 Aspas en angulo inadecuado	El lodo gira en forma irregular, se revizan las aspas y todas estan completas, estas deben estar en angulo de 30 grados con la horizontal del reductor.		

#### 4. MODELO DE IMPLEMENTACION DE RCM II PARA LOS EQUIPOS DEL DEPARTAMENTO DE H&SM

Para la implementación se propone realizar el proyecto en 4 fases, basados en el ciclo de PHVA de Deming (planear, hacer, verificar y ajustes).(Ver Figura 26).

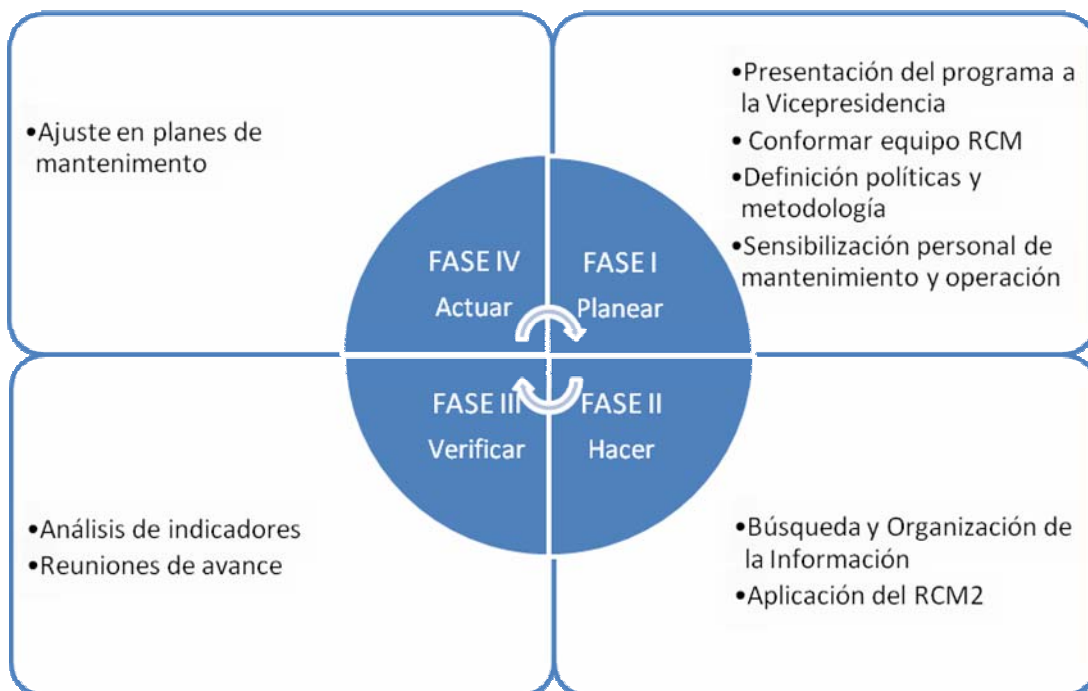


Figura 26 Fases implementación RCM

#### 4.1 FASE I: PLANEAR

**4.1.1 Presentación del programa a la Vicepresidencia.** Se realizará una presentación del programa a la Vicepresidencia, definiendo los objetivos, el alcance, cronograma y presupuesto. Los cual se especifica a continuación.

Objetivo Principal: Aumentar la confiabilidad al 95% de los equipos críticos que sirven de apoyo a los proyectos.

#### Objetivos específicos:

- Encontrar las frecuencias adecuadas para asegurar el buen funcionamiento de los equipos
- Extender el tiempo entre paradas
- Disminuir el número de paradas
- Identificar acciones que eviten el mantenimiento reactivo
- Incrementar la motivación del personal, especialmente los que interviene directamente en la implementación de RCM

#### Alcance:

Por altos costos de mantenimiento e incremento del correctivo se aplicará la metodología RCM II a los siguientes equipos críticos: Rig de Perforación PEMCO 2020 de 350 HP de 5000 pies, Rig Foremost Mobile B80 de perforación de corazonamiento para 1500 fts y Equipos de soporte o rodaje al igual que a sus subsistemas.

