

**MODELO GERENCIAL DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA TEORÍA DE  
RCM PARA EL CAMPO MORICHE DE LA COMPAÑÍA PETROLERA  
MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.**

**DANIEL ÁNGEL GUERRERO MENESES  
OSCAR ALIRIO PABA GÓMEZ**

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

**2016**

**MODELO GERENCIAL DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA TEORÍA DE  
RCM PARA EL CAMPO MORICHE DE LA COMPAÑÍA PETROLERA  
MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.**

**DANIEL ÁNGEL GUERRERO MENESES  
OSCAR ALIRIO PABA GÓMEZ**

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

Director:

**Eynar Sarmiento Velásquez**

**Ingeniero de Sistemas - Especialista en Salud Ocupacional**

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

**2016**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Nuestras familias por su incondicional apoyo durante toda la especialización.

Nuestro director de monografía de grado el Ing. Eynar Sarmiento Velásquez.

Todos los docentes del programa Especialización en Gerencia de Mantenimiento de la Universidad Industrial de Santander por compartir sus valiosos conocimientos.

La compañía petrolera MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD., por el apoyo y la confianza suficiente con el suministro de la información necesaria para el desarrollo de la presente investigación.

## DEDICATORIA

A mi Dios todo poderoso por permitirme vivir y hacer realidad este gran sueño en mi vida.

A mis padres, familiares y amigos por su apoyo incondicional, comprensión y paciencia para la consecución de esta meta.

A mi futura esposa Sofía quien me ha brindado sus mejores consejos y motivación en los momentos difíciles de la especialización, a pesar del tiempo que hemos dejado de compartir.

**Daniel Guerrero.**

A Dios por haberme permitido cumplir este objetivo a pesar de la adversidad, por fortalecer mi corazón, iluminar y guiar mis pasos.

A mis padres, por haberme apoyado en todo momento, por sus valores, la motivación e insistencia constante, confianza y amor.

A mis dos bellos hijos Juan David y Danna Valentina, motor e inspiración de mi vida.

A ti mi adorada y maravillosa esposa que me ha acompañado en este duro proceso, dándome la fuerza para finalizar cada uno de estos retos que la vida me ha colocado.

A mis sobrinos, por todo su amor.

A mis hermanos, y demás familiares por su confianza, apoyo y comprensión.

**Oscar Paba.**

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>20</b>
<b>1. MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD</b>	<b>21</b>
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	22
1.1.1 Inicios del petróleo en Colombia.	22
1.1.2 Concesión de Mares.	22
1.1.3 La reversión.	23
1.1.4 Las compañías extranjeras.	23
1.1.5 Llega la Texaco.	23
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	24
1.2.1 Localización de campos petroleros.	24
1.2.2 Campo Moriche.	26
1.3 ORGANIZACIÓN	27
1.3.1 Gobierno corporativo.	27
1.3.2 Políticas.	27
1.3.3 Misión.	27
1.3.4 Visión.	28
1.3.5 Valores.	28
1.3.6 Estructura Organizacional (Organigrama Institucional en Campo).	29
1.4 PROCESOS PRODUCTIVOS DE LOS HIDROCARBUROS	30

1.4.1 Upstream.	30
1.4.2 Downstream.	30
1.5 DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO CAMPO MORICHE	31
1.6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	32
1.7 OBJETIVOS	33
1.7.1 General.	33
1.7.2 Específicos.	33
1.8 JUSTIFICACIÓN.	33
<b>2. TEORÍA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)</b>	<b>39</b>
2.1 HISTORIA DEL RCM	39
2.2 DEFINICIÓN DE RCM	39
2.3 INTRODUCCIÓN AL RCM	40
2.3.1 Las siete preguntas básicas en RCM.	40
2.3.2 Pasos para implementar RCM.	40
2.3.3 Ventajas de implementar RCM.	41
2.4 ESTRUCTURA Y CONCEPTUALIZACIÓN DEL RCM	41
2.4.1 Funciones.	41
2.4.2 Fallas funcionales.	42
2.4.3 Modos de falla.	42
2.4.4 Efectos de las fallas.	43
2.4.5 Consecuencias de las fallas.	43
2.4.6 Actividades de mantenimiento.	43

2.4.7	Árbol lógico de decisión.	44
2.5	INDICADORES DE GESTIÓN EN MANTENIMIENTO.	46
2.5.1	Tiempo medio entre fallas o MTBF (siglas en inglés de Mean Time Between Failures).	46
2.5.2	Tiempo medio de recuperación o MTTR (siglas en inglés de Mean Time To Recover).	47
2.5.3	Disponibilidad (A).	47
2.5.4	Confiabilidad (R).	48
<b>3.</b>	<b>MODELO DE SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA APLICACIÓN DE RCM</b>	<b>49</b>
3.1	UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO (UBM)	49
3.1.1	Motor.	52
3.1.2	Caja de engranajes.	52
3.1.3	Manivelas.	52
3.1.4	Pesas o contrapesos.	53
3.1.5	Prensaestopas (Stuffing box).	54
3.1.6	Barra pulida (Polish rod).	54
<b>4.</b>	<b>ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO – CAMPO MORICHE</b>	<b>55</b>
4.1	REPORTE DE FALLAS	58
4.2	FUNCIÓN, FALLA FUNCIONAL Y MODOS DE FALLA DE UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO	59
4.3	ESTADÍSTICA DE LA INFORMACIÓN	59

4.4	ANÁLISIS DE LOS MODOS Y EFECTOS DE LAS FALLAS (AMEF)	70
4.5	ANÁLISIS DE CRITICIDAD	75
4.5.1	Descripción de la metodología.	75
4.6	EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS	78
4.7	SELECCIÓN DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO	86
<b>5.</b>	<b>PROPUESTA ESTRATÉGICA PARA LA GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO</b>	<b>95</b>
5.1	MANTENIMIENTO PREDICTIVO	97
5.1.1	Análisis de muestras de aceite.	97
5.1.2	Medición de vibraciones.	99
5.1.3	Termografía.	99
5.2	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	100
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>113</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>114</b>

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Benchmark de KPI de mejores prácticas para las metas de la industria petrolera.	35
Tabla 2. Especificaciones Técnicas Unidades de Bombeo Mecánico SHEN LI.	51
Tabla 3. Actividades de Mantenimiento Preventivo en el Proceso de Extracción de Crudo – Campo Moriche.	57
Tabla 4. Reporte de Fallas de la Unidad de Bombeo Mecánico W-01 del Mes de Enero a Junio de 2015 - Campo Moriche.	58
Tabla 5. Función, Falla Funcional y Modos de Falla (Nivel I) de la Unidad de Bombeo Mecánico.	59
Tabla 6. Estadísticas de Modos de Falla de la Unidad de Bombeo Mecánico.	60
Tabla 7. Estadísticas de las Causas de las Fallas en el Variador de Frecuencia.	62
Tabla 8. Estadísticas de las Causas de las Fallas en el Sistema de Transmisión.	64
Tabla 9. Estadísticas de las Causas de las Fallas en el Sistema SCADA.	65
Tabla 10. Estadísticas de las Causas de las Fallas en el CCM (Centro de Control del Motor).	66
Tabla 11. Estadísticas de las Causas de las Fallas en el Motor.	67
Tabla 12. Estadísticas de las Causas de las Fallas en la Estructura.	68
Tabla 13. Estadísticas de las Causas de las Fallas en el Sistema de Frenos.	69
Tabla 14. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en el Variador de Frecuencia.	70
Tabla 15. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en el Sistema de Transmisión.	71
Tabla 16. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en el Sistema SCADA.	72
Tabla 17. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en el Centro de Control de Motores (CCM).	72
Tabla 18. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en el Motor.	73

Tabla 19. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en la Estructura.	74
Tabla 20. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en el Sistema de Frenos.	74
Tabla 21. Criterios para Determinación de Categoría Frecuencia de Falla.	76
Tabla 22. Resultados del Cálculo de Frecuencia de Falla por Sistemas.	76
Tabla 23. Criterios para Determinación de Categoría de Impacto de Falla.	77
Tabla 24. Resultados del Cálculo de Impacto de Falla por Sistemas.	77
Tabla 25. Resultados del Cálculo de Criticidad por Sistemas.	78
Tabla 26. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en el Variador de Frecuencia.	79
Tabla 27. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en el Sistema de Transmisión.	80
Tabla 28. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en el Sistema SCADA.	81
Tabla 29. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en el Centro de Control de Motores (CCM).	82
Tabla 30. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en el Motor.	82
Tabla 31. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en la Estructura.	85
Tabla 32. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en el Sistema de Frenos.	85
Tabla 33. Selección de las Actividades de Mantenimiento para el Variador de Frecuencia.	86
Tabla 34. Selección de las Actividades de Mantenimiento para el Sistema de Transmisión.	87
Tabla 35. Selección de las Actividades de Mantenimiento para el Sistema SCADA.	89
Tabla 36. Selección de las Actividades de Mantenimiento para el Centro de Control de Motores (CCM).	89
Tabla 37. Selección de las Actividades de Mantenimiento para el Motor.	90
Tabla 38. Selección de las Actividades de Mantenimiento para la Estructura.	93

Tabla 39. Selección de las Actividades de Mantenimiento para el Sistema de Frenos.	94
Tabla 40. Indicadores de Resultado Mansarovar Energy Colombia Ltda.	95
Tabla 41. Planeación Estratégica del Departamento de Mantenimiento – Proceso de Extracción.	96
Tabla 42. Informe de Resultados de Muestra de Aceite de Caja de Engranajes.	98
Tabla 43. Programación de Mantenimiento – Proceso de Extracción de Crudo.	101
Tabla 44. Lista de Chequeo Tipo 1 Sistema de Transmisión y Motor - Área de Mantenimiento Mecánico.	102
Tabla 45. Lista de Chequeo Tipo 2 Estructura y Sistema de Frenos - Área de Mantenimiento Mecánico.	105
Tabla 46. Lista de Chequeo Tipo 3 Variador de Frecuencia, Centro de Control de Motores (CCM) y Motor - Área de Mantenimiento Eléctrico.	108
Tabla 47. Lista de Chequeo Tipo 4 Sistema SCADA - Área de Automatización y SCADA.	111

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Campo petrolero Mansarovar Energy Colombia Ltd.	21
Figura 2. Ubicación geográfica del municipio de Puerto Boyacá – Boyacá, Colombia.	25
Figura 3. Ubicación geográfica del Campo Moriche.	26
Figura 4. Representación gráfica de los procesos productivos dentro de Upstream y Downstream.	30
Figura 5. Organigrama Departamento de Mantenimiento Campo Moriche.	31
Figura 6. Gráficos históricos de disponibilidad y confiabilidad - Campo Moriche.	34
Figura 7. Gráfico de producción diferida por mantenimiento - Campo Moriche.	36
Figura 8. Mantenimiento Preventivo y Correctivo - Campo Moriche.	37
Figura 9. Gráfico de pérdidas asociadas al Mantenimiento Correctivo - Campo Moriche.	38
Figura 10. Árbol lógico de decisión.	44
Figura 11. Esquema general para implementar RCM.	45
Figura 12. Unidad de Bombeo Mecánico (UBM) Tipo Convencional.	49
Figura 13. Unidad de Bombeo Mecánico (UBM) Balanceada por Aire (izquierda) y Mark II (derecha).	50
Figura 14. Partes de Unidad de Bombeo Mecánico (UBM).	51
Figura 15. Caja de Engranajes SHEN LI 456D – 256 – 144 (izquierda) y Especificaciones Técnicas (derecha).	52
Figura 16. Manivelas de Unidad de Bombeo Mecánico.	53
Figura 17. Pesas o Contrapesos de Unidad de Bombeo Mecánico.	53
Figura 18. Prensaestopas de Unidad de Bombeo Mecánico.	54
Figura 19. Barra Pulida de Unidad de Bombeo Mecánico.	54

Figura 20. Orden de Trabajo Correctiva, Sistema ERP SAP – Mansarovar Energy Colombia Ltd.	56
Figura 21. Diagrama de Pareto de Modos de Falla de la Unidad de Bombeo Mecánico.	61
Figura 22. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en el Variador de Velocidad.	63
Figura 23. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en el Sistema de Transmisión.	64
Figura 24. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en el Sistema SCADA.	65
Figura 25. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en el CCM (Centro de Control del Motor).	66
Figura 26. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en el Motor.	67
Figura 27. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en la Estructura.	68
Figura 28. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en el Sistema de Frenos.	69
Figura 29. Matriz de Análisis de Criticidad.	75
Figura 30. Puntos de Medición de Caja Reductora de Unidad de Bombeo Mecánico.	99
Figura 31. Termograma de Motor Eléctrico de Inducción.	100

## RESUMEN

### TÍTULO:

**MODELO GERENCIAL DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA TEORÍA DE RCM PARA EL CAMPO MORICHE DE LA COMPAÑÍA PETROLERA MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.<sup>1</sup>**

### AUTORES:

Daniel Ángel Guerrero Meneses.  
Oscar Alirio Paba Gómez.<sup>2</sup>

### PALABRAS CLAVES:

Crudo, RCM, UBM, Activos, Mantenimiento Predictivo y Preventivo, Producción Diferida.

### DESCRIPCIÓN:

Con esta monografía se pretende desarrollar un modelo gerencial de mantenimiento enfocado al proceso de extracción de crudo del Campo Moriche de la empresa petrolera Mansarovar Energy Colombia Ltd., teniendo en cuenta sus fortalezas y debilidades que actualmente se tienen en el Departamento de Mantenimiento, y así lograr; identificar las falencias que nos permiten a su vez, establecer actividades de mantenimiento y controles necesarios para prevenir eventos que afecten los intereses de la compañía.

Como resultado de la aplicación de esta filosofía, del análisis de eventos reales e historial de mantenimiento, se entrega una metodología de aplicación y recomendaciones dentro de una propuesta clara de implementación con una frecuencia de mantenimiento definida, capacitación del personal y recursos involucrados.

En el desarrollo del modelo se aplicó la filosofía de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), a la Unidad de Bombeo Mecánico (UBM) como equipo modelo seleccionado en esta investigación y del cual se puede implementar esta estrategia a todos los demás equipos del campo petrolero. Optimizando la confiabilidad operacional del mismo, de acuerdo a sus condiciones de funcionamiento definidas, estableciendo las actividades más efectivas de mantenimiento, en función de la criticidad de los sistemas del activo, teniendo en cuenta los posibles efectos que produjeran los modos de falla a la seguridad, al ambiente y a las operaciones.

Se diseñaron y plantearon listas de chequeo de los sistemas más representativos y críticos del activo, además de la programación de estrategias de Mantenimiento Predictivo y Preventivo, las cuales ofrecerán una reducción hasta de 70% del Mantenimiento Correctivo, lo que conlleva a una reducción de la producción diferida y de los costos de mantenimiento, aumentando el retorno de la inversión a sus accionistas.

---

<sup>1</sup> Monografía de Grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Ing. Eynar Sarmiento.

## ABSTRACT

### TITLE:

**MODEL-BASED MANAGEMENT OF MAINTENANCE RCM THEORY FOR OIL FIELD COMPANY OF MORICHE MANSAROVAR COLOMBIA ENERGY LTD.** <sup>3</sup>

### AUTHORS:

Daniel Ángel Guerrero Meneses.  
Oscar Alirio Paba Gómez. <sup>4</sup>

### KEY WORDS:

Crude Oil, RCM, PUM, Assets, Predictive and Preventive Maintenance, Deferred Production.

### DESCRIPTION:

This monograph aims to develop a model of maintenance management, focused on the process of extracting crude oil from Moriche field of Mansarovar Energy Colombia Ltd. Company, taking into account the current strengths and weaknesses in the Maintenance Department, and therefore identify shortcomings that allow us to set up maintenance activities and controls necessary to prevent events that affect the interests of the company.

As a result of the application of this philosophy, the analysis of real events and maintenance records, the outcome is an implementation methodology and recommendations within a clear proposal for implementation with a defined frequency of maintenance, personnel training and involved resources.

It was applied in the philosophy of Reliability Centered Maintenance (RCM) for the development of this model, applied to the Pumping Unit Mechanical (PUM), which was the selected equipment for this research and which can be implemented to all other equipment in this oil field. Optimizing the operational reliability, according to its defined operating conditions, establishing the most effective maintenance activities, depending on the criticality of the asset systems, taking into account the possible effects that could produce failure modes to the safety, the environment and operations.

Checklists were designed for the most important and representative systems of the asset, and also programming strategies for Predictive and Preventive Maintenance, which will offer a reduction of up to 70% of Corrective Maintenance, leading to a reduction of deferred production and maintenance costs, increasing the return on investment to its shareholders.

---

<sup>3</sup> Grade Monograph.

<sup>4</sup> Faculty of Mechanical-Physics Engineering and School of Mechanical Engineering, Eng. Eynar Sarmiento.

## GLOSARIO

- ✚ **Modelo Gerencial:** se entiende como el marco referencial para la transformación de Gestión de Mantenimiento con un enfoque sistémico e incluyente orientado a soportar la optimización del uso de los activos considerando entre otros, los factores de Rentabilidad, Seguridad, Confiabilidad, Mantenibilidad y Calidad.
- ✚ **Estrategia de Mantenimiento:** es el medio para obtener el compromiso de todos los trabajadores de todos los niveles de la organización a los métodos y objetivos de mantenimiento, suministrando el marco para la toma de decisiones y asegurando consistencia hacia los logros del negocio.
- ✚ **RCM:** es una de las más populares metodologías utilizadas actualmente para optimizar las estrategias de mantenimiento. Es un proceso de análisis continuo que debe tener la habilidad de seleccionar equipos críticos, analizar modelos y patrones de falla, determinar consecuencias de los análisis de falla, seleccionar acciones predictivas y preventivas.
- ✚ **Equipo Crítico:** es aquel cuya falla produce detenciones e interferencias generales en la línea de proceso, se convierten en cuellos de botella, daños a otros equipos o instalaciones y retrasos o paradas en las actividades de los demás centros de actividad de una empresa u organización.
- ✚ **Crudo Pesado:** es cualquier tipo de petróleo crudo que no fluye con facilidad. Se le denomina "pesado" debido a que su densidad o peso específico es superior a la del petróleo crudo ligero. También se ha definido como cualquier licuado de petróleo con un Grado API inferior a 20°, lo que significa que su densidad relativa es superior a 0.933.
- ✚ **Grados, Índice o Gravedad API:** por sus siglas en inglés, American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua y en iguales temperaturas, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Grados superiores a 10 implican que son más livianos que el agua y, por lo tanto, flotarían en ésta.
- ✚ **BOPD:** sigla en inglés utilizada para la unidad de medida de barriles de petróleo por día (Barrels of Oil Per Day).

- ✚ **Centipoise:** la unidad para medir la viscosidad dinámica en el sistema cegesimal de unidades (cgs) es el poise, cuyo nombre homenajea al fisiólogo francés Jean Louis Marie Poiseuille (1799 - 1869). Se usa más su submúltiplo el centipoise (cP).
- ✚ **Concesión:** es el otorgamiento del derecho de explotación, por un período determinado, de bienes y servicios por parte de una administración pública o empresa a otra, generalmente privada.
- ✚ **Vanguardia:** el significado original de vanguardia hace referencia a la parte de una fuerza armada o expedición que va delante del cuerpo principal. El concepto puede hacerse extensivo para nombrar a la avanzada de un movimiento artístico, político o ideológico.
- ✚ **CEO:** sigla en inglés utilizada para definir el Director Ejecutivo o Presidente Ejecutivo en una organización (Chief Executive Officer).
- ✚ **USD:** Sigla en inglés utilizada para denotar el dólar estadounidense (United State Dollar).
- ✚ **Sarta de Varillas o Cabillas:** tramo ensamblado de varillas que se utiliza para conectar y accionar una bomba con la fuente de potencia en la superficie.

## INTRODUCCIÓN

De acuerdo con los actuales acontecimientos en el orden mundial y la crisis actual de la industria del petróleo es muy importante que todos los países se encaminen a masificar la optimización y aprovechamiento de sus recursos naturales renovables y no renovables, puesto que en muchos casos, esta industria representa un importante renglón en la economía y la de Colombia no es ajena a este flagelo. De ahí la gran importancia que deben centrar las empresas del sector al área de mantenimiento como una oportunidad de hacerse fuertes en el mercado mundial y a su vez, tener una política enfocada a la reducción de costos en tiempos de austeridad.

A través de los tiempos, el mantenimiento ha tenido una gran evolución para satisfacer las necesidades de las industrias y mitigar los impactos ocasionados por distintos modos de falla en el ámbito de la producción, seguridad, medio ambiente y otros. De estos grandes cambios han surgido nuevas técnicas y filosofías del mantenimiento, como es el caso del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) objeto de la presente investigación.

Para el desarrollo de esta investigación como propuesta de mantenimiento, se tuvieron en cuenta las fortalezas y debilidades que actualmente se tienen en el Departamento de Mantenimiento de la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda. y así lograr identificar las falencias que nos permiten a su vez, establecer actividades de mantenimiento y controles necesarios para prevenir eventos que afecten los intereses de la compañía. Esta empresa actualmente cuenta con niveles aceptables de disponibilidad y confiabilidad en sus procesos comparados con los estándares (Benchmarking) internacionales, pero existe una oportunidad de lograr sus objetivos, mejorar sus indicadores y disminuir las pérdidas de producción por no garantizar una estrategia exitosa de mantenimiento.

Como resultado de la aplicación de esta filosofía, del análisis de eventos reales e historial de mantenimiento, se obtuvo una metodología de aplicación y recomendaciones dentro de una propuesta clara de implementación con una frecuencia de mantenimiento definida, capacitación del personal y recursos involucrados. Se diseñaron y plantearon listas de chequeos de los sistemas más representativos y críticos de la Unidad de Bombeo Mecánico como equipo modelo escogido en esta investigación y del cual se puede implementar esta estrategia a todos los demás equipos del campo petrolero.

## 1. MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD

Compañía multinacional petrolera dedicada a la exploración, explotación, producción y transporte de hidrocarburos basado en estándares nacionales e internacionales. La compañía tiene un compromiso social y ambiental con las regiones de influencia y tiene una calidad excepcional gracias a los valores corporativos, profesionalismo de sus empleados y asociados.<sup>5</sup>

**Figura 1. Campo petrolero Mansarovar Energy Colombia Ltd.**



Fuente: <http://www.sinopecweekly.com>

La compañía pertenece a la unión de dos firmas petroleras SINOPEC de China y ONGC VIDESH (OVL) de India.<sup>6</sup> MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. En adelante denominado Mansarovar, es uno de los jugadores claves del crudo pesado en Colombia, pero es el único que está enfrentando los retos de la mejora en la recuperación del petróleo usando la estimulación cíclica de vapor (CSS), proceso que se aplica a los pozos separados en diferentes etapas. Actualmente tiene una producción promedio de 40.185 BOPD debido al proceso CSS.

<sup>5</sup> <http://www.mansarovar.com.co>, Página Oficial - Presentación, 2011.

<sup>6</sup> <http://www.panduit.com>, Mansarovar Energy Colombia Ltd. - Historia de Éxito, 2011.

Mansarovar en asociación con Ecopetrol S.A. está desempeñando un importante papel en la estrategia del crudo pesado en Colombia debido a:

- ✚ Operaciones según los estándares ambientales de clase mundial.
- ✚ Examen de reservas de crudo en campos.
- ✚ Ensayo y uso de nueva tecnología.
- ✚ Inversión de nueva infraestructura y aumento de la categoría de la existente.
- ✚ Maximización de la recuperación del crudo pesado.
- ✚ Optimización de inversión y costos de producción.

Tiene en la actualidad pozos en operación en el país, en virtud de contratos de asociación con Ecopetrol S.A. en los bloques “A” y “B”.<sup>7</sup>

## **1.1 RESEÑA HISTÓRICA**

Para conocer la historia de Mansarovar en Colombia debemos remontarnos a los primeros indicios de existencia de petróleo en el país y conocer la conformación de esta industria y sus antecesores en el territorio nacional.

### **1.1.1 Inicios del petróleo en Colombia.**

Las primeras noticias de existencia de petróleo en Colombia datan del año 1541 en una expedición que había partido de Santa Marta cinco años atrás comandada por Gonzalo Jiménez de Quesada fundador de Santa Fe de Bogotá.

### **1.1.2 Concesión de Mares.**

Es el contrato de concesión para explotar el petróleo de la zona otorgado el 28 de noviembre de 1905 por el Gobierno a Don Roberto De Mares, el cual fue nombrado con su apellido, luego le fue otorgada una ampliación del plazo hasta el 25 de Junio de 1916. Finalmente, comenzó la explotación y se extendió hasta el 25 de Agosto de 1919 fecha en la cual se traspasa el contrato de concesión a la “La Troco” (Tropical Oil Company).

Cuatro años más tarde empezó en Barranca el proceso de refinación de petróleo y con esto; el progreso vertiginoso de su población. El auge de Barranca se extendió a sus alrededores, de este modo creció El Centro a 25 kilómetros de la ciudad, es

---

<sup>7</sup> [http:// www.bnamericas.com](http://www.bnamericas.com), Mansarovar Energy Colombia Ltd., 2014.

un distrito de producción que, al parecer; debe su nombre a que es el punto medio entre los pozos de La Cira, al norte, e Infantas, al sur.

El 10 de junio de 1926 Colombia exportó su primer barril de gasolina, que arribó a la costa caribe desde Barrancabermeja por intermedio de un oleoducto construido por la Andian National Corporation, establecida en el país en 1923. El Oleoducto de 538 kilómetros funcionó hasta 1984.

### **1.1.3 La reversión.**

En la proximidad de la fecha de reversión el Consejo Nacional de Petróleos comenzó a organizar el recibo de los bienes de la concesión por parte de “La Troco”, y mediante la Ley 165 de 1948 se dio facultad al Gobierno para crear una empresa nacional para recibir y administrar lo que se iba a recibir.

Se estudiaron diversas alternativas sobre la naturaleza de la empresa (un ente con capital extranjero, mixto o nacional), finalmente se decidió dar nacimiento a un organismo con capital de la nación, así nació la Empresa Colombiana de Petróleos “ECOPETROL”.

### **1.1.4 Las compañías extranjeras.**

El recorrido del petróleo colombiano a lo largo del tiempo ha tenido gran influencia de las compañías extranjeras, principalmente estadounidenses. Estas empresas han generado empleo para los colombianos y han construido una infraestructura para la exploración y explotación del petróleo.

En fin, La Mobil, Oxy, Texaco, Intercol, Shell, Tropical Oil Company, Colpet, Chevron y demás, han sido y son, parte fundamental en el desarrollo de la industria petrolera nacional.

### **1.1.5 Llega la Texaco.**

La Texas Petroleum Company, llamada también Texaco Petroleum Co. es una empresa petrolera estadounidense con sede en Nueva York. Fundada en 1902 con el nombre de: The Texas Company, adoptó la denominación actual en 1959. Actualmente es una filial de Chevron Corporation.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> [http:// www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org), Texaco, 2012.

La antigua participación de TEXACO en Colombia es lo que hoy en día conocemos como Mansarovar. En sus inicios en diciembre de 1926, Colombia era un diamante en bruto, aunque todos los estudios indicaban que debía existir petróleo en el subsuelo y además; se habían confirmado varios pozos en Barrancabermeja.

La influencia de Texaco en el Magdalena Medio se extendió notablemente en la medida en que la cantidad del hidrocarburo respondía a las expectativas que despertó desde su inicio. Las operaciones se incrementaban y había emigrado hacia allí tantas familias de trabajadores de la petrolera, que parecían suficientes como para fundar un pueblo, y eso fue lo que ocurrió, el pueblo se llamó Puerto Boyacá.

