OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO BASADO EN CONDICIÓN (CBM) EN LA OPERACIÓN SANTIAGO DE LAS ATALAYAS

EDGAR ISIDRO TORRES MOLANO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2007

OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO BASADO EN CONDICIÓN (CBM) EN LA OPERACIÓN SANTIAGO DE LAS ATALAYAS

EDGAR ISIDRO TORRES MOLANO

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

Director: LUIS TIRSO AVILA NAVAS
Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2007

DEDICATORIA

A Dios por tantos favores recibidos y por permitir alcanzar un peldaño mas en el duro camino de la vida, a mi esposa Mery, por su apoyo incondicional y a mis hijos Juan José y Edgar Andrés que constituyen el incentivo mas grande para seguir luchando por superar metas propuestas, así como a los demás miembros de la familia por el apoyo moral que siempre me han ofrecido.

AGRADECIMIENTOS

A la organización Equipo de Servicios Petroleros y especialmente al grupo CBM, por el apoyo brindado para el desarrollo del presente trabajo, igualmente a todos los excelentes profesores de la Especialización por dejarnos compartir sus conocimientos. Así como a todo el grupo de apoyo de ASEDUIS Bogota por su constante colaboración.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN

1. OPERACIÓN SANTIAGO DE LAS ATALAYAS (SDLA) 3

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA 3

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DEL PETRÓLEO 4

1.2.1 Llegada de Crudo 5

1.2.2 Separación o gas de proceso 6

1.2.3 Reinyección de gas 6

1.3 EL MANTENIMIENTO EN LA OPERACIÓN SDLA 8

1.3.1 Estrategia de Mantenimiento en la operación SDLA 10

1.3.2 Descripción de la Organización 11

1.3.3 Evolución del Mantenimiento en SDLA 13

1.4 CRITERIOS PARA OPTIMIZACIÓN DEL CBM ELÉCTRICO EN SDLA 15

2. TECNOLOGÍAS DE INSPECCIÓN PREDICTIVA 16

2.1 ANÁLISIS DE MOTORES ELÉCTRICOS 16

2.1.1 Pruebas Estáticas 18

2.1.2 Pruebas dinámicas 22

2.2 TERMOGRAFÍA 26

2.2.1 Conceptos básicos de radiación 27

2.2.2 Ventajas de la Medición de temperaturas en el infrarrojo 28

2.2.3 Fundamentos de la radiación infrarroja 29

2.2.4 Consideraciones prácticas 30

2.2.5 Beneficios de la termografía infrarroja 31

2.2.6 Aplicaciones más usuales 31

2.3 ULTRASONIDO 31

2.3.1 Emisiones ultrasónicas Eléctricas 32

2.3.2 Fallas Eléctricas detectadas con Ultrasonido 33

2.3.3 Patrones de los sonidos en fallas eléctricas 34

2.3.4 Análisis espectral 35

2.3.5 Método de inspección 35

2.4 ANÁLISIS DE ACEITES DIELÉCTRICOS A TRANSFORMADORES 37

2.4.1 Pruebas ASTM para aceites en operación 37

2.4.2 Cromatografía de gases 40

2.4.3 Análisis de Furanos 42

3. PROGRAMA DE ANÁLISIS DE MOTORES ELÉCTRICOS Y TERMOGRAFÍA EN LA OPERACIÓN SDLA 43

3.1 PROGRAMA DE ANÁLISIS DE MOTORES ELÉCTRICOS 43

3.1.1 Pruebas realizadas 44

3.1. 2 Parámetros de Evaluación 44

3.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO A PRUEBAS DE MOTORES ELÉCTRICOS EN LA OPERACIÓN SDLA 45

3.2.1 Análisis Histórico de datos de las pruebas realizadas a los motores Eléctricos en el campo Cusiana 46

3.2.2 Análisis del tiempo medio entre fallas para los motores eléctricos del Programa MCE en el campo Cusiana. 51

3.2.3 Conclusión a los análisis estadísticos realizados 60

3.3 PROGRAMA DE TERMOGRAFÍA EN LA OPERACIÓN SDLA 61

3.3.1 Análisis estadístico a inspecciones termográficas realizadas en la Operación SDLA 61

3.3.2 Tendencias presentadas en inspecciones termográficas por Campos 61

3.3.3 Porcentaje de hallazgos por Campos 64

4. COMPONENTE ELECTRICO WEB CORPORATIVA 66

4.1 ANTECEDENTES 66

4.2 ANALILSIS DE MOTORES ELECTRICOS 66

4.2.1 Pruebas Estáticas 66

4.2.2 Pruebas dinámicas 67

4.3 PRUEBAS A TRANSFORMADORES 68

4.4 TERMOGRAFIA 68

4.5 PANTALLAZOS WEB CORPORATIVA 69

4.5.1 Consultar agenda de Trabajo 69

4.5.2 Modificar un reporte eléctrico 70

4.5.3 Análisis de variables operacionales 71

4.5.4 Consulta de Reporte Eléctrico 72

4.5.5 Termómetro de condición 73

5. PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL CBM ELÉCTRICO EN LA OPERACIÓN SDLA. 75

5.1 REESTRUCTURACIÓN TÉCNICAS DESARROLLADAS POR

EL CBM ELECTRICO 75

5.1.1 Cambio de Frecuencias para inspecciones termográficas 75

5.1.2 Cambio de Frecuencias para inspecciones a motores eléctricos 77

5.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA 77
5.2.1 Análisis por Termografía 78
5.2.2 Análisis de motores eléctricos 79
5.2.3 Ultrasonido 79
5.2.4 Análisis de aceite dieléctrico 80
5.3 IMPACTO AMBIENTAL 80
5.4 MODELO GERENCIAL DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO 82
6. CONCLUSIONES 86
BIBLIOGRAFIA 88
ANEXOS 89

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Operación Santiago de las Atalayas en Colombia 3

Figura 2. Panorámico CPF Cusiana 4

Figura 3. Distribución del CPF Cusiana 5

Figura 4. Planta Fase 2 6

Figura 5. Proceso de crudo fase 1 7

Figura 6. Proceso de crudo fase 2 7

Figura 7. Compresores de gas fase 1 8

Figura 8. Diagrama de flujo técnicas de Mantenimiento Predictivo grupo CBM 9

Figura 9. Socios Equipo Ltda. 11

Figura 10. Logo Equipo Ltda. 11

Figura 11. Grupo CBM dentro de la estructura corporativa de Equipo Ltda. 12

Figura 12. Organigrama grupo CBM en la Operación SDLA 13

Figura 13. Estudio de fallas en motores eléctricos 17

Figura 14. Perfiles típicos obtenidos en pruebas de IP 20

Figura 15. Resultados Prueba de Potencia 23

Figura 16. Graficas obtenidas en pruebas dinámicas o en línea 25

Figura 17. Espectro Electromagnético 28

Figura 18. Comparación señales fallas eléctricas Ultrasonido 36

Figura 19. Aplicación del ultrasonido en electricidad 36

Figura 20. Análisis exploratorio prueba IP. 47

Figura 21. Histograma de frecuencias prueba IP. 47

Figura 22. Análisis exploratorio pruebas IR. 48
Figura 23. Histograma de frecuencias prueba IR 48
Figura 24. Análisis exploratorio pruebas II. 49
Figura 25. Histograma de frecuencias prueba II. 49
Figura 26. Análisis exploratorio pruebas RTG. 50
Figura 27. Histograma de frecuencias prueba RTG 51
Figura 28. Representación grafica intervalos de falla y reparación 51
Figura 29. Análisis exploratorio tiempo entre fallas pruebas IP 52
Figura 30. Probabilidad de tiempo entre fallas prueba IP 53
Figura 31. Análisis exploratorio tiempo entre fallas pruebas IR 54
Figura 32. Probabilidad de tiempo entre fallas prueba IR 55
Figura 33. Análisis exploratorio tiempo entre fallas pruebas II 57
Figura 34. Análisis exploratorio logaritmo tiempo entre fallas prueba II 57
Figura 35. Análisis exploratorio tiempo entre fallas pruebas RTG 58
Figura 36. Probabilidad de tiempo entre fallas prueba RTG 59
Figura 37. Análisis de sistemas con software Avsim 9.0 60
Figura 38. Tendencia hallazgos termografía Cusiana 62
Figura 39. Tendencia hallazgos termografía Cupiagua 63
Figura 40. Tendencia hallazgos termografía Recetor-Floreña-Ltt 63
Figura 41. Porcentaje de hallazgos Vs. Inspecciones en Cusiana 64
Figura 42. Porcentaje de hallazgos Vs. Inspecciones en Cupiagua 65
Figura 43. Porcentaje de hallazgos Vs. Inspecciones en Recetor-Floreña-Ltt 65
Figura 44 Estructura Módulos Web Corporativa 70
Figura 45. Consultar agenda de trabajo 70
Figura 46. Modificar reporte eléctrico 71

Figura 47. Análisis de variables operacionales 72

Figura 48. Consultar reporte eléctrico 73

Figura 49. Reporte Eléctrico 73

Figura 50. Termómetro de condición 74

Figura 51. Ciclo PHVA Aplicado al Sistema de Gestión Ambiental 81

Figura 52. Visión General de Modelos de Mantenimiento 83

Figura 53. Proceso de implementación de un Modelo Gerencial de Gestión de Mantenimiento 85

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Valores de IP recomendados 19

Tabla 2. Evaluación de desbalance inductivo 22

Tabla 3. Evaluación por zonas de falla según tipo de prueba. 22

Tabla 4. Clasificación de fallas según NETA 27

Tabla 5. Niveles de seguridad aceptables en gases disueltos 41

Tabla 6. Distribución de rutas y motores por campos 44

Tabla 7. Parámetros de diagnostico por prueba 45

Tabla 8. Diagnostico para análisis de corriente 67

Tabla 9. Diagnostico para análisis de Potencia 68

Tabla 10. Variables a evaluar en pruebas a transformadores 69

Tabla 11. Matriz actual técnicas desarrolladas por el CBM Eléctrico 76

Tabla 12. Matriz propuesta implementando técnicas del CBM Eléctrico 76

Tabla 13. Porcentajes de desviaciones y tiempo medio entre fallas por pruebas a motores eléctricos de la Operación SDLA. 77

Tabla 14. Tiempo requerido para inspecciones termográficas por campo 78

Tabla 15. Costos inspecciones termográficas 78

Tabla 16. Costo monitoreo motores eléctricos 79

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO BASADO EN CONDICIÒN (CBM) EN LA OPERACIÓN SANTIAGO DE LAS ATALAYAS.[*]

AUTOR: EDGAR ISIDRO TORRES MOLANO[**]

PALABRAS CLAVES: Mantenimiento por condición, medición de resultados, optimización de recursos.

En aras del mejoramiento continuo con que esta identificado el grupo de mantenimiento basado en condición (CBM) en la operación Santiago de las Atalayas (SDLA), a través de diversas técnicas propias del mantenimiento predictivo como análisis por vibraciones a equipos rotativos y reciprocantes, análisis de aceites, análisis de motores eléctricos y termografía, y en las que se ha basado la estrategia de mantenimiento para los Campos de explotación de crudo Cusiana, Cupiagua, Recetor Floreña y LTT, ubicados en el piedemonte llanero del departamento de Casanare.

Se ha desarrollado el presente trabajo enfocado en las técnicas manejadas por el componente eléctrico del grupo CBM, como son termografía y análisis de motores eléctricos, mediante una evaluación de las mismas para identificar a partir de estudios estadísticos los porcentajes de fallas, así como el tiempo medio entre fallas y así proponer un cambio en las frecuencias de monitoreo, de forma que optimizando los recursos tanto humanos como técnicos, sea posible incluir otras técnicas propias de la disciplina eléctrica como el ultrasonido y análisis de aceites dieléctricos, de forma que se ofrezca de forma integral un mejor manejo de los activos a ser mantenidos, logrando mejorar los indicadores de gestión.

Para facilitar el cumplimiento de lo propuesto igualmente se trabajo en la implementación de las técnicas mencionadas en la Web Corporativa, con lo que se tiene una gran herramienta para la evaluación y trasabilidad de los equipos confiados a la organización y que deben ser mantenidos para el servicio de la operación.

---

[*] Monografía

[**] Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: Luís Tirso Ávila, Ingeniero Electricista.

SUMMARY

TITLE: OPTIMIZATION OF ELECTRICAL MAINTENANCE BASED ON CONDITION (CBM) IN THE OPERATION SANTIAGO DE LAS ATLAYAS[*].

AUTHOR: EDGAR ISIDRO TORRES MOLANO[**]

KEYWORDS: Maintenance for condition, measurement of results, resources optimization

For the sake of continuous improvement which is identified with the maintenance group based on condition (CBM) in the operation Santiago de las Atalayas (SDLA), through diverse technical characteristics of the predictable maintenance such as analysis for vibrations to revolving and reciprocating teams, oils analysis, analysis of electric motors and thermograph, and in those where is based the strategy for maintenance of the exploitation fields at Cusiana, Cupiagua, Recetor Floreña and LTT, located in the plains of piedemonte at the department of Casanare.

The current paper has been developed with a focus on the techniques managed by the electric component of the group CBM, like they are thermography and analysis of electric motors, by means of an evaluation of the latter, to identify starting from statistical studies the percentages of flaws, average flaw times, and this way, we able to propose a change in the monitoring of frequencies, so that optimizing both human and technical resources, would be possible to include other techniques from the electric area as ultrasound and analysis of dielectric oils, to offer through a comprehensive approach to better handle the assets to be maintenance, being able to improve the management indicators.

To facilitate the execution of what has been proposed based on the mentioned techniques in the Corporate Web, becoming a great tool for the evaluation and feasibility of the equipment trusted to the organization and that should be maintained for the service of the operation.

---

[*] Monography

[**] Faculty of Physical & Mechanical Engineering. Specialization in Maintenance Management, Director: Luís Tirso Ávila, Electrical Engineer.

INTRODUCCION

El trabajo desarrollado como monografía pretende ofrecer una opción de mejoramiento a la actual estrategia de mantenimiento manejada en la operación Santiago de las Atalayas, (SDLA) fundamentada actualmente en el mantenimiento basado en condición (CBM), y para el propósito especifico del trabajo en lo relacionado con la Gestión de Optimización del CBM Eléctrico, mediante la evaluación de las actuales técnicas manejadas Análisis de motores y termografía, así como en la inclusión de otras propias de esta disciplina como análisis de aceites dieléctricos y ultrasonido, de forma que se logre optimizar su desarrollo e implementación mediante un adecuado sistema de información estructurado atreves de la Web corporativa, donde de forma muy ágil se tendrá acceso a la información requerida, sobre datos y/o pruebas realizadas en cada una de las técnicas, permitiendo mediante un adecuado análisis pasar del mantenimiento predictivo a un enfoque proactivo, con lo que se obtendrán grandes beneficios, al mejorar los indicadores manejados, así como la satisfacción del cliente y a la vez se abren las puertas para permitir identificarnos con los requerimientos de un mantenimiento clase mundial.

El desarrollo del presente trabajo incluye el marco contextual en su primer capitulo donde se da la ubicación geográfica además se describe el proceso del petróleo, igualmente se presenta la identificación de la empresa Equipo de Servicios Petroleros y de la estrategia de mantenimiento desarrollada por la organización para finalmente identificar el problema y presentar los objetivos propuestos, seguidamente en su capitulo dos (2) de forma un tanto global se presenta un marco teórico sobre las tecnologías de inspección predictiva relacionadas con el mantenimiento basado en condición eléctrico CBM, como termografía, análisis de motores eléctricos, ultrasonido y análisis de aceites dieléctricos. En el capitulo tres (3) se presentan los programas actuales desarrollados por el CBM Eléctrico en la operación SDLA (Análisis de motores y termografía), así como su respectivo análisis estadístico a los datos históricos donde se determinan los porcentajes de desviaciones encontradas al igual que el tiempo medio entre fallas partir del cual se fundamenta la propuesta de cambio en las frecuencias de monitoreo y de optimización de los recursos tanto Humanos como técnicos con los que dispone el grupo.

Respecto a los requerimientos necesarios, relacionados con la implementación del componente eléctrico en la Web Corporativa, en el capitulo 4, se presentan las diversas variables que requieren ser tratadas para la evaluación y manejo de la información en cuanto al análisis de motores eléctricos, termografía y análisis de

aceites dieléctricos, dicha pagina ha sido estructurada en base a procesos como Confiabilidad y Subprocesos como el CBM, al igual que para otras áreas de negocios, permitiendo así el manejo de diversa técnicas del mantenimiento predictivo de forma integral pera un sistema pero a su vez independiente para equipos o rutas según lo requiera el usuario para establecer la condición de los mismos.

Finalmente en el capitulo cinco se presenta la propuesta de optimización, donde se plantea la reestructuración de las técnicas desarrolladas por el CBM Eléctrico, como son análisis de motores eléctricos y termografía, mediante la ampliación de las frecuencias de monitoreo, al igual que se propone incluir otras propias de la disciplina eléctrica como son Ultrasonido y análisis de aceites dieléctricos a transformadores de potencia; presentando su respectiva evaluación financiera, al igual que lo relacionado con el impacto ambiental, para el desarrollo de los trabajos en la Operación.

Igualmente y como parte del proceso de Optimización que se busca para el grupo CBM, en su componente eléctrico, se presenta un Modelo Gerencial de Mantenimiento para ser adoptado, aprovechando las sinergias que en esta materia viene desarrollando la Organización en algunas unidades de negocios externos, e incluso en algunas otras áreas de negocios internos.