#### Factores de Éxito:

- Apoyo de la Vicepresidencia y el superintendente de la división, los cuales deben estar involucrados en todas las fases del proyecto, mediante la revisión de informes y avances, adicionalmente para garantizar la disponibilidad de los recursos humanos, y económicos
- Alto grado de compromiso de los integrantes del grupo de RCM el cual debe ser interdisciplinario
- Comunicación a nivel empresarial, que se vuelva política dentro de la empresa la implementación del RCM en los casos requeridos

#### Infraestructura y recursos requeridos:

- Oficina para reuniones dotada con proyector **video beam** y computador
- Personal de operación y mantenimiento con disponibilidad de 3 horas por 4 días a la semana durante la implementación, para el análisis y desarrollo de los pasos RCM
- Consultor externo experto RCM II

El cronograma se muestra en la Tabla 10.

**Tabla 10 Cronograma**

TAREAS	Marzo 2010	Abril 2010	Mayo 2010	Junio 2010	Julio 2010	Agosto 2010	Septiembre 2010	Octubre 2010
<b>FASE I</b>								
PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA	■							
FORMACIÓN DEL EQUIPO RCM II	■							
CAPACITACIÓN EQUIPO RCM II	■	■						
SENSIBILIZACIÓN PERSONAL	■	■	■	■	■	■		
<b>FASE II</b>								
APLICACIÓN RCM II A RIG DE PERFORACION PEMCO 2020 DE 350 HP DE 5000 PIES								
UNIDAD BÁSICA		■	■					
MOTOR DIESEL		■	■					
CAJA DE TRANSFERENCIA		■	■					
CAJA DE ANGULO RECTO		■	■					
TRANSMISION ALLISON		■	■					
MALACATES		■	■					
CLUTCH		■	■					
CAJA INVERSORA		■	■					
ROTARIA		■	■					
BOMBA LODOS		■	■					
MOTOR CATERPILLAR		■	■					
BOMBA CENTRIFUGA		■	■					
MOTOR ELÉCTRICO		■	■					
TANQUES DE LODOS		■	■					
COMPRESOR DE AIRE		■	■					
GENERADORES		■	■					
WINCHE NEUMÁTICO		■	■					
WINCHE HIDRAULICO		■	■					
CILINDROS HIDRAULICOS DE POTENCIA		■	■					
LLAVES HIDRAULICAS DE TUBERIA		■	■					
APLICACIÓN RCM II A RIG FOREMOST MOBILE B80 DE PERFORACIÓN DE CORAZONAMIENTO PARA 1500 FTS								
UNIDAD BÁSICA						■	■	
BOMBAS HIDRAULICAS						■	■	
MOTOR CAT 3304						■	■	
PRENSA HIDRAULICA						■	■	
ROTARIA						■	■	
WINCHE HIDRAULICO						■	■	
PTO BOMBAS HIDRAULICAS						■	■	
BOMBA DE LODOS						■	■	
PLANTA DE LUZ						■	■	
APLICACIÓN RCM II A EQUIPOS DE SOPORTE								
CARRO MACHO							■	■
CAMA BAJA							■	■
CAMA ALTA							■	■
<b>FASE III</b>								
REUNIONES DE AVANCE								
SEGUIMIENTO INDICADORES								
<b>FASE IV</b>								
MODIFICACIONES AL PLAN DE MANTENIMIENTO								

Para calcular el costo de la implementación se tiene en cuenta el valor de la hora hombre de cada integrante del proyecto (3 horas x 4 días x 8 meses) más el costo del consultor (los primeros 4 meses 1 vez semanal y los siguientes 4 meses una vez mensual antes de la reunión con vicepresidencia). El presupuesto total calculado se muestra en la Tabla 11.