Su fundación tuvo lugar en 1957 y se convirtió rápidamente en el eje del Magdalena Medio. La Texaco, hoy día Mansarovar ha mantenido su vínculo con esta región, expresado en programas educativos, sociales y de salud, reforestación, brigadas cívico-militares y hasta cesión legal de tierras a colonos que habían perdido sus tierras por culpa de la violencia.<sup>9</sup>

## **1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

Su sede principal se encuentra en la ciudad de Bogotá D.C. en la dirección: Calle 100 # 13-76 Piso 11.

### **1.2.1 Localización de campos petroleros.**

La empresa tiene participación y operación en siete campos en la cuenca colombiana de la región del Magdalena Medio, en virtud de contratos de asociación con la petrolera estatal Ecopetrol S.A., estos son:

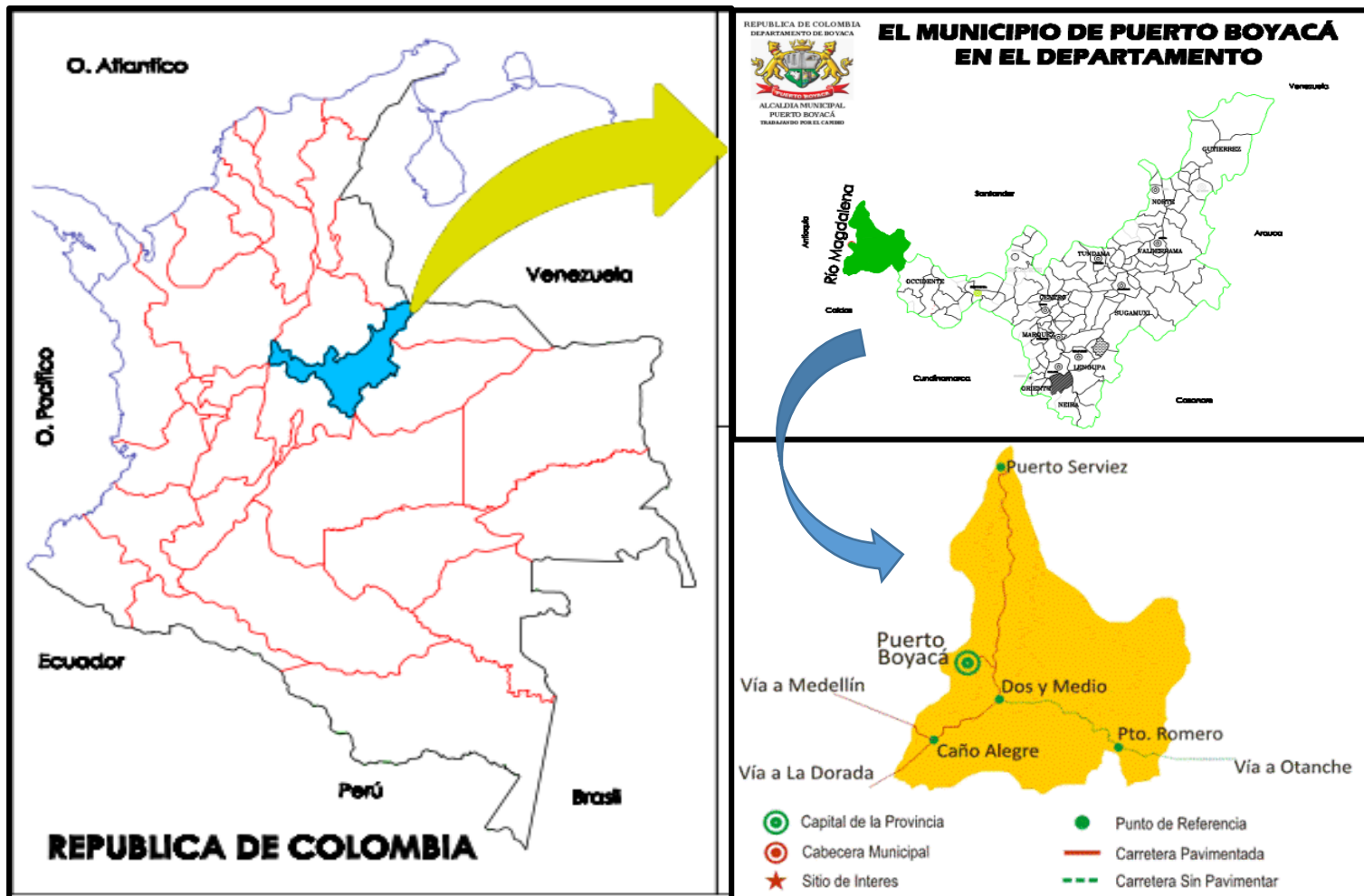
Campo Velásquez, Abarco, Girasol, Jazmín, Moriche, Nare Sur y Under River. Existen adicionalmente otras áreas ya exploradas en Chicalá también de crudos pesados, con gravedades en el orden de 11 a 14 grados API, a profundidades entre 1.500 y 3.000 pies. Los campos de Mansarovar Energy Colombia se encuentran ubicados sobre la troncal del Magdalena entre el municipio de Puerto Boyacá y Puerto Serviez. Puerto Boyacá es el único municipio del departamento de Boyacá que limita con el río Magdalena, y está estratégicamente posicionado en el corazón de Colombia.<sup>10</sup>

---

<sup>9</sup> APULEYO MENDOZA., Plinio. Historia de Una Epopeya. Bogotá D.C., Texas Petroleum Company, 1991. p. 14-49.

<sup>10</sup> [http:// www.puertoboyaca-boyaca.gov.co](http://www.puertoboyaca-boyaca.gov.co), Página Oficial - Presentación, 2013.

Figura 2. Ubicación geográfica del municipio de Puerto Boyacá – Boyacá, Colombia.

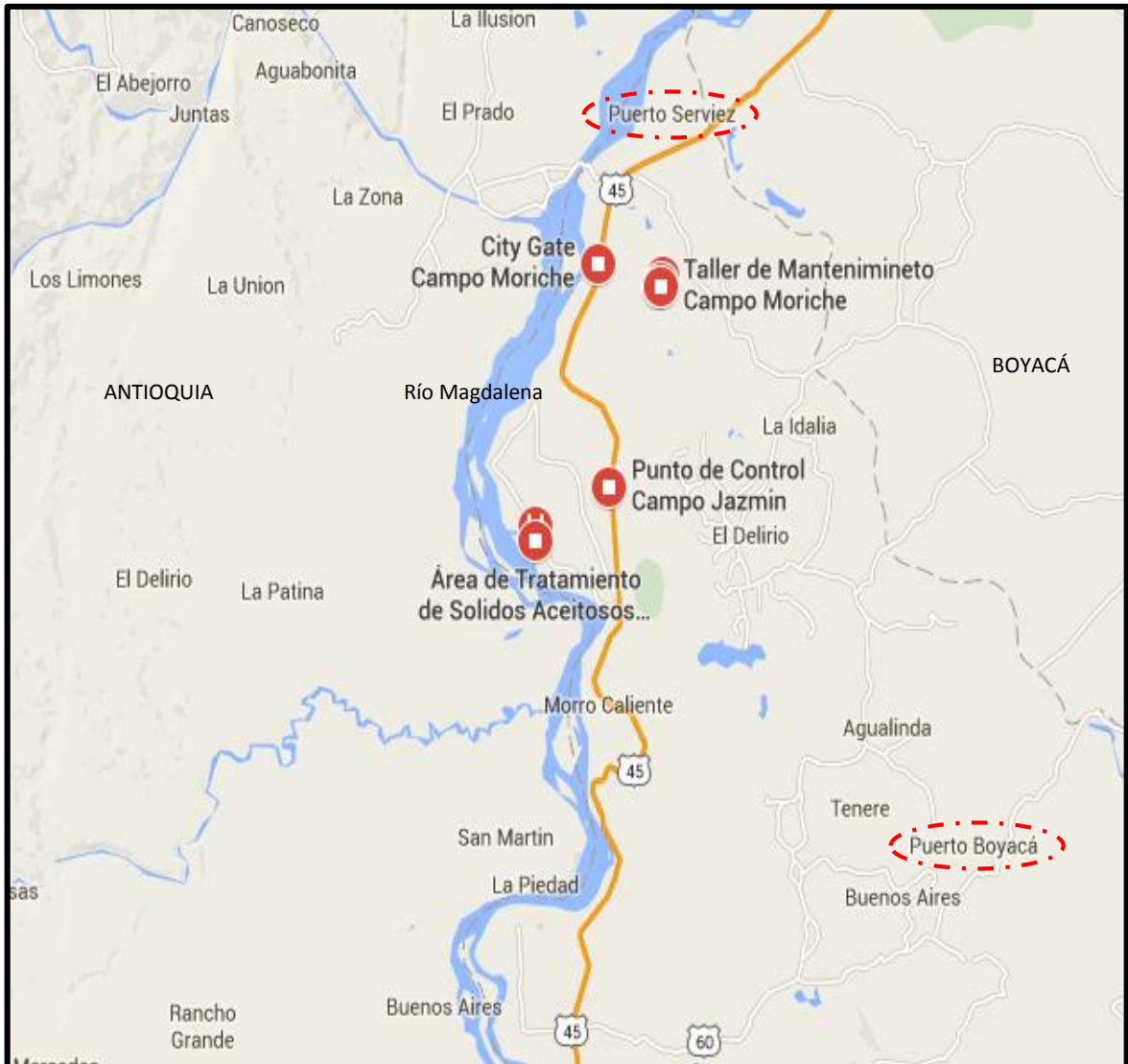


Fuente: <http://www.puertoboyaca-boyaca.gov.co>

### 1.2.2 Campo Moriche.

El desarrollo de la presente investigación se centra en el grupo de activos físicos utilizados en el proceso productivo de extracción de crudo en este campo. Se encuentra localizado a 36 km. en la vía carretable entre el municipio de Puerto Boyacá y Puerto Serviez, al oriente de la autopista Ruta del Sol vía a la costa Atlántica.

**Figura 3. Ubicación geográfica del Campo Moriche.**



Fuente: <http://www.googlemaps.com>

El crudo pesado producido en este campo, tiene gravedades del orden de 12,5 grados API, lo cual hace necesario utilizar otros procedimientos secundarios para

facilitar la extracción del mismo. Este campo cuenta actualmente con 557 pozos en operación, con una producción promedio de 15.777 BOPD. La operación cuenta con los siguientes procesos de producción:

- ✚ Extracción de crudo.
- ✚ Tratamiento de crudo.
- ✚ Almacenamiento y bombeo de crudo.
- ✚ Inyección de agua residual.
- ✚ Generación e inyección de vapor.
- ✚ Generación y distribución eléctrica.
- ✚ Facilidades y apoyo.

### **1.3 ORGANIZACIÓN**

#### **1.3.1 Gobierno corporativo.**

El equipo de trabajo está conformado por personal técnico y profesional multidisciplinario, idóneo, proveniente de diferentes culturas, quienes se caracterizan por su alta calidez humana, sentido de pertenencia, responsabilidad y honestidad, preocupados por la seguridad, la salud y el medio ambiente.

#### **1.3.2 Políticas.**

Mansarovar tiene como parte integral en su gestión empresarial el establecimiento, aplicación y seguimiento de sus políticas como pilares fundamentales en el desarrollo organizacional y son de estricto cumplimiento, estos son:

- ✚ Política de Seguridad Industrial, Salud Ocupacional Medio Ambiente.
- ✚ Política de prevención de la farmacodependencia, alcoholismo y tabaquismo.
- ✚ Política de seguridad vial.
- ✚ Política de gestión de activos físicos.

#### **1.3.3 Misión.**

Mansarovar, es una compañía petrolera, eficiente, viable, productiva y dinámica que opera por los intereses de sus asociados, dando a sus empleados un entorno

estimulante. Además, explora, explota y transporta hidrocarburos, dentro de los estándares internacionales, manteniendo relaciones armónicas con el medio ambiente, sus colaboradores, la comunidad y el gobierno nacional, propendiendo por la generación de riqueza a las diferentes partes y preservando la ética en los negocios y los valores Organizacionales.

#### **1.3.4 Visión.**

Ser reconocida en Colombia como la compañía líder en la producción de crudos pesados teniendo en producción los yacimientos de hidrocarburos descubiertos, optimizando el recobro de los campos actualmente en producción, y siendo también reconocidos como un aliado estratégico mediante una operación eficiente, rentable y con control total en todos los procesos.

#### **1.3.5 Valores.**

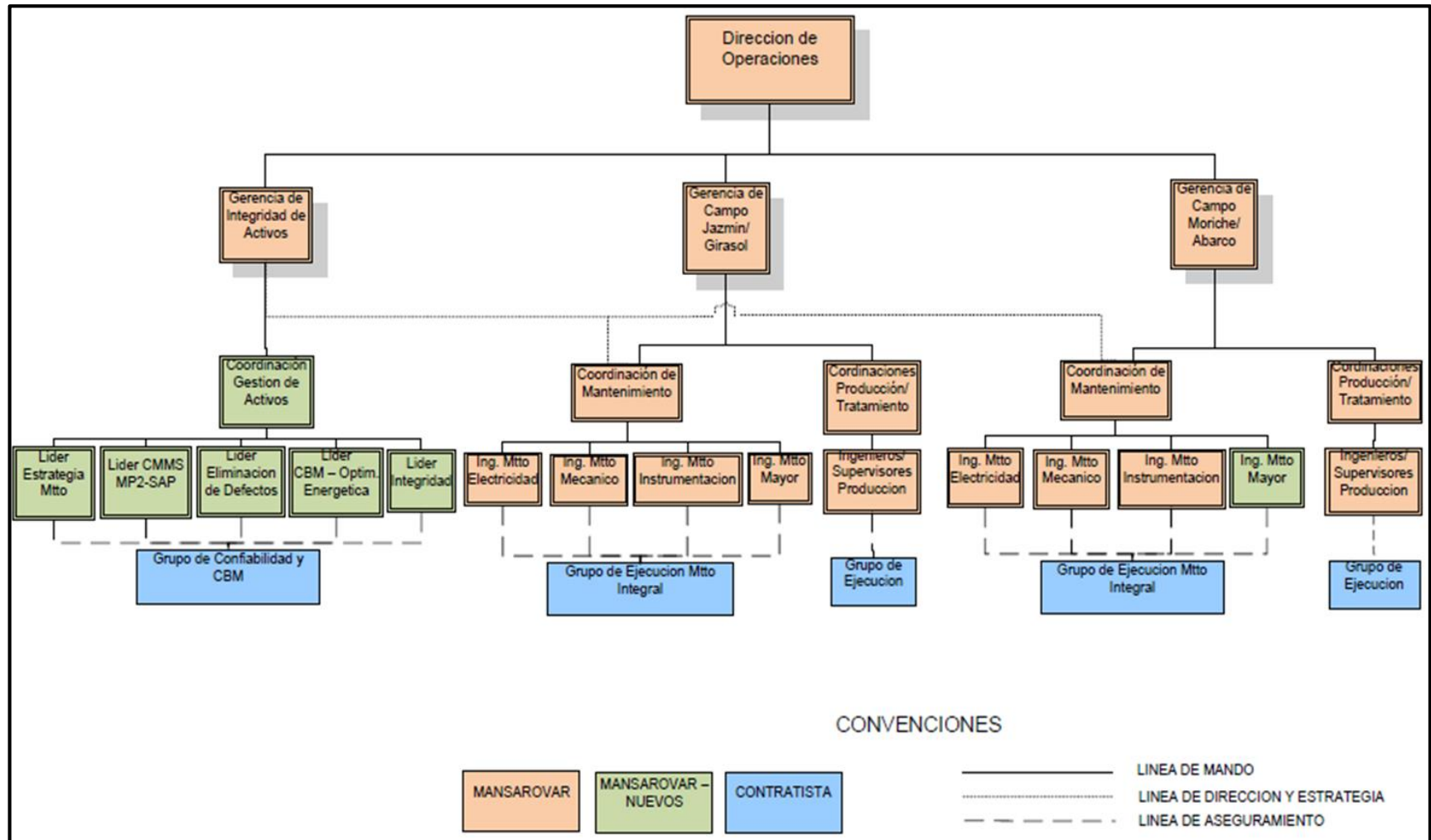
Los principios organizacionales de Mansarovar, son la base fundamental para la estructura y el crecimiento corporativo, estos son:

- ✚ Trabajo en equipo.
- ✚ Responsabilidad.
- ✚ Transparencia.
- ✚ Planeación.
- ✚ Compromiso.
- ✚ Efectividad en los resultados.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> Mansarovar Energy Colombia Ltd., Reporte Oficina de Gestión Estratégica, Abril 2015. P37.

### 1.3.6 Estructura Organizacional (Organigrama Institucional en Campo).



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd., Pliego Condiciones Contrato de Mantenimiento Integral Asociación Nare, 2013. p. 43.

## 1.4 PROCESOS PRODUCTIVOS DE LOS HIDROCARBUROS

Los procesos productivos del sector de los hidrocarburos corresponden al conjunto de actividades económicas relacionadas con la exploración, perforación, producción, transporte, refinación (procesamiento) y comercialización de los recursos naturales no renovables conocidos como hidrocarburos. La Cadena de Valor de los hidrocarburos, consta de dos grandes áreas: Upstream (fase primaria) y Downstream (fase secundaria).

**Figura 4. Representación gráfica de los procesos productivos dentro de Upstream y Downstream.**



Fuente: <http://www.anh.gov.co>

### 1.4.1 Upstream.

En el sector petrolero se conoce también como exploración y producción, dentro de esta sección de la cadena se encuentran los procesos de exploración de potenciales yacimientos de crudo y gas natural, tanto subterráneos como submarinos, la perforación de pozos exploratorios, la perforación y explotación de pozos productores.

### 1.4.2 Downstream.

Este concepto está relacionado con los procesos de refinación de crudo y procesamiento (purificación) del gas natural, la comercialización y distribución de productos derivados del crudo y gas natural.

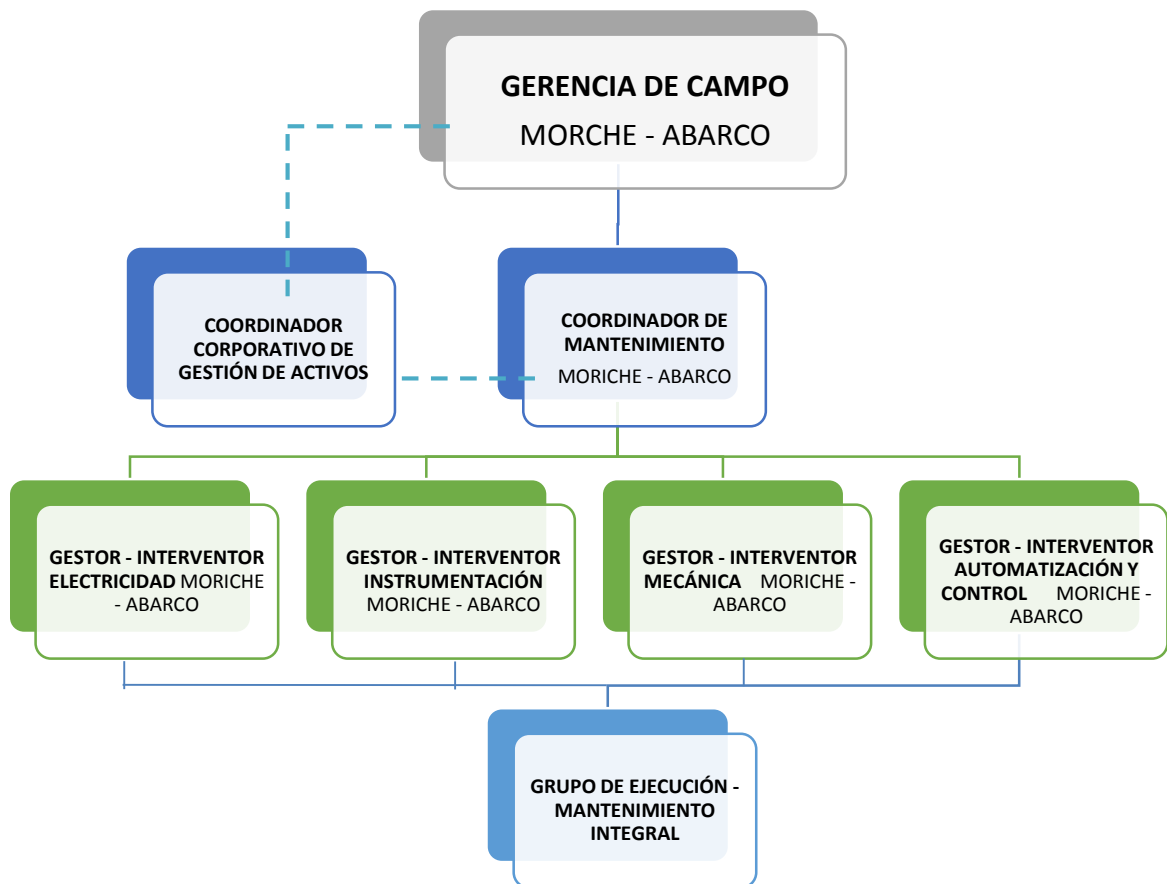
## 1.5 DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO CAMPO MORICHE

El Departamento de Mantenimiento de Campo Moriche es el encargado de mantener el conjunto de activos físicos requeridos para cada una de los procesos anteriormente descritos.

Esta dependencia está liderada por un coordinador de mantenimiento y cuatro profesionales en las diferentes especialidades de acuerdo a las necesidades operacionales, entre las cuales están: eléctrica, mecánica instrumentación y control, ver figura 5.

Con el fin de lograr una gestión eficiente y efectiva la organización optó como estrategia corporativa, la implementación a la tercerización del mantenimiento para la cual se desarrolló un modelo contractual que da cubrimiento al mantenimiento a nivel integral.

**Figura 5. Organigrama Departamento de Mantenimiento Campo Moriche.**



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd., Pliego Condiciones Contrato de Mantenimiento Integral Asociación Nare, 2013. p. 43.

La efectividad del mantenimiento está relacionada con la calidad de la acción correctiva y las compañías con base en los análisis de costos determinan en muchas ocasiones este modelo de contratación, con el fin de ejecutar tareas con mano de obra especializada, inclusión de herramientas especiales, capacitación, entrenamientos y otros, cuya contratación directa implicaría elevados costos.

La tercerización comenzó con actividades más alejadas de la razón social de las compañías; las actividades de mantenimiento han tenido una evolución importante y generalmente requieren de alta inversión, por ello su tercerización resulta una alternativa muchas veces interesante, para apalancarse con servicios actualizados y competitivos, siempre apuntando hacia la gestión de activos en la cual se mantenga la confiabilidad y disponibilidad de los mismos.

Con una buena estrategia de mantenimiento se busca asegurar la competitividad de la empresa, de acuerdo a esta medida es necesario aumentar la confiabilidad de los equipos; es decir, disminuir la cantidad de fallas que generan interrupciones no programadas, de manera que se pueda entregar la disponibilidad requerida al área de operaciones, asegurando niveles de calidad, seguridad y medio ambiente.

## **1.6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En cumplimiento de los objetivos (metas, indicadores, etc.) corporativos de producción, la compañía utiliza máquinas y equipos para la realización de cada uno de los procesos, por tal razón; es de vital importancia mantenerlos operativos y con altos índices de confiabilidad y disponibilidad para garantizar la continuidad de la operación.

Actualmente no existe una estrategia basada en una filosofía de mantenimiento, lo cual genera numerosas falencias en el desarrollo de sus actividades, ocasionando deterioro prematuro de los equipos, fallas repetitivas, paradas imprevistas en diferentes procesos de la operación, incremento de costos asociados, impacto ambiental, riesgos en seguridad industrial y salud ocupacional.

Para revertir esta situación se hace necesario plantear una estrategia de mantenimiento basada en RCM que permita mantener la disponibilidad y la confiabilidad de los equipos que hacen parte de todos los sistemas de la operación de la compañía en el campo petrolero en estudio a un menor costo e impacto operacional.

## 1.7 OBJETIVOS

### 1.7.1 General.

Desarrollar un modelo gerencial de mantenimiento basado en la teoría de RCM para el campo Moriche de la compañía petrolera Mansarovar Energy Colombia Ltd. que permita su posterior implementación.

### 1.7.2 Específicos.

- ✚ Establecer las estrategias gerenciales para el mantenimiento basadas en la teoría RCM.
- ✚ Aplicar las estrategias del modelo gerencial propuesto en el proceso de extracción del crudo en el campo Moriche.
- ✚ Proponer una metodología de implementación del modelo planteado para todos los campos petroleros de la compañía.

## 1.8 JUSTIFICACIÓN.

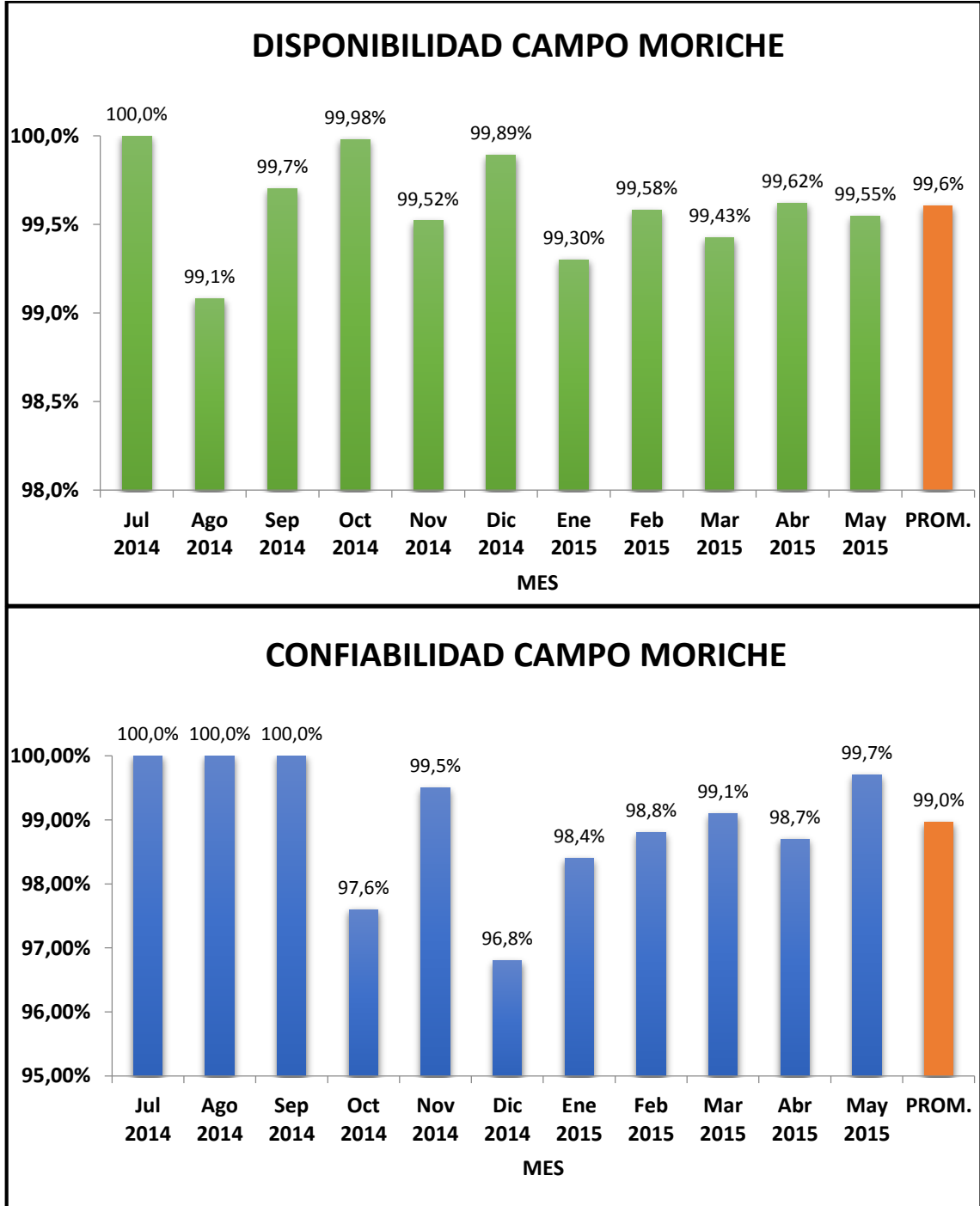
Debido a la alta competencia y la globalización de los mercados, se ha originado en las industrias la necesidad de optimizar cada uno de sus procesos, siendo el mantenimiento uno de los principales factores de gran impacto en las operaciones de las mismas. Actualmente se ha documentado y comprobado que no asegurar y garantizar el mantenimiento, puede generar condiciones de riesgo para la seguridad del personal y de los equipos, lo que además; ocasiona bajos índices de eficiencia y por consiguiente altos costos de operación.