1. OPERACIÓN SANTIAGO DE LAS ATALAYAS (SDLA)

El presente trabajo se desarrolla en la operación Santiago de las Atalayas, del contrato de asociación de la British Petrolium Company Colombia Limited con ECOPETROL y las compañías TOTAL y TRITON, que incluye la explotación de los campos petroleros de Cusiana, Cupiagua, Recetor, y LTT. Al igual que el campo Floreña de la asociación Piedemonte, a los cuales la firma Equipo de Servicios Petroleros presta sus servicios integrales de mantenimiento dentro de los cuales se encuentra el grupo CBM (Condition Based Maintenance),

1.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA

La propuesta se desarrolla en las instalaciones centrales de producción (Central Production Facilities CPF) de Cusiana, ubicada en el piedemonte de los llanos orientales aproximadamente a 330 Km. al noreste de Bogotá, 60 Km. al suroeste de Yopal y en la meseta del aceite a unos 5 Km. al oeste de Tauramena en el departamento de Casanare ver Figura 1.[1]

Figura 1. Operación Santiago de las Atalayas en Colombia

1 BP EXPLORATION Colombia, Manual De Operaciones campo Cusiana FASE I Y II, Colombia, 1998.p 2/18.

El CPF de Cusiana (Figura 2), es una planta de procesamiento de petróleo del contrato de asociación Santiago de Las Atalayas, Tauramena y Río Chitamena (SDLA), que explota el campo de Cusiana. El contrato SDLA es operado en Colombia por BPXC. La participación de las diferentes compañías en el contrato de asociación es: ECOPETROL 50%, BPXC 19%, TOTAL 19%, TRITON 12%

Figura 2. Panorámico CPF Cusiana

Equipo Ltda. Presta el servicio de mantenimiento integral en los campos de la Asociación SDLA a saber: CPF de Cusiana, CPF de Cupiagua y los EPF's (Early Production Facilities) de Recetor, Floreña y Ltt.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DEL PETRÓLEO. El objetivo del tratamiento del petróleo en las instalaciones es retirarle el agua y exceso gas con el fin de reunir las especificaciones de entrega al oleoducto para la exportación. En el proceso del petróleo se aplican diferentes técnicas para estimular y mejorar la producción, como son: producción primaria, producción temprana, inyección de vapor e inyección de agua.

En Cusiana utilizan los sistemas de producción temprana e inyección de agua, que consiste en inyectar al yacimiento el gas y el agua producida para mantener la presión en pozo e impulsar el petróleo para que fluya normalmente hasta la

superficie. Además de incrementar la producción de petróleo, el gas es inyectado para dar cumplimiento a la legislación colombiana que no permite la quema de gas.

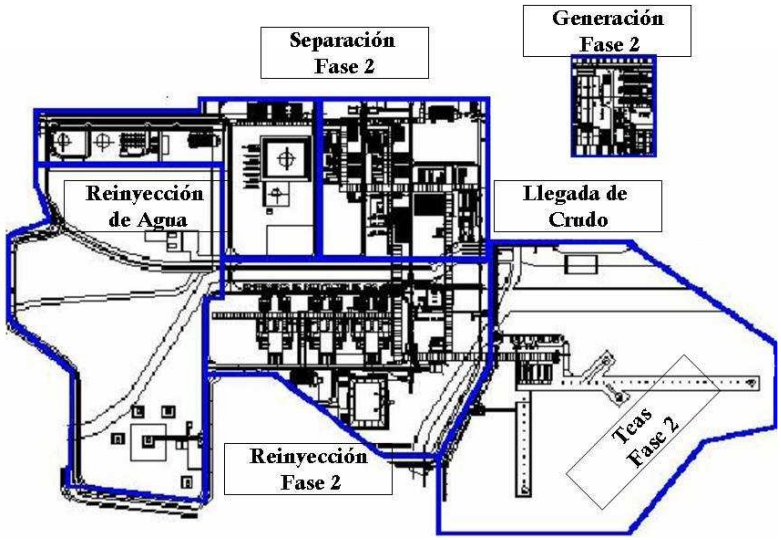
El CPF de Cusiana fue desarrollado en dos etapas o fases según muestra en la figura3[2]. Fase 1 o producción temprana que fue planeada para alcanzar gradualmente una producción por flujo natural de 150 MBPD (mil barriles por día), a finales de 1995 debido al decaimiento de las presiones del yacimiento obligó el desarrollo completo del proyecto fase 2 (figura 4) para llegar de manera progresiva hasta una producción de 500 (MBPD) hacia el año 1997

Figura 3. Distribución del CPF Cusiana.

1.2.1 Llegada de crudo: (slug catcher): debido a la topografía del terreno el flujo desde los pozos productores hasta el CPF presenta variaciones significativas por lo tanto antes de entrar al proceso es necesario normalizar los caudales de flujo. Los líquidos que llegan a las instalaciones son una mezcla de gas, agua y crudo, que debe someterse a un proceso de separación en vasijas donde se cada uno de estos elementos es evacuado para continuar el proceso para cada uno de ellos por separado.

2 BP EXPLORATION Colombia, Op. Cit., p 3/114.

Figura 4. Planta fase 2



El proceso del hidrocarburo en el CPF de Cusiana se divide en:

1.2.2 Separación o gas de proceso: el crudo almacenado desprende vapor de gas a presión ambiental; por medio de ventiladores se incrementa a 2 psig (libras por pulgada cuadrada absolutas), se descarga directamente a los compresores e inicia el proceso del gas. En la compresión de gas es necesario hacerlo por etapas que permitan controlar el incremento de temperatura, se logra controlar a través de aeroenfriadores interetapicos, de 2 psig a 40 psig se denomina recuperación de vapores (VRU); de 40 psig se incrementa a 120 psig, se denomina primera etapa; en la Segunda etapa llamada compresión de media la presión se incrementa de 120 a 500 psig, en fase dos se utilizan compresores centrífugos de tres etapas con aeroenfriadores interetapicos.

1.2.3 Reinyección de gas: después de normalizar el flujo del hidrocarburo, el gas que se separa (tiene una presión de 500 psig) se reúne con el gas del proceso a la misma presión; de esta forma se inicia el proceso de compresión de alta presión, este proceso se divide en tres, en la tercera etapa la presión se incrementa de 500 psig a 1100 psig, pasando por aeroenfriadores luego de 1100 psig se eleva a 2400 psig se denomina cuarta etapa, la quinta etapa consiste en incrementar la presión de 2400 psig a 5500 psig, luego es inyectada a los pozos según se muestra en los diagramas de proceso del crudo en fase 1 y 2 (figuras 5 y 6). Este proceso se realiza en fase 1 con 24 motores-compresores reciprocantes COOPER-SUPERIOR 16SGT de 2650 HP (Horse Power) @ 900 rpm (revoluciones por minuto) con compresores COOPER modelo WF-74 de 17 MMSCFD (millones de pies cúbicos estándar día) de 3 etapas identificados como EG-K-1X03Y (donde X=1, 2, 3, 4 y Y=A-B-C-D-E-F), figura 7 y en fase 2 con 6 turbo-compresores NUOVO PIGNONE de 33000 HP @ 9300 rpm.

Figura 5. Proceso del crudo fase 1

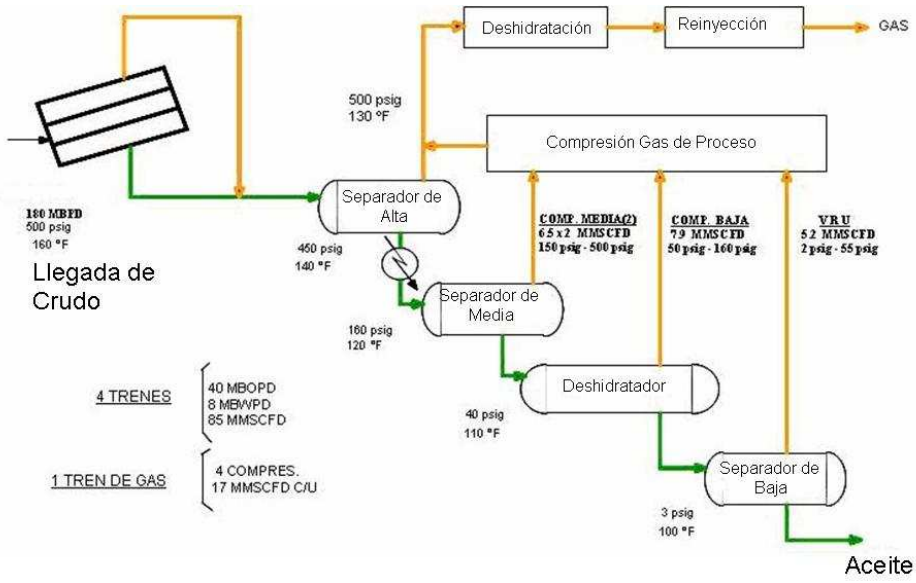


Figura 6. Proceso del crudo fase 2

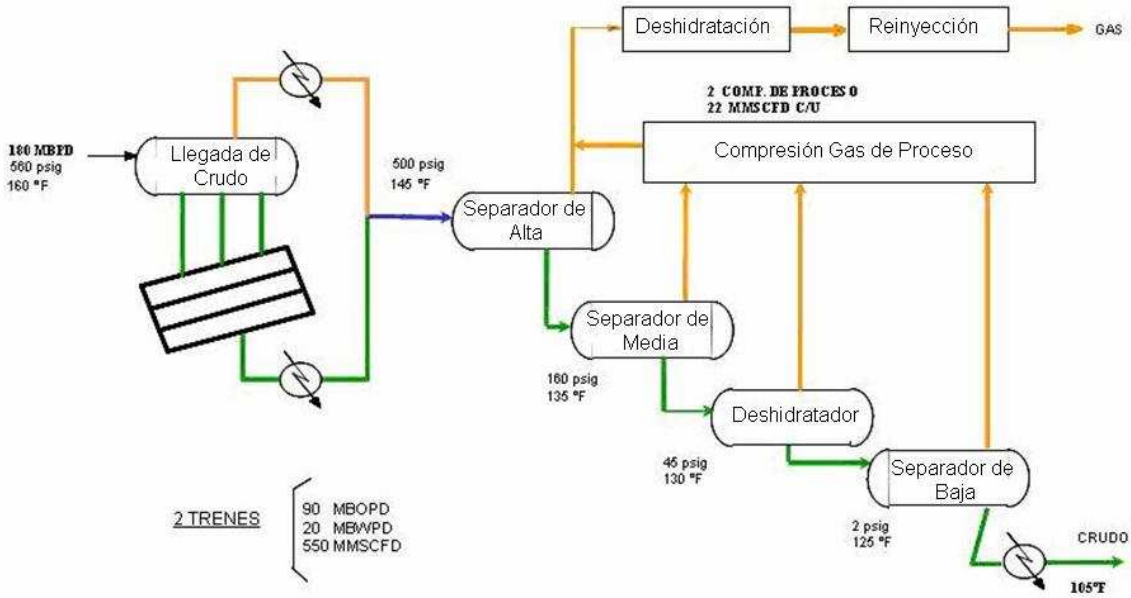


Figura 7. Compresores de gas fase 1.

Otros subprocesos del crudo son:

- Almacenamiento del crudo: el crudo que cumple las especificaciones del oleoducto y sin exceso de agua es bombeado a los tanques de almacenamiento.

- Reinyección de agua: En el proceso de optimización de producción, se inyecta agua a los yacimientos para desplazar el petróleo hacia las cabezas de pozo y así mejorar la producción.

- Utilitarios: Este sistema esta conformado por los compresores de aire, nitrógeno y toda la red de distribución. Esta red es responsable de la mayoría de señales automáticas de protección de los equipos.

- Generación Eléctrica: Puesto que la mayoría de equipos son motores eléctricos, en el CPF de Cusiana se genera la corriente que se consume.

- Contra incendio: El sistema contra incendio está conformado por las bombas, red y los hidrantes para control de incendios.

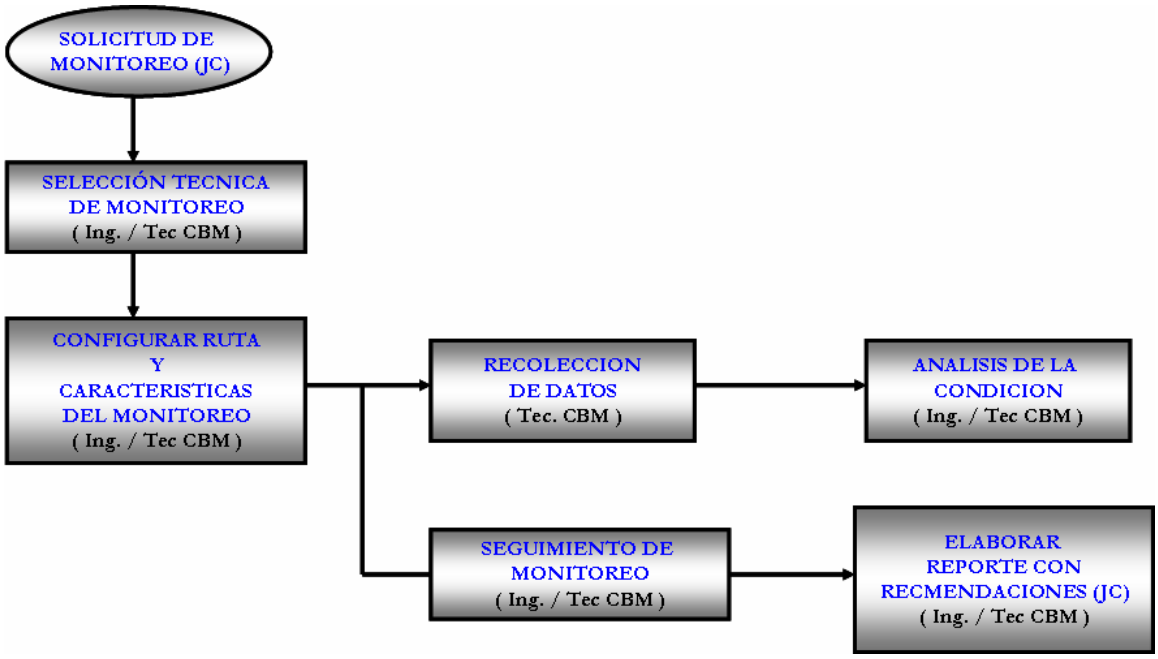
1.3 EL MANTENIMIENTO EN LA OPERACIÓN SDLA

En este ítem se presenta una visión global sobre la estrategia de mantenimiento desarrollada en la operación Santiago de las Atalayas por la empresa Equipo de

Servicios Petroleros y de manera especifica por el grupo CBM, a través de diversas técnicas de mantenimiento predictivo, el cual se desarrolla según el diagrama de flujo presentado en la figura 8, donde se ilustra el proceso desde que se hace la solicitud de monitoreo, generalmente planeada y disparada por el sistema CMMS Máximo, hasta elaborar el reporte de condición con las respectivas recomendaciones para reparación o seguimiento según sea el caso.

Igualmente se presenta la estructura organizacional a nivel corporativo, para identificar la posición del grupo CBM, dentro de la misma y alrededor de la cual se ha desarrollado la estrategia de mantenimiento, por que también se presenta el organigrama interno del grupo con su respectiva evolución a través de los diversos tipos de mantenimiento presentados de acuerdo a las condiciones de la Operación.

Figura 8. Diagrama de flujo técnicas de Mantenimiento Predictivo grupo CBM



1.3.1 Estrategia de Mantenimiento en la operación SDLA. La estrategia de mantenimiento establecida para los equipos utilitarios en la operación es la de **CBM** (Mantenimiento Basado en Condición)que consiste en determinar la condición de los mismos mediante la aplicación de técnicas predictivas como el análisis de vibraciones tanto a equipos rotativos como reciprocantes, termografía, análisis de motores eléctricos y aceites para definir intervalos de mantenimiento,

La estrategia se realiza a través del monitoreo periódico de los equipos, teniendo en cuenta las características de los equipos: la potencia, el tiempo en operación y el impacto a la producción de acuerdo a la criticidad establecida por BPXC para sus equipos, de acuerdo a la combinación de los factores se establece la frecuencia de monitoreo y se documentan en la estrategia de mantenimiento de Equipo en su CMMS Máximo.

En los compresores de reinyección de gas de fase 1 se utiliza la estrategia del RCM que además del análisis de vibraciones, utiliza el análisis aceite lubricante, análisis de parámetros operacionales y la estimación de indicadores de confiabilidad, para intervenir las máquinas en el momento oportuno, maximizando la utilización de los repuestos y minimizando las paradas por mantenimiento preventivo. Ya que estos equipos impactan de manera significativa la inyección de gas y por consiguiente la producción de petróleo.

Estos son algunos de los indicadores que utiliza el RCM para determinar la confiabilidad de los equipos[3]:

Eficiencia de la organización de mantenimiento: tiempo promedio que se espera por la llegada de los recursos de mantenimiento cuando ocurre una falla o parada (MWT).

Confiabilidad: es la probabilidad de estar funcionando sin fallas durante un determinado tiempo en unas condiciones de operación dadas. Se estima por el tiempo promedio en que puede operar entre fallas consecutivas (TMEF ó en ingles MTBF).

Mantenibilidad: es la probabilidad de poder ejecutar una determinada operación de mantenimiento en el tiempo de reparación prefijado y bajo las condiciones planeadas. Se estima como el tiempo promedio requerido para reparar la falla ocurrida (TMDR ó en ingles MTTR).