**Tabla 9 Presupuesto**

Ítem	Valor
Supervisor de operación	16.000.000
Supervisor técnico de mantenimiento	13.600.000
Facilitador	16.000.000
Operador	12.800.000
Técnico	10.400.000
Consultor externo RCM	19.200.000
Adicionales (Papelería, refrigerios, otros)	13.200.000
<b>TOTAL</b>	<b>101.200.000</b>

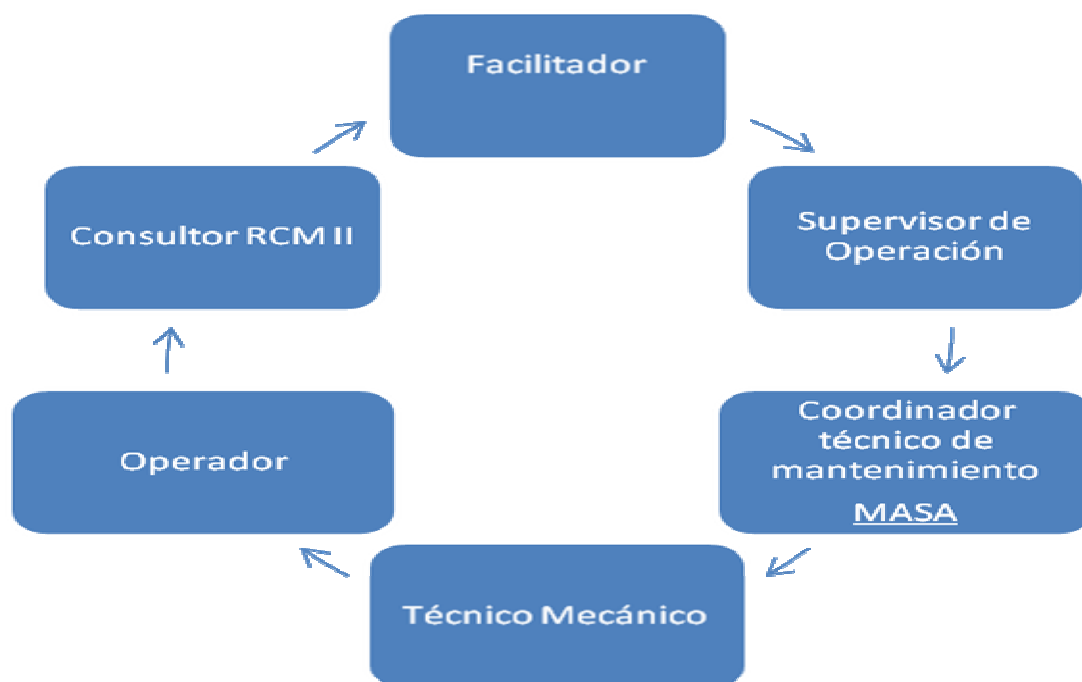
Relación Costo beneficio = Se realizaron los cálculos de costo beneficio partiendo del valor actual de confiabilidad el cual es de 78%, uno de los objetivos de implementar RCM II es aumentar la confiabilidad al 95% lo que representaría una disminución del 77% en los costos asociados a las fallas de los equipos.

Nota: Por políticas de seguridad en la información de la compañía Drummond Ltd. No es permitido divulgar las cifras contables, pero si se puede asegurar que el proyecto es perfectamente viable.

**4.1.2 Equipo RCM.** Los integrantes de este grupo entran en un proceso de aprendizaje ya que conocen a profundidad el funcionamiento de los equipos y sus modos de falla. Esto trae consecuencias positivas para los mismos activos ya que los trabajadores ejecutan posteriormente sus labores con más conciencia y mayor rendimiento.

RCM establece 7 preguntas cuyas respuestas no las puede dar sólo el personal de mantenimiento sino debe ser un grupo interdisciplinario que involucre personal de operación y mantenimiento a varios niveles.