En la industria petrolera se considera el proceso de generación y distribución eléctrica como el de mayor importancia, además; este proceso en el Campo Moriche presenta una disponibilidad ( $A \approx 100\%$ ) y una confiabilidad ( $R \approx 100\%$ ), por tal razón; se dirige la atención de la presente investigación al proceso de extracción de crudo, el cual ocupa el segundo lugar en ponderación dentro de los procesos productivos del sector.

El proceso de extracción de crudo del Campo Moriche tuvo un promedio mensual de disponibilidad ( $A \approx 99,6\%$ ) y confiabilidad ( $R \approx 99,0\%$ ) en el periodo comprendido entre Julio 2014 y Mayo 2015, ver figura 6. Teniendo en cuenta el punto de referencia o Benchmark para este tipo de industria, ver tabla 1, se

evidencia que los indicadores claves de desempeño KPI (siglas en inglés de Key Performance Indicator) están ligeramente por encima de los valores estándar.

**Figura 6. Gráficos históricos de disponibilidad y confiabilidad - Campo Moriche.**



Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

**Tabla 1. Benchmark de KPI de mejores prácticas para las metas de la industria petrolera.**

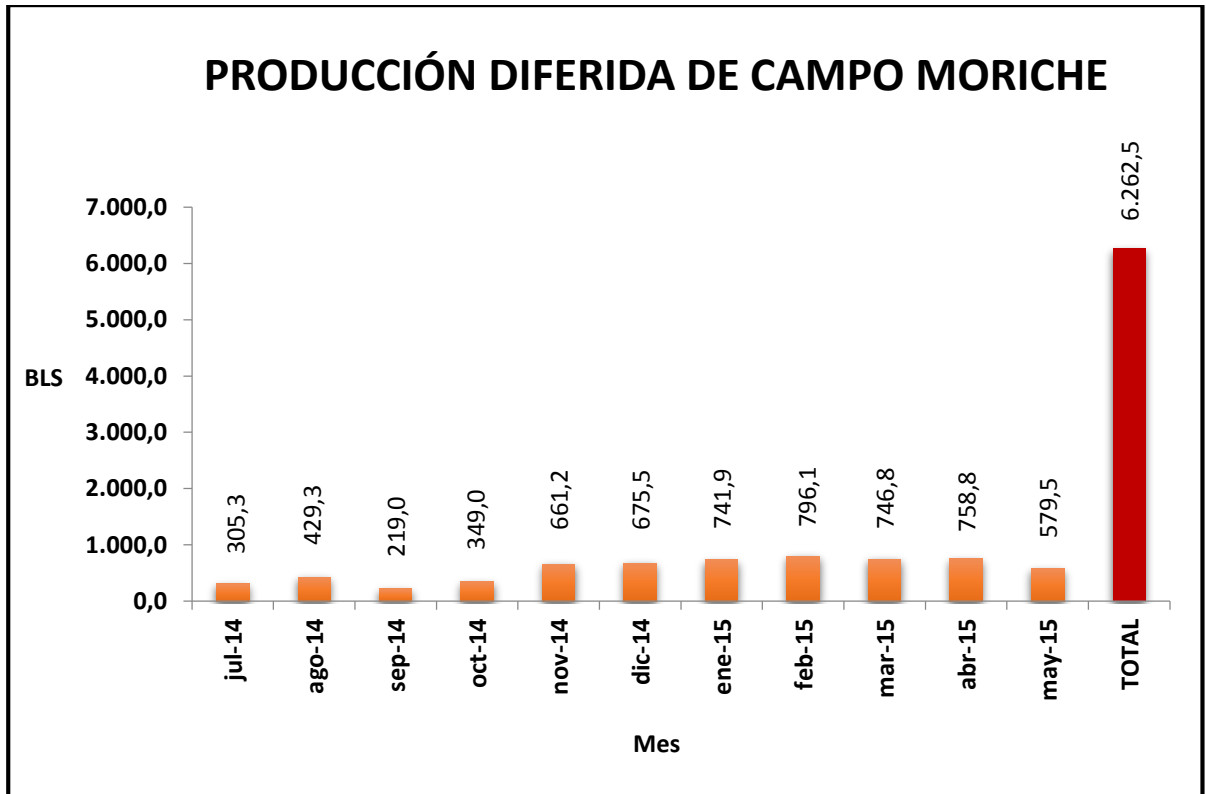
INDICADORES TÉCNICOS DE DESEMPEÑO-KPI PARA MANTENIMIENTO Y CONFIABILIDAD				
ÁREA	Designación	Descripción	Fórmula	Meta
<b>CONFIABILIDAD</b>	D	Disponibilidad	$D = \frac{TPPF}{TPPF + TPFS} * 100$	> 97%
	TPEF	Tiempo Promedio Entre Falla	$TPEF = \frac{PERIODO}{\#FALLAS}$	> 30 días
	U	Utilización	$U = \frac{HO}{HP} * 100$	62 - 80%
	R(t)	Confiabilidad	$R(t) = e^{-t/TPPF}$	> 98%
	EGE (OEE)	Efectividad Global de Equipos	$OEE = D * R(t) * MP$	> 85%

Fuente: <http://www.ernestoprimeria.info>

A pesar que los niveles de disponibilidad y confiabilidad son aceptables dentro de los objetivos de mantenimiento, observamos una oportunidad de incrementar dichos indicadores de mantenimiento, los cuales representan un aumento en los niveles de producción y disminución en los costos ocasionados por la Mantenibilidad.

Comúnmente en el sector petrolero se maneja el indicador de producción diferida por mantenimiento, en el cual se tienen en cuenta los barriles de crudo dejados de extraer diariamente por causas asociadas a la operación y al mantenimiento. En Campo Moriche la producción diferida en el periodo definido anteriormente es de 6.262,52 Barriles (BLS), lo que corresponde a USD\$ 399.785,35. Ver figura 7.

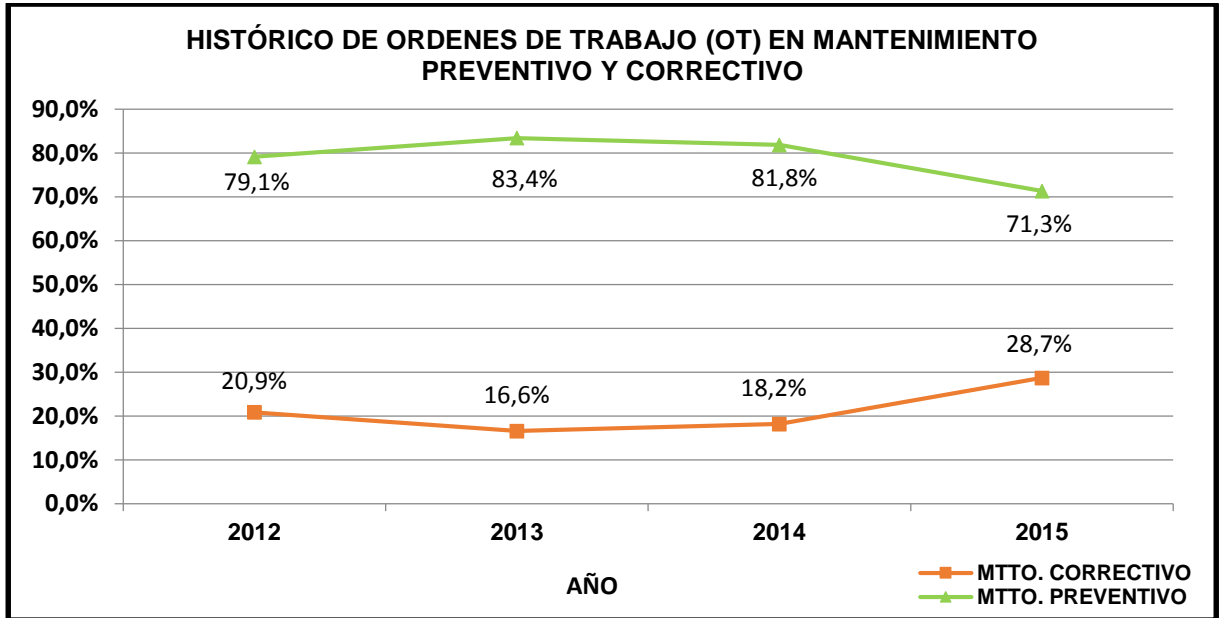
**Figura 7. Gráfico de producción diferida por mantenimiento - Campo Moriche.**



**Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.**

Adicionalmente, en este periodo se han incrementado las paradas no programadas (Mantenimiento Correctivo) en los equipos que hacen parte del proceso de extracción, presentándose esta misma tendencia en los demás procesos de la operación de Campo Moriche (28,7% del mantenimiento total), ver figura 8. El costo asociado a este mantenimiento es: USD\$ 150.413,30.

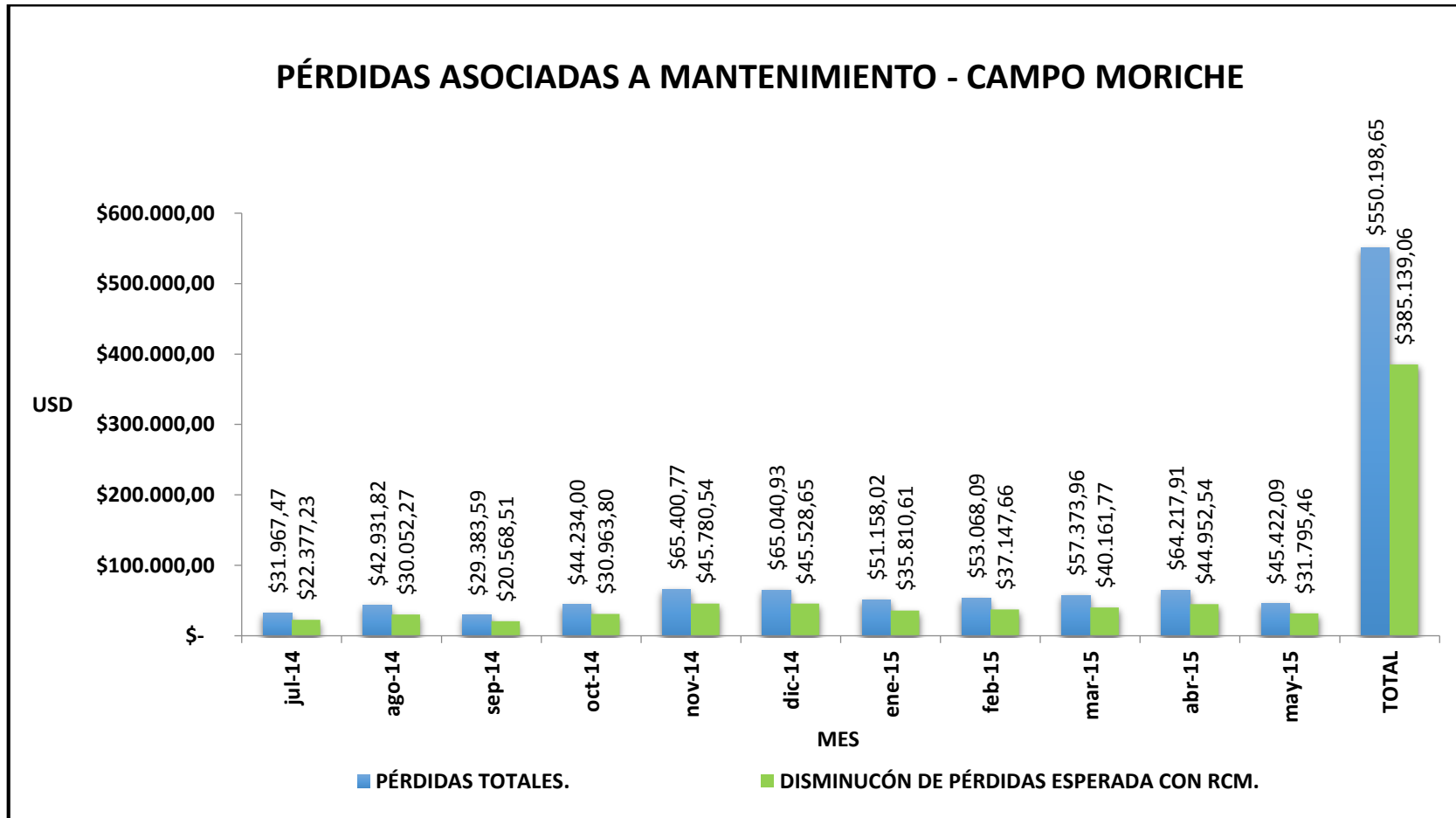
**Figura 8. Mantenimiento Preventivo y Correctivo - Campo Moriche.**



**Fuente: Planeación PETRO TIGER – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.**

En resumen, las pérdidas asociadas al Mantenimiento Correctivo (producción diferida por mantenimiento, mano de obra, repuestos y otros) ascienden a: USD\$ 550.198,65 ver figura 9. Por estas razones, se plantea una estrategia de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) que nos brinda una posibilidad de reducción hasta del 70% del Mantenimiento Correctivo, lo que representaría una disminución de pérdidas hasta de: USD\$ 385.139,06 aproximadamente, aumentando la disponibilidad y confiabilidad del equipo en operación con un mínimo costo y riesgo; combinando aplicaciones de mantenimiento preventivo y predictivo.

Figura 9. Gráfico de pérdidas asociadas al Mantenimiento Correctivo - Campo Moriche.



Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

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

### **2.1 HISTORIA DEL RCM**

El Mantenimiento Centrado en Fiabilidad/Confiabilidad (RCM) por sus siglas en inglés (Reliability Centred Maintenance) surge como una necesidad de la aviación comercial norteamericana a principios de los años 50, para reemplazar la filosofía del mantenimiento basado en supuestos y paradigmas.

A mediados de 1.970, la aviación naval de EEUU recopiló las bases de la filosofía usada por la aviación comercial en un documento escrito que constituyó la guía para la planeación de programas de mantenimiento para todo tipo de aeronaves.

En 1.987, la industria de la energía nuclear americana adoptó el proceso modificado para planificar el mantenimiento. A partir de este año, se incrementó el interés por aplicar el RCM para formular las estrategias de mantenimiento en industrias diferentes a la aviación.

Desde inicios de 1.990, muchas organizaciones desarrollaron diferentes versiones del proceso de RCM original. Pero fue en 1.999, que se estableció la norma SAE, que contemplaba el diseño del proceso de RCM.<sup>12</sup>

### **2.2 DEFINICIÓN DE RCM**

Es una filosofía de gestión del mantenimiento en la cual un equipo multidisciplinario de trabajo se encarga de optimizar la confiabilidad operacional de un sistema que funciona bajo condiciones de trabajo definidas, estableciendo las actividades más efectivas de mantenimiento, en función de la criticidad de los activos pertenecientes a dicho sistema, tomando en cuenta los posibles efectos que originarán los modos de fallas de estos activos, a la seguridad, al ambiente y a las operaciones.<sup>13</sup>

---

<sup>12</sup> AGUIRRE, Marie, et al. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Puerto La Cruz, 2003. Monografía. Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui. Especialización en Ingeniería en Mantenimiento. p. 3.

<sup>13</sup> ORTIZ, Daniel. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – RCM. Bucaramanga, 2010. Memorias. Universidad Industrial de Santander. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. p. 20.

## **2.3 INTRODUCCIÓN AL RCM**

El RCM se basa en el análisis de fallas, tanto aquellas que ya han ocurrido como las que se están tratando de evitar con determinadas acciones preventivas y predictivas. Durante ese análisis de fallas debemos contestar siete preguntas básicas.

### **2.3.1 Las siete preguntas básicas en RCM.**

Para garantizar el éxito de RCM, el grupo multidisciplinario de trabajo debe responder a través de un árbol de decisión las siguientes siete (7) preguntas básicas de esta filosofía:

- 1) ¿Cuáles son las funciones y estándares de desempeño del equipo o sistema analizado?
- 2) ¿De qué forma puede fallar?
- 3) ¿Qué causa que falle?
- 4) ¿Qué sucede cuando falla?
- 5) ¿Qué ocurre si falla?
- 6) ¿Qué se puede hacer para predecir o prevenir la falla?
- 7) ¿Qué debe hacerse si no se encuentra un plan para prevenir la falla?

El objetivo fundamental de RCM es conservar el correcto funcionamiento del sistema antes que el equipo.

### **2.3.2 Pasos para implementar RCM.**

- a. Identificar los principales sistemas de la planta o campo e identificar sus funciones.
- b. Identificar las fallas funcionales en los equipos.
- c. Identificar los modos de falla que pueden producir una falla en la función.
- d. Jerarquizar las necesidades funcionales en los equipos.
- e. Determinar la criticidad de los efectos de las fallas funcionales.
- f. Emplear la estrategia de árbol lógico para establecer las tareas de mantenimiento.
- g. Seleccionar las actividades preventivas u otras que conserven la funcionalidad del sistema.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> SILVA ARDILA, Pedro E., Mantenimiento En La Práctica, Bogotá D.C., 2009. p. 69-71.

### 2.3.3 Ventajas de implementar RCM.

- ✚ Reducción de gastos de mantenimiento (comúnmente entre 5-15%).
- ✚ Mejora la confiabilidad y disponibilidad, (menos tiempo fuera de servicio asociado con mantenimiento preventivo y menores números de falla).
- ✚ Establece una recopilación de experiencia y documenta las justificaciones técnicas para cada decisión en el futuro.
- ✚ Mejora la habilidad para planear el mantenimiento.
- ✚ Administración más efectiva de los recursos limitados.
- ✚ Definición y priorización de los tipos de tareas de mantenimiento.
- ✚ Sentido de pertenencia y mayor motivación personal.
- ✚ Propicia el trabajo en equipo al interior de los grupos de mantenimiento y su relación los demás procesos.
- ✚ Lenguaje técnico apropiado y para analizar los problemas y tomar decisiones.<sup>15</sup>

## 2.4 ESTRUCTURA Y CONCEPTUALIZACIÓN DEL RCM

### 2.4.1 Funciones.

Cada elemento de un equipo en una planta debe tener un propósito determinado. Por consiguiente la pérdida total o parcial de estas funciones afectará a la organización en cierta manera. Las funciones pueden ser primarias y secundarias:

**2.4.1.1 Funciones primarias:** Constituyen la razón de ser del activo y están asociadas a la salida principal del sistema. Estas pueden ser: bombear, comprimir, calentar, girar y otras. A su vez, las funciones primarias pueden ser de tipo:

- ✚ Múltiples independientes.
- ✚ En serie o independientes.
- ✚ Diagramas de bloque funcionales.

---

<sup>15</sup>ORTIZ, Daniel. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – RCM. Bucaramanga, 2010. Memorias. Universidad Industrial de Santander. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. p.32.

**2.4.1.2 Funciones secundarias:** Son aquellas otras funciones que el activo está en capacidad de cumplir en forma adicional a la función primaria. Los principales tipos de funciones secundarias en RCM son:

- ✚ Integridad ambiental.
- ✚ Dispositivos de seguridad.
- ✚ Integridad estructural.
- ✚ Control.
- ✚ Contenido.
- ✚ Apariencia.

## **2.4.2 Fallas funcionales.**

Consiste en identificar cómo puede fallar cada elemento en la realización de sus funciones. Esto lleva al concepto de una falla funcional, que se define como la incapacidad de un elemento o componente de un equipo para satisfacer un estándar de funcionamiento deseado. Cada función puede tener más de una falla funcional. El RCM clasifica las fallas funcionales en dos grandes grupos:

**2.4.2.1 Fallas de alto impacto:** Eventos cuyas consecuencias impactan severamente la seguridad, el ambiente o las operaciones.

**2.4.2.2 Fallas de bajo impacto:** Eventos cuyas consecuencias no impactan severamente las operaciones.

## **2.4.3 Modos de falla.**

El RCM define el modo de falla como la(s) causa(s) raíz más probable de cada falla funcional. Es decir, el modo de falla es la descripción del evento que causa una falla funcional. Busca determinar el origen de cada falla funcional, que genera la pérdida de la función total o parcial de un sistema o activo en su contexto operacional. Para lograr establecer los modos y efectos de las fallas se utilizan, generalmente dos herramientas:

- ✚ **El Análisis de los Modos y Efectos de las Fallas (AMEF):** Es una herramienta que permite identificar los efectos y consecuencias de los modos de fallas de cada activo en su contexto operacional.
- ✚ **El Árbol Lógico de Decisión (ALD):** Es una herramienta que permite seleccionar de forma óptima las actividades de mantenimiento según la filosofía del RCM.

#### **2.4.4 Efectos de las fallas.**

Corresponde a los eventos secuenciales que ocurren cuando se da un modo de falla. En otras palabras, esto se refiere a qué pasaría si ocurriera. Este paso permite decidir la importancia de cada fallo, y por lo tanto qué nivel de mantenimiento preventivo sería necesario. Es decir, proporciona la base para decidir si merece la pena realizar el mantenimiento preventivo.

En esta etapa se debe especificar el impacto que trae consigo la ocurrencia de un modo de falla sobre el ambiente, la seguridad, las operaciones y los costos. Cada modo de falla puede tener más de una consecuencia.

#### **2.4.5 Consecuencias de las fallas.**

Las consecuencias de modos de fallas se pueden clasificar en cinco categorías:

- ✚ Fallas con consecuencias ocultas.
- ✚ Fallas que afectan la seguridad.
- ✚ Fallas que afectan el medio ambiente.
- ✚ Fallas operacionales.
- ✚ Fallas con consecuencias no operacionales.

#### **2.4.6 Actividades de mantenimiento.**

La selección de las actividades de mantenimiento en el RCM se realiza tomando en cuenta las posibles consecuencias producidas por cada modo de fallas, a partir de un proceso estructurado de preguntas contenidas en un árbol lógico de decisión.

Las respuestas que se obtienen a partir del árbol lógico de decisión, constituirán las tareas de mantenimiento más adecuadas a ejecutar en los distintos activos y en su contexto operacional.

Las tareas que se pueden tomar para manejar las fallas, pueden ser divididas en las siguientes dos categorías:

- ✚ Tareas proactivas.
- ✚ Acciones correctivas.

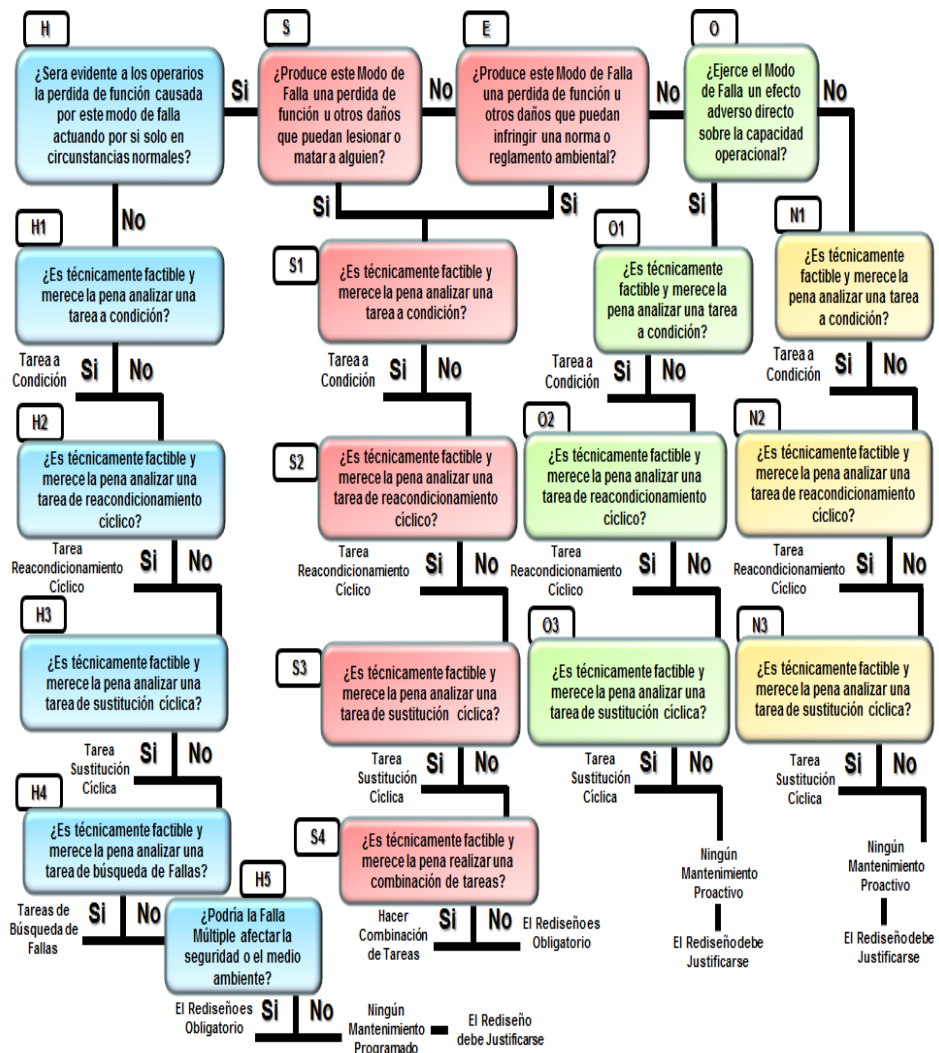
#### **2.4.7 Árbol lógico de decisión.**

El RCM finaliza al rellenar las hojas de trabajo de decisión que muestran las tareas propuestas, los intervalos iniciales para cada elemento y sugiere quién debe realizarla. Esta herramienta permite seleccionar de forma óptima las actividades de mantenimiento según la filosofía de RCM. A partir del árbol lógico de decisión se puede desarrollar el diagrama de decisión RCM, ver figura 10, y se obtienen las respuestas a las preguntas básicas 6 y 7. <sup>16</sup>

#### **Figura 10. Árbol lógico de decisión.**

---

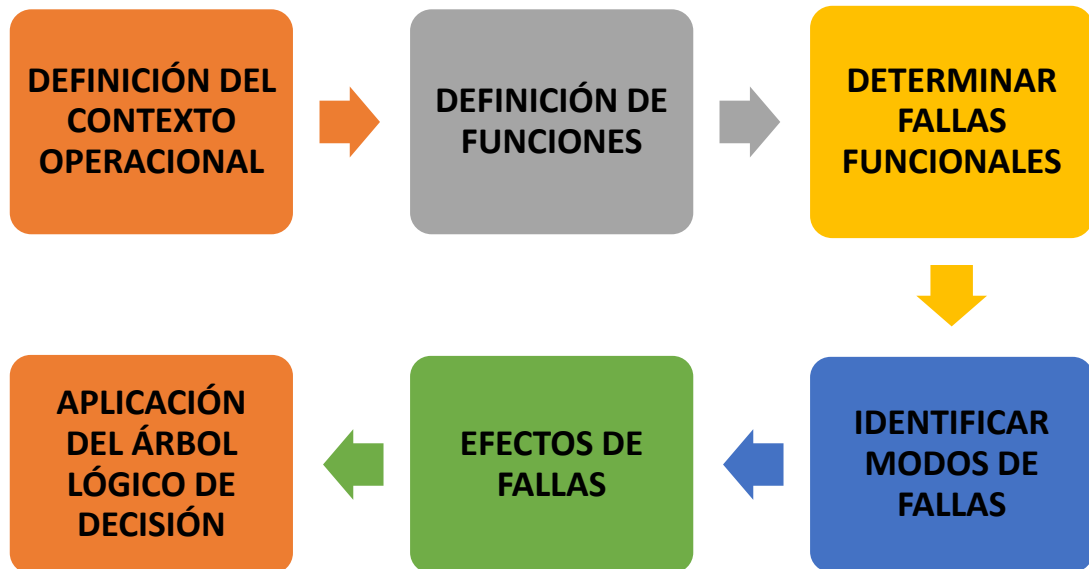
<sup>16</sup> AGUIRRE, Marie, et al. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Puerto La Cruz, 2003. Monografía. Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui. Especialización en Ingeniería en Mantenimiento. p. 6-12.