Disponibilidad: es la probabilidad de que la maquinaria opere sin problemas. Depende de las características del sistema y de la eficacia y eficiencia el mantenimiento. A = (MTBF-MTTR)/MTBF x 100

1.3.2 Descripción de la organización: Equipo de Servicios Petroleros Ltda. Es una empresa que presta servicios de operación y mantenimiento a los campos de producción de los contratos de asociación de British Petrolium Company Colombia Limited (BPXC) en Colombia. Los socios que conforman Equipo Ltda. ver figura 9, son: **WOOD GROUP** de Escocia, **SULZER** de Suiza,

[3] Mora Luís Alberto, DEMA Pérez Carlos Manuel, MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD, Congreso Internacional de Mantenimiento del Perú, Mayo 2001

DISNAEQUIPOS de Colombia, tiene su centro de operaciones en Bogotá.[4] Identificada con el logo presentado en la figura 10. Cuya estructura corporativa es un tanto amplia, dadas las diferentes áreas de negocios, según se describe a continuación

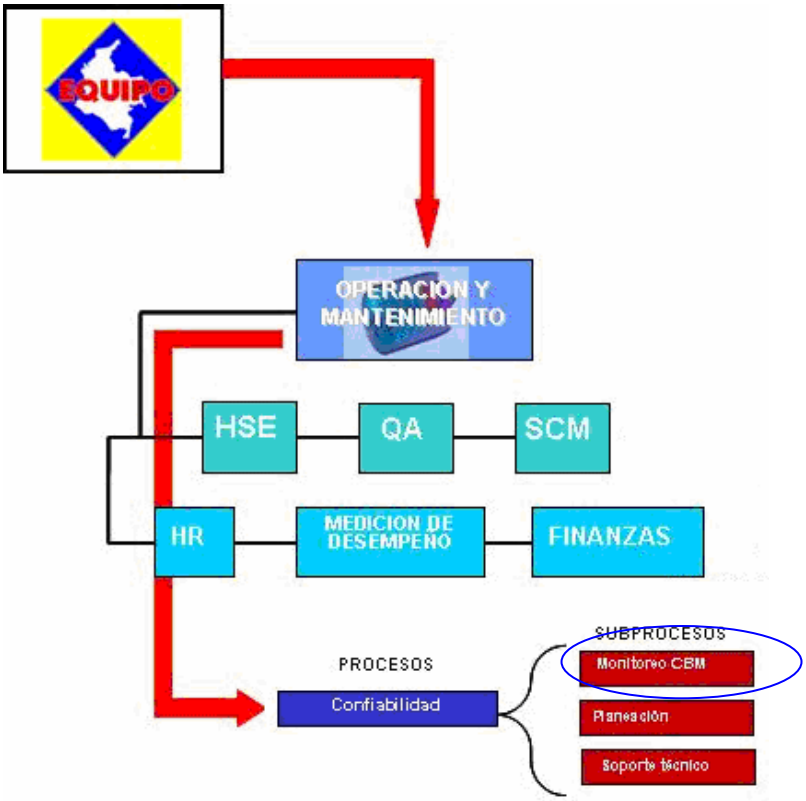
Figura 9. Socios Equipo Ltda.

Figura10. Logo Equipo Ltda.

- **Estructura Corporativa:** Equipo Ltda. En su estructura corporativa muestra varios niveles a saber en la parte superior se define un nivel 0 (cero) o nivel estratégico definido por la política de calidad, la misión y visión donde se presenta la descripción corporativa (logo equipo), seguido por un nivel 1 (uno) donde se encuentran las áreas de negocio o de operación y mantenimiento (O&M), y las áreas de soporte que están subdivididas en 6 áreas. Health Safety Environment (HSE salud seguridad y medio ambiente), Quality Assurance (QA calidad), Supply Chain Management (SCM cadena de suministro), Human Resource (HR recursos humanos), medición de desempeño y finanzas. El área de O&M se encuentra subdividida en 7 procesos: confiabilidad, shut down y campaña, mantenimiento rutinario, operación, planeación estratégica, proyectos especiales y manejo del cambio los cuales ocupan un nivel 2 (dos) dentro de la estructura y estos a su vez en un nivel 3 (tres) de la estructura están divididos en subprocesos como los que se discriminan para el proceso de Confiabilidad, y dentro del que se encuentra el grupo de **mantenimiento basado en condición (CBM),** junto con algunos otros como planeación y soporte técnico CMMS. Igualmente se define un nivel 4 (cuatro) para el mapeo de procesos y subprocesos, seguidos por los niveles 5 y 6 para la parte de procedimientos y formatos que no se muestran en la figura 11 por lo complejo que esta resultaría, y que no se consideran el objeto del presente trabajo, que esta desarrollado desde la perspectiva del grupo de confiabilidad y de su división CBM, en la que la compañía ha enfocado la estrategia de mantenimiento.

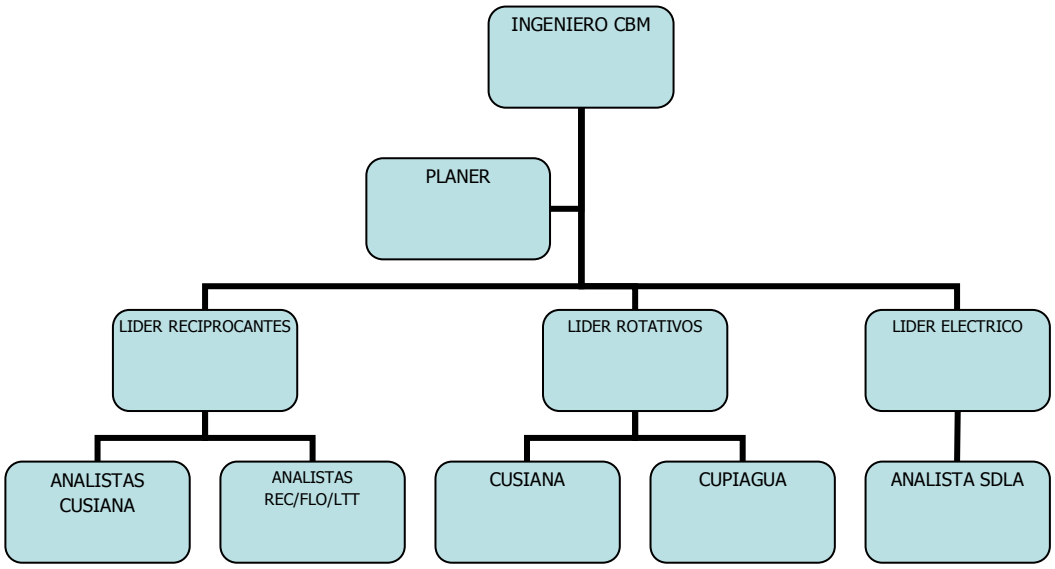
4 Equipo de Servicios Petroleros. Manual de Gestión Integral. 2003.

Figura 11. Grupo CBM dentro de la estructura corporativa de Equipo Ltda.



- **Estructura grupo CBM:** La estructura del grupo CBM se considera bastante plana si se tiene en cuenta que hasta hace muy poco tiempo se creo el nivel intermedio para los Lideres por área; rotativo, reciprocante y eléctrico. El organigrama actual del grupo CBM para la operación SDLA, esta conformado como se observa en la figura 12, con dos (2) ingenieros CBM que rotan en turnos 18X10, Un Líder por área para los equipos rotativos, reciprocantes y eléctrico, los cuales tienen a su cargo en el área de rotativos 1 analista y un auxiliar para los campos de Cusiana y Ltt, igualmente para el Campo Cupiagua, Recetor y Floreña que son atendidos por Otro analista con su auxiliar. El área de reciprocantes se encuentra dividido en dos grupos uno con 3 analistas para atender el campo Cusiana y Ltt, el otro grupo con dos analistas para Recetor, Floreña, y Cupiagua. Mientras que en al parte eléctrica se cuenta con un analista y aun auxiliar para toda la operación SDLA.

Figura 12. Organigrama grupo CBM en la operación SDLA



1.3.3 Evolución del mantenimiento en SDLA: El mantenimiento en la operación Santiago de las Atalayas a pesar de haber sido concebido con altos estándares no ha estado ajeno a la evolución histórica del mantenimiento en general por lo que ha pasado por sus diversas etapas con el único objetivo de conservar los equipos en condiciones óptimas parta cumplir la función para la cual fueron instalados, satisfacer los requisitos del sistema de calidad y cumplir con las normas de medio ambiente y seguridad. Realizando el mantenimiento en intervalos de tiempo definidos en primera instancia por el fabricante y en segunda por el dueño del equipo.[5]

A través del tiempo el mantenimiento ha ido evolucionando en diferentes etapas desde el mantenimiento correctivo hasta el mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM), a continuación se describe la evolución del mantenimiento:

1. La primera etapa es el correctivo: se lleva a cabo con el fin de corregir una falla en el equipo. Se clasifican en: no planeado; mantenimiento de emergencia y se debe reparar las fallas de forma inmediata y el planificado; las fallas en los componentes permite programar con anterioridad las reparaciones.

2. La segunda etapa se denomina mantenimiento preventivo: consiste en programar intervenciones periódicas a los equipos más importantes para detectar y evitar fallas en sus componentes sin considerar las peculiaridades de la instalación o funcionamiento.

5 PRANDO. Raúl R. Manual Gestión de Mantenimiento a la Medida..1996. p.19.

La tercera etapa es el mantenimiento predictivo o basada en condición (Condición Based Maintenance CBM). Que consiste en la aplicación de tecnologías en el proceso de detección temprana de fallas y descubrir cambios en las condiciones de los equipos que permitan intervenciones más oportunas y precisas.

Las características fundamentales de CBM son:

- Determinar las condiciones del equipo evitando al máximo las paradas innecesarias.
- Monitorear y hacer seguimiento al comportamiento del equipo detectado con problemas y así poder programar el mantenimiento
- Reducir los costos de mantenimiento debido al uso máximo de los componentes.
- Mejorar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos.

La cuarta etapa es el mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM)[6]. Esta metodología fue desarrollada por John Moubray de Aladon Ltd. Se define como la filosofía de gestión de mantenimiento, en la cual un equipo multidisciplinario de trabajo, se encarga de optimizar la confiabilidad operacional de la maquinaria y también es un método organizado lógico y documentado para construir o modificar una estrategia de mantenimiento conservando un balance óptimo entre el costo y la confiabilidad del servicio, que es conocida como la Capacidad de un equipo para cumplir con sus funciones requeridas bajo unas condiciones dadas en un período de tiempo específico. La confiabilidad considera el tiempo en que un equipo está fuera de servicio por fallas.

Como se menciono el mantenimiento en SDLA no ha estado ajeno ha esa evolución y en la parte especifica del CBM (Mantenimiento Basado en Condición), cuyos principios se adoptaron como estrategia, en cada una de sus técnicas desarrolladas se han ido refinando los análisis y diagnósticos especialmente en lo relacionado con la parte de vibraciones donde se ha ido madurando a lo largo de aproximadamente 10 años de trabajo muy bien complementado con el análisis de aceites, pero aun con posibilidades de mejoramiento en el componente eléctrico donde se ha trabajado por cuatro años con las técnicas de análisis de motores eléctricos y termografía, y donde a través de las observaciones hechas durante el desarrollo de las mismas y entendiendo dichas observaciones como la toma de datos y el respectivo análisis, a partir de lo cuales se han encontrado argumentos para pensar en optimizar en el manejo de las mismas así como en el manejo de los recursos tanto humanos como técnicos disponibles para su desarrollo, con lo que se tienen argumentos para realizar el diagnostico del problema, mediante la formulación de algunos criterios para la optimización del mantenimiento en la Operación.

6 PRANDO. Raúl R. Ibíd., p 22.

1.4 CRITERIOS PARA OPTIMIZACIÓN DEL CBM ELÉCTRICO EN SDLA

Como se muestra en la información anterior son claras las fortalezas que presenta el grupo CBM desde el punto de vista mecánico con el análisis por vibraciones y de aceites tanto para equipo rotativo como reciprocante al igual que para la turbo maquinaria misma, evidenciándose la necesidad de fortalecer el componente eléctrico, como complemento al desarrollo de las diversas técnicas que incluye el mantenimiento predictivo y para el caso especifico del CBM Eléctrico se presenta las técnicas desarrolladas como los son el análisis de motores eléctricos y la termografía y otras por desarrollar como el ultrasonido y análisis de aceites dieléctricos, y que son la base del presente trabajo, a partir del cual se propone desarrollar los siguientes objetivos.

- Elaborar, modificar y actualizar la base de datos de los motores eléctricos de la operación SDLA
- Evaluar las actuales técnicas desarrolladas por el CBM Eléctrico.
- Reestructurar en base a análisis estadísticos las actuales rutas de monitoreo para motores eléctricos y termografía.
- Incluir nuevas técnicas propias del CBM Electrico dentro de la actual estrategia de mantenimiento.
- Plantear los requerimientos para la inclusión del componente electrico en la Web corporativa.
- Presentar una evaluación financiera de la gestión de optimización del CBM electrico en la operación SDLA, desde el punto de vista gerencial.
- Alinear el Modelo de Gestión de Mantenimiento del CBM Eléctrico con el Modelo de Operación & Mantenimiento de la operación SDLA

2. TECNOLOGÍAS DE INSPECCIÓN PREDICTIVA

En este capitulo se hará la presentación teórica de las técnicas desarrolladas dentro del mantenimiento predictivo bajo el cual se desarrolla la estrategia de mantenimiento en la operación SDLA, y de forma específica las relacionadas con el componente eléctrico incluidas las actuales técnicas desarrolladas como son el análisis de motores eléctricos y termografía y de las que se propone, implementar como complemento que incluyen el ultrasonido y análisis de aceites dieléctricos.

En cada caso se presentan los ensayos o pruebas relacionadas en cada técnica, al igual que los criterios de evaluación para el respectivo diagnostico, centrados un tanto en las técnicas desarrolladas y de las que se dispone de un amplio sustento tanto teórico como practico y con ellos se hace referencia al análisis de motores eléctricos termografía, sin dejar de lado las que se propone implementar como complemento, de la cuales igualmente la teoría presentada incluye métodos y patrones bajo los cuales se desarrollan dichas técnicas, así como su diagnostico que en la parte del ultrasonido es un tanto mas subjetiva y depende en gran parte de la capacidad y experiencia del inspector mientras en el análisis de aceites dieléctricos, las pruebas y criterios de evaluación están muy bien estandarizadas y los resultados se obtienen de estudios de laboratorio, que fundamentan sus diagnósticos en normas vigentes para este tipo de ensayos.

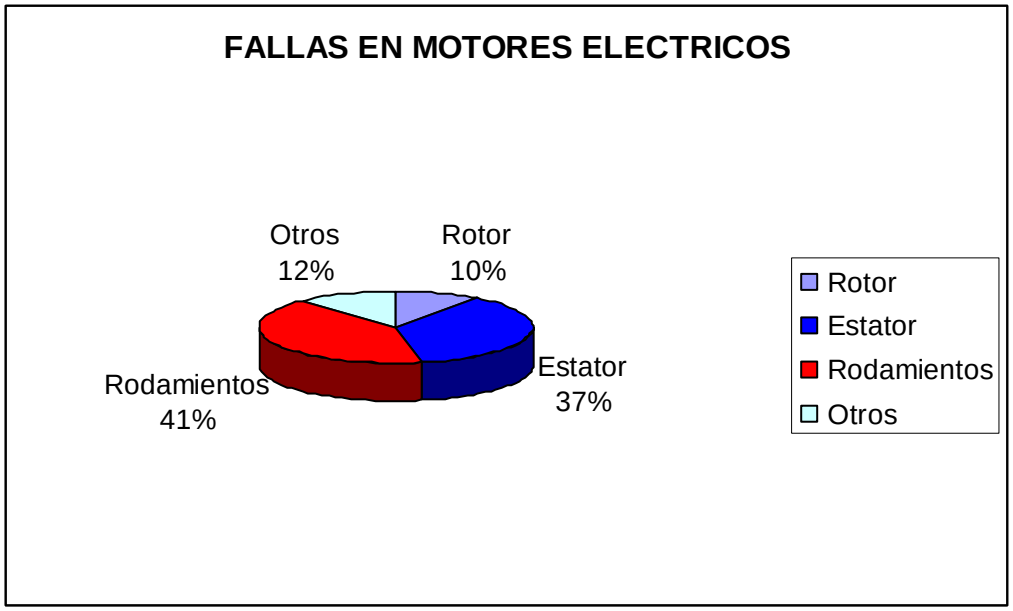
2.1 ANÁLISIS DE MOTORES ELÉCTRICOS

La aplicación de técnicas predictivas especializadas en motores/generadores eléctricos tiene como propósito principal predecir fallas en la maquinas eléctricas rotatorias de forma tal que las interrupciones en la producción debido a fallas inesperadas sean reducidos al máximo (nivel de confiabilidad). Dichas fallas en equipos críticos conducen a pérdidas económicas considerables a nivel de la industria ya que ocasionan interrupciones en la producción durante el lapso de tiempo de una reparación costosa o en el peor de los casos hasta que el equipo sea sustituido cuando no se cuenta con un reemplazo inmediato.