La organización y relaciones del proyecto se muestra en la Figura 27



**Figura 25 Organigrama RCM**

Se requiere de un consultor especializado en RCM II, cuya función principal es capacitar al personal de la empresa involucrado en el proceso. Adicionalmente realizará una serie de sensibilizaciones a nivel de toda la compañía durante la implementación y realizará las revisiones de los avances para corregir anomalías y dar soporte en casos requeridos.

El facilitador debe ser entrenado en RCM para garantizar que todos los pasos se cumplan, sus responsabilidades son: organizar el equipo de trabajo, liderar y coordinar las actividades a realizar. El lema durante el transcurso de las reuniones será “el consenso”. Adicionalmente el facilitador debe:

- Preparar las reuniones, recolectar la información requerida para la reunión, planos, diagramas de flujo, registros históricos, etc.
- Seleccionar los niveles de análisis y definir los límites

El supervisor técnico de mantenimiento, supervisor de operación, el operador y el técnico son responsables de aportar su disponibilidad y conocimiento en cada etapa.

**4.1.3 Definición de Políticas y metodología de reuniones. Para garantizar la fluidez durante el desarrollo de la implementación se debe cumplir con las siguientes políticas:**

- Compromiso de los directivos en las cuatro fases del proyecto: La vicepresidencia y superintendencia realizarán seguimiento mensual y verificación de los resultados en cada fase del proyecto, dentro de esta reunión se tocarán los siguientes temas: Tareas ejecutadas y aspectos relevantes, desviaciones en puntos críticos: involucra: costos y cronograma y seguimiento al programa

- Difusión periódica de resultados en toda la compañía: Mensualmente se emitirá un boletín dirigido a todo el personal de la compañía informando los avances y cambios en los planes de mantenimiento
- Promover la buena comunicación y trabajo en equipo durante el desarrollo de las reuniones del grupo RCM

De acuerdo a la disponibilidad del personal, se realizarán reuniones diarias 3 horas 4 días a la semana con el grupo RCM. De las reuniones diarias se llevará registro mediante Acta en medio magnético el cual se distribuirá finalizada la reunión a los integrantes del grupo RCM. El acta debe contener los siguientes puntos:

- Fecha y Lugar de ejecución de la reunión
- Listado de asistentes
- Lectura del acta anterior, con modificaciones si las hay.
- Registro de los sistemas y sub sistemas tratados en la reunión y especificando el punto avanzado dentro de los pasos de RCM2
- Compromisos
- Varios

**4.1.4 Sensibilización personal. Se programará capacitación por parte del consultor 8 horas mensuales con grupos de mantenimiento y operación no mayores a 10 personas, con la finalidad de sensibilizar el personal en el manejo de conceptos y metodología RCM II**

## **4.2 FASE II: HACER**

Se recolectará la siguiente información escrita y mediante entrevistas con el personal operativo de mantenimiento e ingenieros de planta:

- Manuales, planos y documentos relacionados con los equipos
- Experiencia de los fabricantes o proveedores técnicos especializados de fallas comunes en los equipos que suministran, teniendo en cuenta el contexto operacional.
- Información operacional, instrucciones de operación y mantenimiento
- Planillas de los operadores
- Historia del mantenimiento, registro de fallas anteriores
- Listado de componentes de los sistemas
- Procedimientos e instructivos
- Información de la industria

En la reuniones diarias se completará la hoja de toma de información u hoja de funciones, la hoja de modos y efectos de falla y posteriormente la hoja de toma de decisiones.

### **4.3 FASE III: VERIFICACIÓN**

Es importante definir indicadores para entregar a los participantes del RCM, al vicepresidente, superintendente y a la compañía una herramienta para que se verifique el resultado de la implementación del RCM y el seguimiento periódico del avance.

Los indicadores son:

- Compromiso de los participantes
- Cumplimiento del cronograma
- Cantidad de modificaciones ejecutadas

#### **4.4 FASE IV: AJUSTES**

Los cambios en los planes de mantenimiento se realizarán inmediatamente después de aprobar en la reunión mensual con vicepresidencia los resultados de los análisis realizados a cada uno de los equipos. Estos nuevos programas de mantenimiento se entregarán a planeación con el objetivo de que sean implementados en el sistema de información.