Fuente: MOUBRAY, Jhon. Reliability Centered Maintenance (RCM) II. New York: Industrial Press Inc., 1997. p. 204 - 205.

En forma general, el esquema propuesto a utilizar para conducir el RCM, se resume en el siguiente diagrama de bloque, que detalla los pasos a seguir:

Figura 11. Esquema general para implementar RCM.



Fuente: <http://mailxmail.com> - Confiabilidad Operacional, 2011.

## 2.5 INDICADORES DE GESTIÓN EN MANTENIMIENTO.

Son parámetros numéricos que convenientemente utilizados, pueden ofrecernos una oportunidad de mejora continua en el desarrollo, aplicación de nuestros métodos y técnicas específicas de mantenimiento. La magnitud de los indicadores nos permite comparar con un valor o nivel de referencia con el fin de adoptar acciones proactivas y correctivas, según sea el caso.

Los indicadores de mantenimiento permiten evaluar el comportamiento operacional de los sistemas, equipos, dispositivos y componentes. De esta manera será posible implementar un plan de mantenimiento orientado a perfeccionar sus actividades y que permita evaluar los resultados de una gestión frente a sus objetivos, metas y responsabilidades.

### 2.5.1 Tiempo medio entre fallas o MTBF (siglas en inglés de Mean Time Between Failures).

Es el tiempo medio en que el equipo está en funcionamiento, se expresa típicamente en horas. Se obtiene dividiendo el total de horas operadas sobre el

número de paradas y es una medida básica de la confiabilidad que también impacta la disponibilidad. Mientras más alto es el valor del MTBF, mayor es la confiabilidad y disponibilidad del equipo. La fórmula para calcular el MTBF es la siguiente:

$$\text{MTBF} = \frac{\text{Horas Operadas}}{\text{Número de paradas}} \quad [\text{horas}]$$

### **2.5.2 Tiempo medio de recuperación o MTTR (siglas en inglés de Mean Time To Recover).**

Es el tiempo promedio de las paradas de los equipos, se expresa en horas. Las reparaciones planeadas, la administración y la ejecución son todos los factores que contribuyen a la duración de la parada de una máquina, el MTTR es un indicador que cuantifica el tiempo de la reparación, que tan rápidas o lentas son las reparaciones en la parada de un equipo. Se calcula de la siguiente forma:

$$\text{MTTR} = \frac{\text{Total Tiempo de Paradas}}{\text{Numero de paradas}} \quad [\text{horas}]$$

**El MTTR combina los efectos de la mantenibilidad inherente de la máquina y la eficiencia de la organización de mantenimiento, también impacta sobre la disponibilidad y no sobre la confiabilidad.**

### **2.5.3 Disponibilidad (A).**

Es la probabilidad que un equipo se encuentre operando satisfactoriamente en el momento en que sea requerido después del comienzo de su operación. Se determina por la confiabilidad del sistema, así como también por el tiempo de recuperación cuando se produce una falla. Cuando los equipos tienen tiempos de operación continua muy largos, las fallas son inevitables y entonces lo importante es recuperar la operación del equipo lo más pronto posible. Se expresa en porcentaje y se calcula mediante la siguiente relación:

$$A = \frac{\text{MTBF}}{\text{MTBF} + \text{MTTR}} \times 100 \quad [\%]$$

#### 2.5.4 Confiabilidad (R).

La confiabilidad es la probabilidad que un equipo desempeñe satisfactoriamente las funciones para las que fue diseñado, durante un período de tiempo especificado y bajo las condiciones de operación dadas. Desde el punto de vista cualitativo, se define como la capacidad de que un componente permanezca funcional. Es decir, la probabilidad que no existan interrupciones operacionales durante un periodo de tiempo. Se expresa en porcentaje y se calcula mediante la siguiente relación:

$$R = \frac{\text{TTO} - \text{TTMC}}{\text{TTO}} \times 100 \quad [\%]$$

Donde,

**TTO:** Tiempo Total de Operación [Horas].

**TTMC:** Tiempo Total de Mantenimiento Correctivo [Horas].

### 3. MODELO DE SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA APLICACIÓN DE RCM

Siguiendo los lineamientos establecidos anteriormente en la justificación de esta investigación, proseguimos tomando el proceso de extracción de crudo como modelo de aplicación del RCM, a través de las Unidades de Bombeo Mecánico (UBM) y así; establecer los parámetros y pasos que servirán de instructivo para la implementación de esta estrategia en los demás procesos del Campo Moriche.

#### 3.1 UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO (UBM)

El sistema de extracción de crudo por bombeo mecánico es uno de los métodos más antiguos de levantamiento artificial, éste es el más usado en el ámbito mundial y nacional, tanto en la producción de crudos pesados como en extra pesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos.

La Unidad de Bombeo Mecánico (UBM), tiene como función convertir el movimiento rotacional de la unidad motriz en un movimiento ascendente – descendente de la barra pulida o barra lisa. Una unidad de bombeo apropiadamente diseñada tiene el tamaño exacto de caja de engranaje y estructura. Los tipos de unidades de bombeo mecánico son:

- ✚ **Convencional:** Las unidades de bombeo convencionales son balanceadas con las manivelas. Éstas son las que comúnmente se usan hoy en día, especialmente en longitudes de recorrido medias y cortas. En la figura 12 se muestra este tipo de unidad.

**Figura 12. Unidad de Bombeo Mecánico (UBM) Tipo Convencional.**



Fuente: <http://www.mecsociedadanonima.com.ar>

- ✚ **Balanceadas por aire:** Las unidades de bombeo mecánico balanceadas por aire son básicamente iguales a las mencionadas anteriormente, en las que la rotación de la manivela provoca que el balancín pivote y mueva la sarta de varillas hacia arriba y hacia abajo.
- ✚ **Mark II:** Este tipo de unidad tiene dos únicas características: El cojinete compensador el cual se acciona por las bielas es instalado muy cerca del cabezal del balancín, en vez de ser instalado directamente encima del eje o cigüeñal del engranaje del reductor. Las manivelas tienen un balance angular (dogleg) para producir una condición de “fuera de fase” entre el momento en el reductor ejercido por la carga del pozo y el momento ejercido por los pesos de contrabalanceo. En la figura 13 se pueden observar este tipo de unidades.

**Figura 13. Unidad de Bombeo Mecánico (UBM) Balanceada por Aire (izquierda) y Mark II (derecha).**



Fuente: <http://www.wersin.com>

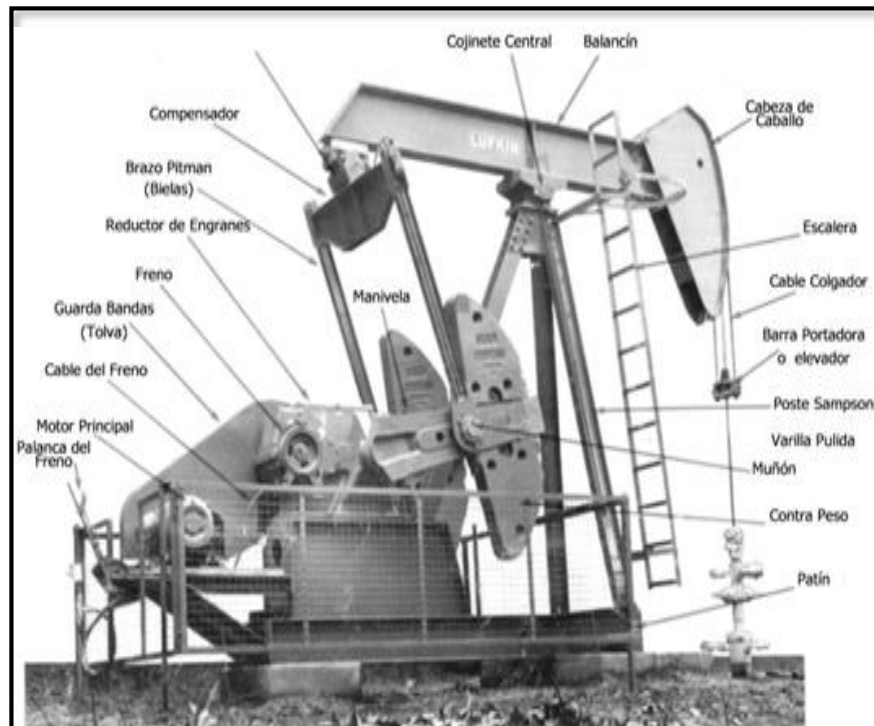


Fuente: <http://www.caletao.com.ar>

Existen también otros tipos de unidades tales como las hidráulicas, de carreras largas (Rotaflex), y otras unidades de geometría inusual. Sin embargo, la mayoría de los pozos son bombeados con los tres principales tipos de unidades anteriormente mencionados.

Las partes principales de una unidad de bombeo mecánico se ilustran a continuación, ver figura 14.

**Figura 14. Partes de Unidad de Bombeo Mecánico (UBM).**



Fuente: <http://www.emaze.com>

**Tabla 2. Especificaciones Técnicas Unidades de Bombeo Mecánico SHEN LI.**

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO			
DESCRIPCIÓN	MODELO		
	C320D-256-144	C456D-256-144	C640D-365-168
Capacidad de la barra lisa, Lb.	25.600	25.600	36.500
Longitud de ciclo (stroke), Pulgadas.	144; 121; 99	144; 128; 113	168; 145; 124
Ciclo (stroke) /minuto.	9	9	9
Balanceo.	Pin Crank Balanceado		
Tipo.	320D	456D	640D
Radio total, Pulgadas.	31,3	29,6	31,733
Distancia central, Pulgadas.	33-1/2	39-3/8	39-3/8
Altura central, Pulgadas.	22-3/64	23-5/8	25-19/32
Torque, Lb-Pulgadas.	320.000	456.000	640.000
Tipo de guaya.	6 X 37-26-1750	6 X 37-26-1750	6 X 37-26-1750
Longitud de guaya, Pulgadas.	397	398	437
Dimensiones, Pulgadas.	438 X 122 X 290	447 X 118 X 329	578 X 148 X 354

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

### 3.1.1 Motor.

Este componente es el encargado de suministrar la energía necesaria a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo. Están diseñados para trabajar bajo cargas constantes lo cual no sucede en una instalación de bombeo mecánico debido a las fluctuaciones en las cargas durante el ciclo. Los motores utilizados en la extracción de crudo pueden clasificarse en dos grandes categorías:

- ✚ Motores de combustión interna.
- ✚ Motores eléctricos.

### 3.1.2 Caja de engranajes.

Es un sistema de engranajes cuyo objetivo es reducir la velocidad de rotación entre el motor primario y el sistema biela - manivela. Pueden ser de sistema de reducción simple, doble o triple. La caja de engranaje representa una de las partes más costosa de la unidad de bombeo mecánico.

**Figura 15. Caja de Engranajes SHEN LI 456D – 256 – 144 (izquierda) y Especificaciones Técnicas (derecha).**



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

### 3.1.3 Manivelas.

Elementos mecánicos encargados de transmitir el movimiento de la caja de engranajes o transmisión a las bielas del balancín, que están unidas a ellas por intermedio de pines (pin crank).

**Figura 16. Manivelas de Unidad de Bombeo Mecánico.**



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

### **3.1.4 Pesas o contrapesos.**

Generalmente se encuentran ubicados en las manivelas y en algunas unidades sobre la viga principal, en el extremo opuesto del cabezote. Se utilizan para balancear las fuerzas desiguales que se originan sobre el motor durante las carreras ascendente y descendente del balancín.

**Figura 17. Pesas o Contrapesos de Unidad de Bombeo Mecánico.**



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

### 3.1.5 Prensaestopas (Stuffing box).

Se instala en el cabezal del pozo con el fin de impedir el derrame de petróleo por la acción del movimiento de la barra lisa. Consiste en una cámara cilíndrica que contiene los elementos de empaque que se ajustan a la barra pulida para efectuar el sello.

**Figura 18. Prensaestopas de Unidad de Bombeo Mecánico.**



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

### 3.1.6 Barra pulida (Polish rod).

La Barra Pulida es una pieza sólida de acero que se mueve dentro de la tubería y es la que soporta la mayor carga del sistema de allí que su correcta selección es muy importante. Su función es soportar el peso de la sarta de varillas, de la bomba y del fluido dentro de la tubería. Se fabrica en un material resistente y viene generalmente en diámetros de 1¼ y 1½ pulgadas y longitudes de 16 y 22 pies.

**Figura 19. Barra Pulida de Unidad de Bombeo Mecánico.**



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

#### **4. ANALISIS DE LA INFORMACIÓN DE MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO – CAMPO MORICHE**

El sistema de información de mantenimiento utilizado para Mansarovar Energy Colombia Ltd. es el sistema ERP SAP, siglas en inglés para denotar los Sistemas de Planificación de Recursos Empresariales (Enterprise Resource Planning), básicamente es una arquitectura de software para empresas que facilita e integra la información entre las funciones de producción, compras, mantenimiento, logística, finanzas y recursos humanos de una empresa.

Para este sistema integral de mantenimiento se utiliza el módulo MP, siglas en inglés para denotar el Mantenimiento de Planta (Maintenance Plant), a través del cual se documenta toda la información del sistema integral de mantenimiento y se incluyen todas las medidas de control que establecen las condiciones de trabajo de un sistema técnico, de máquinas y de equipos.

Actualmente existe una estrategia corporativa de mantenimiento ya cargada en esta plataforma y semana a semana se da la planificación, programación y ejecución de estas actividades. Este módulo tiene las siguientes ventanas en la cual se documenta la siguiente información relacionada: datos de encabezado, operador, componente, costo, objetos, datos adicionales, emplazamiento, planificación y control.

El sistema ERP SAP, permite al área de usuario generar avisos para el área ejecutante en los cuales el planificador decide si la actividad se debe planificar o ejecutar, utilizando una orden de trabajo. En casos muy urgentes este aviso se convertirá de manera automática en una orden de trabajo o en el mejor de los casos dependiendo de la urgencia y la criticidad, el sistema le permite crear de manera directa la orden de trabajo para que la actividad se ejecute de manera inmediata. En la figura 20 se muestra la modificación de una orden de trabajo correctiva, generada a partir de un aviso.

**Figura 20. Orden de Trabajo Correctiva, Sistema ERP SAP – Mansarovar Energy Colombia Ltd.**

**Modificar Orden Correctiva 1020360: Cabecera central**

Orden: ZPM1 1020360 TENSIONAR CORREAS UBM POZO CD-05

TENSIONAR CORREAS UBM POZO CD-05  
 01.10.2015 02:44:40 SERGIO CASTRO (CASTROS) Tel. 4851212  
 EL POZO ESTA PARADO A LA ESPERA DE QUE ENTRE EL EQUIPO A REALIZAR POST-INJECTION, SE REQUIERE ESTA ACTIVIDAD PARA QUE FINALIZADO EL SERVICIO, PODER DEJAR LA UNIDAD OPERATIVA. SOLICITA RECORREDOR NORTE: DOMINGO PEREZ, AVANTE:158

Stat.sist. LIB. IMPR KKMP NLIQ PREC EJEC

Datos cab. Oper. Componentes Costes Objetos Datos adic. Emplaz. Planific. Control

**Responsable**  
 Gpo.plan. C03 2000 Planif. Moriche  
 Rs.pto.tr. MOMEK-B / 2000 MOR MECA TEC-B  
 Aviso 1029912  
 Costes 0 COP  
 Cl.activ.PM URG Correctivo Urge...  
 EstdInstal

**Fechas**  
 Inic.extr. 01.10.2015 Prioridad 3-medio  
 Fin extr. 01.10.2015 Revisión

**Objeto de referencia**  
 Ubic.téc. MA-CO-2000-MORI-0... SISTEMA CLUSTER CD MORICHE  
 Equipo 124550 UNIDAD BOMBEO MECANICO MOR CD-05

SAP

**Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.**

Estratégicamente el sistema MP del sistema de extracción de crudo para los campos de Mansarovar Energy Colombia Ltd. tiene en proceso de ejecución de manera preventiva una estrategia para el área de mecánica y electricidad. Ver tabla 3.

**Tabla 3. Actividades de Mantenimiento Preventivo en el Proceso de Extracción de Crudo – Campo Moriche.**

ACTIVIDADES EN EL PROCESO DE EXTRACCION						
ESPECIALIDAD	EQUIPO	ACTIVIDADES	TIPO DE MANTENIMIENTO	INTERVENCIONES / AÑO	ALCANCE	
Electricidad	Motor eléctrico	Tomar parámetros al motor eléctrico.	MPVP	12	Tomar parámetros de operación (Amperaje, voltaje, nivel de aislamiento del motor y acometida).	
		Mantenimiento menor al motor eléctrico.	MPVP	2	Medir nivel de aislamiento al motor, acometida, ajuste de borneras.	
		Medir vibraciones al motor eléctrico.	MPDP	2	Monitoreo de vibraciones.	
		Mantenimiento general al motor eléctrico.	MPVP	1	Mantenimiento general en taller, lavado, pintura, cambio y engrase de rodamientos.	
		Medir vibraciones - entrega a producción.	MPVP	1	Monitoreo de vibraciones posterior a intervención en mantenimiento.	
	Variadores de frecuencia	Mantenimiento menor al variador.	MPVP	2	Revisión, limpieza, ajuste de borneras, toma de parámetros de operación y configuración.	
		Realizar termografía al variador.	MPDP	2	Monitoreo termográfico.	
		Mantenimiento general al variador	MPVP	1	Mantenimiento general en taller, lavar, pintar gabinete, cambiar repuestos.	
	Mecánica	Unidad de bombeo Mecánico	Alinear conjunto de transmisión de potencia.	MPVP	4	Alinear polea y correas, tensionar correas, medir desgaste en poleas, inspeccionar y tensionar frenos.
			Engrasar unidad de bombeo.	MPVP	2	Lubricar rodamientos, pines y guaya.
Inspeccionar reductor.			MPVP	2	Inspeccionar reductor, medir tolerancias, tomar muestra de aceites.	
Torquear unidad de bombeo.			MPVP	2	Torquear unidad, ajustar pin crank.	
Cambiar aceite a unidad de bombeo.			MPVP	1	Cambiar aceite, reductor basado en condición según análisis de lubricantes.	

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

#### 4.1 REPORTE DE FALLAS

Del sistema ERP SAP se depuran todas las solicitudes correctivas para estudiar y analizar los modos y efectos de las fallas en el sistema de extracción que se presentan con más frecuencia que afectan la confiabilidad y la disponibilidad operacional, obteniendo como resultado un reporte histórico de las fallas presentadas en todos los equipos de la operación del campo, ver tabla 4.

**Tabla 4. Reporte de Fallas de la Unidad de Bombeo Mecánico W-01 del Mes de Enero a Junio de 2015 - Campo Moriche.**

ID Equipo	Número de Aviso	Orden de Trabajo	Ubicación	Fecha Inicial	Fecha Final	Duración [horas]	Campo de Clasificación	Descripción de la Falla
104758	1017145	1012327	MORICHE	01/09/15	01/09/15	0.5	ELÉCTRICO	Reposicionar Breaker Principal CCM.
104758	1017043	1012330	MORICHE	01/13/15	01/13/15	0.5	MECÁNICO	Completar Aceite y Engrasar UBM.
104758	1013456	1012331	MORICHE	02/02/15	02/02/15	0.5	ELÉCTRICO	Reparar Iluminación del Variador de Frecuencia.
104758	1015774	1013332	MORICHE	02/05/15	02/05/15	1.3	ELÉCTRICO	Revisar Visualización SCADA.
104758	1013739	1011771	MORICHE	03/05/15	03/05/15	0.5	MECÁNICO	Tensionar Correas UBM.
104758	1013567	1011781	MORICHE	03/10/15	03/10/15	3.0	ELÉCTRICO	Mantenimiento RTU.
104758	1013780	1011819	MORICHE	04/13/15	04/13/15	1.0	ELÉCTRICO	Revisar Visualización SCADA.
104758	2069883	2026824	MORICHE	04/15/15	04/15/15	0.5	MECÁNICO	Inspección General de Correas.
104758	2053580	1011304	MORICHE	04/21/15	04/21/15	0.5	MECÁNICO	Retorquear Pin Crank.
104758	1016890	1014295	MORICHE	05/06/15	05/06/15	1.0	ELÉCTRICO	Revisar Falla de Variador del Pozo.
104758	1014587	1014567	MORICHE	05/10/15	05/10/15	0.5	ELÉCTRICO	Reposicionar Breaker Principal CCM.
104758	1018532	1015516	MORICHE	06/08/15	06/08/15	1.0	ELÉCTRICO	Revisar Falla de Variador del Pozo.
104758	1012674	1015623	MORICHE	06/22/15	06/22/15	0.5	ELÉCTRICO	Reposicionar Breaker Principal CCM.
104758	1014532	1015724	MORICHE	06/28/15	06/28/15	5.0	ELÉCTRICO	PM General del Variador.

**Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.**

## 4.2 FUNCIÓN, FALLA FUNCIONAL Y MODOS DE FALLA DE UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO

Con el objetivo de determinar los modos de falla (Nivel I), se definieron primero la función y la falla funcional de las unidades de bombeo mecánico con la ayuda del departamento de mantenimiento y luego se establecieron los códigos de los modos de falla basándose en la Norma ISO 14224: 2006 que estudia y regula los datos de confiabilidad y mantenimiento para equipos de la industria petrolera, petroquímica y gas natural.

**Tabla 5. Función, Falla Funcional y Modos de Falla (Nivel I) de la Unidad de Bombeo Mecánico.**

COD. FUNC.	FUNCIÓN	COD. FALLA FUNC.	FALLA FUNCIONAL	COD. MODOS DE FALLA (NIVEL I)	MODOS DE FALLA (NIVEL I)
1	Transmitir movimiento lineal a la bomba de subsuelo a través de una sarta de varillas para extraer crudo desde el pozo hasta la superficie a razón de 120 – 188 BOPD con una disponibilidad mensual mínima de 97%.	11	No puede transmitir movimiento lineal a la bomba de subsuelo o lo hace con una razón menor de 120 BOPD y su disponibilidad disminuye a menos de 97%.	MECA	Falla en el Motor.
				TPCE	Falla en el Sistema de Transmisión.
				SFUB	Falla en el Sistema de Frenos.
				UBAL	Falla en la Estructura.
				SCRT	Falla en el Sistema SCADA.
				TACC	Falla en el CCM (Centro de Control del Motor).
TAVA	Falla en el Variador de Frecuencia.				
2	Sostener el conjunto de sarta de varillas requeridas en el proceso de bombeo mecánico soportando un peso máximo de 25.600 Lb.	21	No sostiene el conjunto de sarta de varillas requeridas en el proceso de bombeo mecánico o no soporta un peso inferior a 25.600 Lb.	MECA	Falla en el Motor.
				TPCE	Falla en el Sistema de Transmisión.
				SFUB	Falla en el Sistema de Frenos.
				UBAL	Falla en la Estructura.

**Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.**

## 4.3 ESTADÍSTICA DE LA INFORMACIÓN

Después de realizar el análisis de la información de mantenimiento de las Unidades de Bombeo Mecánico del Campo Moriche de enero a junio de 2015, se determinaron cuáles son los modos de falla que se presentaron con más frecuencia y que más afectan la confiabilidad y la disponibilidad en el proceso de extracción.

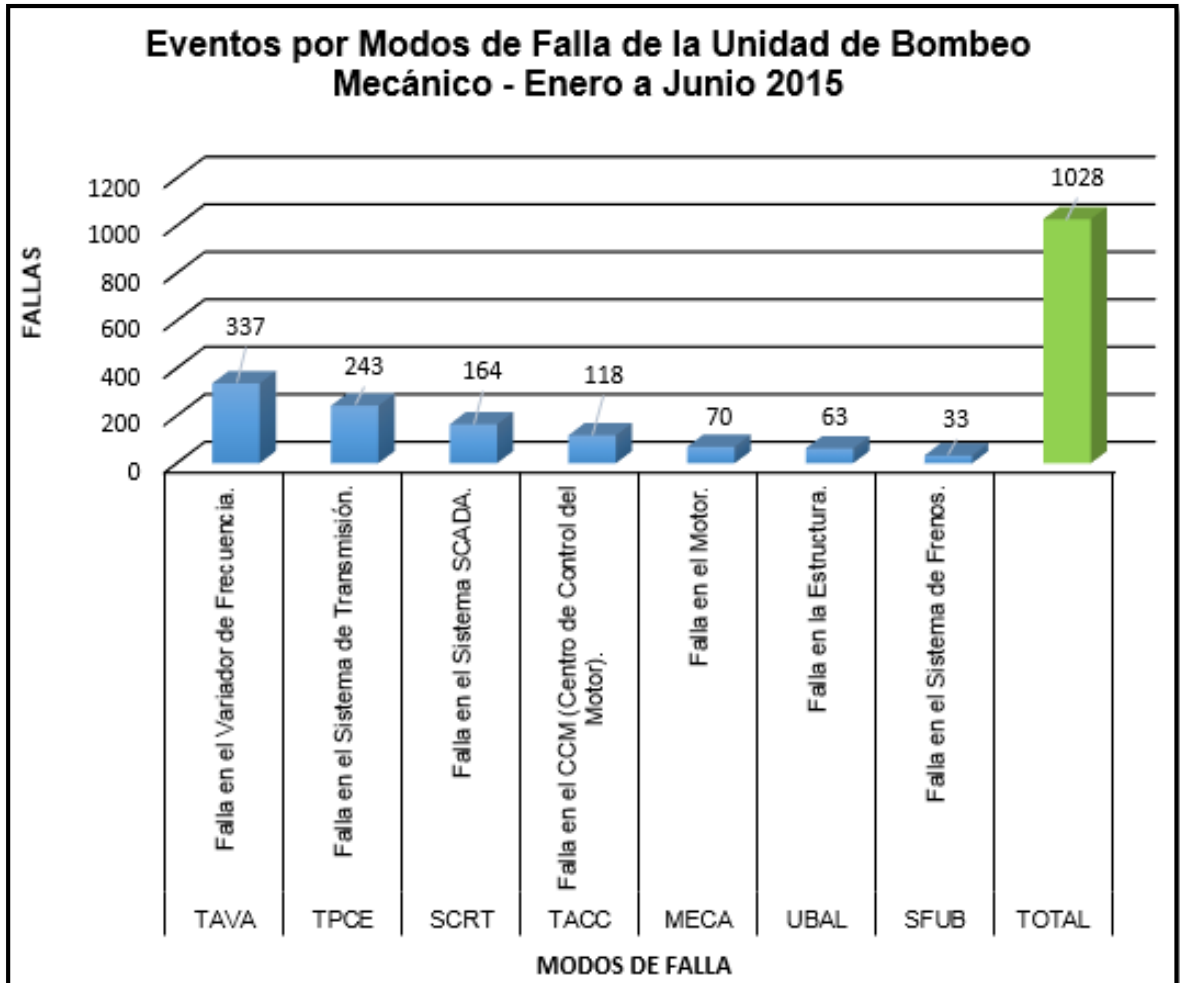
Se analizaron en total 1028 eventos en el periodo antes mencionado, de los cuales 337 fallas fueron en el variador de frecuencia que representa el 32,78% del total de las fallas. En segundo lugar, se encontraron 243 fallas en el sistema de transmisión que representa el 23,64% del total de las fallas, ver tabla 9. Estos dos sistemas representan el 56,42% del total de las fallas, por consiguiente; se deben enfocar las estrategias y actividades de mantenimiento a prevenir y reducir las fallas en estos dos sistemas para incrementar la disponibilidad y confiabilidad de estos equipos. De igual manera, se deben analizar los sistemas que son afectados por un número considerable de fallas, como son: Sistema SCADA, Centro de Control de Motor (CCM), Motor, Estructura y Sistema de Frenos, ver figura 21.