El otro aspecto involucrado y en el que se sustenta esta técnica consiste en la disminución de costos por ahorro energético al contar con una herramienta adecuada para llevar a cabo pruebas de aceptación después de una reparación

costosa e igualmente poder evaluar el desempeño del motor. Al detectar fallas eléctricas y/o mecánicas en una maquina rotatoria es posible evaluar su condición y su eficiencia de funcionamiento ya que en algunos casos los desperfectos de funcionamiento conducen a consumos mayores de energía eléctrica y al desmejoramiento del factor de potencia que es penalizado por las empresas distribuidoras de energía. Igualmente y de acuerdo con estudios efectuados por la (EPRI) Electrical Power Research Institute en los Estados Unidos en conjunto con la firma General Electric para determinar las fuentes de falla en motores eléctricos, mostrados en la figura 13, se determina la importancia y el gran potencial que existe para el adecuado mantenimiento de estos activos mediante la implementación de técnicas de tipo predictivo como el análisis de motores eléctricos.

Figura 13 Estudio de fallas en motores eléctricos



Con lo anterior queda claro que un diagnostico completo para un motor eléctrico requiere del análisis de sus posibles zonas de falla, tanto en condiciones operativas como estáticas, que es posible lograr mediante el Análisis del Circuito Motor (MCA) y del análisis espectral de las corrientes del estator, técnica conocida como (MCSA) Motor Current Signatura Analysis, que se basa en que cualquier agente que afecte el campo magnético en el entrehierro de un motor se vera reflejado en componentes de frecuencia características en el espectro de corrientes del estator. Así en cada caso y de acuerdo a las condiciones operativas de cada planta se realizan pruebas estáticas a motores que se puedan sacar de

línea o dinámicas para aquellos que no es posible o que requieren ser complementadas para permitir un diagnostico en las seis posibles zonas de falla establecidas para un motor eléctrico (ver Anexo A)

2.1.1 Pruebas Estáticas: Hace referencia a pruebas realizadas con el motor desenegizado, y con las que es posible analizar un motor en 5 de las 6 posibles zonas de falla de un motor, como el circuito de potencia, aislamiento, rotor, estator y entrehierro. Recomendadas como pruebas de aceptación para un equipo nuevo o luego de un mantenimiento, igualmente son muy útiles para establecer un programa de mantenimiento predictivo. Como el desarrollado por parte de CBM Electrico en su programa de MCE (Motor Circuit Evaluation), en torno al cual se desarrolla parte de la propuesta del presente trabajo. Dichas pruebas incluyen la medida de aislamiento a tierra, medida de resistencia e inductancia entre bobinas, así como sus respectivos desbalances, igualmente se realiza el índice de polarización, todas estas consideradas como pruebas básicas y regularmente identificadas por su siglas en ingles, como aparecen referenciadas dentro del presente trabajo dado que la mayoría de analizadores de motores eléctricos son de origen americano y los respectivos diagnósticos se realizan en base a estándares establecido por la norma IEEE,

- **Aislamiento a tierra:** Es conocido como **RTG** por sus siglas en ingles (Resistance to Ground), donde básicamente se esta midiendo la resistencia a tierra en megohmios del material aislante en los embobinados de un motor-generador eléctrico, cuyo valor final medido Indica que tan limpio o sano esta un aislamiento. Dicha prueba se realiza aplicando tensión DC durante 60 segundos, la cual varia de acuerdo a la tensión nominal del equipo a medir y esta normalizada por la IEEE en su estándar 43 de 2000. Para que se de una falla a tierra, deben darse dos condiciones: primero debe crearse un camino de conducción a través del aislamiento, que se puede dar conforme el aislamiento envejece, se fisura y posibilita que se acumule material conductivo y segundo que la superficie exterior del aislamiento se contamine de material conductivo y conduce suficiente corriente a la carcaza o núcleo del motor que esta conectado a tierra, por lo que en esta prueba influyen diversos factores, como humedad, temperatura y contaminación. El valor mínimo de aislamiento a tierra establecido por la norma IEEE 43-2000 esta expresado como: $R_m = kV + 1$

  Donde:

  R_m es el valor mínimo recomendado de aislamiento a tierra en megohmios medidos a 40 ºC

  kV: Tensión nominal del motor medido en Kilovoltios

Así por ejemplo para un motor cuya tensión nominal sea 480V, se tiene establecido como valor mínimo de aislamiento 1.48 Megohmios y para un motor de 4160 V se tiene que R_m= 4.16+1 = 5.16 MΩ.

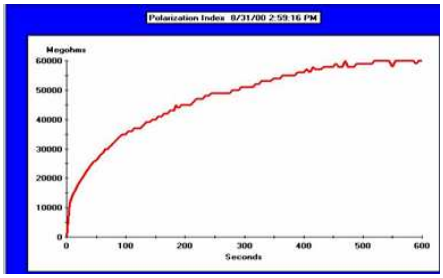
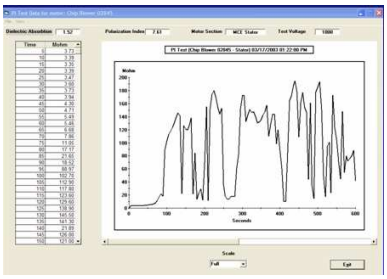
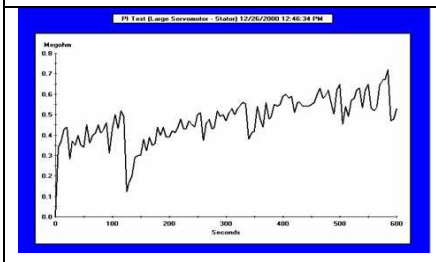
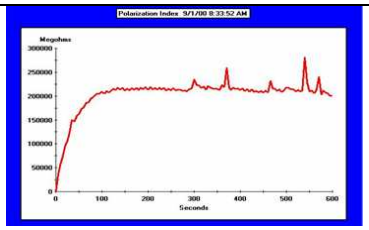
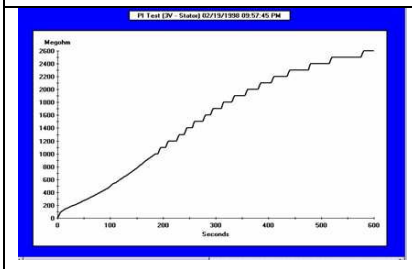
- **Índice de Polarizacion IP**: Es la relación del valor de aislamiento tomado a los 10 minutos entre el valor medido en 1 minuto, y es una manifestación de la corriente de absorción de un material aislante, como el utilizado en el embobinado de un motor eléctrico, dando una indicación de la pendiente del perfil del índice de polarizacion, que según la norma IEEE 43-2000 recomienda los valores mostrados en la tabla 1, donde relaciona el tipo de aislamiento con un valor mínimo de IP. Dada la importancia de evaluar el perfil obtenido al graficar los valores de resistencia a tierra medidos durante la prueba, mas que el mismo valor de la relación, calculado al final, se presenta en la figura 14 diferentes perfiles obtenidos en esta prueba, considerados típicos que en cada caso están asociados con una condición del aislamiento, según se presenta en la parte superior de cada recuadro, iniciando por el perfil hallado en un motor con aislamiento bueno, y luego cada una de las posibles desviaciones como aislamientos contaminados, con falla a tierra, húmedos y quebradizos o cristalizados, que dependiendo de la ultima medida de aislamiento tomada a los 10 minutos y del valor medido al minuto pueden inducir a errores dado que se puede llegar a obtener relaciones superiores a 2, que de acuerdo a los valores recomendados en la tabla 1, se podría pensar en que la condición del aislamiento vista desde esta prueba es bueno cuando la realidad es que presenta alguna desviación que debe ser analizada antes de emitir un diagnostico.

Tabla 1. Valores de IP recomendados

AISLAMIENTO	**ÍNDICE DE POLARIZACION**
Clase A	1.5
Clase B, F, H	2.0

Es de anotar que esta prueba por tratarse de una relación donde su valor es adimensional, no influye la temperatura a diferencia de la prueba de aislamiento a tierra donde se debe hacer la respectiva corrección, pero que finalmente dan indicios de la condición del aislamiento; una prueba que en algunos casos puede reemplazar la de índice de polarizacion es la absorción dieléctrica que opera bajo la misma filosofía, donde la relación final es el resultado de medir el valor de aislamiento a lo 60 segundos sobre el valor de aislamiento medido a los 30 segundos.

Figura 14. Perfiles típicos obtenidos en pruebas de IP

Aislamiento Bueno	Aislamiento Contaminado
	
Falla a tierra	**Aislamiento Húmedo**
	
 Aislamiento Quebradizo	.

- **Desbalance Resistivo:** Conocido como **IR** por sus siglas en ingles (Imbalance Resistive) Consiste en medir la resistencia entre bobinas y calcular el desbalance, permitiendo de esta forma evaluar la condición del estator así como del circuito de potencia, manifestándose con desviaciones asociadas generalmente con corrosión en los terminales o uniones defectuosas, e incluso cortos entre espiras, los cuales generan alta resistencia en las conexiones, que a su vez ocasionan desbalances de voltaje y corrientes, los cuales se manifiestan con sobrecalentamientos que de no ser detectados a tiempo disminuyen la vida útil del motor. Los fabricantes de analizadores de motores de acuerdo a su experiencia han establecido algunos valores permisibles para el IR así: para motores

mayores a 600 voltios 2% y para motores menores a 600 voltios 3%, presentando condición de **alarma** cuando se alcancen valores de 4 y 5% respectivamente, es decir que bajo esta condición se deben sacar de línea para su mantenimiento.

El IR se calcula a partir de la siguiente ecuación

%IR = (abs> (1-avg); (2-avg);(3-avg))/avg * 100

Donde:

Avg: promedio de resistencia medidas R1-R2, R2-R3 y R3-R1

Abs: valor absoluto

%IR: Porcentaje de desbalance resistivo.

- **Desbalance Inductivo (Il Inductive Imbalance):** En esta prueba se mide la inductancia entre bobinas, y se calcula el respectivo desbalance inductivo, para evaluar posibles fallos en el estator, defectos en el rotor y excentricidad, y como tal es función de la geometría y de la permeabilidad del material, variando de acuerdo al proceso de fabricación de los bobinados, y es así como se pueden encontrar diverso valores, los cuales deben ser evaluados mediante tendencias y no mediante una prueba puntual.

El desbalance Inductivo se calcula a partir de la siguiente ecuación

%Il = (abs>(1-avg); (2-avg);(3-avg))/avg * 100

Donde:

avg: promedio de inductancias medidas L1-L2, L2-L3 y L3-L1

abs: valor absoluto

%Il: Porcentaje de desbalance Inductivo.

Los límites para su evaluación se presentan en la tabla 2, relacionando el voltaje de alimentación del equipo medido con los valores máximos permitidos para establecer la condición de precaución o alarma según corresponda.

Tabla 2. Evaluación del desbalance Inductivo (II)

VOLTAJE	PRECAUCIÓN	ALARMA
< 600 V	> a 8%	> a 12%
> 600 V	> a 5%	> a 7%

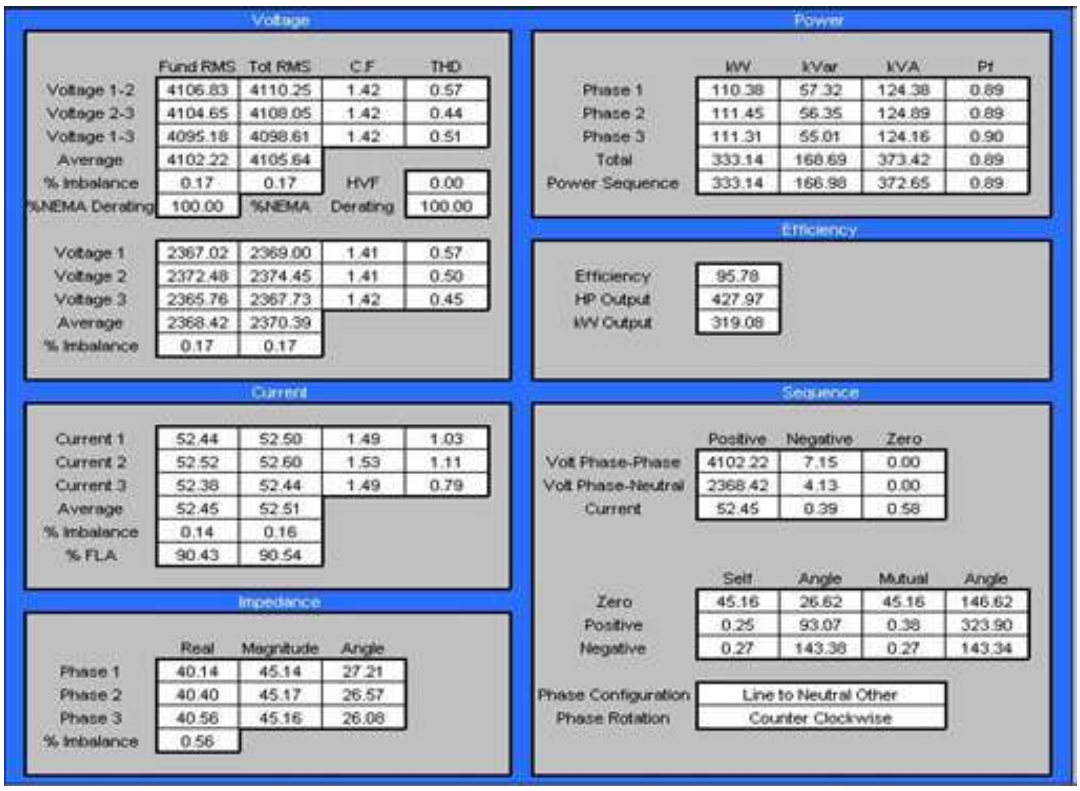
2.1.2 Pruebas dinámicas: Hacen referencia a prueba con motor energizado o también llamadas pruebas en línea, que basan su filosofía en la técnica conocida como (MCSA) Motor Current Signatura Analysis, mencionada en el ítem 2.1 y que de forma complementaria permiten la evaluación de un motor/generador en cinco de su seis posibles zonas de falla según se muestra en la tabla 3, donde se asocia cada una de las pruebas dinámicas con algunas zonas de falla, al igual que las estáticas, para permitir realizar un comparativo en cada caso y ver como se complementan para tener el análisis completo del equipo observado llámese motor o generador según sea su construcción. Cada una de las pruebas dinámicas se presenta de forma generalizada para explicar que parámetros se están evaluando en cada caso, así como normatividad vigente para el respectivo diagnostico.

Tabla 3. Evaluación por zonas de falla según tipo de prueba

Zona de Falla	Pruebas Estáticas	Pruebas dinámicas
Calidad de Energía		Análisis de Potencia
Aislamiento	RTG Índice de Polarización	
Circuito de Potencia	Desbalance Resistivo	Análisis de Potencia
Estator	RTG, Desbalance Resistivo e inductivo	Análisis de Potencia, Arranque
Rotor	Desbalance inductivo Influencia del Rotor RIC	Análisis de corriente en alta y baja resolución, Arranque

- **Prueba de Potencia:** evalúa voltaje línea-línea, línea-neutro, desbalances de voltaje, corrientes de línea, desbalances de corrientes, desbalance de impedancias, corrientes y voltajes de secuencia positiva, negativa y cero, potencia activa, potencia aparente, potencia reactiva, factor de potencia, eficiencia, graficación (histogramas) de componentes armónicas individuales y distorsión armónica total en voltaje y corriente, graficación con osciloscopio de las señales de corriente y voltaje y calculo de factores de degradación para motores con alto contenido armónico y el caso de motores manejados por variador de frecuencia, de acuerdo a los estándares NEMA MG-1 e IEEE 519 de 1992. Mediante la completa información obtenida en esta prueba se evalúan: el circuito de potencia analizando los valores de desbalances tanto con tensión como en corriente, la calidad de energía con los valores de THD (Total Harmonic Distortion), igualmente en tensión y corriente, el estator mediante el valor de desbalance de impedancias. En la figura 15 se presenta un ejemplo de los datos tomados en una prueba de potencia realizada con el analizador MCEmax de Pdma Corporation presentado en el Anexo A

Figura 15. Resultados prueba de potencia



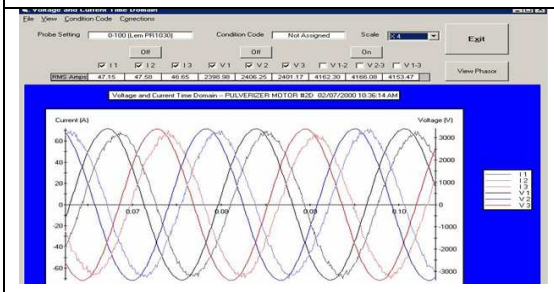
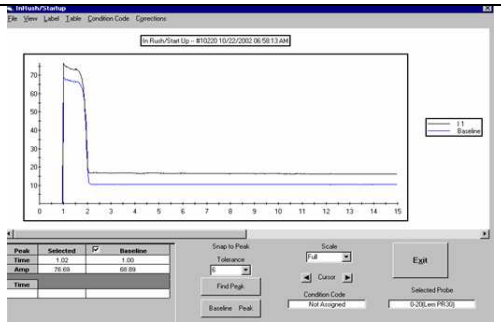
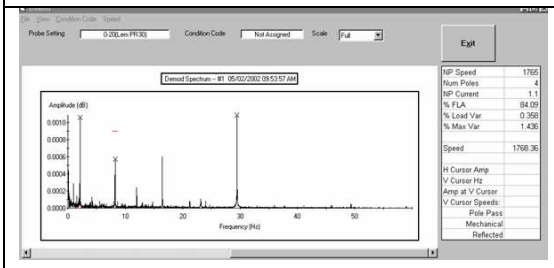
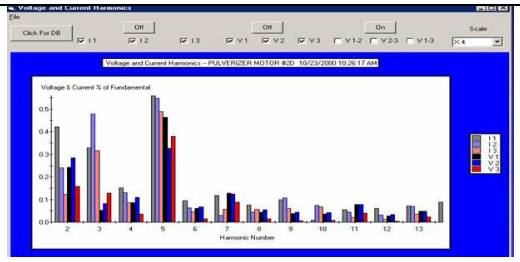
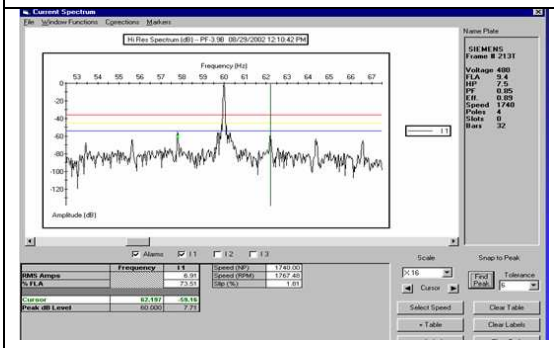
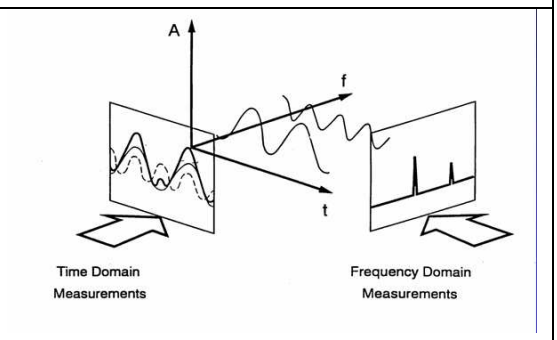
- **Prueba de alta y baja resolución:** Evalúa la condición integral del rotor mediante el despliegue del espectro en frecuencia aplicando la técnica **FFT**(Fast Fourier Transformer) transformada rápida de Fourier. Además del rotor, es posible evaluar condiciones mecánicas externas al motor que afectan el comportamiento del campo magnético de la maquina, lo cual se complementa con la prueba de demodulación de frecuencia.