## 5. CONCLUSIONES

RCM focaliza su atención en las actividades de mantenimiento que tienen mayor efecto en el desempeño dentro de la organización, es decir realizar tareas que reduzcan las consecuencias de las fallas.

RCM es un proceso que establece las políticas para garantizar que los equipos sigan cumpliendo con su función en el contexto operacional

Debido a que los procedimientos de mantención de un equipo establecidos por los distribuidores, generalmente son efectivos hasta cierto punto, ya que no todos los equipos operan bajo los mismos parámetros de funcionamiento, o bajo el mismo contexto operacional, realizar un análisis RCM a un equipo nuevo o que lleve poco tiempo operando es de gran ayuda para el personal de mantenimiento, porque se pueden tomar decisiones más rápidas y más asertivas en cuanto a las posibles fallas y su respectiva tarea proactiva a realizar.

Antes de empezar a realizar el estudio de RCM se deben capacitar a los integrantes del grupo para que comprendan la magnitud de esta filosofía de mantenimiento, además se debe tener un facilitador con bastante experiencia que lleve los hilos de las reuniones y guie el proceso de la implementación.

Identificando los modos de falla de los equipos de la división de hidrocarburos y explotación de minerales se obtienen mejores resultados de confiabilidad y disponibilidad

## BIBLIOGRAFÍA

MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Segunda edición, North Carolina, Aladon LLC, 2004, 433 p.

PAURO, Ricardo. Mantenimiento centrado en confiabilidad: ¿Qué esperamos? Disponible en Internet: [www.capacitacionempresarial.la](http://www.capacitacionempresarial.la)

PEREZ JARAMILLO, Carlos Mario. Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM aplicación e impacto. Primer congreso mexicano de confiabilidad y mantenimiento 2003. Disponible en Internet: [www.soporteycia.com.co](http://www.soporteycia.com.co)

----- RCM Casos de éxito y sus factores claves. Reliability world Latin America 2005. Disponible en Internet: [www.noria.com/sp/rw2005/memorias](http://www.noria.com/sp/rw2005/memorias)

RCM Mantenimiento centrado en confiabilidad. 2005. Disponible en Internet: [www.rcm-confiabilidad.com.ar](http://www.rcm-confiabilidad.com.ar)

REPSOL YPF, Staff técnico ABB, Estudio de criticidad de equipos, Julio de 2005

TAREK AKMED, Paul D. McKINNEY. Advanced Reservoir Engineering. Editorial Elsevier.

ORREGO BARRERA, Juan Carlos. Gestión de activos confiables basados en RCM. Disponible en Internet: [www.mantonline-rcm.com](http://www.mantonline-rcm.com)

S.J. Jeu, T.L. Logan, R.A. McBane. Exploitation of Deeply Buried Coalbed Methane Using Different Hydraulic Fracturing Techniques in the Piceance Basin, Colorado and San Juan Basin New Mexico. SPE 18253.

Anexo A Hoja de información RCM



DEPARTAMENTO DE HIDROCARBUROS & EXPLORACIÓN MINERAL  
 ÁREA DE MANTENIMIENTO

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		Sistema:			Sistema No.	Facilitador:	Fecha
		Subsistema			Subsistema No.	Auditor:	Fecha
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL "Perdida de Función"		MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA	
1		A		1			
				2			
				3			
		B		1			
				2			
				3			
2		A		1			
				2			
				3			

Anexo B Hoja de decisiones RCM



DEPARTAMENTO DE HIDROCARBUROS & EXPLORACIÓN MINERAL  
ÁREA DE MANTENIMIENTO

HOJA DE DECISIÓN RCMII			Sistema:											Sistema No.	Facilitador:	Fecha
			Subsistema											Subsistema No.	Auditor:	Fecha
Referencia de la Información			Evaluación de las Consecuencias				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Acción a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por	
F	FF	FM	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4				

## Anexo C Diagrama de decisión RCM II