**Tabla 6. Estadísticas de Modos de Falla de la Unidad de Bombeo Mecánico.**

<b>CÓDIGO</b>	<b>MODO DE FALLA</b>	<b>FALLAS</b>	<b>%</b>
TAVA	Falla en el Variador de Frecuencia.	337	32,78
TPCE	Falla en el Sistema de Transmisión.	243	23,64
SCRT	Falla en el Sistema SCADA.	164	15,95
TACC	Falla en el CCM (Centro de Control de Motor).	118	11,48
MECA	Falla en Motor.	70	6,81
UBAL	Falla en la Estructura.	63	6,13
SFUB	Falla en el Sistema de Frenos.	33	3,21
<b>TOTAL</b>		<b>1028</b>	<b>100,00</b>

**Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.**

Figura 21. Diagrama de Pareto de Modos de Falla de la Unidad de Bombeo Mecánico.



Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

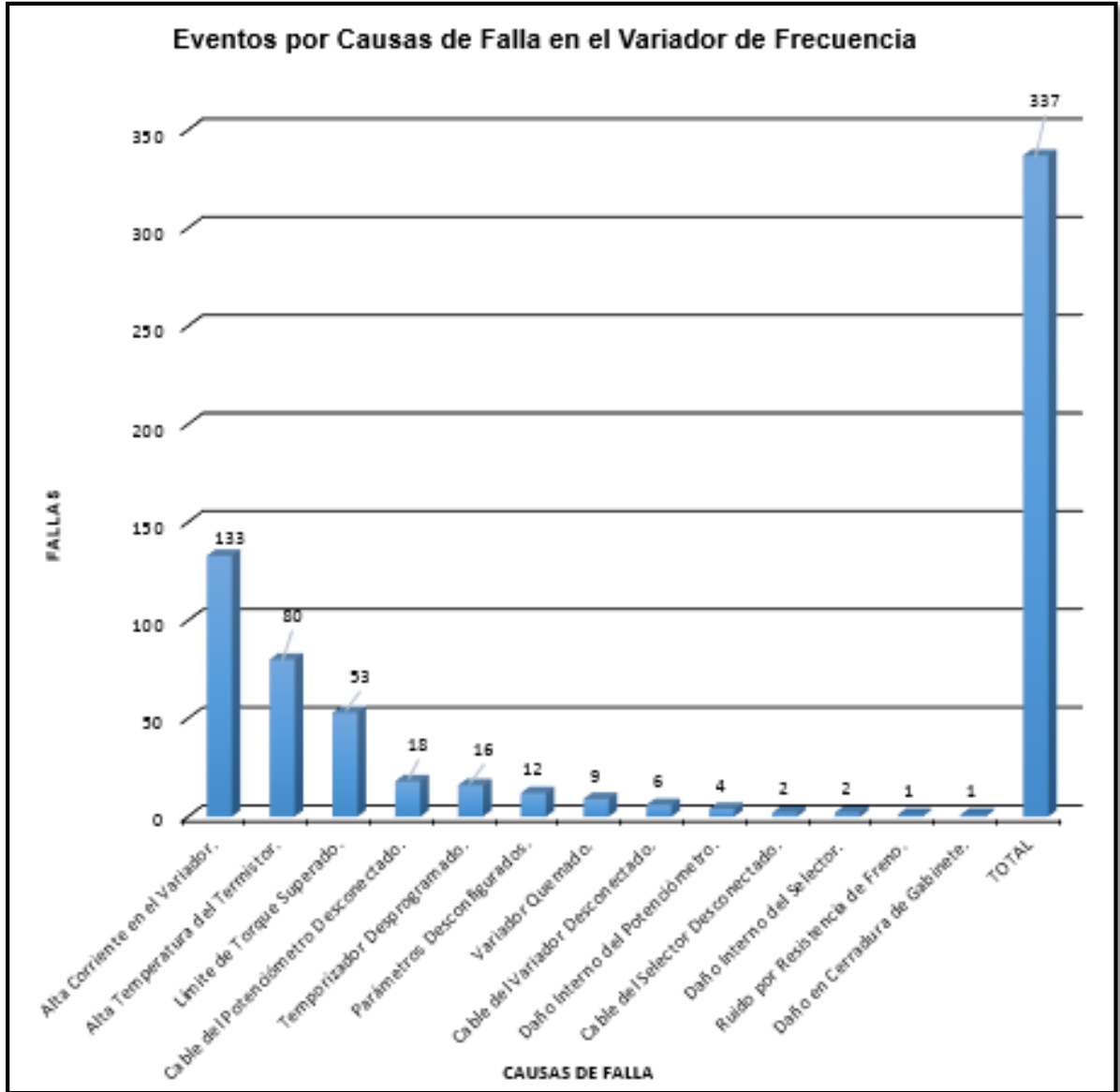
Con el fin de establecer las causas reales de los modos de falla, se realizó un análisis más detallado de cada uno de los modos de falla presentados en el equipo. De las 337 fallas presentadas en el variador de frecuencia se encontró que las causas más frecuentes son: alta corriente en el variador con un 39,47%, seguida de alta temperatura en el termistor con un 23,74% y límite de torque superado con un 15,73%, ver tabla 7 y figura 22.

**Tabla 7. Estadísticas de las Causas de las Fallas en el Variador de Frecuencia.**

<b>CAUSA DE MODO DE FALLA</b>	<b>FALLAS</b>	<b>%</b>
Alta Corriente en el Variador.	133	39,47
Alta Temperatura del Termistor.	80	23,74
Límite de Torque Superado.	53	15,73
Cable del Potenciómetro Desconectado.	18	5,34
Temporizador Desprogramado.	16	4,75
Parámetros Desconfigurados.	12	3,56
Variador Quemado.	9	2,67
Cable del Variador Desconectado.	6	1,78
Daño Interno del Potenciómetro.	4	1,19
Cable del Selector Desconectado.	2	0,59
Daño Interno del Selector.	2	0,59
Ruido por Resistencia de Freno.	1	0,30
Daño en Cerradura de Gabinete.	1	0,30
<b>TOTAL</b>	<b>337</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

**Figura 22. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en el Variador de Velocidad.**



Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

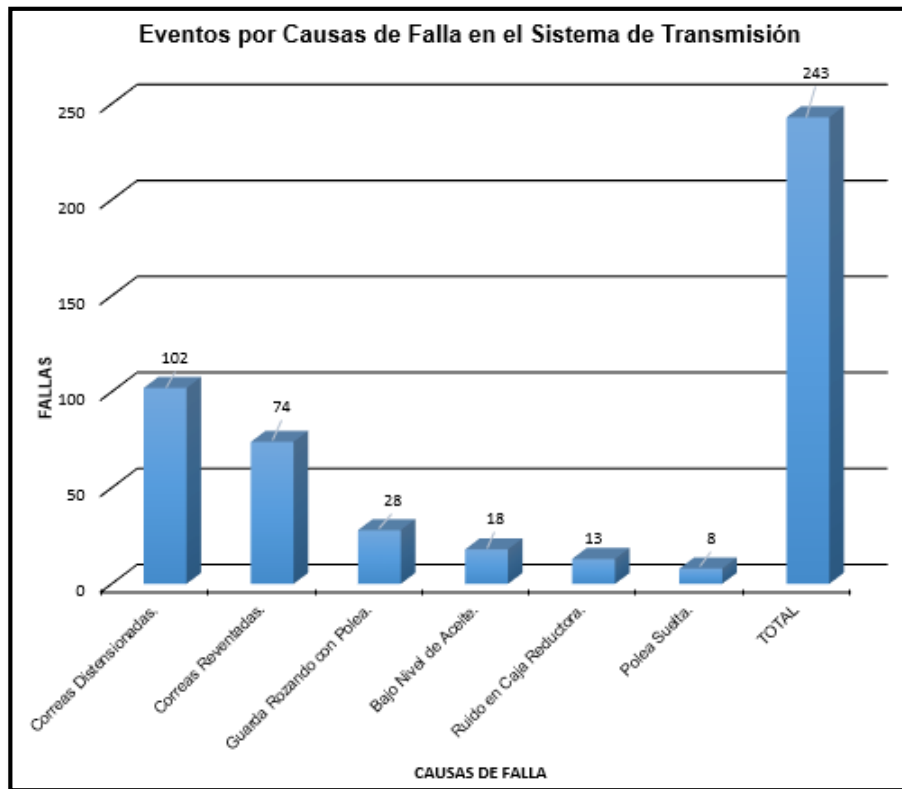
De las 243 fallas presentadas en el sistema de transmisión se encontró que las causas más frecuentes son: correas distensionadas con un 41,98%, seguida de correas reventadas con un 30,45% y guarda rozando con polea con un 11,52%, ver tabla 8 y figura 23.

**Tabla 8. Estadísticas de las Causas de las Fallas en el Sistema de Transmisión.**

CAUSA DE MODO DE FALLA	FALLAS	%
Correas Distensionadas.	102	41,98
Correas Reventadas.	74	30,45
Guarda Rozando con Polea.	28	11,52
Bajo Nivel de Aceite.	18	7,41
Ruido en Caja Reductora.	13	5,35
Polea Suelta.	8	3,29
<b>TOTAL</b>	<b>243</b>	<b>100</b>

Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

**Figura 23. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en el Sistema de Transmisión.**



Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

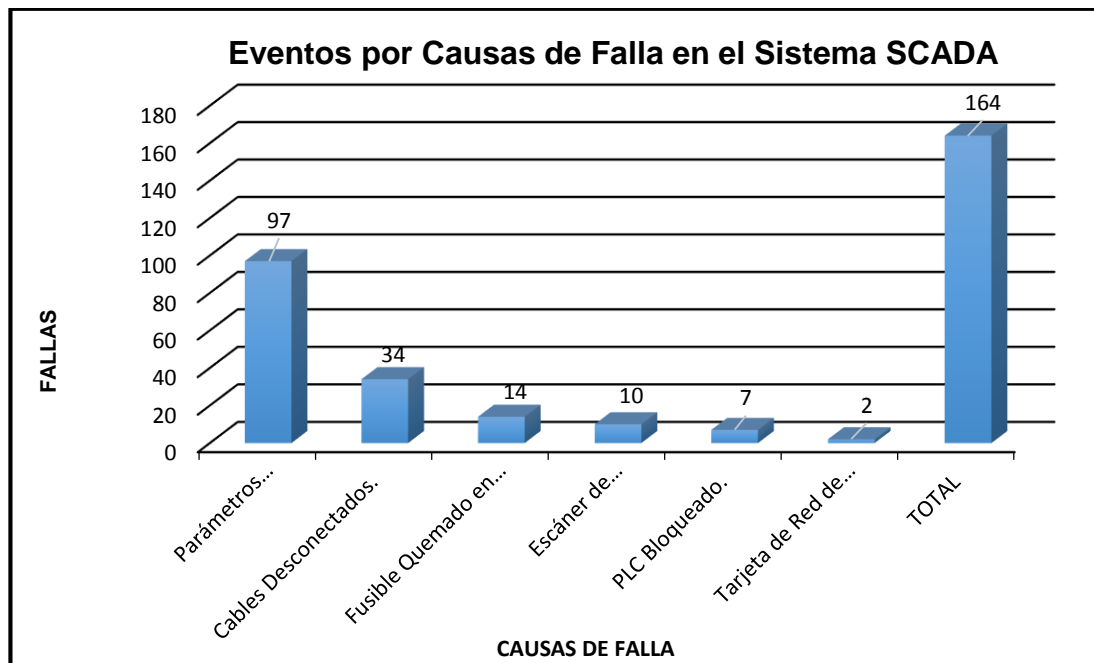
De las 164 fallas presentadas en el Sistema SCADA se encontró que las causas más frecuentes son: parámetros desconfigurados con un 59,15%, seguida de cables desconectados con un 20,73% y fusible quemado en RTU con un 8,54%, ver tabla 9 y figura 24.

**Tabla 9. Estadísticas de las Causas de las Fallas en el Sistema SCADA.**

CAUSA DE MODO DE FALLA	FALLAS	%
Parámetros Desconfigurados.	97	59,15
Cables Desconectados.	34	20,73
Fusible Quemado en RTU.	14	8,54
Escáner de Configuración.	10	6,10
PLC Bloqueado.	7	4,27
Tarjeta de Red de Dispositivo Quemada.	2	1,22
<b>TOTAL</b>	<b>164</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

**Figura 24. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en el Sistema SCADA.**



Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

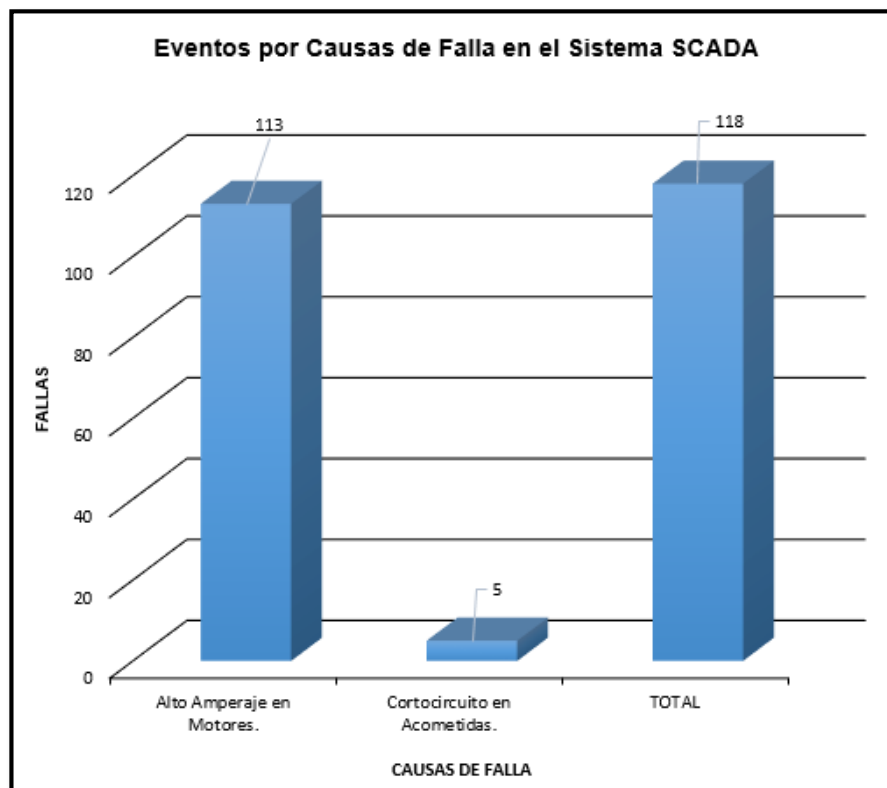
De las 118 fallas presentadas en el CCM (Centro de Control del Motor) se encontró que la causa más frecuente es: alto amperaje en motores con un 95,76%, ver tabla 10 y figura 25.

**Tabla 10. Estadísticas de las Causas de las Fallas en el CCM (Centro de Control del Motor).**

CAUSA DE MODO DE FALLA	FALLAS	%
Alto Amperaje en Motores.	113	95,76
Cortocircuito en Acometidas.	5	4,24
<b>TOTAL</b>	<b>118</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

**Figura 25. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en el CCM (Centro de Control del Motor).**



Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

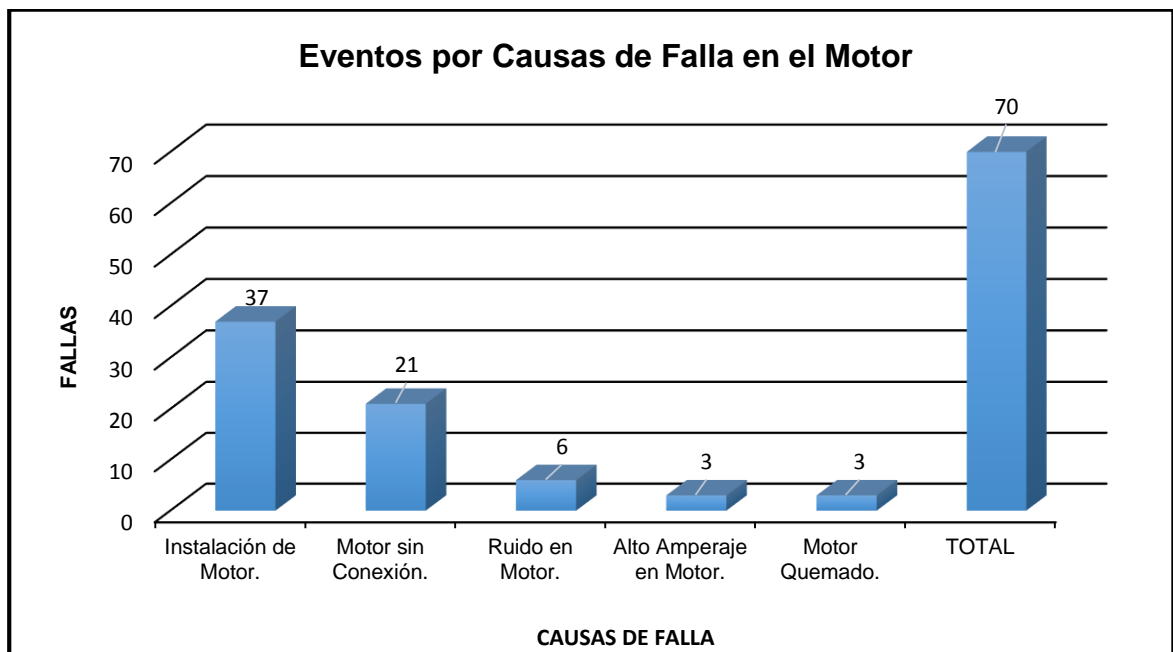
De las 70 fallas presentadas en el Motor se encontró que las causas más frecuentes son: instalación del motor con un 52,86%, seguida de motor sin conexión con un 30,00% y ruido en el motor con un 8,57%, ver tabla 11 y figura 26.

**Tabla 11. Estadísticas de las Causas de las Fallas en el Motor.**

CAUSA DE MODO DE FALLA	FALLAS	%
Instalación de Motor.	37	52,86
Motor sin Conexión.	21	30,00
Ruido en Motor.	6	8,57
Alto Amperaje en Motor.	3	4,29
Motor Quemado.	3	4,29
<b>TOTAL</b>	<b>70</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

**Figura 26. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en el Motor.**



Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

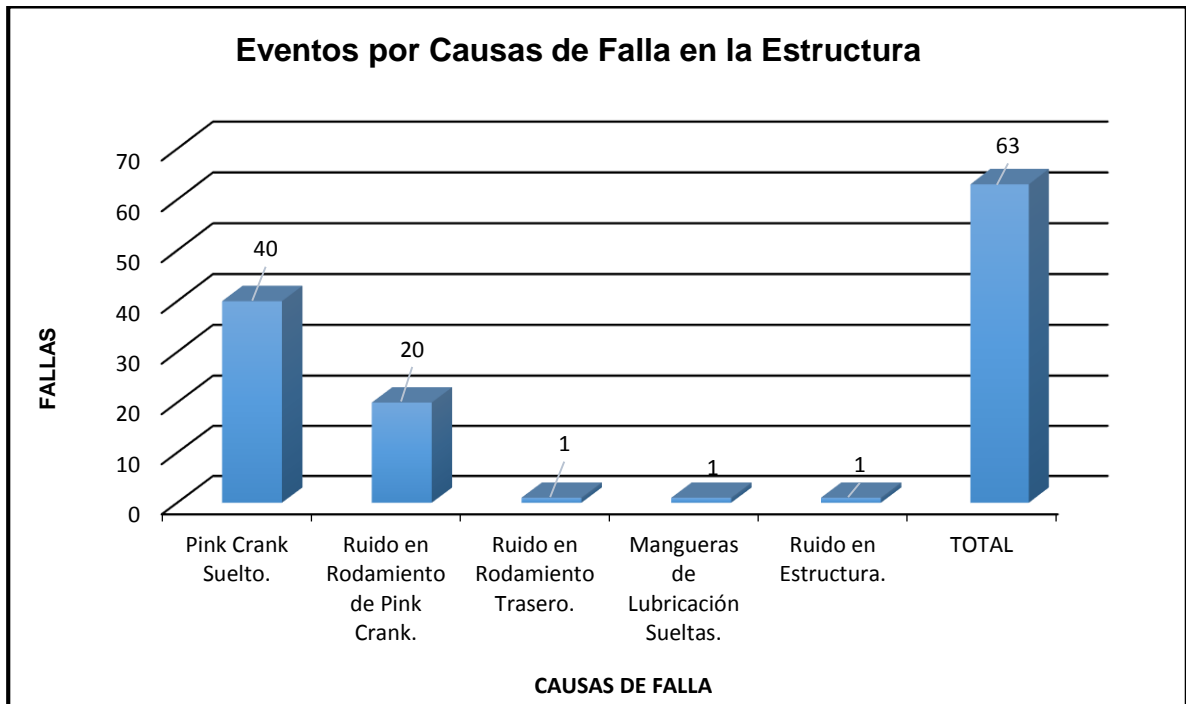
De las 63 fallas presentadas en la estructura se encontró que las causas más frecuentes son: pin crank suelto con un 63,49%, seguida de ruido en rodamiento de pin crank con un 31,75%, ver tabla 12 y figura 27.

**Tabla 12. Estadísticas de las Causas de las Fallas en la Estructura.**

CAUSA DE MODO DE FALLA	FALLAS	%
Pink Crank Suelto.	40	63,49
Ruido en Rodamiento de Pink Crank.	20	31,75
Ruido en Rodamiento Trasero.	1	1,59
Mangueras de Lubricación Seltas.	1	1,59
Ruido en Estructura.	1	1,59
<b>TOTAL</b>	<b>63</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

**Figura 27. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en la Estructura.**



Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

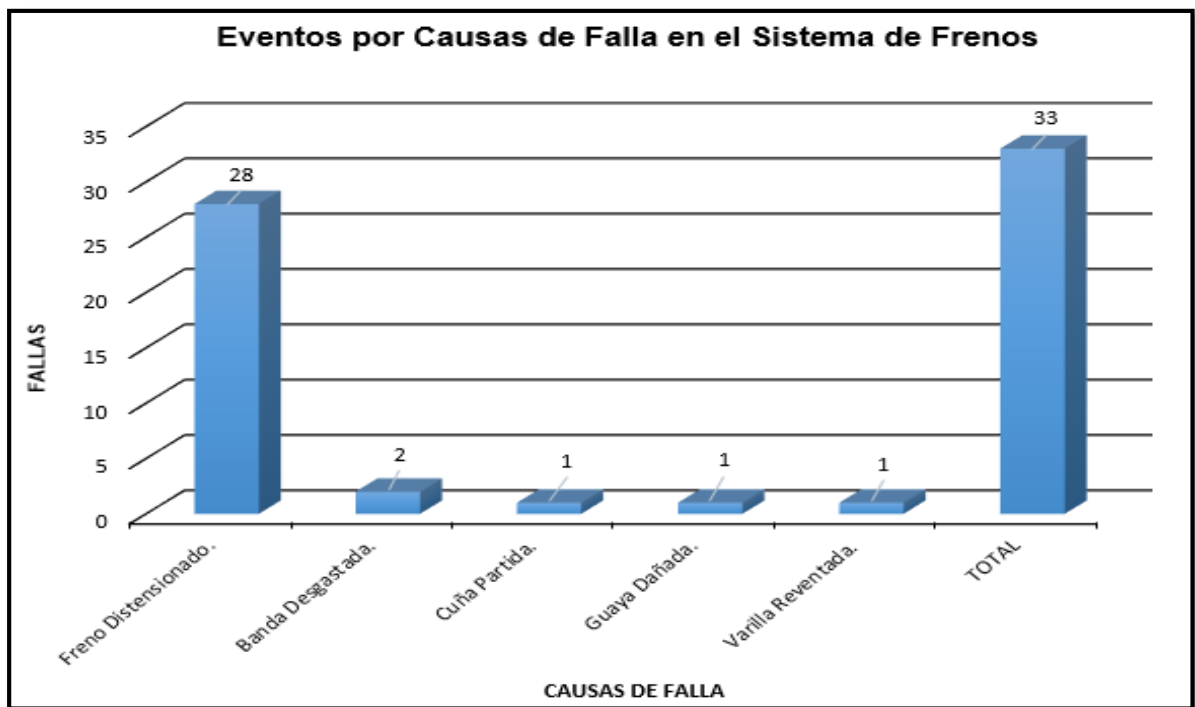
De las 33 fallas presentadas en el sistema de frenos se encontró que la causa más frecuente es: freno distensionado con un 84,85%, ver tabla 13 y figura 28.

**Tabla 13. Estadísticas de las Causas de las Fallas en el Sistema de Frenos.**

CAUSA DE MODO DE FALLA	FALLAS	%
Freno Distensionado.	28	84,85
Banda Desgastada.	2	6,06
Cuña Partida.	1	3,03
Guaya Dañada.	1	3,03
Varilla Reventada.	1	3,03
<b>TOTAL</b>	<b>33</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

**Figura 28. Diagrama de Pareto de las Causas de las Fallas en el Sistema de Frenos.**



Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

#### 4.4 ANÁLISIS DE LOS MODOS Y EFECTOS DE LAS FALLAS (AMEF)

Con el propósito de definir completamente los modos de falla analizados anteriormente en el Nivel I, se realizó en la Hoja de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico un Análisis de los Modos y Efectos de las Fallas – AMEF (Nivel II), identificando claramente las causas y sus efectos. Esta herramienta nos permite determinar las estrategias y actividades de mantenimiento más apropiadas a realizar. Para la realización de este análisis se contó con el apoyo de manuales de los fabricantes de los equipos y del Departamento de Mantenimiento del Campo Moriche – Mansarovar.

**Tabla 14. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en el Variador de Frecuencia.**

COD. MF (NIVEL I)	MODOS DE FALLA (NIVEL I)	COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EFFECTOS DE LOS MODOS DE FALLAS NIVEL II.
TAVA	Falla en el Variador de Frecuencia.	VFAC	Alta corriente en el variador.	Ocasiona inmediatamente inactividad en el sistema, el operador evidencia en el variador alarmas de advertencias: 10,12 y 13, además genera automáticamente la respectiva solicitud de restablecimiento.
		VFAT	Alta temperatura del termistor.	
		VFTM	Torque en límite máximo.	
		VFTC	Tensión alta o baja en circuito.	
		VFCC	Cortocircuito o falla a tierra.	
		VFFM	Frecuencia de salida en límite máximo.	
		VFST	Sobretensión en la tarjeta de control.	
		VFTB	Temperatura del disipador baja.	
		VFSC	Sobretensión del convertidor.	
		VFVD	Ventilador interno o externo dañado.	
		VFVM	Límite máximo de velocidad superado.	
		VFCP	Cable del potenciómetro desconectado.	
		VFTD	Temporizador desprogramado.	
		VFPD	Parámetros desconfigurados.	
		VFVQ	Variador quemado.	
		VFCD	Cable del variador desconectado.	
		VFDP	Daño interno del potenciómetro.	
VFRF	Ruido por resistencia de freno.			
VFCS	Cable del selector desconectado.			
VFDS	Daño interno del selector.			