- **Prueba de Excentricidad**: Mediante la técnica de Fourier, se evalúa la condición de excentricidad dinámica de la maquina producto de deformación del rotor y condiciones mecánicas irregulares

- **Demodulación**: Esta técnica emplea el principio de la onda transportadora y las señales transportadas. Demodulando la frecuencia de línea del motor, es posible obtener el espectro en frecuencia total de la maquina y detectar problemas mecánicos relacionados con desgaste de rodamientos, poleas, fajas de transmisión de potencia así como el calculo de la velocidad de rotación real de la maquina únicamente mediante la medición de las corrientes de línea.
- **Prueba de Arranque**: Se grafica la curva de arranque del motor como función del tiempo, donde es posible detectar problemas de inestabilidad producto de daños en el rotor o perdida de potencia en la maquina, de acuerdo a nivel de eficiencia especificado por el fabricante.

En la figura 16 se encuentran algunas graficas obtenidas en pruebas dinámicas tomadas con el analizador de motores MCEmax de Pdma, (ver anexo A saber: en el recuadro a-) se presentan las formas de onda de las señales de voltaje y corriente en el dominio del tiempo, obtenidas en la prueba de potencia, en el recuadro b-) un espectro obtenido en la prueba de arranque, en la parte c-) un espectro obtenido en la prueba de demodulacion, el recuadro d-) muestra histogramas obtenidos en la prueba de potencia sobre los harmónicos presentes en las ondas de corriente y tensión, el recuadro e-) muestra un espectro obtenido en la prueba de corriente y finalmente en el recuadro f-) se ilustra gráficamente la forma en que opera el algoritmo de la transformada rápida de Fourier que transforma las formas de onda en el dominio del tiempo al dominio de la frecuencia para mostrarlas como un espectro en el que se analizan fácilmente las amplitudes o picos que están asociados a frecuencias de operación o a frecuencias de falla y es bajo este principio de funcionamiento que operan los sistemas de análisis por vibraciones en equipos mecánicos y para pruebas dinámicas a motores eléctricos mediante el llamado análisis espectral avanzado indicando las condiciones de operación, con lo que tiene una valiosa herramienta para esta técnica del mantenimiento predictivo.

Figura 16. Graficas obtenidas en pruebas dinámicas o en línea

a-)Señales de voltaje y corriente	b-) Espectro prueba de arranque
	
c-)Espectro prueba de demodulación	**d-)Armónicos de voltaje y corriente**
	
e-)Espectro prueba de análisis de corriente	**f-)Transformada rápida de Fourier**
	

2.2 TERMOGRAFÌA

Termografía proviene del Latín TERMO de Temperatura y GRAFOS de Foto, resumiéndose como Foto Térmica; por lo cual podemos decir que TERMOGRAFIA

es el método para la captura de una foto térmica. Este método de inspección es de no contacto y no destructivo, generalmente empleado para el diagnostico de sistemas o procesos productivos; con él podemos obtener la distribución térmica sobre todos los componentes sistema y determinar la temperatura presente en cada punto de la superficie en forma instantánea y representada como una foto. De forma adicional la inspección se basa en el hecho que todos los componentes del sistema presentan una diferencia de temperatura entre ellos y a su vez un incremento en la misma ante un mal funcionamiento.

Debemos entender que para poder lograr esta toma de imagen, tenemos que apoyarnos en los conocimientos básicos de la teoría infrarroja de la física óptica. Por lo cual, la cámara de termografía captura la energía electromagnética radiada por los cuerpos calientes y establecerá una relación con la temperatura de los mismo; la única diferencia para este caso es que la cámara de termografía posee varios elementos de detección para capturar la radiación dentro de la cámara, realizando las mediciones de forma sectorizada sobre la superficie a analizar y mediante el sistema óptico poder establecer una relación de temperaturas contra posición y así generar una imagen ó foto.

Los equipos de toma de imagen térmica, al momento de realizar la termografía, debe poseer la capacidad de involucrar otros parámetros que intervienen y los cuales son de referencia en la medición. Estos parámetros adicionales son factores como distancia hasta el cuerpo a medir, para relacionar el campo focal (área mínima de medición) y el efecto que pueda tener la absorción atmosférica; en algunos equipos este parámetro de absorción atmosférica lo integran con la humedad relativa del ambiente lo cual exige un higrómetro. La Termografía infrarroja da una nueva dimensión a los análisis predictivos y preventivos convirtiéndose en la herramienta más importante para la detección de puntos calientes en componentes tanto Mecánicos como Eléctricos, en operación con zonas de temperaturas más calientes de lo que deberían estar y a menudo con inminencia de falla.

Con base en la experiencia adquirida se ha encontrado que, sobre la parte fallada y referenciada al 100% de la máxima carga, la NETA (International Electric Testing Association) creó una tabla (Ver tabla 4) de criterios, que constituyen una ayuda útil para determinar el grado de severidad de un problema eléctrico, válida únicamente para mediciones directas de temperaturas.

Tabla 4. Clasificación de fallas según NETA

Tabla de clasificación de fallas eléctricas según NETA (INTERNATIONAL ELECTRIC TESTING ASSOCIATION)			
Nivel	**TEMP MEDIDA**	**Calificación**	**Acción**
1	**De 1°C a 10°C O/A ó De 1°C a 3°C O/S**	**Posible deficiencia**	Se requiere más información
2	**De 11°C a 20°C O/A ó De 4°C a 15°C O/S**	**Probable deficiencia**	Reparar en la próxima parada disponible
3	**De 21°C a 40°C O/A ó >15°C O/S**	**Deficiencia**	Reparar tan pronto como sea posible
4	**>40°C O/A ó >15°C O/S**	**Deficiencia Mayor**	REPARAR INMEDIATMENTE!
O/A: Sobre Temp. Ambiente.		**O/S: Sobre Temp. De cuerpo similar en condición**	

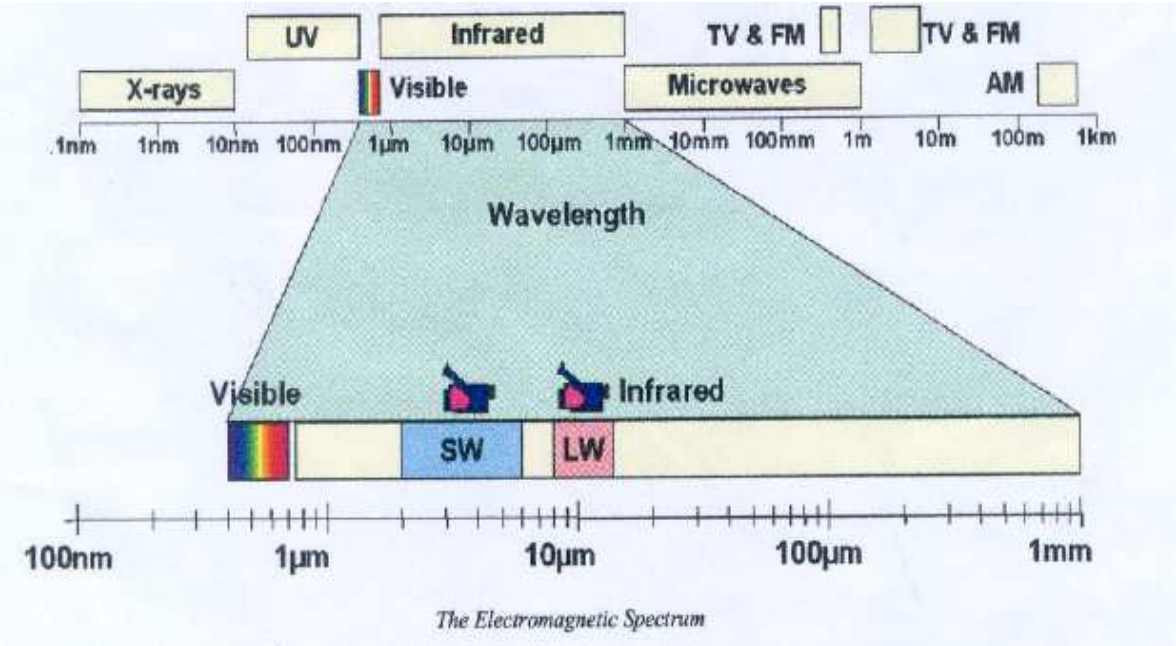
Pero para poder utilizar y comprender adecuadamente los conceptos de termografía, es necesario tener claridad sobre el fenómeno de energía radiante y las diferentes formas de transferencia de calor, y al mismo tiempo tener criterios claros sobre los diferentes aspectos y compensaciones a tener en cuenta cuando se hace una inspección termográfica.

2.2.1 Conceptos básicos de radiación: La radiación es una forma de transmisión de energía que viaja a través de ondas electromagnéticas las cuales se puede medir usando una escala que en este caso es el espectro electromagnético (figura 17) definida por la LONGITUD DE ONDA que corresponde a la velocidad con la cual se propaga la radiación y esta posee como unidad el MICROMETRO (µm), que es la distancia recorrida por una onda con este periodo.

Aprovechando el desarrollo de esta teoría en 1840 los señores William y Jhon Hershell, descubrieron un método para medir las diferentes franjas del espectro infrarrojo; mediante la descomposición de la luz blanca a través de un prisma y reflejada sobre una placa plana a escala para tal efecto y donde lograron determinar el ancho de banda para cada segmento de cobertura dentro del espectro total. Desde entonces se determino el área que corresponde a los infrarrojos y que se limita entre 0.01mm y 100mm de longitud de onda. De forma adicional los señores HERSCHEL pudieron cuantificar la energía relativa correspondiente a cada color, de tal manera que entre mayor es la temperatura del cuerpo caliente el color de este tiende hacia los rojos ó los infrarrojos. Esta cuantificación de la energía podemos observar gráficas de Longitud de Onda versus Energía Radiada y con el perfil observado de la intensidad de energía

radiada vemos que a mayor temperatura va pasando de los infrarrojos y los rojos hacia los demás colores básicos. De acuerdo con este desarrollo teórico se han aprovechado estas propiedades para medir temperaturas desde el infrarrojo, las cuales son señaladas como una gran ventaja para sistemas de no contacto como los termómetros infrarrojos.

Figura 17. Espectro Electromagnético



2.2.2 Ventajas de la medición de temperatura en el infrarrojo:

- Todo cuerpo emite energía radiante desde el cero absoluto (-273℃) .
- Cuando un cuerpo no está suficientemente caliente para emitir en el visible, irradia la mayoría de su energía en el infrarrojo.
- Se logran medir temperaturas sin entrar en contacto con los cuerpos

2.2.3 Fundamentos de la radiación infrarroja: La energía radiada por un cuerpo y medida a través del infrarrojo esta regida por la Ley de Stefan Boltzman, que muestra como en relación directa el valor es afectado por la temperatura elevada a la cuarta potencia y a la emisividad del material, igualmente se tiene en cuenta la Ley de Kirchoof que relaciona los aspectos involucrados en la radiación, donde se resalta la emisividad como facto

critico ya que básicamente es la que se esta midiendo cuando se quiere determinar una temperatura utilizando equipos con tecnología infrarroja.

- Ley de Stefan – Boltzmann[7]:

  $\mathbf{E = \varepsilon \sigma T^4}$

  Donde

  E: Energía que radia el cuerpo

  ε : Emisividad propia del cuerpo

  σ : Constante de Stefan Boltzmann

  T: Temperatura a la que esta radiando energía el cuerpo en grados absolutos.

- Ley de Kirchoof:

  El 100% de la radiación total incidente sobre un cuerpo se emite (ε), refleja (ρ), y se transmite (τ), o sea que:

  $$\varepsilon + \rho + \tau = 1$$

  ε: Emisividad, **ρ:** Reflectividad, **τ:** Transmisividad.

- Emisividad: Es la cantidad de radiación emitida por un cuerpo, comparada con la que emitiría un cuerpo negro, depende del material, del acabado, su geometría y ángulo entre los principales factores y es considerada la eficiencia de la radiación. La emisividad (ε) oscila entre 0.1 (espejo) y 0.95. Cada material o cada cuerpo posee una emisividad característica, no es arbitraria sino que es particular de cada cuerpo

2.2.4 Consideraciones prácticas. Algunas consideraciones prácticas que debe seguir un buen termógrafo son las siguientes:

- Mediciones directas vs. Indirectas: Una medición directa es la que está asociada directamente a toda la energía que está emitiendo el cuerpo bajo inspección medida en su fuente de emisión. La medición indirecta es la

[7] INFRARED TRAINING CENTER, Manual curso Nivel I. Publ. No. 1, Cap 7

energía que no es medida directamente en su fuente dentro del cuerpo en inspección, (p.e. contactos de interruptores en aceite). La cámara ve la energía que radia el cuerpo desde la superficie que se está observando. Es muy importante tener claro que tipo de medición se está efectuando, pues pequeños delta de temperatura en mediciones indirectas pueden ser indicativos de graves problemas internos en un equipo.

- Tipos de cámaras termográficas: Las cámaras termográficas de aplicación industrial más usual son de dos tipos: de onda corta (de 3 a 5 micrones de longitud de onda) y de onda larga (de 8 a 12 micrones de longitud de onda). Ello se explica debido a que son las dos ventanas en donde la atmósfera tiene la menor absorción de radiación infrarroja, y por tanto brindan la máxima eficiencia de operación. Adicionalmente las cámaras de oda corta se comportan mejor para mediciones de altas temperaturas (por encima de 500℃) pues según la teoría de Plank, los picos de mayor radiación se desplazan hacia la izquierda, es decir hacia el lado de longitudes de onda más cortas. Nos es difícil concluir que las cámaras de onda larga son apropiadas para mediciones de temperaturas por debajo de los 500℃ .

- Consideraciones que debe tener en cuenta un buen termógrafo: La cámara ve toda la radiación: la emitida, la transmitida y la reflejada, pero tiene claro que la única que le interesa es la emitida que está asociada a la temperatura del cuerpo, que en últimas es lo que cuenta. Por tanto debe tener suficiente criterio para tener una buena ubicación para evitar las reflexiones e introducir a la cámara los parámetros de compensación correspondientes.

    - Tener claro el manejo del RAT (Reflected Apparent Temperature). Temperatura aparente reflejada. No es la temperatura del aire alrededor del objeto o de la cámara viene de uno o varios objetos que radian sobre mi objetivo, pues todo objeto radia más que el aire

    - Tener buena habilidad para manejar el FORD (Foco, Rango y Distancia) conociendo el alcance de la óptica disponible en la cámara para hacer mediciones lo más reales posible.

    - Buenos transmisores de la radiación infrarroja (alta transmisividad, baja reflectividad y emisividad): Germanio, Cloruro de sodio, vacío.

    - Son reflectivos a la radiación infrarroja (alta reflectividad, bajas transmisividad y emisividad): el vidrio, los acrílicos, cerámica vidriosa, metales pulidos.

    - Materiales con alta emisividad: plantas, animales y seres humanos, cinta aislante, asfalto, agua, suelo, pinturas no metálicas, pvc.

2.2 5 Beneficios de la termografía infrarroja. Se pueden mencionar entre otros los siguientes beneficios:

- Virtualmente elimina las salidas de servicio de energía inesperadas.
- Detecta problemas rápidamente sin interrumpir el servicio
- Asegura prioridades para acciones correctivas.
- Se cumple con los requerimientos de las compañías de seguros.
- En muchos casos bajan los costos de las primas de seguros.
- Chequeo de equipos defectuosos durante el período de garantía.