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 15. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en el Sistema de Transmisión.**

COD. MF (NIVEL I)	MODOS DE FALLA (NIVEL I)	COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EFFECTOS DE LOS MODOS DE FALLAS NIVEL II.
TPCE	Falla en el Sistema de Transmisión.	TPCD	Correas distensionadas.	El sistema de transmisión opera con mucho ruido debido al desajuste de las poleas o las correas, los componentes golpean con otras piezas y esto puede ocasionar una parada del sistema.
		TPCR	Correas reventadas.	
		TPPS	Poleas sueltas.	
		TPPD	Poleas desalineadas.	
		TGRP	Guarda rozando con polea.	
		TANC	Aceite usado no es correcto.	
		TAUD	Aceite en uso deteriorado.	
		TBNA	Bajo nivel de aceite.	
		TTAE	Temperatura del aceite por encima de 70°C.	
		TTRE	Temperatura de rodamientos por encima de 70°C.	
		TPHR	Holgura del rodamiento demasiada grande o pequeña.	
		TRDC	Rodamientos dañados o calentados.	
		TSRD	Tapas o sellos de rodamientos desajustados.	
		TDEC	Dientes de engranajes calentados.	
		TDEP	Dientes de engranajes partidos total o parcialmente.	
		TCDE	Corrosión en dientes de engranajes.	
		TPDE	Picaduras en dientes de engranajes.	
		TADE	Aplastamiento en dientes de engranajes.	
		TGDE	Grietas en dientes de engranajes.	
		TDHE	Demasiada holgura (juego) en engranajes.	
		TEET	Eje de engranajes torcido o deformado.	
TEED	Eje de engranajes con excesivo desgaste.			
TEEP	Eje de engranajes con picaduras.			
TCED	Chavetero de engranajes dañado.			
TRCR	Ruido interno en caja reductora.			

**Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.**

**Tabla 16. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en el Sistema SCADA.**

COD. MF (NIVEL I)	MODOS DE FALLA (NIVEL I)	COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EFFECTOS DE LOS MODOS DE FALLAS NIVEL II.
SCRT	Falla en el Sistema SCADA.	SCPD	Parámetros desconfigurados.	El operador no evidencie registros de funcionamiento en el monitor del cuarto de control, aún con el equipo en funcionamiento.
		SCCD	Cables desconectados.	
		SCFQ	Fusible quemado en Unidad Remota de Telemetría (RTU).	
		SCEC	Escáner de configuración.	
		SCPB	PLC bloqueado.	
		SCTQ	Tarjeta de red de dispositivo quemada.	

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 17. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en el Centro de Control de Motores (CCM).**

COD. MF (NIVEL I)	MODOS DE FALLA (NIVEL I)	COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EFFECTOS DE LOS MODOS DE FALLAS NIVEL II.
TACC	Falla en el CCM (Centro de Control del Motor).	TAVC	Vibración de los contactos.	Ocasiona inactividad del variador y el sistema queda fuera de servicio.
		TASC	Soldadura en contactos.	
		TAUS	Unidad de disparo sobrecalentada.	
		TASS	Suciedad en las superficies de los contactos.	
		TAPD	Presión débil en la punta de los contactos.	
		TACF	Conexión floja en circuito de alimentación.	
		TATC	Baja o alta tensión en los contactos.	
		TARD	Relevadores de sobrecarga térmica disparados.	
		TADT	Desequilibrio de tensión en el alimentador.	
		TAPR	Piezas rotas, corroídas o desgastadas en interruptores.	
		TAME	Mecanismo de enclavamiento roto o desgastado.	
		TAAA	Alto amperaje en motores.	
		TACC	Cortocircuito en acometidas.	

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 18. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en el Motor.**

COD. MF (NIVEL I)	MODOS DE FALLA (NIVEL I)	COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EFFECTOS DE LOS MODOS DE FALLAS NIVEL II.
MECA	Falla en el Motor.	MCCS	Cables de conexión sueltos, sin tensión.	Produce que el sistema deje de operar y en el variador se muestra la alarma 14, que significa que hay una descarga de las fases de salida o bien en el cableado de alimentación del sistema.
		MERB	Rotor bloqueado.	
		MRBD	Rotor con barras dañadas o interrumpidas.	
		MEED	Escobillas dañadas.	
		MFTS	Torque de carga muy elevado durante el arranque.	
		MCAB	Corriente de alimentación muy alta o baja.	
		MBRI	Bobina del rotor interrumpida.	
		MPDE	Tensión en cables de conexión muy elevada o baja.	
		MCCE	Corto circuito entre espiras.	
		MIAP	Interrupción de alambres paralelos.	
		MIBE	Interrupción de fases de las bobinas del estator.	
		MIBR	Interrupción de fases de las bobinas del rotor.	
		MEFQ	Motor con fusible quemado.	
		MPLU	Cable de conexión interrumpido después del arranque.	
		MCBR	Circuito abierto en bobinas del rotor.	
		MHIO	Velocidad de salida del motor muy alta.	
		MLOO	Velocidad de salida del motor muy baja.	
		MBRD	Motor completamente quemado.	Se produce mucho ruido en el equipo cuando se encuentra en funcionamiento, además demasiado recalentamiento de las piezas internas, que pueden producir parada o daño total del motor.
		MESD	Soportes dañados.	
		MEDE	Motor desbalanceado.	
		MSRE	Motor con sentido de rotación errado.	
		MEAD	Acoplamiento del motor deficiente.	
		MNOI	Ruido anormal del motor.	
		MVIB	Vibración anormal del motor.	
		MOHE	Motor sobrecargado.	
		MBDD	Base del motor desalineada o desnivelada.	
		MTFS	Tornillos de fijación sueltos.	
		MSTD	Carcasa del motor suelta.	
		METD	Eje del motor torcido o deformado.	
		MRDC	Rodamientos dañados o calentados.	
		MRMI	Rodamientos mal instalados.	
		MERO	Rodamientos con oxidación.	
		MEFG	Exceso o falta de grasa en rodamientos.	
		MGER	Grasa endurecida en rodamientos.	
MSGR	Suciedad en grasa de rodamientos.			
MFAG	Fuerza axial en rodamientos muy grande.			
MRBE	Recalentamiento de las bobinas del estator.			
MCAT	Canales de aire taponados con mugre.			
MRAE	Rotor se arrastra contra el estator.			
MEBS	Bobinas con excesiva suciedad.			
MFAS	Filtro de aire sucio.			
MSGE	Sentido de giro no corresponde con ventilador interno.			
MCED	Entrehierro desigual.			

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 19. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en la Estructura.**

COD. MF (NIVEL I)	MODOS DE FALLA (NIVEL I)	COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EFFECTOS DE LOS MODOS DE FALLAS NIVEL II.
UBAL	Falla en la Estructura.	UPCS	Pink Crank suelto.	Se produce mucho ruido cuando el equipo está en funcionamiento, además desbalanceo, sacudidas, desgaste de piezas por fricción y se observa presencia de limalla en el suelo y alrededor del equipo.
		URPC	Ruido en rodamiento de Pink Crank.	
		URRT	Ruido en rodamiento trasero.	
		UMLS	Mangueras de lubricación sueltas.	
		UBRE	Ruido en estructura.	
		UPSI	Poste Samson se inclina.	
		UBPS	Base y poste Samson se sacuden.	
		UBPP	Barra Pitman partida.	
		UPPA	Pin de barra Pitman atascado.	
		UCET	Conexión entre manivela y eje dañado.	
		UCMD	Chavetero de manivela dañado.	
		UCED	Chavetero del eje dañado.	
		UCBF	Conexión entre base y fundación no es segura.	
		UCBS	Conexión entre base y poste Samson no es segura.	
		UEDB	Estructura desalineada con la boca de pozo.	
UBES	Estructura sobrecargada.			
UBED	Estructura desbalanceada.			

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 20. Análisis de Modos de Falla y sus Efectos en el Sistema de Frenos.**

COD. MF (NIVEL I)	MODOS DE FALLA (NIVEL I)	COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EFFECTOS DE LOS MODOS DE FALLAS NIVEL II.
SFUB	Falla en el Sistema de Frenos.	SFFD	Freno distensionado.	Impide parar de manera segura el sistema, para realizar alguna intervención operativa ante alguna condición.
		SFBD	Bandas desgastadas.	
		SFBC	Bandas cristalizadas.	
		SFDD	Discos de freno desajustados.	
		SFDC	Discos de freno calentados.	
		SFDT	Discos de freno torcidos o deformados.	
		SFSD	Suciedad entre discos de freno y tambor.	
		SFGD	Guaya dañada.	
		SFGG	Guaya sin grasa.	
		SFVR	Varilla reventada.	
		SFCP	Cuña partida.	

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

## 4.5 ANÁLISIS DE CRITICIDAD

Después de identificar los modos de falla y sus efectos para los diferentes sistemas del equipo, procedemos a realizar el cálculo de la criticidad para cada uno de los mismos y así poder evaluar el impacto o consecuencias dentro del proceso de extracción en el Campo Moriche – Mansarovar.

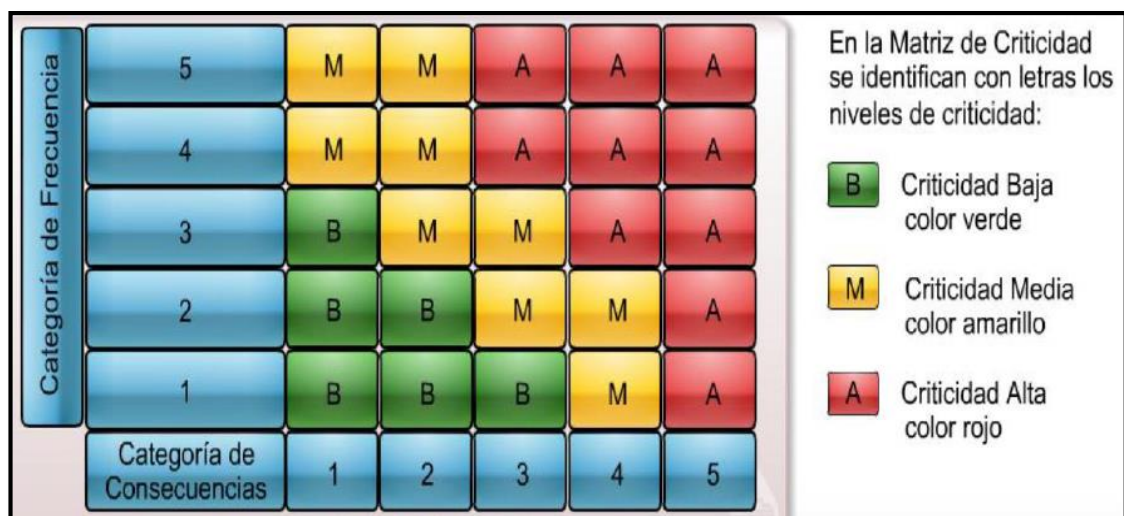
El análisis de criticidad es una metodología que permite establecer jerarquías entre: instalaciones, sistemas, equipos, componentes y otros. De acuerdo con su impacto total en la operación y se obtiene del producto de la frecuencia de fallas por la consecuencia de su ocurrencia, sumándole sus efectos en la población, daños al personal, impacto ambiental, pérdida de producción y daños en las instalaciones. Además, es una ayuda en la toma de decisiones para administrar esfuerzos en la gestión de mantenimiento, ejecución de proyectos de mejora, rediseños con base en el impacto en la confiabilidad actual y en los riesgos.

### 4.5.1 Descripción de la metodología.

Para determinar la criticidad de una unidad o equipo se utiliza una matriz de frecuencia por consecuencia de la falla. En un eje se representa la frecuencia de fallas y en otro los impactos o consecuencias en los cuales incurrirá la unidad o equipo en estudio si le ocurre una falla.

La matriz tiene un código de colores que permite identificar la menor o mayor intensidad de riesgo relacionado con el Valor de Criticidad de la instalación, sistema o equipo bajo análisis, ver figura 29.

**Figura 29. Matriz de Análisis de Criticidad.**



Fuente: <http://www.bibing.us.es>

#### 4.5.1.1 Frecuencia de falla.

Para determinar la frecuencia de falla de cada sistema de la Unidad de Bombeo Mecánico se requiere el tiempo promedio entre fallas y con base en este tiempo se determina la respectiva categoría de acuerdo a su interpretación, ver tabla 21.

**Tabla 21. Criterios para Determinación de Categoría Frecuencia de Falla.**

Categoría	Tiempo Promedio Entre Fallas, en Años	Número de Fallas Por Año	Interpretación
5	$TPEF < 1$	$\lambda > 1$	Es probable que ocurran varias fallas en un año.
4	$1 < TPEF < 10$	$0.1 < \lambda < 1$	Es probable que ocurran varias fallas en 10 años, pero es poco probable que ocurra en un año.
3	$10 < TPEF < 100$	$0.01 < \lambda < 0.1$	Es poco probable que ocurra una falla en 100 años, pero es poco probable que ocurra en 10 años.
2	$100 < TPEF < 1000$	$0.001 < \lambda < 0.01$	Es poco probable que ocurra una falla en 1000 años, pero es poco probable que ocurra en 100 años.
1	$TPEF > 1000$	$0.001 < \lambda$	Es poco probable que ocurra una falla en 1000 años.

Fuente: <http://www.bibing.us.es>

**Tabla 22. Resultados del Cálculo de Frecuencia de Falla por Sistemas.**

SISTEMAS ANALIZADOS	NÚMERO DE FALLAS	TIEMPO MANTENIMIENTO CORRECTIVO [Horas]	TIEMPO PROMEDIO ENTRE FALLAS [Años]	CATEGORÍA DE FRECUENCIA
Falla en el Variador de Frecuencia.	337	358	0,55	5
Falla en el Sistema de Transmisión.	243	172	0,76	5
Falla en el Sistema SCADA.	164	162	1,13	4
Falla en el CCM (Centro de Control del Motor).	118	75	1,57	4
Falla en el Motor.	70	94	2,65	4
Falla en la Estructura.	63	43	2,94	4
Falla en el Sistema de Frenos.	33	11	5,62	4

Fuente: Hoja de Análisis de Criticidad para Unidades de Bombeo Mecánico.

#### 4.5.1.2 Impactos de falla.

De la tabla 23, se identifica el impacto en: personal, población, medio ambiente, producción e instalaciones producidos por la falla en los sistemas referidos y se clasifica de acuerdo a la categoría correspondiente.

**Tabla 23. Criterios para Determinación de Categoría de Impacto de Falla.**

Categoría	Daño al Personal	Efectos en la Población	Impacto Ambiental	Pérdida de Producción (USD)	Daños a la Instalación (USD)
5	Muerte o incapacidad total permanente, daños severos o enfermedades en uno o más miembros de la empresa.	Muerte o incapacidad total permanente, daños severos o enfermedades en uno o más miembros de la comunidad.	Daños irreversibles al ambiente y que violen regulaciones y leyes ambientales.	Mayor de 50 MM	Mayor de 50 MM
4	Incapacidad parcial, permanente, heridas severas o enfermedades en uno o más miembros de la empresa.	Incapacidad parcial, permanente, daños o enfermedades en al menos un miembro de la población.	Daños irreversibles al ambiente pero que violan regulaciones y leyes ambientales.	De 15 a 50 MM	De 15 a 50 MM
3	Daños o enfermedad severa de varias personas de la instalación. Requiere suspensión laboral.	Puede resultar en la hospitalización de al menos 3 personas	Daños ambientales regables sin violación de leyes y regulaciones, la restauración puede ser acumulada.	De 5 a 15 MM	De 5 a 15 MM
2	El personal de la planta requiere tratamiento médico o primeros auxilios.	Puede resultar en heridas o enfermedades que requieran tratamiento médico primeros auxilios.	Mínimos daños ambientales sin violación de las leyes y las regulaciones.	De 500 Mil 5 MM	De 500 Mil 5 MM
1	Sin impacto en el personal de la planta.	Sin efecto en la población.	Sin daños ambientales ni violación de leyes y regulaciones.	Hasta 500 Mil	Hasta 500 Mil

Fuente: <http://www.bibing.us.es>

**Tabla 24. Resultados del Cálculo de Impacto de Falla por Sistemas.**

SISTEMAS ANALIZADOS	CATEGORÍA DE IMPACTO
Falla en el Variador de Frecuencia.	2
Falla en el Sistema de Transmisión.	2
Falla en el Sistema SCADA.	1
Falla en el CCM (Centro de Control del Motor).	2
Falla en el Motor.	1
Falla en la Estructura.	3
Falla en el Sistema de Frenos.	5

Fuente: Hoja de Análisis de Criticidad para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 25. Resultados del Cálculo de Criticidad por Sistemas.**

<b>SISTEMAS ANALIZADOS</b>	<b>CATEGORÍA DE FRECUENCIA</b>	<b>CATEGORÍA DE IMPACTO</b>	<b>CRITICIDAD</b>
Falla en el Variador de Frecuencia.	5	2	<b>MEDIA</b>
Falla en el Sistema de Transmisión.	5	2	<b>MEDIA</b>
Falla en el Sistema SCADA.	4	1	<b>MEDIA</b>
Falla en el CCM (Centro de Control del Motor).	4	2	<b>MEDIA</b>
Falla en el Motor.	4	1	<b>MEDIA</b>
Falla en la Estructura.	4	3	<b>ALTA</b>
Falla en el Sistema de Frenos.	4	5	<b>ALTA</b>

**Fuente: Hoja de Análisis de Criticidad para Unidades de Bombeo Mecánico.**

#### **4.6 EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS**

Las consecuencias de los modos de falla no sólo afectan los equipos, también pueden desencadenar o tener repercusiones sobre los demás aspectos inherentes a la operación, como son: fallas con consecuencias ocultas (H), fallas que afectan la seguridad (S), el medio ambiente (E) y la operación (O). Estas consecuencias son descritas claramente en la sección 2.4.4 y se evaluaron según el Árbol Lógico de Decisión descrito en la sección 2.4.7 del presente documento.

**Tabla 26. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en el Variador de Frecuencia.**

COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS																			
		H	S	E	O	H1	S1	O1	N1	H2	S2	O2	N2	H3	S3	O3	N3	H4	S4	H5	
VFAC	Alta corriente en el variador.	SI	SI				SI														
VFAT	Alta temperatura del termistor.	SI	SI				SI														
VFTM	Torque en límite máximo.	SI	SI				NO				SI										
VFTC	Tensión alta o baja en circuito.	SI	SI				NO				SI										
VFCC	Cortocircuito o falla a tierra.	SI	SI				SI														
VFFM	Frecuencia de salida en límite máximo.	SI	SI				NO				SI										
VFST	Sobretemperatura en la tarjeta de control.	NO				SI															
VFTB	Temperatura del disipador baja.	NO				SI															
VFSC	Sobretemperatura del convertidor.	NO				SI															
VFVD	Ventilador interno o externo dañado.	SI	SI				NO				NO				SI						
VFVM	Límite máximo de velocidad superado.	SI	SI				NO				SI										
VFCP	Cable del potenciómetro desconectado.	NO				NO					SI										
VFTD	Temporizador desprogramado.	SI	SI				NO				SI										
VFPD	Parámetros desconfigurados.	SI	SI				NO				SI										
VFVQ	Variador quemado.	SI	SI				SI														
VFCD	Cable del variador desconectado.	SI	SI				NO				SI										
VFDP	Daño interno del potenciómetro.	SI	SI				NO				NO				NO				SI		
VFRF	Ruido por resistencia de freno.	SI	SI				NO				SI										
VFCS	Cable del selector desconectado.	NO				NO					SI										
VFDS	Daño interno del selector.	NO				SI															

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 27. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en el Sistema de Transmisión.**

COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS																			
		H	S	E	O	H1	S1	O1	N1	H2	S2	O2	N2	H3	S3	O3	N3	H4	S4	H5	
TPCD	Correas distensionadas.	SI	SI				NO				NO				NO				SI		
TPCR	Correas reventadas.	SI	SI				NO				NO				NO				SI		
TPPS	Poleas sueltas.	SI	SI				NO				SI										
TPPD	Poleas desalineadas.	NO				NO				SI											
TGRP	Guarda rozando con polea.	SI	SI				SI														
TANC	Aceite usado no es correcto.	NO				SI															
TAUD	Aceite en uso deteriorado.	NO				SI															
TBNA	Bajo nivel de aceite.	SI	NO	SI			NO				SI										
TTAE	Temperatura del aceite por encima de 70°C.	NO				SI															
TTRE	Temperatura de rodamientos por encima de 70°C.	NO				SI															
TPHR	Holgura del rodamiento demasiada grande o pequeña.	NO				SI															
TRDC	Rodamientos dañados o calentados.	NO				SI															
TSRD	Tapas o sellos de rodamientos desajustados.	SI	SI				NO				NO				NO				SI		
TDEC	Dientes de engranajes calentados.	NO				SI															
TDEP	Dientes de engranajes partidos total o parcialmente.	NO				SI															
TCDE	Corrosión en dientes de engranajes.	NO				SI															
TPDE	Picaduras en dientes de engranajes.	NO				SI															
TADE	Aplastamiento en dientes de engranajes.	NO				SI															
TGDE	Grietas en dientes de engranajes.	NO				SI															
TDHE	Demasiada holgura (juego) en engranajes.	SI	SI				SI														



**Tabla 29. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en el Centro de Control de Motores (CCM).**

COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS																		
		H	S	E	O	H1	S1	O1	N1	H2	S2	O2	N2	H3	S3	O3	N3	H4	S4	H5
TAVC	Vibración de los contactos.	NO				SI														
TASC	Soldadura en contactos.	NO				SI														
TAUS	Unidad de disparo sobrecalentada.	NO				SI														
TASS	Suciedad en las superficies de los contactos.	NO				SI														
TAPD	Presión débil en la punta de los contactos.	NO				SI														
TACF	Conexión floja en circuito de alimentación.	SI	SI				NO				SI									
TATC	Baja o alta tensión en los contactos.	NO				SI														
TARD	Relevadores de sobrecarga térmica disparados.	NO				SI														
TADT	Desequilibrio de tensión en el alimentador.	NO				SI														
TAPR	Piezas rotas, corroidas o desgastadas en interruptores.	SI	SI				SI													
TAME	Mecanismo de enclavamiento roto o desgastado.	NO				SI														
TAAA	Alto amperaje en motores.	SI	SI				NO				SI									
TACC	Cortocircuito en acometidas.	SI	SI				SI													

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 30. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en el Motor.**

COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS																		
		H	S	E	O	H1	S1	O1	N1	H2	S2	O2	N2	H3	S3	O3	N3	H4	S4	H5
MCCS	Cables de conexión sueltos, sin tensión.	SI	SI				SI													
MERB	Rotor bloqueado.	NO				SI														
MRBD	Rotor con barras dañadas o interrumpidas.	NO				SI														
MEED	Escobillas dañadas.	NO				SI														
MFTS	Torque de carga muy elevado durante el arranque.	SI	SI				NO				SI									

MCAB	Corriente de alimentación muy alta o baja.	SI	SI				NO				SI								
MBRI	Bobina del rotor interrumpida.	NO				SI													
MPDE	Tensión en cables de conexión muy elevada o baja.	SI	SI				SI												
MCCE	Corto circuito entre espiras.	SI	SI				SI												
MIAP	Interrupción de alambres paralelos.	NO				SI													
MIBE	Interrupción de fases de las bobinas del estator.	NO				SI													
MIBR	Interrupción de fases de las bobinas del rotor.	NO				SI													
MEFQ	Motor con fusible quemado.	NO				SI													
MPLU	Cable de conexión interrumpido después del arranque.	SI	SI				SI												
MCBR	Circuito abierto en bobinas del rotor.	NO				SI													
MHIO	Velocidad de salida del motor muy alta.	SI	SI				NO				SI								
MLOO	Velocidad de salida del motor muy baja.	SI	SI				NO				SI								
MBRD	Motor completamente quemado.	SI	SI				SI												
MESD	Soportes dañados.	SI	SI				NO				SI								
MEDE	Motor desbalanceado.	SI	SI				NO				SI								
MSRE	Motor con sentido de rotación errado.	SI	NO	NO	NO					SI									
MEAD	Acoplamiento del motor deficiente.	SI	SI				NO				SI								
MNOI	Ruido anormal del motor.	SI	NO	NO	SI				SI										
MVIB	Vibración anormal del motor.	NO				SI													
MOHE	Motor sobrecargado.	SI	SI				NO				SI								
MBDD	Base del motor desalineada o desnivelada.	SI	SI				NO				SI								
MTFS	Tornillos de fijación sueltos.	SI	NO	NO	NO				NO					SI					

MSTD	Carcasa del motor suelta.	SI	NO	NO	NO				NO					SI						
METD	Eje del motor torcido o deformado.	NO				SI														
MRDC	Rodamientos dañados o calentados.	SI	SI				SI													
MRMI	Rodamientos mal instalados.	SI	SI				SI													
MERO	Rodamientos con oxidación.	NO				SI														
MEFG	Exceso o falta de grasa en rodamientos.	NO				SI														
MGER	Grasa endurecida en rodamientos.	NO				SI														
MSGR	Suciedad en grasa de rodamientos.	NO				SI														
MFAG	Fuerza axial en rodamientos muy grande.	NO				SI														
MRBE	Recalentamiento de las bobinas del estator.	NO				SI														
MCAT	Canales de aire taponados con mugre.	SI	NO	NO	SI			SI												
MRAE	Rotor se arrastra contra el estator.	SI	SI				SI													
MEBS	Bobinas con excesiva suciedad.	NO				NO				NO				NO						SI
MFAS	Filtro de aire sucio.	SI	NO	NO	SI			SI												
MSGE	Sentido de giro no corresponde con ventilador interno.	SI	NO	NO	SI			SI												
MCED	Entrehierro desigual.	NO				SI														

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 31. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en la Estructura.**

COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS																			
		H	S	E	O	H1	S1	O1	N1	H2	S2	O2	N2	H3	S3	O3	N3	H4	S4	H5	
UPCS	Pink Crank suelto.	SI	SI				NO				NO				NO				SI		
URPC	Ruido en rodamiento de Pink Crank.	SI	SI				NO				SI										
URRT	Ruido en rodamiento trasero.	SI	SI				NO				SI										
UMLS	Mangueras de lubricación sueltas.	NO				NO				SI											
UBRE	Ruido en estructura.	SI	SI				SI														
UPSI	Poste Samson se inclina.	SI	SI				NO				SI										
UBPS	Base y poste Samson se sacuden.	SI	SI				NO				SI										
UBPP	Barra Pitman partida.	SI	SI				SI														
UPPA	Pin de barra Pitman atascado.	NO				NO				SI											
UCET	Conexión entre manivela y eje dañado.	SI	SI				SI														
UCMD	Chavetero de manivela dañado.	SI	SI				SI														
UCED	Chavetero del eje dañado.	SI	SI				SI														
UCBF	Conexión entre base y fundación no es segura.	SI	SI				NO				SI										
UCBS	Conexión entre base y poste Samson no es segura.	SI	SI				NO				SI										
UEDB	Estructura desalineada con la boca de pozo.	SI	SI				NO				SI										
UBES	Estructura sobrecargada.	SI	SI				NO				SI										
UBED	Estructura desbalanceada.	SI	SI				NO				SI										

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 32. Evaluación de Consecuencias de Modos de Falla en el Sistema de Frenos.**

COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS																			
		H	S	E	O	H1	S1	O1	N1	H2	S2	O2	N2	H3	S3	O3	N3	H4	S4	H5	
SFFD	Freno distensionado.	NO				NO				SI											
SFBD	Bandas desgastadas.	NO				SI															
SFBC	Bandas cristalizadas.	NO				SI															

SFDD	Discos de freno desajustados.	NO				SI													
SFDC	Discos de freno calentados.	NO				SI													
SFDT	Discos de freno torcidos o deformados.	NO				SI													
SFSD	Suciedad entre discos de freno y tambor.	NO				NO				SI									
SFGD	Guaya dañada.	NO				SI													
SFGG	Guaya sin grasa.	NO				NO				SI									
SFVR	Varilla reventada.	NO				SI													
SFCP	Cuña partida.	NO				SI													

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

#### 4.7 SELECCIÓN DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

Para realizar la selección de las tareas o actividades de mantenimiento también se utilizó el Árbol Lógico de Decisión descrito en la sección 2.4.7 del presente documento. Esta herramienta nos permite escoger las acciones más adecuadas dentro de las estrategias a proponer para el mantenimiento basado en RCM.

**Tabla 33. Selección de las Actividades de Mantenimiento para el Variador de Frecuencia.**

COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	TIPO DE ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO	FRECUENCIA [MES]	RECURSOS [HORAS/HOMBRE]
VFAC	Alta corriente en el variador.	A Condición	Inspección de parámetros y solicitud de balanceo de contrapesas.	4	0,5
VFAT	Alta temperatura del termistor.	A Condición	Inspección de parámetros y solicitud de balanceo de contrapesas.	4	0,5
VFTM	Torque en límite máximo.	Reacondicionamiento	Inspección y ajuste de parámetros en display del variador de frecuencia.	4	0,5
VFTC	Tensión alta o baja en circuito.	Reacondicionamiento	Inspección de parámetros y solicitud de balanceo de contrapesas.	4	0,5
VFCC	Cortocircuito o falla a tierra.	A Condición	Inspección de bobinas con pinza volti-amperimétrica y megóhmetro.	8	1,0
VFFM	Frecuencia de salida en límite máximo.	Reacondicionamiento	Inspección y ajuste de parámetros en display del variador de frecuencia.	4	0,5
VFST	Sobrettemperatura en la tarjeta de control.	A Condición	Inspección del variador de frecuencia con termografía.	8	1,0
VFTB	Temperatura del disipador baja.	A Condición	Inspección del variador de frecuencia con termografía.	8	1,0

VFSC	Sobrettemperatura del convertidor.	A Condición	Inspección del variador de frecuencia con termografía.	8	1,0
VFVD	Ventilador interno o externo dañado.	Sustitución	Inspección visual y sustitución de ventilador interno o externo.	12	1,0
VFVM	Límite máximo de velocidad superado.	Reacondicionamiento	Inspección y ajuste de parámetros en display del variador de frecuencia.	4	0,5
VFCP	Cable del potenciómetro desconectado.	Reacondicionamiento	Inspección visual y ajuste de conexiones del cable de potenciómetro.	4	0,5
VFTD	Temporizador desprogramado.	Reacondicionamiento	Inspección visual y ajuste de parámetros del potenciómetro.	4	0,5
VFPD	Parámetros desconfigurados.	Reacondicionamiento	Inspección y ajuste de parámetros en display del variador de frecuencia.	4	0,5
VFVQ	Variador quemado.	A Condición	Inspección del variador de frecuencia con termografía.	4	1,0
VFCD	Cable del variador desconectado.	Reacondicionamiento	Inspección visual y ajuste de conexiones de cable del variador de frecuencia.	4	0,5
VFDP	Daño interno del potenciómetro.	Combinación de Tareas	Inspección visual de terminales y conexiones, sustitución si se requiere.	4	1,0
VFRF	Ruido por resistencia de freno.	Reacondicionamiento	Inspección de parámetros y solicitud de balanceo de contrapesas.	4	0,5
VFCS	Cable del selector desconectado.	Reacondicionamiento	Inspección visual y ajuste de conexiones de cable del selector.	4	0,5
VFDS	Daño interno del selector.	A Condición	Inspección visual de terminales y conexiones, sustitución si se requiere.	4	1,0

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 34. Selección de las Actividades de Mantenimiento para el Sistema de Transmisión.**

COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	TIPO DE ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO	FRECUENCIA [MES]	RECURSOS [HORAS/HOMBRE]
TPCD	Correas distensionadas.	Combinación de Tareas	Inspección visual, alineación y/o sustitución de correa.	4	4,0
TPCR	Correas reventadas.	Combinación de Tareas	Inspección visual, sustitución y alineación de correa.	4	4,0
TPPS	Poleas sueltas.	Reacondicionamiento	Inspección visual y ajuste de tornillería de polea del motor.	8	2,0
TPPD	Poleas desalineadas.	Reacondicionamiento	Inspección visual, alineación y ajuste de tornillería de polea del motor.	8	4,0
TGRP	Guarda rozando con polea.	A Condición	Inspección visual, alineación y ajuste de tornillería de guarda.	8	4,0
TANC	Aceite usado no es correcto.	A Condición	Inspección visual y toma de muestra de aceite para laboratorio.	8	2,0

TAUD	Aceite en uso deteriorado.	A Condición	Inspección visual y toma de muestra de aceite para laboratorio.	8	2,0
TBNA	Bajo nivel de aceite.	Reacondicionamiento	Inspección visual y completar al nivel de aceite recomendado por el fabricante.	8	4,0
TTAE	Temperatura del aceite por encima de 70°C.	A Condición	Inspección visual y medición de temperatura del aceite.	8	1,0
TTRE	Temperatura de rodamientos por encima de 70°C.	A Condición	Inspección visual y medición de temperatura de rodamientos por termografía.	8	1,0
TPHR	Holgura del rodamiento demasiada grande o pequeña.	A Condición	Medición de vibraciones en caja reductora.	8	2,0
TRDC	Rodamientos dañados o calentados.	A Condición	Inspección por termografía y medición de vibraciones en caja reductora.	8	1,0
TSRD	Tapas o sellos de rodamientos desajustados.	Combinación de Tareas	Medición de vibraciones y sustitución del rodamiento si se requiere.	8	2,0
TDEC	Dientes de engranajes calentados.	A Condición	Inspección visual y por termografía de los dientes de los engranajes.	8	1,5
TDEP	Dientes de engranajes partidos total o parcialmente.	A Condición	Inspección visual y medición de vibraciones en caja reductora.	8	1,5
TCDE	Corrosión en dientes de engranajes.	A Condición	Inspección visual y medición de vibraciones en caja reductora.	8	1,5
TPDE	Picaduras en dientes de engranajes.	A Condición	Inspección visual y medición de vibraciones en caja reductora.	8	1,5
TADE	Aplastamiento en dientes de engranajes.	A Condición	Inspección visual, medición de vibraciones y toma de muestra de aceite en caja reductora.	8	2,0
TGDE	Grietas en dientes de engranajes.	A Condición	Inspección visual y medición por ensayo no destructivo (tintas, ultrasonido, partículas magnéticas, otros).	8	4,0
TDHE	Demasiada holgura (juego) en engranajes.	A Condición	Medición de vibraciones en caja reductora.	12	1,0
TEET	Eje de engranajes torcido o deformado.	A Condición	Medición de vibraciones en caja reductora.	12	1,0
TEED	Eje de engranajes con excesivo desgaste.	A Condición	Medición de vibraciones en caja reductora.	12	1,0
TEEP	Eje de engranajes con picaduras.	A Condición	Medición de vibraciones en caja reductora.	12	1,0
TCED	Chavetero de engranajes dañado.	A Condición	Inspección visual y medición de vibraciones en caja reductora.	12	1,0

TRCR	Ruido interno en caja reductora.	A Condición	Inspección visual y medición de vibraciones en caja reductora.	12	1,0
------	----------------------------------	-------------	--	----	-----

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 35. Selección de las Actividades de Mantenimiento para el Sistema SCADA.**

COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	TIPO DE ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO	FRECUENCIA [MES]	RECURSOS [HORAS/HOMBRE]
SCPD	Parámetros desconfigurados.	Reacondicionamiento	Verificación de parámetros y reacondicionamiento de lógica específica.	4	1,0
SCCD	Cables desconectados.	Reacondicionamiento	Inspección visual de cableado, conexiones y terminales.	4	1,0
SCFQ	Fusible quemado en Unidad Remota de Telemetría (RTU).	A Condición	Inspección con pinza volti-amperimétrica y sustitución de fusible quemado.	4	1,0
SCEC	Escáner de configuración.	Reacondicionamiento	Inspección de conexiones y líneas de tierra en la Unidad de Telemetría Remota.	4	1,0
SCPB	PLC bloqueado.	Reacondicionamiento	Depuración de memorias del PLC.	4	1,0
SCTQ	Tarjeta de red de dispositivo quemada.	Reacondicionamiento	Inspección de tarjeta de red con termografía.	8	2,0

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 36. Selección de las Actividades de Mantenimiento para el Centro de Control de Motores (CCM).**

COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	TIPO DE ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO	FRECUENCIA [MES]	RECURSOS [HORAS/HOMBRE]
TAVC	Vibración de los contactos.	A Condición	Inspección visual y termografía en terminales y barrajes del CCM.	8	1,0
TASC	Soldadura en contactos.	A Condición	Inspección visual y termografía en terminales y barrajes del CCM.	8	1,0
TAUS	Unidad de disparo sobrecalentada.	A Condición	Inspección con termografía en Breaker principal del CCM.	8	1,0
TASS	Suciedad en las superficies de los contactos.	A Condición	Inspección visual y limpieza de suciedad en tornillos y bornes de barrajes y accesorios del CCM.	8	1,0
TAPD	Presión débil en la punta de los contactos.	A Condición	Inspección con termografía y ajuste de tornillería en dispositivos eléctricos del CCM.	8	1,0

TACF	Conexión floja en circuito de alimentación.	Reacondicionamiento	Inspección con termografía en dispositivos eléctricos del CCM.	8	1,0
TATC	Baja o alta tensión en los contactos.	A Condición	Inspección visual en display del totalizador del CCM.	8	1,0
TARD	Relevadores de sobrecarga térmica disparados.	A Condición	Inspección con termografía en Breaker principal del CCM.	8	1,0
TADT	Desequilibrio de tensión en el alimentador.	A Condición	Inspección con termografía en dispositivos eléctricos del CCM.	8	1,0
TAPR	Piezas rotas, corroídas o desgastadas en interruptores.	A Condición	Inspección visual y limpieza de dispositivos eléctricos del CCM.	8	2,0
TAME	Mecanismo de enclavamiento roto o desgastado.	A Condición	Inspección visual y limpieza de dispositivos eléctricos del CCM.	8	1,0
TAAA	Alto amperaje en motores.	Reacondicionamiento	Inspección de parámetros y solicitud de balanceo de contrapesas.	4	0,5
TACC	Cortocircuito en acometidas.	A Condición	Inspección visual y termografía en terminales y barrajes del CCM.	8	1,0

Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.

**Tabla 37. Selección de las Actividades de Mantenimiento para el Motor.**

COD. MF NIVEL II.	MODOS DE FALLA NIVEL II.	TIPO DE ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO	FRECUENCIA [MES]	RECURSOS [HORAS/HOMBRE]
MCCS	Cables de conexión sueltos, sin tensión.	A Condición	Inspección de borneras y terminales.	4	1,0
MERB	Rotor bloqueado.	A Condición	Inspección por termografía del motor.	8	1,0
MRBD	Rotor con barras dañadas o interrumpidas.	A Condición	Inspección por termografía del motor.	8	1,0
MEED	Escobillas dañadas.	A Condición	Inspección por termografía del motor.	8	1,0
MFTS	Torque de carga muy elevado durante el arranque.	Reacondicionamiento	Inspección y ajuste de parámetros en display del variador de frecuencia.	4	0,5
MCAB	Corriente de alimentación muy alta o baja.	Reacondicionamiento	Inspección de parámetros y solicitud de balanceo de contrapesas.	4	0,5
MBRI	Bobina del rotor interrumpida.	A Condición	Inspección de bobinas con pinza volti-amperimétrica y megóhmetro.	8	1,0
MPDE	Tensión en cables de conexión muy elevada o baja.	A Condición	Inspección y ajuste de parámetros en display del variador de frecuencia.	4	0,5
MCCE	Corto circuito entre espiras.	A Condición	Inspección de bobinas con pinza volti-amperimétrica y megóhmetro.	8	1,0

MIAP	Interrupción de alambres paralelos.	A Condición	Inspección de bobinas con pinza volti-amperimétrica y megóhmetro.	8	1,0
MIBE	Interrupción de fases de las bobinas del estator.	A Condición	Inspección de bobinas con pinza volti-amperimétrica y megóhmetro.	8	1,0
MIBR	Interrupción de fases de las bobinas del rotor.	A Condición	Inspección de bobinas con pinza volti-amperimétrica y megóhmetro.	8	1,0
MEFQ	Motor con fusible quemado.	A Condición	Inspección con pinza volti-amperimétrica en gabinete de variador de frecuencia.	4	0,5
MPLU	Cable de conexión interrumpido después del arranque.	A Condición	Inspección con pinza volti-amperimétrica en acometida de motor.	4	0,5
MCBR	Circuito abierto en bobinas del rotor.	A Condición	Inspección de bobinas con pinza volti-amperimétrica y megóhmetro.	8	1,0
MHIO	Velocidad de salida del motor muy alta.	Reacondicionamiento	Inspección y ajuste de parámetros en display del variador de frecuencia.	4	0,5
MLOO	Velocidad de salida del motor muy baja.	Reacondicionamiento	Inspección y ajuste de parámetros en display del variador de frecuencia.	4	0,5
MBRD	Motor completamente quemado.	A Condición	Inspección del motor con termografía y megóhmetro.	8	1,0
MESD	Soportes dañados.	Reacondicionamiento	Inspección visual, alineación y apriete de tornillería de los soportes de motor.	4	4,0
MEDE	Motor desbalanceado.	Reacondicionamiento	Inspección de parámetros y solicitud de balanceo de contrapesas.	4	0,5
MSRE	Motor con sentido de rotación errado.	A Condición	Inspección visual e inversión de conexiones en gabinete de variador de frecuencia.	4	0,5
MEAD	Acoplamiento del motor deficiente.	Reacondicionamiento	Inspección visual, medición de vibraciones y ajuste de prisionero de polea del motor.	8	4,0
MNOI	Ruido anormal del motor.	A Condición	Inspección visual y medición de vibraciones del motor.	8	4,0
MVIB	Vibración anormal del motor.	A Condición	Inspección visual y medición de vibraciones del motor.	8	4,0
MOHE	Motor sobrecargado.	Reacondicionamiento	Inspección de parámetros y solicitud de balanceo de contrapesas.	4	0,5
MBDD	Base del motor desalineada o desnivelada.	Reacondicionamiento	Inspección visual, alineación y apriete de tornillería de los soportes de motor.	4	4,0
MTFS	Tornillos de fijación sueltos.	Reacondicionamiento	Inspección visual, alineación y apriete de tornillería de los soportes de motor.	4	4,0

MSTD	Carcasa del motor suelta.	Reacondicionamiento	Inspección visual, alineación y apriete de tornillería de la carcasa de motor.	4	4,0
METD	Eje del motor torcido o deformado.	A Condición	Inspección visual y medición de vibraciones en el motor.	8	4,0
MRDC	Rodamientos dañados o calentados.	A Condición	Inspección por termografía y medición de vibraciones en el motor.	12	2,0
MRMI	Rodamientos mal instalados.	A Condición	Inspección por termografía y medición de vibraciones en el motor.	12	2,0
MERO	Rodamientos con oxidación.	A Condición	Inspección por termografía y medición de vibraciones en el motor.	12	2,0
MEFG	Exceso o falta de grasa en rodamientos.	A Condición	Inspección por termografía y medición de vibraciones en el motor.	12	2,0
MGER	Grasa endurecida en rodamientos.	A Condición	Inspección por termografía y medición de vibraciones en el motor.	12	2,0
MSGR	Suciedad en grasa de rodamientos.	A Condición	Inspección por termografía y medición de vibraciones en el motor.	12	2,0
MFAG	Fuerza axial en rodamientos muy grande.	A Condición	Inspección por termografía y medición de vibraciones en el motor.	12	2,0
MRBE	Recalentamiento de las bobinas del estator.	A Condición	Inspección por termografía en el motor.	8	1,0
MCAT	Canales de aire taponados con mugre.	Reacondicionamiento	Inspección visual y limpieza de canales de aire.	4	1,0
MRAE	Rotor se arrastra contra el estator.	A Condición	Inspección por termografía y medición de vibraciones en el motor.	12	2,0
MEBS	Bobinas con excesiva suciedad.	A Condición	Inspección de bobinas con pinza volti-amperimétrica y megóhmetro.	8	1,0
MFAS	Filtro de aire sucio.	Reacondicionamiento	Inspección visual, limpieza de rejilla y ventilador interno del motor.	4	1,0
MSGE	Sentido de giro no corresponde con ventilador interno.	A Condición	Inspección visual e inversión de conexiones en gabinete de variador de frecuencia.	4	0,5
MCED	Entrehierro desigual.	A Condición	Inspección por termografía en el motor.	12	1,0

**Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.**

**Tabla 38. Selección de las Actividades de Mantenimiento para la Estructura.**

<b>COD. MF NIVEL II.</b>	<b>MODOS DE FALLA NIVEL II.</b>	<b>TIPO DE ACTIVIDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO</b>	<b>FRECUENCIA [MES]</b>	<b>RECURSOS [HORAS/HOMBRE]</b>
UPCS	Pink Crank suelto.	Combinación de Tareas	Inspección visual, detección de limadura, detección de ruido y apriete de tuerca de seguridad.	4	3,0
URPC	Ruido en rodamiento de Pink Crank.	Reacondicionamiento	Inspección visual, detección de limadura, apriete de tuerca de seguridad y adición de grasa en el rodamiento.	8	4,0
URRT	Ruido en rodamiento trasero.	Reacondicionamiento	Inspección visual, ajuste de tornillería y adición de grasa en el rodamiento.	4	2,0
UMLS	Mangueras de lubricación sueltas.	Reacondicionamiento	Inspección visual, ajuste de soportes, racores y conectores de mangueras y tuberías de lubricación.	8	2,0
UBRE	Ruido en estructura.	A Condición	Inspección visual, alineación de centro de pozo con UBM y ajuste de anclajes.	8	1,0
UPSI	Poste Samson se inclina.	Reacondicionamiento	Inspección visual de tornillería y ajuste de anclajes de la UBM.	8	1,0
UBPS	Base y poste Samson se sacuden.	Reacondicionamiento	Inspección visual de tornillería, alineación y ajuste de anclajes de la UBM.	8	2,0
UBPP	Barra Pitman partida.	A Condición	Inspección visual de uniones soldadas de la barra Pitman y programación de balanceo de UBM.	12	1,0
UPPA	Pin de barra Pitman atascado.	Reacondicionamiento	Inspección visual de pin de barra Pitman y adicionar grasa.	12	1,0
UCET	Conexión entre manivela y eje dañado.	A Condición	Inspección visual, verificación de estado de cuña del eje y ajuste de tornillería trasera de manivela.	12	1,0
UCMD	Chavetero de manivela dañado.	A Condición	Inspección visual, verificación de estado cuña y ajuste de tornillería trasera de manivela.	12	1,0
UCED	Chavetero del eje dañado.	A Condición	Inspección visual, verificación de estado cuña y ajuste de tornillería trasera de manivela.	12	1,0
UCBF	Conexión entre base y fundación no es segura.	Reacondicionamiento	Inspección visual de flauta y apriete de anclajes de la base de la UBM.	12	1,0
UCBS	Conexión entre base y poste Samson no es segura.	Reacondicionamiento	Inspección visual de base y apriete de tornillería de anclaje de UBM.	12	1,0
UEDB	Estructura desalineada con la boca de pozo.	Reacondicionamiento	Inspección visual, alineación de centro de pozo con UBM y ajuste de anclajes.	12	1,0
UBES	Estructura sobrecargada.	Reacondicionamiento	Inspección de parámetros y solicitud de balanceo de contrapesas.	4	1,0
UBED	Estructura desbalanceada.	Reacondicionamiento	Inspección de parámetros y solicitud de balanceo de contrapesas.	4	1,0

**Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.**

**Tabla 39. Selección de las Actividades de Mantenimiento para el Sistema de Frenos.**

<b>COD. MF NIVEL II.</b>	<b>MODOS DE FALLA NIVEL II.</b>	<b>TIPO DE ACTIVIDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO</b>	<b>FRECUENCIA [MES]</b>	<b>RECURSOS [HORAS/HOMBRE]</b>
SFFD	Freno distensionado.	Reacondicionamiento	Inspección visual y ajuste de trinquete de palanca de freno.	8	1,0
SFBD	Bandas desgastadas.	A Condición	Inspección visual y medición de espesor de bandas de freno con calibrador pie de rey.	8	1,0
SFBC	Bandas cristalizadas.	A Condición	Inspección visual de superficies de contacto de las bandas de freno.	8	1,0
SFDD	Discos de freno desajustados.	A Condición	Inspección visual de resorte y ajuste de trinquete de freno.	8	1,0
SFDC	Discos de freno calentados.	A Condición	Inspección visual y por termografía de los discos de freno.	8	1,0
SFDT	Discos de freno torcidos o deformados.	A Condición	Inspección visual de discos de freno.	8	1,0
SFSD	Suciedad entre discos de freno y tambor.	Reacondicionamiento	Inspección visual y limpieza de suciedad en superficies de discos y tambor de freno.	4	1,0
SFGD	Guaya dañada.	A Condición	Inspección visual y programación de cambio de guaya de freno.	8	1,0
SFGG	Guaya sin grasa.	Reacondicionamiento	Inspección visual y adición de grasa en guaya y trinquete de freno.	8	1,0
SFVR	Varilla reventada.	A Condición	Inspección visual y programación de cambio de varilla de freno.	8	1,0
SFCP	Cuña partida.	A Condición	Inspección visual y programación de cambio de cuña de trinquete de freno.	8	1,0

**Fuente: Hoja de Análisis de RCM para Unidades de Bombeo Mecánico.**

## 5. PROPUESTA ESTRATÉGICA PARA LA GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO

Para la estrategia de mantenimiento centrada en confiabilidad (RCM) se realizaron reuniones sistemáticas, en las cuales se definió la planeación estratégica con el área de ejecución, planeación y líderes de confiabilidad para estructurar de manera organizada la misión, visión, objetivos y funciones específicas de cada equipo de trabajo. Los indicadores de resultado definidos corporativamente por Mansarovar Energy Colombia Ltda. son: Confiabilidad, Disponibilidad, Producción Diferida por Mantenimiento, Mantenimiento Correctivo y Backlog, en la tabla 40 se pueden evidenciar las metas establecidas.

**Tabla 40. Indicadores de Resultado Mansarovar Energy Colombia Ltda.**

INDICADOR DE RESULTADO	META
Confiabilidad.	99,2 %
Disponibilidad.	99,1 %
Producción Diferida por Mantenimiento.	0,27 %
Mantenimiento Correctivo.	10 %
Backlog.	4 semanas

Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

El valor global de los indicadores mencionados anteriormente será el resultado de la operación de los valores parciales definidos en cada área involucrada en el mantenimiento del proceso de extracción.

Se tomó como indicador principal el de Producción Diferida por Mantenimiento, debido a que según datos históricos es el de mayor impacto al retorno de la inversión (ROI) de la compañía.

**Tabla 41. Planeación Estratégica del Departamento de Mantenimiento – Proceso de Extracción.**

<b>PLANEACIÓN ESTRATÉGICA DEL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO - PROCESO DE EXTRACCIÓN DE CRUDO</b>			
<b>MISIÓN</b>	El Departamento de Mantenimiento de Mansarovar Energy Colombia Ltda. garantizará la realización de los trabajos de mantenimiento en el proceso de extracción basándose en la filosofía de RCM.		
<b>VISIÓN</b>	En un periodo de 1 año lograr una reducción del 70% del total de la Producción Diferida por Mantenimiento.		
<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>	<b>MECÁNICA</b>	<b>ELECTRICIDAD</b>	<b>AUTOMATIZACIÓN Y SCADA</b>
<b>OBJETIVO GENERAL</b>	Disminuir en un 70 % el total de las fallas por causas mecánicas en un periodo no mayor a 6 meses y mantener este record durante los siguientes periodos posterior a la implementación.	Disminuir en un 50 % el total de las fallas por causas eléctricas en un periodo no mayor a 6 meses y mantener este record durante los siguientes periodos posterior a la implementación.	Disminuir en un 80 % el total de las fallas por causas de la automatización y el sistema SCADA en un periodo no mayor a 6 meses y mantener este record durante los siguientes periodos posterior a la implementación.
<b>INDICADORES DE MANTENIMIENTO</b>	Medición de confiabilidad mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área Mecánica.	Medición de confiabilidad mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área de Electricidad.	Medición de confiabilidad mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área de Automatización y SCADA.
	Medición de disponibilidad mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área Mecánica.	Medición de disponibilidad mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área de Electricidad.	Medición de disponibilidad mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área de Automatización y SCADA.
	Medición de producción diferida mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área Mecánica.	Medición de producción diferida mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área de Electricidad.	Medición de producción diferida mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área de Automatización y SCADA.
	Medición de Mantenimiento Correctivo mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área Mecánica.	Medición de Mantenimiento Correctivo mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área de Electricidad.	Medición de Mantenimiento Correctivo mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área de Automatización y SCADA.
	Medición de Backlog mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área Mecánica.	Medición de Backlog mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área de Electricidad.	Medición de Backlog mensual al sistema de extracción posterior a la implementación del plan propuesto en el área de Automatización y SCADA.

## **5.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO**

El Mantenimiento Predictivo también llamado en RCM, Mantenimiento a Condición; es muy importante dentro de la gestión de mantenimiento puesto que predice los modos de falla antes que ocurran y se evita realizar tanto Mantenimiento Preventivo innecesario que demandaría recursos (tiempo, dinero, personal y otros) de la organización.


En esta propuesta se da vital importancia a los ensayos de carácter no destructivo, orientados a realizar un seguimiento del funcionamiento de los equipos para detectar signos de advertencia que indiquen si alguno de sus componentes o sistemas no estén trabajando de la manera correcta, ya que en muchos casos los modos de falla ocurren después de haberse realizado un Mantenimiento Preventivo, en el cual se han cambiado componentes. A continuación se especifican las pruebas realizadas en Mansarovar - Campo Moriche.

### **5.1.1 Análisis de muestras de aceite.**

Se plantea la realización de un muestreo de aceite de la caja reductora de la unidad de bombeo mecánico cada 8 meses o antes si por su estado o condición se requiere, el aceite utilizado según recomendación del fabricante es Aceite ISO 220EP. Estas muestras son enviadas al laboratorio de aceites de Terpel S.A. y se recibe de vuelta un informe con los resultados basados en las Normas ASTM D664 y ASTM D974, ver tabla 42. Para esta actividad se capacita al personal técnico que realizará el respectivo muestreo.

De acuerdo con el informe de resultados se procede a realizar la programación para el cambio del aceite o se toman las acciones preventivas si existe una alerta de falla o una falla en progreso.

Tabla 42. Informe de Resultados de Muestra de Aceite de Caja de Engranajes.