2.2.6 Aplicaciones más usuales. Actualmente la termografía es una muy útil herramienta en inspecciones en los siguientes campos:

- Sistemas de generación, transmisión y distribución de energía:
- Sistemas mecánicos:
- Aplicaciones petroquímicas:
- Equipo electrónico:
- Aplicaciones ambientales:
- Vehículos automotores

2.3 ULTRASONIDO

De forma general cuando se habla de ultrasonido se hace referencia a sonidos de alta frecuencia mayores a 20 Khz. imperceptibles al oído humano de forma directa, y desde el punto de vista del mantenimiento predictivo es una valiosa técnica utilizada para la detección temprana de fallas en sistemas tanto eléctricos como mecánicos. Los instrumentos de ultrasonido son sensibles a los sonidos que no están incluidos dentro del rango auditivo humano. Un detector ultrasónico convierte las señales de ultrasonido al rango audible humano. El mejor oído humano escucha sonidos en el rango de 20Hz a 20.000Hz (20 kHz). El rango de la mayoría de los equipos que detectan ultrasonido, comienza en 20kHz hasta 100 kHz. Un detector de ultrasonido, puede encontrar las fallas mecánicas y eléctricas de una máquina, antes de que el daño ocurra y sea más costosa su reparación.

Todos los equipos y sistemas mecánicos, eléctricos, de vapor, aire, etc. cuando están en operación, emiten sonidos de baja frecuencia perceptibles por el oído humano y sonidos de alta frecuencia que son imperceptibles para el oído humano. Estos sonidos pueden ser normales si están dentro de los parámetros establecidos por el diseñador y el fabricante del equipo o sistema, o pueden indicar fallos en áreas precisas si se desvían de esos parámetros.

Los equipos de ultrasonido detectan una pequeña gama de señales ultrasónicas de alta frecuencia y las traduce electrónicamente en la gama audible para el humano. Los equipos de Ultrasonido nos permiten escuchar lo que el oído humano no puede detectar. Por ser direccional, la intensidad del sonido no viaja lejos del origen haciendo la detección del problema muy rápida y precisa.

Pero si bien los equipos nos proporcionan los sonidos, los mismos deben identificarse y analizarse para poder determinar si existe un problema y de existir, cuál es la gravedad del mismo. Para esto es necesario que quien oiga y analice esos sonidos sea una persona experimentada, con conocimientos en los equipos de ultrasonido y en los sistemas y equipos que se inspeccionan. Esta es la función del Inspector de Ultrasonido, Quien detecta durante la inspección un sonido. Por su experiencia determina el origen y la causa, graba el sonido y posteriormente lo analiza nuevamente de forma audible y gráfica. La calidad del sonido se escucha a través de los auriculares mientras que la intensidad de la frecuencia se observa en un medidor de frecuencia incorporado en el equipo.

Para efectos del presente trabajo se presenta la parte relacionada al ultrasonido como técnica complementaria a la termografía para detección de fallas eléctricas como efecto corona, descargas parciales y arco.

2.3.1 Emisiones Ultrasónicas Eléctricas. Las emisiones ultrasónicas de aparatos eléctricos tienen un sonido característico, propio de las emisiones ultrasónicas inducidas eléctricamente. Ocasionadas por anomalías eléctricas como corona, seguimiento y arco. Cada una tiene su propio sonido y nivel de severidad para el equipo. Aunque teóricamente, el ultrasonido propagado en el aire puede ser usado en niveles de bajo, medio y alto voltaje, la mayoría de las aplicaciones tiende a ser en sistemas de medio y alto voltaje. Cuando la electricidad se escapa de las líneas de alto voltaje o cuando “salta” por un espacio en una conexión eléctrica perturba las moléculas de aire a su alrededor y genera ultrasonido, normalmente este sonido será percibido como un sonido de crepitación o “friendo”, en otras situaciones será escuchado como un sonido de zumbido[8]

[8] UE Training Systems, Inc, Ultrasonido propagado en el aire Nivel I, 1997 Rev 2 p 75

2.3.2 Fallas eléctricas detectadas con Ultrasonido. Las tres fallas eléctricas que pueden ser detectadas por el equipo de ultrasonido son: Corona, arco y tracking (descargas parciales). A continuación se describirán cada una de ellas:

- CORONA: El efecto corona es producido por pequeños huecos de aire entre los conductores o aislamientos. El aire contiene electrones libres, que no se encuentran en órbita, y son iones negativos que se mueven adelante y atrás en campos de corriente alterna (ac). La sobresaturación del aire en líneas de alta tensión ó subestaciones, hace que los electrones libres choquen entre si en el aire produciendo más electrones, más iones positivos (son moléculas que poseen electrones perdidos y están polarizados) y negativos. Los iones positivos forman Ozono, el cual produce un olor fuerte y deteriora el caucho natural. Si hay humedad, se genera el ácido nitroso que deteriora el cobre. Los iones positivos producen un reflejo rojo y los iones negativos producen un reflejo azul, ambos producen una energía roja – azul emitida en frecuencias de radio AM. El movimiento rápido de los iones negativos y el movimiento lento de los iones positivos atacan la fibra de los aislamientos, destruyéndolos o produciendo una capa de conducción en la superficie del aislamiento, este punto de conducción disminuye la distancia entre las fases o la distancia entre fase y tierra. Si el equipo no está bien ventilado, los iones en el aire reducen la fuerza dieléctrica del aire cerca del origen de la ionización.

- **Tracking (Descargas Parciales)**: El ataque de iones, Ozono y ácido Nitroso genera unos caminos o fisuras internamente en el aislador, por donde comienzan las descargas parciales. El tracking es conocido como un “arco bebé” que conlleva a la destrucción del aislador.

- **Arco:** La combinación del aire conductivo y la disminución de la distancia en el aislamiento, causará arco de alta energía entre fase y fase o arco entre fase y tierra. El arco ocurre cuando la electricidad fluye a través del espacio. Los rayos, son un ejemplo de arco.

2.3.3 Patrones de los sonidos en las fallas eléctricas. Nos preguntamos con frecuencia a cuales voltajes y en que tipo de equipos es más efectivo el ultrasonido. La respuesta no es simple desde que esta depende de quien hace la pregunta. Primero que todo, la determinación de la definición de bajo, medio y alto voltaje es relativo. Quienes están en distribución eléctrica definirán 12 kV como bajo voltaje, quienes trabajan en una planta manufacturera definirán 440 Voltios

como alto voltaje. Los principales problemas eléctricos detectados ultrasónicamente son DESCARGAS PARCIALES, ARCO Y CORONA.

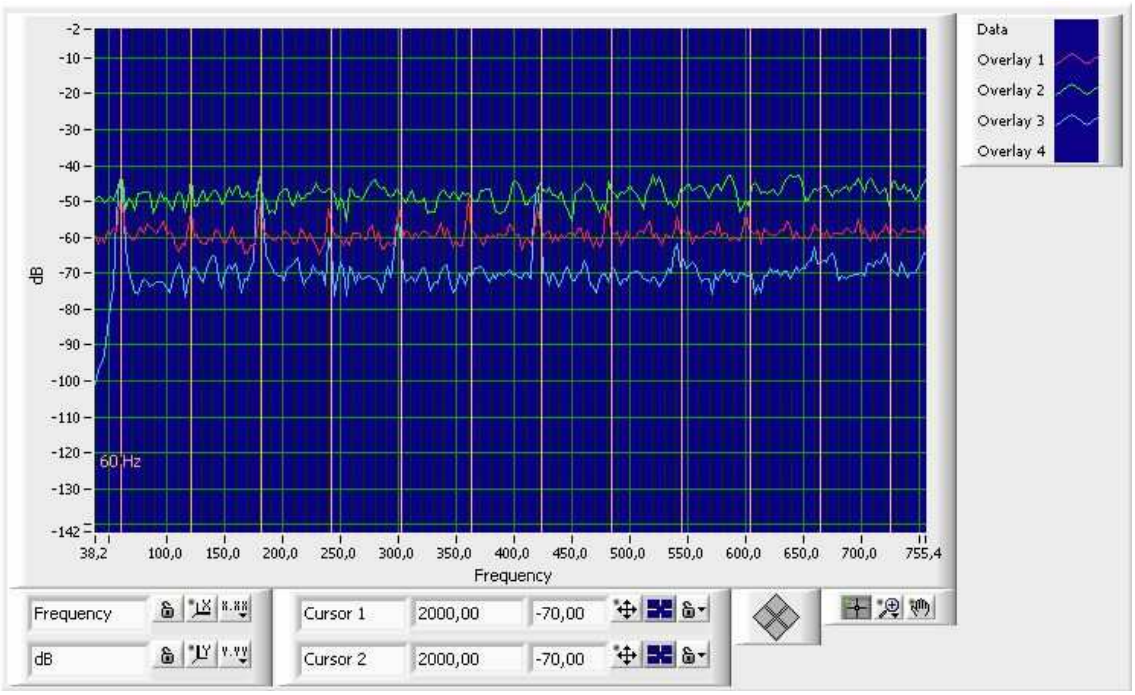
- **Bajo voltaje:** El principal problema detectado en bajo voltaje es ARCO. Típicamente sistemas de 110, 220 y 440-volt son inspeccionados con cámaras infrarrojo y/o radiómetros de puntos para detectar cambios de temperatura. Los puntos calientes, usualmente son una indicación de resistencia, y pueden indicar la falla potencial de un equipo o puede indicar un posible peligro de incendio. Cuando ocurre ARCO, es acompañado normalmente con calor. Sin embargo, no siempre es posible detectar un punto caliente si el equipo esta cubierto. Ultrasonido escuchara ARCO en circuitos breakers, switches, contactos y relays. En la mayoría de los casos, un escaneo rápido por los sellos de las puertas o por las ventanillas detectara las emisiones ultrasónicas. Escuchando para detección de ARCO en circuitos breakers y switches puede ser realizado con el modulo estetoscopio o modulo de contacto. Por ejemplo, tocar un switch del circuito con el modulo de contacto para escuchar ARCO generado internamente. El método más efectivo de inspección de bajo voltaje será la combinación de un termómetro infrarrojo y un detector ultrasónico. Por favor mantener en mente que el aire no puede ser conductor de electricidad por debajo de 1000 voltios, por lo tanto CORONA no existe. Cualquier sonido “zumbido” son aquellos componentes con perdida vibrando a 60 Hz o TRACKING.

- **Inspección en Medio y Alto Voltaje:** Voltajes más altos producen normalmente mas fallas potenciales en equipos. Problemas como arco, corona destructivo o tracking (referido como un" arco bebe") y descargas parciales y desconexiones mecánicas, todos producen ultrasonido detectable advirtiendo una falla. Detectando estas emisiones relativamente fácil con ultrasonido. La diferencia acústica sobre estos eventos potencialmente destructivos es el patrón de sonido. ARCO produce sonido de explosiones irregulares, con repentinos arranques y paradas de energía, mientras CORONA es un sonido constante "zumbido". CORONA DESTRUCTIVO tiene un aumento y una caída de energía resultando en un sonido zumbido acompañado por sonidos de burbujas reventando. Cuando se escanee, use el disco parabólico UWC o el modulo de largo alcance LRM. Estos accesorios duplican la distancia de detección mas que el modulo escáner convencional. DESCARGAS PARCIALES (PD) las cuales ocurren dentro de los componentes eléctricos como en Transformadores, barras de buses aisladas, es otro problema que puede ser detectado ultrasonido. Las DESCARGAS PARCIALES pueden ser silenciosas y destructivas. Este produce deterioro en aisladores. Este se escucha como una combinación de zumbido y de burbujas reventando. El modulo de contacto es usado para detección de PD.

2.3.4 Análisis espectral. Mientras es relativamente fácil determinar ARCO, TRACKING o CORONA por medio del sonido patrón, puede haber ocasiones donde se puede confundir. Puede ser posible que un fuerte zumbido referido a CORONA puede ser desconexión mecánica. El análisis espectral es una herramienta para analizar las emisiones eléctricas. La conexión de los audífonos del ULTRAPROBE puede ser usado para grabar los sonidos. Estos sonidos pueden ser descargados a un PC por medio de una tarjeta de sonido y pueden ser vistos como un espectro para análisis. Algunos experimentos han demostrado que el principal armónico de una emisión eléctrica (60 Hz en Latinoamérica, 50 Hz en Europa) prevalecerá en CORONA. Cada vez que la condición se vuelve más severa, se observaran menos y menos armónicos de 60 Hz. Como un ejemplo, ARCO tiene muy pocos componentes de 60 ciclos. La desconexión mecánica será "rico" en armónicos de 60 Hz y tendrá pequeñas frecuencias contenidas entre los picos de 60Hz y mostrara otros armónicos fuera de los de 60 Hz. Una comparación entre los espectros de las tres fallas se muestra en la figura 18.

2.3.5 Método de inspección. El método para hacer la inspección se denomina "GRUESO-FINO". Este método consiste en realizar una inspección general del área y donde se escucha un ruido, se procede a focalizar y a sintonizar, el punto exacto de donde proviene el sonido; la fuente de donde proviene el sonido sonará más fuerte o tendrá mayor número de decibeles (dB). El paso siguiente es confirmar la falla detectada, cambiando la posición y variando el ángulo. Por último, se determina el tipo de falla, por comparación de sonidos, por comparación de intensidades en decibeles (dB) y por comparación de espectros entre equipos similares o elementos similares. Por ejemplo, si todos los aisladores presentan un ruido de 2 dB, significa que este sonido es normal, pero si hay un aislador con 8dB, significa que este aislador está fallando y se entra a analizar el tipo de falla. Los sonidos son grabados y simulados por medio del software: SPECTRALYZER, en donde se muestra el espectro de los sonidos, en el dominio de la frecuencia y en el dominio del tiempo.

Figura 18. Comparación señales fallas eléctricas Ultrasonido



TRACKING

CORONA

ARCO

Para efectos del presente trabajo se propone la inspección por ultrasonido como complemento a análisis termografico y algunas de estas aplicaciones se presentan en la figura 19.

Figura 19. Aplicaciones del Ultrasonido en Electricidad.

2.4 ANÁLISIS DE ACEITES DIELÉCTRICOS A TRANSFORMADORES

Consiste en evaluar la condición del aceite dieléctrico de los transformadores, para monitorear su grado de contaminación a través de diversas pruebas dentro de las que se incluyen como básicas según las normas ASTM (American Society for Testing and Materials). Las siguientes: análisis de las características fisicoquímicas, con el fin de detectar como están las propiedades del aceite, cromatografía de gases y eventualmente análisis de furanos, y sobre las cuales se presenta a continuación una sustentación teórica.

2.4.1 Pruebas ASTM para aceites en operación. La American Society for Testing and Materials en su norma ASTM D-117, relaciona 33 propiedades de los aceites aislante minerales con base en hidrocarburos y 55 métodos de prueba. Pero en la práctica, según consenso internacional, solamente ocho interesan para medir la degradación y contaminación de los aceites, en cada una de ellas y en base a criterios prácticos fundamentados en la experiencia es posible tomar decisiones acertadas para efectuar el mantenimiento que exactamente necesite el transformador.

- **Rigidez dieléctrica - norma ASTM D-877:** Es la capacidad del aceite de soportar tensión eléctrica sin fallar. Es útil como parte del paquete de pruebas de degradación y es un primer indicio de la presencia de contaminantes tales como agua, impurezas, fibras de celulosa o partículas conductoras. Un alto valor de rigidez dieléctrica no indica un bajo contenido de agua, ni que haya ausencia total de otros contaminantes.

  RANGOS DE CALIFICACIÓN

  Aceptable: valor mayor de 30 kv/2.5 mm

  Cuestionable: valor entre 25 y 30 kv/2.5 mm

  Inaceptable: valor por de bajo de 25 kv/2.5 mm

- **Contenido de agua - norma ASTM D-1533**: Se mide en ppm (partes por millón) mediante el moderno y preciso método de KARL FISHER por TITULACIÓN COULOMÉTRICA. Esta prueba suple la deficiencia de la rigidez dieléctrica dado que detecta con precisión el contenido total de agua en solución y agua libre, y se considera indispensable dentro del conjunto de pruebas de degradación. Su principal utilidad radica en el

hecho de que podemos calcular el porcentaje aproximado de agua en el papel aislante, teniendo en cuenta la temperatura del aceite en la parte baja del transformador, apoyados en la reciente investigación de S.D. MYERS de USA, y poder determinar la necesidad del secado del transformador. También nos ayuda a calcular el porcentaje de saturación de agua en el aceite para tener una idea del margen de seguridad en cuanto a la posible condensación de agua en partes vitales del transformador.

RANGOS DE CALIFICACIÓN

Aceptable: valor menor de 30 ppm.

Cuestionable: valor entre 30 y 34.9 ppm

Inaceptable: valor por encima de 35 ppm

- **Número de neutralización - norma ASTM D-974**: Es el valor del peso en miligramos de hidróxido de potasio (KOH) requerido para neutralizar la acidez de un gramo de muestra de aceite aislante (mg KOH/g). Los compuestos ácidos, producto de la degradación del aceite, son sustancias polares que inciden en el deterioro del papel aislante, y en condición avanzada se compone de moléculas polimerizadas de alto peso molecular, formado lodos afectando de manera más crítica al papel, requiriéndose un mantenimiento a fondo del transformador.

RANGOS DE CALIFICACIÓN

Aceptable: valor menor de 0,05 mgkoh/g

Cuestionable: valor entre 0.06 y 0,1 mgkoh/g

Inaceptable: valor por encima de 0.1 mgkoh/g

- **Tensión interfacial - norma ASTM D-971**: Es la fuerza de atracción molecular entre el aceite y el agua. Se mide en un tensiómetro de precisión aplicando una fuerza a un anillo de aleación Platino-Iridio, se reporta en Dinas/cm. Su valor se afecta sensiblemente aun con la presencia de las primeras sustancias polares de degradación que no son de carácter ácido pero que en etapas posteriores del proceso son fundamentales en la formación de dichos ácidos. Por esta razón e una prueba de complemento indispensable a la prueba de Número de Neutralización; más aún, se interrelacionan estas dos pruebas obteniéndose el ÍNDICE DE CALIDAD (Tensión Interfacial/Número de Neutralización), que es de valiosa utilidad

en la toma de decisiones sobre el tipo de mantenimiento que debe efectuarse.

RANGOS DE CALIFICACIÓN

Aceptable: valor mayor de 32 dinas/cm

Cuestionable: valor entre 28 y 31.9 dinas/cm

Inaceptable: valor por de bajo de 27.9 dinas/cm

- **Color - norma ASTM D-1500:** Es determinar el color de acuerdo a patrones estándar de la Norma por comparación en un colorímetro. Está asociado al grado de contaminación por acidez del aceite, y complementa los resultados obtenidos en el Número de Neutralización y la Tensión Interfacial. Su mayor utilidad radica al observar un cambio sensible en corto tiempo.

  RANGOS DE CALIFICACIÓN

  Aceptable: valor menor de 3,5

  Inaceptable: valor mayor de 3,5

- **Gravedad específica - norma ASTM D-1298:** Es el valor adimensional que da la razón entre la masa de un volumen dado de aceite, y la masa de agua para ese mismo volumen. Es un examen rápido para detectar la presencia de contaminantes, y además nos ayuda a determinar el origen del aceite. También se requiere su medición para calcular el factor de corrección de la tensión Interfacial leída.

  RANGOS DE CALIFICACIÓN

  Aceptable: valor entre 0,84 y 0,91

  Cuestionable: valor por debajo de 0,84

  Inaceptable: valor por encima de 0,91

- **Contenido de inhibidor norma ASTM D-4768**: Básicamente pretender mantener controlados los niveles de defensas contra productos de oxidación.

  RANGOS DE CALIFICACION

0.08% Para aceite Tipo I

0.03% Para aceite Tipo II

- **Factor de potencia norma ASTM 924**: Es una prueba muy confiable que indica la contaminación del aceite con agua o cuerpos extraños y básicamente se mide la potencia en Vatios disipada por el aceite dividida por la potencia total en Voltamperios aplicada, utilizando el aceite dieléctrico como un condensador.

2.4.2 Cromatografía de gases. La utilización del análisis de gases disueltos se basa en el rompimiento de las moléculas de hidrocarburos tanto en el aceite como en la celulosa debido a la presencia de alguna falla de tipo electrico o térmico. Los gases producidos por este rompimiento pueden ser fácilmente colectados en una muestra de aceite tomada apropiadamente (Norma ASTM D-3613) y ser analizada por métodos muy sensitivos (Norma ASTM-3612). De esta manera dichas fallas como ionizacion, calentamiento, arco y pirolisis de la celulosa pueden ser detectados con anticipación a otros síntomas[9] Se ha basado en el estudio de casos implicando correlación entre el tipo de falla incipiente o avanzado que se ha presentado en transformadores similares y los gases asociados a dicha falla y con el apoyo de la estadística tipificar a manera de conclusión la tendencia especifica de cada grupo de casos similares. Los criterios se han basado en la experiencia con transformadores que han fallado, transformadores con fallas incipientes, simulaciones de laboratorio y estudios estadísticos.

Así mediante la aplicación de esta técnica se pretende:

- Monitorear los transformadores en servicio y obtener un aviso anticipado de una posible falla.
- Supervisar la unidad en operación que se presume tiene una falla incipiente hasta lograr poder sacarla de servicio para su reparación

- **Gases a analizar**: Puesto que el aceite esta constituido por varias bases de hidrocarburos entre 16 y 22 átomos de carbono, y la celulosa es un hidrocarburo polimérico, ellos como constitutivos del sistema de aislamiento de un transformador son susceptibles a descomponerse desprendiendo gases ante la presencia de una falla de tipo eléctrico o térmico, así cuando el sistema de aislamiento (aceite-papel) es sometido a

[9] GALLO MARTINEZ, Ernesto. Diagnostico y Mantenimiento de transformadores en campo. TRANSEQUIPOS LTDA., 2005. p. 68-72

condiciones anormales como las mencionadas, por una parte el aceite se descompone liberando pequeñas cantidades de gases de bajo peso molecular, principalmente Hidrogeno, Metano, Etano, Etileno y Acetileno; mientras que el papel también se afecta liberando Monóxido y Dióxido de Carbono, constituyéndose en los llamados gases de falla y son los que mas comúnmente se analizan para predecir fallas dentro de un transformador medidos en partes por millón (ppm), o sea un centímetro cúbico de gas disuelto en 1 metro cúbico de aceite a una atmósfera de presión y 0º C (273K).

- **Niveles de seguridad aceptables**: Existen varios criterios para determinar que niveles de gases se consideran seguros, advirtiendo que si la concentración de gases excede en mas del 90% de dichos niveles, el equipo debe ser sometido a una investigación mas estricta. Uno de los criterios de evaluación considerado práctico es el propuesto por la compañía Morgan Schaffer[10] de Canadá, cuyos valores para cada gas se presentan en la tabla 5.

Tabla 5. Niveles de seguridad aceptables en gases disueltos

GAS	CONCENTRACION DISUELTA (PPM)
Hidrogeno H_2	Menos de 20n más 50
Metano CH_4	Menos de 20n más 50
Etano C_2H_6	Menos de 20n más 50
Etileno C_2H_4	Menos de 20n más 50
Acetileno C_2H_2	Menos de 5n más 10
Monóxido de Carbono CO	Menos de 25n más 500
Dióxido de Carbono CO_2	Menos de 100n más 500

Donde: n hace referencia al número de años de servicio.

2.4.3 Análisis de Furanos. Dado que las diversas pruebas son complementarias el análisis de furanos no se puede excluir dada su importancia como método útil para la detección del deterioro térmico, hidrolitico y oxidativo del aislamiento sólido (papel) del transformador.

Dado que el papel aislante esta constituido de celulosa, que es un polímero

[10] Ibid., p. 73

formado por largas cadenas de anillos de glucosa, que conforman complejos glucosìdicos, los cuales reaccionan ante los procesos térmicos que ocurren dentro del transformador, degradando el papel aislante, donde las cadenas glucosidicas se rompen formando anillos abiertos de glucosa, que es inestable y presenta baja solubilidad en el aceite. Posteriormente la glucosa se degrada para formar FURANOS, que si son estables y solubles en el aceite, produciéndose una oxidación de los anillos abiertos de la glucosa

.

Dichos furanos pueden ser medidos en el aceite aislante en ppb (partes por billón) con un cromatógrafo de alta presión de liquido, diagnosticándose así la descomposición del papel aislante dentro del transformador.

Los principales tipos de furanos que se analizan son los siguientes:

2- Acido Furoico

5- Hidroximetil-2-furaldehido

2- Furfurol (Alcohol furfurilico)

2- Furaldehido

2- Acetil Furano

5- Metil-2-furaldehido

El furano mas abundante es el 2-Furaldehido, por lo que en la mayoría de investigaciones consideran los diferentes como total de Furanos sin distinguirlos individualmente, dado que seria impractico. Los niveles de aceptación de la S. D. Myers sugieren los siguientes criterios de calificación de contenido total de Furanos:

Aceptable	Menos de 100 ppb
Cuestionable	De 100 a 250 ppb
Inaceptable	Más de 250 ppb.

3. PROGRAMA DE ANÁLIS DE MOTORES ELÉCTRICOS Y TERMOGRAFÍA EN LA OPERACIÓN SANTIAGO DE LAS ATALAYAS

La estrategia de mantenimiento adoptada en la operación SDLA, basada en el desarrollo e implementación de diversas técnicas de mantenimiento predictivo, ya mencionadas, en los capítulos iniciales, cuyo sustento esta dado por el mantenimiento basado en condición, a través de las tecnologías implementadas por el grupo CBM, que en su componente electrico viene desarrollando las relacionadas con el análisis de motores eléctricos y termografía, a través de su programa de MCE (Motor Circuit Evaluation) y Termografía, los cuales se abordan en este capitulo para hacer una evaluación sobre cada una de las pruebas realizadas en cada caso y a partir de análisis estadísticos sobre los datos históricos disponibles, se tendrá un sustento, teórico para presentar la propuesta de optimización objeto del presente trabajo y que básicamente apunta a aumentar las actuales frecuencias de monitoreo en las técnicas desarrolladas, con lo que se liberan recursos humanos y materiales para incluir otras técnicas propias de la disciplina con lo que pretende mejorar los niveles de confiabilidad de los activos eléctricos a ser mantenidos.

3.1 PROGRAMA DE ANÁLISIS DE MOTORES ELÉCTRICOS

EL programa ANÁLISIS DE MOTORES ELÉCTRICOS en la Operación SDLA, se le conoce como programa de MCE (Motor Circuit Evaluation), en alusión al nombre del analizador de motores con el que se realizan las diversas pruebas, y que es referenciado por su fabricante Pdma Corporation como MCEmax, que textualmente hace referencia a la Evaluación del Circuito Motor, dicho programa se ha desarrollado, para las pruebas estáticas, según la teoría presentada en el ítem 2.1, e implementada en la Operación como programa, enfocado actualmente a pruebas estáticas o con motor desenergizado para motores mayores o iguales a 10 HP (Horse Power) y algunos motores auxiliares de menor potencia considerados críticos para la operación, dichos motores se tienen agrupados por campos y por rutas las cuales se ejecutan con una frecuencia de monitoreo de 32 semanas, según se tiene contemplado en el CMMS Máximo, a través de Ordenes de Mantenimiento. La distribución se presenta en la tabla 6.

El programa como tal se concibió desde inicios de la Operación, con la adquisición de dos analizadores de motores eléctricos MCEmax de Pdma que ofrecen las especificaciones y tipos de prueba presentadas en el anexo A,

Inicialmente fue administrado por el grupo de mantenimiento eléctrico día a día MDD y a partir de de 2003 por el grupo CBM, desde donde se pretende refinar la técnica en beneficio de la organización

Tabla 6 Distribución de rutas y motores por campo

CAMPO	RUTAS	NUMERO DE MOTORES
Cusiana	28	498
Cupiagua	12	251
Recetor	1	16
Floreña	1	16
Ltt	1	14

3.1.1 Pruebas realizadas. La evaluación del circuito motor se realiza mediante la prueba estándar que incluye la medición del aislamiento a tierra, desbalance resistivo e inductivo y la prueba de índice de polarización todas estas con motor desenergizado, también llamadas pruebas estáticas. Previamente definidas las cuales se evalúan de acuerdo a recomendaciones de la NEMA y de la Norma IEEE en su estándar 43 de 2000 sobre pruebas de aislamiento a equipos rotativo.

3.1.2 Parámetros de Evaluación. Los parámetros de diagnostico por prueba se evalúan según lo especificado en la tabla 7 donde se establecen los rangos de calificación, según normas mencionadas, para así determinar una condición de operación ya se buena, en precaución o en alarma y a partir de los cuales se evaluaran los motores por zonas de falla asociando pruebas similares pudiéndose establecer la condición para cada una de ellas a saber: circuito de potencia, estator, rotor, aislamiento a tierra y entrehierro o Air Gap.

Dicha evaluación ofrece la posibilidad mediante un seguimiento a los datos históricos, de las pruebas realizadas, de analizar por prueba, para permitir planes de mejoramiento en cuanto al manejo y refinación de la técnica, de forma que permita pasar del enfoque predictivo al proactivo, donde aparte de verificar la condición misma de los equipos se tengan argumentos de juicio para implementar la optimización propuesta, sin poner en riesgo la confiabilidad de los equipo o del sistema. Y para ello, se realizaron serios estudios estadísticos, como los

presentados a continuación, sobre cada una de las pruebas realizadas dentro del programa MCE.

Tabla 7. Parámetros de Diagnostico por prueba

VARIABLE	CONDICION BUENA	CONDICION PRECAUCION	CONDICION ALARMA
Aislamiento a tierra	KV+1, donde KV: tensión nominal del equipo en prueba	10 Megohmios	
Desbalance resistivo	< al 3%	> a 3 y < a 5%	> a 5%
Desbalance inductivo	< al 8%	> a 8 y < a 12%	> a 12%
Índice de polarizacion	> a 1 (Evaluando el perfil)		< a 1

3.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE PRUEBAS A MOTORES ELÉCTRICOS EN LA OPERACIÓN SDLA

Uno de los objetivos propuestos hace referencia a reestructurar las actuales rutas de monitoreo para motores eléctricos y termografía mediante estudios estadísticos, dicha reestructuración busca en base a los resultados obtenidos optimizar el uso de recursos ya que de acuerdo a la experiencia se podría pensar en ampliar las frecuencias de monitoreo, pero estas solo se propondrán una vez se tengan los resultados de los estudios estadísticos que se espera permitan sustentar desde una ciencia el cambio de la frecuencia de monitoreo de los motores eléctricos incluidos dentro de la estrategia de mantenimiento predictivo desarrolla por el componente electrico del grupo CBM,

Para fundamentar la propuesta no en la experiencia sino en una herramienta con bases científicas se tomo el análisis estadístico de cada una de las pruebas realizadas, accesando a la base de datos del analizador MCEmax, que constituye la base del programa de mantenimiento predictivo para el análisis de motores eléctricos, se tomaron los datos almacenados en analizador de Cusiana por considerarlo el mas representativo en cuanto a numero de motores y pruebas mismas realizadas. El análisis incluye dos tópicos:

1. Inicialmente se realiza un análisis histórico de los datos tomados con el analizador MCEmax, para establecer promedios y porcentaje de desviaciones según los criterios de análisis para cada prueba, utilizando el software minitab

2. Se toma ese pequeño porcentaje de desviaciones, igualmente para cada una de las pruebas y se analizan para determinar o establecer una tasa de falla en horas, permitiéndonos sustentar la propuesta de ampliación de frecuencia de monitoreo, apoyados en herramientas de análisis estadístico como el software Statgraphics Plus 5.0 y Avsim 9.0

El análisis se realiza a los datos obtenidos en las pruebas de índice de Polarizacion (IP), Desbalance o imbalance Resistivo (IR), desbalance o imbalance inductivo (II) y aislamiento a tierra (RTG), que constituyen el fuerte del programa de MCE, como se muestra a continuación.

3.2.1 Análisis Histórico de Datos de las Pruebas Realizadas a Motores Eléctricos en el campo Cusiana.

Tamaño de la Población: 721 Equipos creados en el Software del MCE

Total de Pruebas: 3606.

Periodo de análisis: Enero de 1999 a la fecha

- **Prueba de Índice de Polarizacion IP.** En el análisis exploratorio figura 20. se encuentra que la mayoría de las observaciones se encuentra entre 1.44 y 1.52 en promedio. El coeficiente de variación es 63%. En el histograma de frecuencias para la prueba de IP mostrado en la Figura 21 se puede ver que el 1.43% de las observaciones es menor a 1 que para efectos prácticos es considerado aceptable.

- **Prueba de desbalance resistivo (IR).** En el análisis exploratorio figura 22. Se muestra que la mayoría de las observaciones se encuentra entre 0.96 y 1.25 en promedio. El coeficiente de variación es 40 %. El diagnostico se realiza según datos de la tabla 6. El histograma de frecuencias para las pruebas IR evaluadas se muestran en la Figura 23 deja ver como el 2.90 % de todas las mediciones es mayor al 5%, confirmando como el 97.1% de los datos analizados están dentro de parámetros aceptables de operación, es decir sus valores de desbalance resistivo están por debajo del nivel de alarma (5%) establecido por la NEMA, (Nacional Electric Manufactured Asociation).