REPORTE DE ANÁLISIS DE LABORATORIO														
Versión:	1													
Fecha:	9 de Junio de 2009													
PARTE LUBRICADA: CAJA REDUCTORA    MARCA <b>HUI JIAN</b> <b>PETROCHE</b> SERIE: <b>320</b> VEL No interno: No. <b>C12.06C-070907-3013</b>														
ACEITE: <b>ISO 220</b>					MODELO					POT				
FECHA TOMA	SERVICIO EQUIPO	CÓDIGO MUESTRA	CÓDIGO MUESTRA	SERVICIO ACEITE	VISCOSIDAD a 40 °C	TAN mgKOH/gr	punto inflamación	Sediment centrifug	PVROT minutos	Caract emulsión	Contenido Humedad	Limpieza ISO	corrosión lámina Cobre	
	MES	TERPEL	CLIENTE	MES	ASTM D 445	ASTMD 665	ASTM D 92	% VOL	ASTM D 2272	ASTMD 1401	Plancha	4406	ASTM D 130	
24-05-12	32112	6423		18840	210,6	0,67					seco			
27-09-12	43829	10353	P Central	2280	203,8	0,4				Pasa 30 minut	seco			
27-09-12	43829	10354	P Baja	2280	203,1						seco			
<b>LIMITES</b>					198 - 242	1,5				MAX 30 MIN	SECO		4 a	
<b>TERPEL</b>	Al	Cr	Cu	Fe	Pb	Sn	Si						Ca	Ba
6423	2	1	4	97	1	2	5		Aditivos aceite EP ISO 220 usado				18	0
10353	1	0	2	31	1	0	5		Aditivos aceite EP ISO 220 usado				34	0
10354	1	0	2	30	1	0	5		Aditivos aceite EP ISO 220 usado				29	0
									Aditivos Engranajes EP ISO 220 Nuevo				2	1
<b>LIMITES</b>	20	4	80	150	40		30							

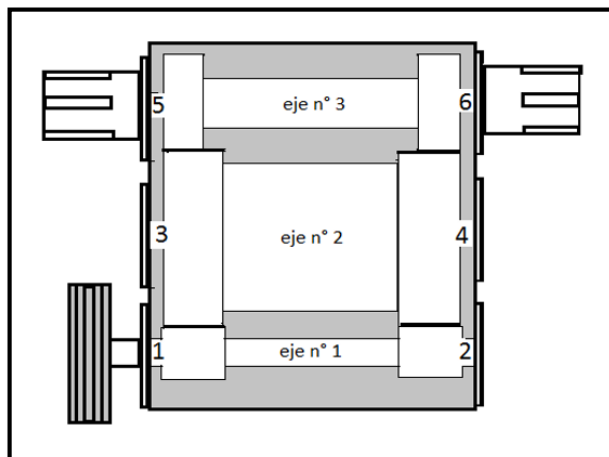
Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

### 5.1.2 Medición de vibraciones.

El análisis de vibraciones se propone que se realice para el motor y la caja reductora con una frecuencia de 12 meses o antes si se presenta algún indicio de falla y la operación lo amerita.

Se deben tomar 6 puntos de medición al motor y 12 puntos de medición a la caja reductora en sus tres ejes componentes. En el análisis de la vibración se deben considerar la aceleración, la velocidad y envolvente para determinar con exactitud los niveles permisibles de operación para este tipo de máquinas, el motor consta de 2 rodamientos y 1 eje, la caja reductora consta de 6 rodamientos y 3 ejes (alto, medio y bajo torque), ver figura 30. Para esta actividad se capacita al personal técnico que realizará el respectivo muestreo.

**Figura 30. Puntos de Medición de Caja Reductora de Unidad de Bombeo Mecánico.**



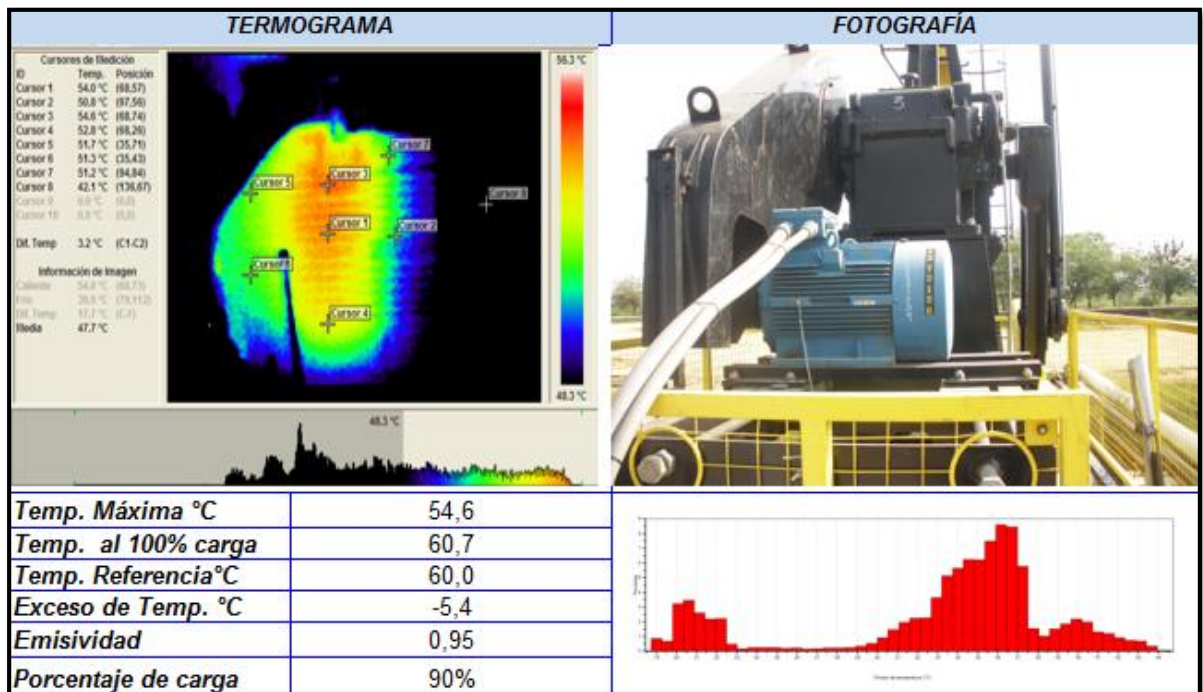
Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

### 5.1.3 Termografía.

El análisis por termografía, se plantea para determinar el incremento de temperatura que se produce en motor de inducción, variador de frecuencia, caja reductora, centro de control de motor (CCM) y demás componentes eléctricos de la unidad de bombeo mecánico. Esta actividad se realiza con una frecuencia de 8 meses y se obtiene un termograma, el cual nos indica puntos calientes por encima de las temperaturas normales de operación. Para esta actividad se capacita al personal técnico que captará la respectiva imagen térmica.

Es de estricto cumplimiento que el reporte muestre temperatura máxima, temperatura al 100% de carga, temperatura de referencia y emisividad. Esta imagen térmica debe ser tomada a elementos rodantes o componentes eléctricos que generen calor en su operación, ver figura 31.

**Figura 31. Termograma de Motor Eléctrico de Inducción.**



Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

## 5.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Para la ejecución del Mantenimiento Preventivo en esta propuesta, basado en la frecuencia establecida en las actividades de mantenimiento (sección 4.7), se plantea que se realice bajo listas de chequeo de los sistemas de la unidad de bombeo mecánico, en la cual el técnico ejecutará estas actividades de manera sistemática y de acuerdo a su especialidad: mecánica, electricidad, automatización y SCADA. Por esta razón, se realizó un resumen de la programación del Mantenimiento Predictivo y Preventivo, ver tabla 43.

Se propone también que el personal asignado para realizar el Mantenimiento Preventivo de las unidades de bombeo mecánico sea capacitado y no sea

removido de estas actividades para realizar otras tareas de mantenimiento, lo cual; le permite cumplir con los objetivos propuestos.


**Tabla 43. Programación de Mantenimiento – Proceso de Extracción de Crudo.**

SISTEMA ANALIZADO	4	8	12	MUESTRA DE ACEITE	VIBRACIONES	TERMOGRAFÍA	LISTA DE CHEQUEO
VARIADOR DE FRECUENCIA.	✓	✓	✓	X	X	✓	3
SISTEMA DE TRANSMISIÓN.	✓	✓	✓	✓	✓	✓	1
SISTEMA SCADA.	✓	✓	X	X	X	✓	4
CENTRO DE CONTROL DE MOTORES (CCM).	✓	✓	X	X	X	✓	3
MOTOR ELÉCTRICO.	✓	✓	✓	X	✓	✓	1 3
ESTRUCTURA.	✓	✓	✓	X	X	✓	2
SISTEMA DE FRENOS.	✓	✓	X	X	X	✓	2

Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

En las tablas 44 – 47 se pueden observar las listas de chequeo propuestas, con sus actividades para ejecutar durante el Mantenimiento Preventivo por parte del personal encargado de realizarlo.

**Tabla 44. Lista de Chequeo Tipo 1 Sistema de Transmisión y Motor - Área de Mantenimiento Mecánico.**

 <b>LISTA DE CHEQUEO UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO CAMPO MORICHE</b>							
FO-SIM-007		Versión: 0		Fecha:		08/03/2016	TIPO: 1
<b>MANTENIMIENTO MECÁNICO</b>							
<b>INFORMACIÓN GENERAL</b>							
FECHA DE MANTENIMIENTO		DD	MM	AAAA	CAMPO	CLUSTER	POZO
<b>REFERENCIA DE EQUIPO</b>							
MOTOR ELÉCTRICO	FRAME	POTENCIA	RPM	S/N	FABRICANTE	No. OT:	
<b>TRANSMISIÓN / MOTOR</b>			<b>CHEQUEO</b>		<b>OBSERVACIONES</b>		
<b>1. Caja Reductora.</b>							
Nivel de aceite adecuado.			SI	NO			
Tapas o sellos de rodamientos desajustados.			SI	NO			
Dientes de engranajes calentados.			SI	NO			
Dientes de engranajes partidos total o parcialmente.			SI	NO			
Eje de engranajes con excesivo desgaste.			SI	NO			
Ruido interno en caja reductora.			SI	NO			
Corrosión en dientes de engranajes.			SI	NO			
Eje de engranajes con picaduras.			SI	NO			
Chavetero de engranajes dañado.			SI	NO			
Picaduras en dientes de engranajes.			SI	NO			
Aplastamiento en dientes de engranajes.			SI	NO			
Grietas en dientes de engranajes.			SI	NO			

Demasiada holgura (juego) en engranajes.	SI	NO	
Eje de engranajes torcido o deformado.	SI	NO	
Aceite en uso deteriorado.	SI	NO	
Temperatura de rodamientos por encima de 70°C.	SI	NO	
Holgura del rodamiento demasiada grande o pequeña.	SI	NO	
Aceite en uso deteriorado.	SI	NO	
Apriete de tuerca y contratuerca de anclaje.	SI	NO	
Tapa de llenado correctamente instalada.	SI	NO	
Presencia de fugas por sellos.	SI	NO	
<b>2. Poleas, Polibanda y Guarda.</b>			
Correas distensionadas.	SI	NO	
Poleas desalineadas.	SI	NO	
Guarda rozando con polea.	SI	NO	
Poleas sueltas.	SI	NO	
Poleas desalineadas.	SI	NO	
Correas reventadas.	SI	NO	
Polea conductora y conducida correctamente instalada.	SI	NO	
Buen estado de la polibanda.	SI	NO	
Poleas alineadas.	SI	NO	
Verificación de tensión de polibanda.	SI	NO	
Guarda instalada correctamente.	SI	NO	
<b>3. Motor.</b>			
Motor correctamente instalado.	SI	NO	
Soportes de motor instalados.	SI	NO	
Rotor bloqueado.	SI	NO	
Carcasa del motor suelta.	SI	NO	
Vibración anormal del motor.	SI	NO	
Acoplamiento del motor deficiente.	SI	NO	

Motor con sentido de rotación errado.	SI	NO	
Motor desbalanceado.	SI	NO	
Tornillos de fijación sueltos.	SI	NO	
Canales de aire taponados con mugre.	SI	NO	
Eje del motor torcido o deformado.	SI	NO	
Sentido de giro no corresponde con ventilador interno.	SI	NO	


<b>Observación General:</b>

\_\_\_\_\_  
**1. NOMBRE / FIRMA**  
**TÉCNICO DE MANTENIMIENTO**

\_\_\_\_\_  
**2. NOMBRE / FIRMA**  
**SUPERVISOR DE MATENIMIENTO**

**Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.**

**Tabla 45. Lista de Chequeo Tipo 2 Estructura y Sistema de Frenos - Área de Mantenimiento Mecánico.**

 <p style="text-align: center;"><b>LISTA DE CHEQUEO UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO CAMPO MORICHE</b></p>				
FO-SIM-007	Versión: 0	Fecha:	08/03/2016	TIPO: 2

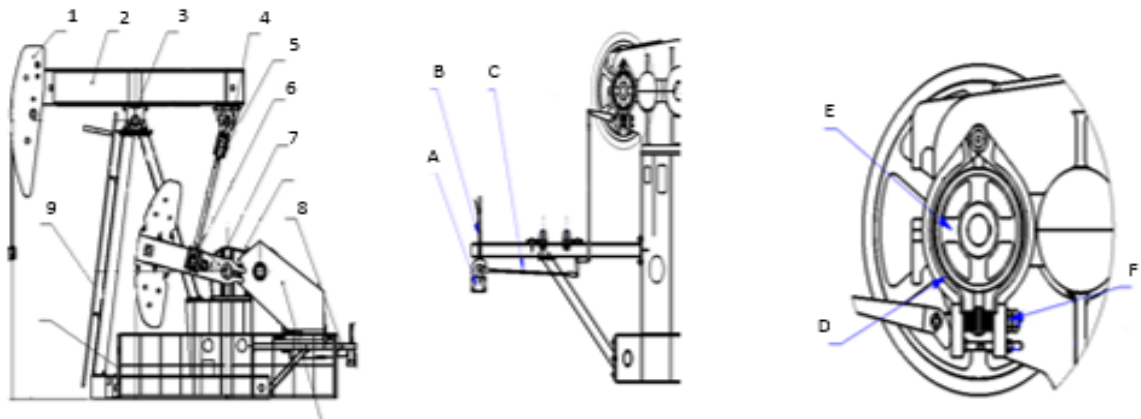
**MANTENIMIENTO MECÁNICO**

INFORMACIÓN GENERAL							
FECHA DE MANTENIMIENTO	DD	MM	AAAA	CAMPO		CLUSTER	POZO

REFERENCIA DE EQUIPO
----------------------

COMPONENTE	MODELO	SERIAL	FABRICANTE
Estructura			
Caja Reductora			

No. OT:	
------------	--



ESTRUCTURA / FRENO	CHEQUEO		OBSERVACIONES					
<b>1. Carecaballo.</b>								
Alineación con respecto al pozo y sarta de varillas.	SI	NO	<i>Wireline/pozo (Mts)</i>		<i>Diagonal A (mts)</i>		<i>Diagonal B (Mts)</i>	
			2,95		3,104		3,104	

Guaya en buen estado.	SI	NO	
Carecaballo correctamente instalado.	SI	NO	
<b>2. Viga Viajera.</b>			
Apriete de tuerca y contratuerca de viga.	SI	NO	
Apriete de tuerca y contratuerca a poste samson.	SI	NO	
Existencia de mangueras de lubricación conectadas.	SI	NO	
Rodamiento central engrasado.	SI	NO	
Rodamiento trasero engrasado.	SI	NO	
Buen estado de retenedores de grasa.	SI	NO	
Línea de vida instalada.	SI	NO	
<b>3. Poste Samson.</b>			
Estructura general y soldaduras en buen estado.	SI	NO	
Anclajes con apriete en tuerca y contratuerca.	SI	NO	
<b>4. Escualizable.</b>			
Apriete de tuerca y contratuerca a viga.	SI	NO	
Pasadores y/o pines ajustados a brazo Pitman.	SI	NO	
Existencia de mangueras de lubricación conectadas.	SI	NO	
<b>5. Pitman.</b>			
Apriete de tornillos y tuercas a pin Crank.	SI	NO	
Pasadores en articulaciones engrasados.	SI	NO	
Líneas de lubricación en buen estado e instaladas.	SI	NO	
<b>6. Pin Crank.</b>			
Ajuste de tuercas izquierda y derecha.	SI	NO	
Pines de horquilla correctamente instalados.	SI	NO	
Pines engrasados.	SI	NO	
Tapa externa en buen estado y ajustada.	SI	NO	
Graseras y desfogue en buen estado.	SI	NO	
<b>7. Bielas y Contrapesas.</b>			
Verificación del estado general de las pesas.	SI	NO	
Apriete de tornillería de biela a eje de caja reductora.	SI	NO	

Verificación de la cuatro piñas de desplazamiento.	SI	NO	
Simetría en posición de pesas (igual altura).	SI	NO	
<b>8. Sistema de Freno.</b>			
Verificación de estado del trinquete. <b>(A)</b>	SI	NO	
Verificación del estado de la palanca de freno. <b>(B)</b>	SI	NO	
Varillas horizontal y vertical en buen estado. <b>(C)</b>	SI	NO	
Verificación del estado de las bandas. <b>(D)</b>	SI	NO	
Buen estado del tambor de freno. <b>(E)</b>	SI	NO	
Verificación de calibración del freno.	SI	NO	
Tuerca y contratuerca correctamente instaladas. <b>(F)</b>	SI	NO	
Freno de seguridad en buen estado.	SI	NO	
Mecanismo del sistema engrasado.	SI	NO	
<b>9. Escalera y Base.</b>			
Escalera en buen estado e instalada correctamente.	SI	NO	
Buen estado de soldaduras en general.	SI	NO	
Anclajes instalados y ajustados.	SI	NO	
Plataformas en buen estado e instalada correctamente.	SI	NO	
Tornillería instalada y ajustada.	SI	NO	
<b>10. Barandas de Protección.</b>			
Encerramiento correctamente instalado.	SI	NO	
<b>Observaciones Generales:</b>			

\_\_\_\_\_  
**1. NOMBRE / FIRMA**  
**TÉCNICO DE MANTENIMIENTO**

\_\_\_\_\_  
**2. NOMBRE / FIRMA**  
**SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO**

**Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.**

**Tabla 46. Lista de Chequeo Tipo 3 Variador de Frecuencia, Centro de Control de Motores (CCM) y Motor - Área de Mantenimiento Eléctrico.**

		LISTA DE CHEQUEO UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO CAMPO MORICHE				
FO-SIM-007	Versión: 0	Fecha:	08/03/2016	TIPO: 3		
<b>MANTENIMIENTO ELÉCTRICO</b>						
<b>INFORMACIÓN GENERAL</b>						
FECHA DE MANTENIMIENTO	DD	MM	AAAA	CAMPO	CLUSTER	POZO
<b>REFERENCIA DE EQUIPO</b>						
	FRAME	POTENCIA	RPM	S/N	FABRICANTE	
MOTOR ELÉCTRICO						No. OT:
<b>VARIADOR / CCM / MOTOR</b>		<b>CHEQUEO</b>	<b>OBSERVACIONES</b>			
<b>1. Variador de Frecuencia.</b>						
Alta corriente en el variador.		SI	NO			
Alta temperatura del termistor.		SI	NO			
Torque en límite máximo.		SI	NO			
Tensión alta o baja en circuito.		SI	NO			
Cortocircuito o falla a tierra.		SI	NO			
Frecuencia de salida en límite máximo.		SI	NO			
Sobretemperatura en la tarjeta de control.		SI	NO			
Temperatura del disipador baja.		SI	NO			
Sobretemperatura del convertidor.		SI	NO			
Ventilador interno o externo dañado.		SI	NO			
Límite máximo de velocidad superado.		SI	NO			
Cable del potenciómetro desconectado.		SI	NO			

Temporizador desprogramado.	SI	NO	
Parámetros desconfigurados.	SI	NO	
Variador quemado.	SI	NO	
Cable del variador desconectado.	SI	NO	
Daño interno del potenciómetro.	SI	NO	
Ruido por resistencia de freno.	SI	NO	
Cable del selector desconectado.	SI	NO	
Daño interno del selector.	SI	NO	
<b>2. Centro de Control de Motores (CCM).</b>			
Inspeccionar por vibración de los contactos.	SI	NO	
Inspeccionar por soldadura en contactos.	SI	NO	
Alto amperaje en motores.	SI	NO	
Cortocircuito en acometidas.	SI	NO	
Unidad de disparo sobrecalentada.	SI	NO	
Suciedad en las superficies de los contactos.	SI	NO	
Presión débil en la punta de los contactos.	SI	NO	
Conexión floja en circuito de alimentación.	SI	NO	
Baja o alta tensión en los contactos.	SI	NO	
Relevadores de sobrecarga térmica disparados.	SI	NO	
Desequilibrio de tensión en el alimentador.	SI	NO	
Piezas rotas, corroídas o desgastadas en interruptores.	SI	NO	
Mecanismo de enclavamiento roto o desgastado.	SI	NO	
<b>3. Motor.</b>			
Cables de conexión sueltos, sin tensión.	SI	NO	
Rotor con barras dañadas o interrumpidas.	SI	NO	
Escobillas dañadas.	SI	NO	
Torque de carga muy elevado durante el arranque.	SI	NO	
Corriente de alimentación muy alta o baja.	SI	NO	

Bobina del rotor interrumpida.	SI	NO	
Tensión en cables de conexión muy elevada o baja.	SI	NO	
Corto circuito entre espiras.	SI	NO	
Interrupción de alambres paralelos.	SI	NO	
Interrupción de fases de las bobinas del estator.	SI	NO	
Interrupción de fases de las bobinas del rotor.	SI	NO	
Motor con fusible quemado.	SI	NO	
Circuito abierto en bobinas del rotor.	SI	NO	
Velocidad de salida del motor muy alta.	SI	NO	
Velocidad de salida del motor muy baja.	SI	NO	
Motor completamente quemado.	SI	NO	
Cable de conexión interrumpido después del arranque.	SI	NO	
Motor sobrecargado.	SI	NO	
Recalentamiento de las bobinas del estator.	SI	NO	
Rotor se arrastra contra el estator.	SI	NO	
Bobinas con excesiva suciedad.	SI	NO	
Entrehierro desigual.	SI	NO	
Holgura del rodamiento demasiada grande o pequeña.	SI	NO	


<b>Observación General:</b>

\_\_\_\_\_  
**1. NOMBRE / FIRMA**  
**TÉCNICO DE MANTENIMIENTO**

\_\_\_\_\_  
**2. NOMBRE / FIRMA**  
**SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO**

**Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.**

**Tabla 47. Lista de Chequeo Tipo 4 Sistema SCADA - Área de Automatización y SCADA.**

		<b>LISTA DE CHEQUEO UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO CAMPO MORICHE</b>				
		FO-SIM-007	Versión: 0	Fecha:	08/03/2016	TIPO: 3
<b>MANTENIMIENTO ELÉCTRICO (AUTOMATIZACIÓN)</b>						
<b>INFORMACIÓN GENERAL</b>						
<b>FECHA DE MANTENIMIENTO</b>	DD	MM	AAAA	CAMPO	CLUSTER	POZO
<b>REFERENCIA DE EQUIPO</b>						
	<b>MODELO</b>	<b>S/N</b>		<b>MODELO</b>	<b>S/N</b>	
<b>RTU</b>			<b>PLC</b>			<b>No. OT:</b>
<b>SISTEMA SCADA</b>		<b>CHEQUEO</b>		<b>OBSERVACIONES</b>		
<b>1. SCADA.</b>						
Parámetros desconfigurados.		SI	NO			
Cables en buen estado y ajustados.		SI	NO			
Inspección de fusible de RTU.		SI	NO			
Escáner de configuración en buen estado.		SI	NO			
PLC bloqueado.		SI	NO			
Tarjeta de red de dispositivo quemada.		SI	NO			
Tensión del circuito normal.		SI	NO			
Antena del circuito en buen estado.		SI	NO			
Limpieza externa del PLC.		SI	NO			
Limpieza externa del escáner.		SI	NO			
Inspección de conexiones y bornes.		SI	NO			
Revisión de errores en escáner.		SI	NO			

Inspección de fusible de fuente del PLC.	SI	NO	
Limpieza de tarjeta de red de dispositivo.	SI	NO	
Inspección de celdas de carga.	SI	NO	
Inspección de sensores de velocidad.	SI	NO	
Revisión de polo a tierra del circuito.	SI	NO	

<b>Observación General:</b>

\_\_\_\_\_

**1. NOMBRE / FIRMA**

**TÉCNICO DE MANTENIMIENTO**

\_\_\_\_\_

**2. NOMBRE / FIRMA**

**SUPERVISOR DE MATENIMIENTO**

**Fuente: Planeación y Programación MASSY ENERGY – MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.**

## 6. CONCLUSIONES

- ✚ Con la colaboración del personal del Departamento de Mantenimiento de Mansarovar Energy Colombia Ltda., se logran establecer a través de un modelo gerencial las estrategias basadas en la filosofía de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) necesarias para lograr los objetivos de la compañía, mejorar los indicadores de resultado y de gestión, disminuyendo las pérdidas asociadas a la mala ejecución del mantenimiento y optimizando la utilización de los recursos asignados para tal fin.
- ✚ Con base en la contextualización y aplicación de RCM, se identificaron los modos de falla más frecuentes y críticos, como también el impacto y consecuencias que producen, para así lograr establecer las actividades de mantenimiento y su frecuencia, que nos permiten predecir o prevenir que ocurran fallas inesperadas en la operación del proceso de extracción de crudo.
- ✚ Dentro de las actividades de mantenimiento propuestas, se encuentran técnicas de análisis como: muestreo de aceites, monitoreo de vibraciones, monitoreo con termografía y otras, las cuales fortalecen el Mantenimiento Predictivo y esto nos brinda la posibilidad de realizar un mejor Mantenimiento Preventivo y más eficiente. Es importante resaltar que estas mejoras se logran con una buena capacitación y un compromiso real de todo el personal involucrado en el mantenimiento.
- ✚ De acuerdo con los objetivos de mantenimiento se establece una metodología para implementación de las estrategias propuestas para cada especialidad (mecánica, electricidad, automatización y SCADA). Esta metodología también tiene la posibilidad de ser implementada en todas las operaciones de los demás procesos en los diferentes campos petroleros de la compañía.

## BIBLIOGRAFÍA

- ✚ ALLEN – BRADLEY ROCKWELL AUTOMATION. Manual Del Usuario De Los Controladores CompactLogix 1756. Milwaukee – E.E.U.U, 2013. 154 p.
- ✚ APULEYO MENDOZA, Plinio. Historia De Una Epopeya. Bogotá D.C., Texas Petroleum Company, 1991. 210 p.
- ✚ BALDOR ELECTRIC COMPANY. Manual De Instalación Y Operación De Motores CA De Inducción De Potencia. Fort Smith - E.E.U.U., 2007. 20 p.
- ✚ EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION. ISO 14224 Petroleum, Petrochemical And Natural Gas Industries — Collection and Exchange Of Reliability And Maintenance Data For Equipment. British Standard, 2006. 182 p.
- ✚ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. NTC 1486 Presentación De Trabajos Escritos De Investigación. Bogotá D.C., ICONTEC, 2016. 256 p.
- ✚ JAIMES ROJAS, Juan Pablo. Teoría De RCM Aplicada Al Sector De Hidrocarburos. Bucaramanga, 2007. 250 p. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas.
- ✚ JIANGSU SINOPEYRO SUPERBSKILL MACHINE CO. LTD. Operation Manual For Walking Beam Pumping Units. Yangzhou – China, 2000. 80 p.
- ✚ MOUBRAY, Jhon Mitchell. Reliability Centered Maintenance (RCM) II. Second Edition. New York – E.E.U.U., Industrial Press Inc., 1997. 421 p.
- ✚ ORTIZ, Daniel. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad - RCM. Bucaramanga, 2010. 120 p. Memorias. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.

- ✚ SCHNEIDER ELECTRIC. Boletín De Instrucciones Para Centros De Control De Motores Modelo 6 Clase 8998. Ciudad de México D.F. – México, 2012. 148 p.
- ✚ SILVA ARDILA, Pedro Eliseo. Mantenimiento En La Práctica. Bogotá D.C., 2009. 196 p.
- ✚ WEG INDUSTRIAS S.A. Manual De Instalación Y Mantenimiento De Motores Eléctricos De Inducción Trifásicos De Baja Y Alta Tensión. Sao Paulo - Brasil, 2004. 57 p.