Figura 20. Análisis exploratorio Prueba IP

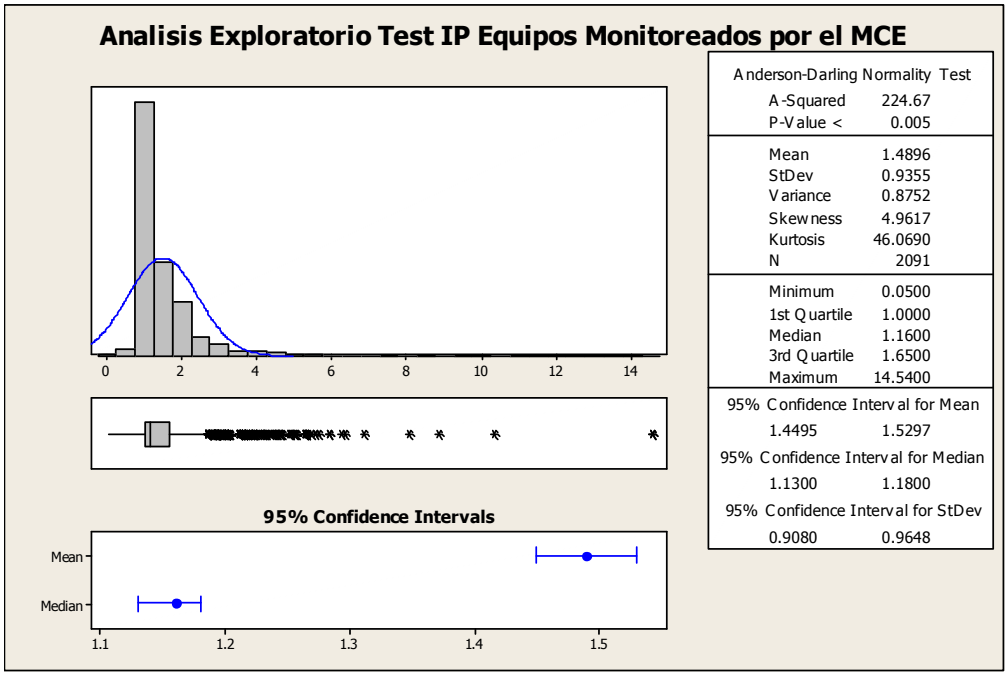


Figura 21. Histograma de Frecuencia Prueba IP

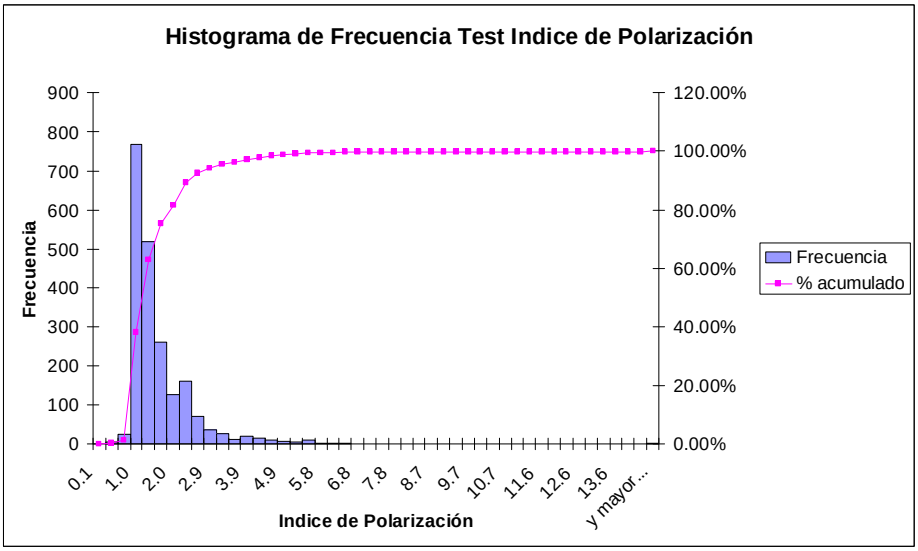


Figura 22. Análisis exploratorio Prueba IR

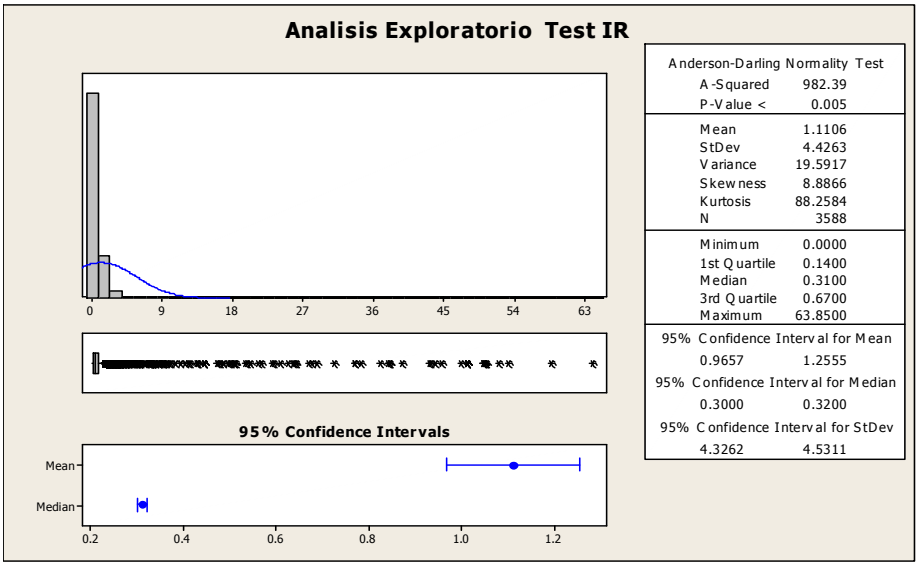
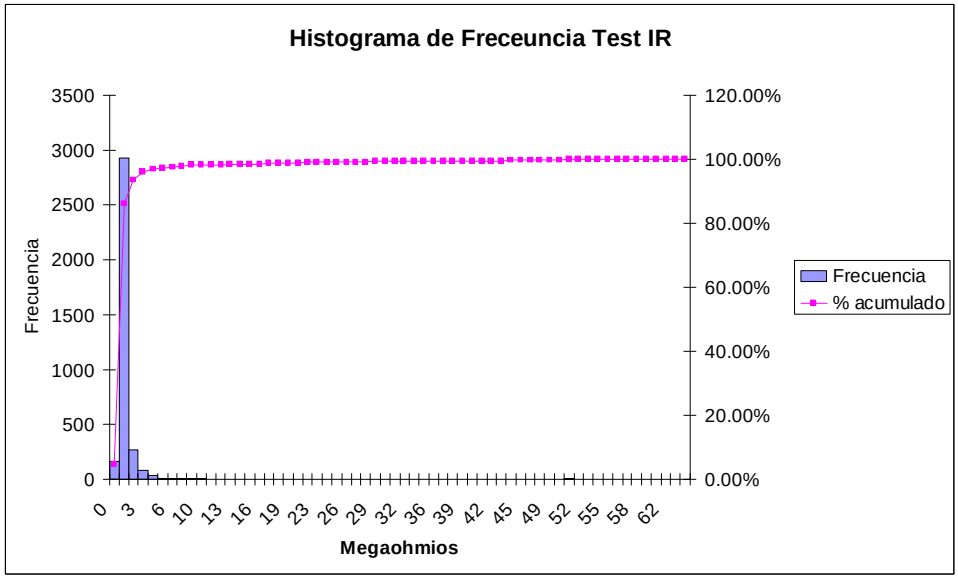
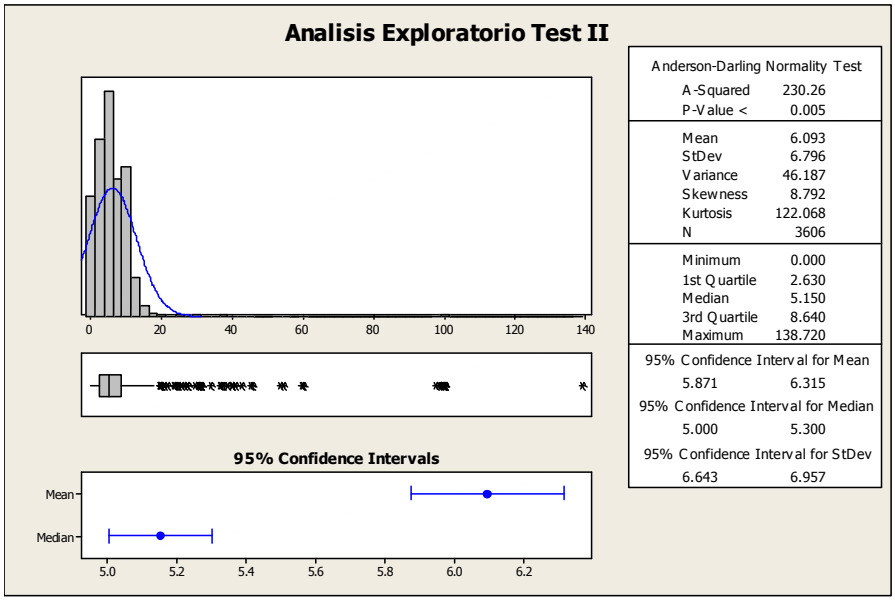


Figura 23. Histograma de frecuencia Prueba IR



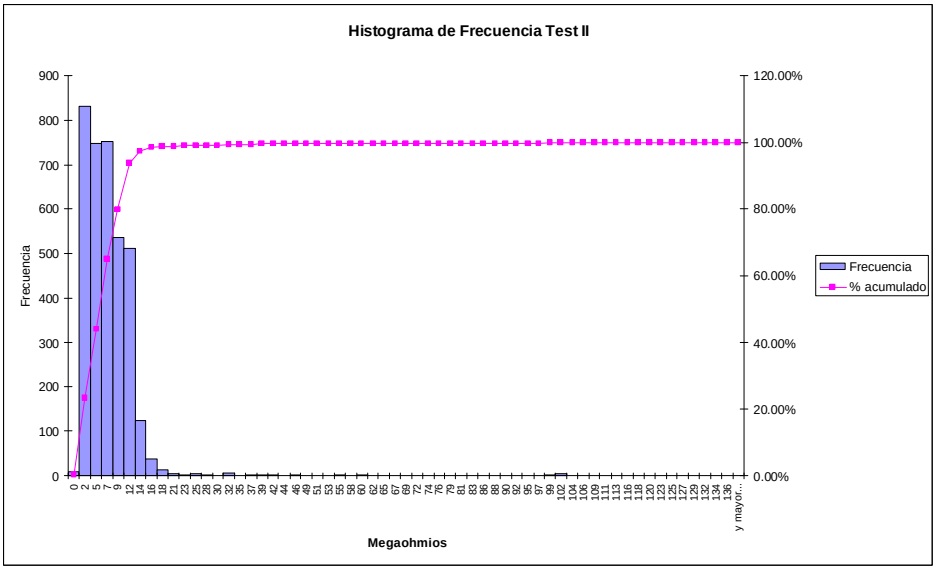
- **Prueba de imbalance inductivo (II).** En el análisis exploratorio figura 24. Se observa que la mayoría de las observaciones se encuentra entre 5.871 y 6.315 en promedio. El coeficiente de variación es 112 % se realiza el diagnostico según datos de la tabla 7.

Figura 24. Análisis exploratorio Prueba II



El histograma de frecuencias para la prueba mostrado en la Figura 25 deja ver que el 6.13% de todas las mediciones es mayor al 12%, es decir que su complemento el 93.87% de los datos analizados esta por debajo del nivel de alarma establecido permitiendo establecer para esta prueba condición aceptable de operación para los equipos analizados.

Figura 25. Histograma de frecuencia Prueba II



- **Prueba de aislamiento a tierra (RTG).** En el análisis exploratorio figura 26. Se muestra que la mayoría de las observaciones se encuentra entre 623.83 y 671.54 en promedio. Muy por encima del mínimo establecido según la norma. El coeficiente de variación es 91%. Mientras que el histograma de frecuencias para esta prueba mostrado en la Figura 27 deja ver que el 1% de todas las mediciones es menor que 40 megohmios, es decir que su complemento el 99% de los motores evaluados con la prueba de aislamiento a tierra presentan valores superiores a 40 Megohmios, considerado como aceptable para la operación, de acuerdo a los establecido por la norma (IEEE en su Estándar 43 de 2000).

Figura 26. Análisis exploratorio Prueba RTG

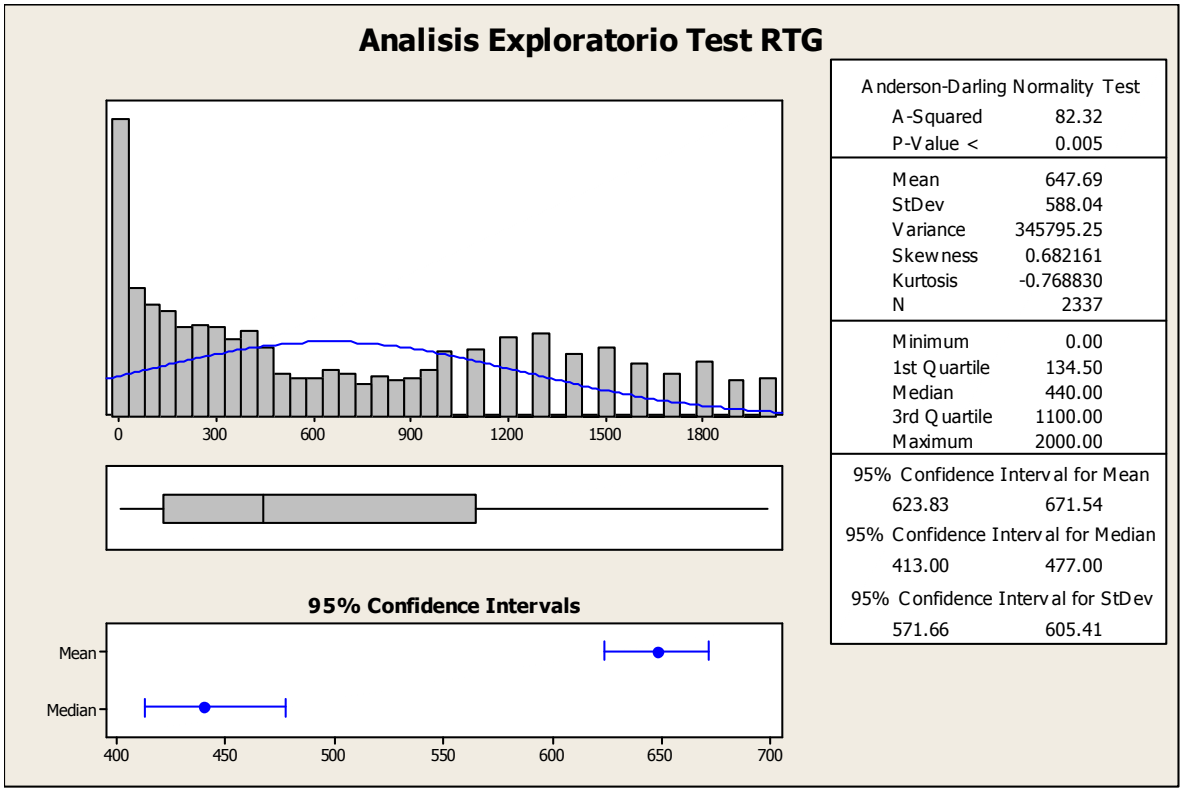
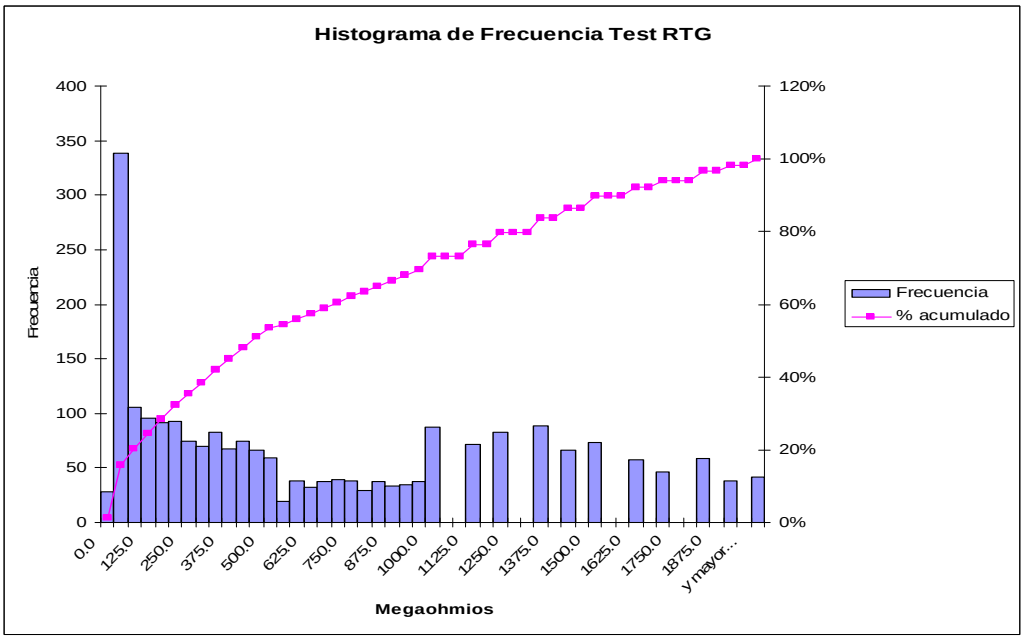


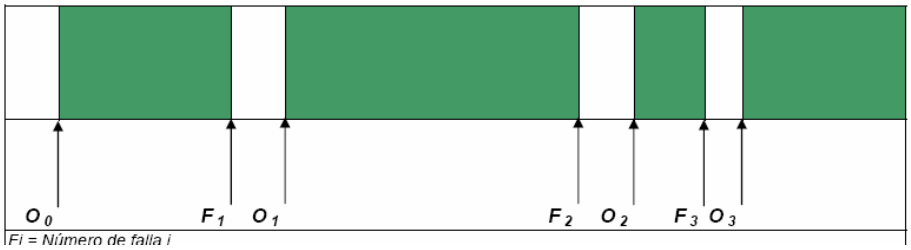
Figura 27. Histograma de frecuencia Prueba RTG



3.2.2 Análisis de Tiempo medio entre fallas para los motores eléctricos del programa MCE en el campo Cusiana. Sea *t* = tiempo transcurrido entre la ocurrencia de fallas consecutivas causada por una variable especifica, por ejemplo bajo aislamiento, además es medido en horas, como se observa en la figura 28, la región verde representa el tiempo que los equipos se encuentran en operación, llámese Tiempo Medio Entre Fallas (mtbf) [11] al tiempo promedio de donde *t* es la variable aleatoria igual al número de fallas en un intervalo de tiempo.

$$mtbf = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i}{n} = \frac{(f_1 - o_0) + (f_2 - o_1) + ...(f_n - o_{n-1})}{n}$$

Figura 28. Representación grafica intervalos de falla y reparación.



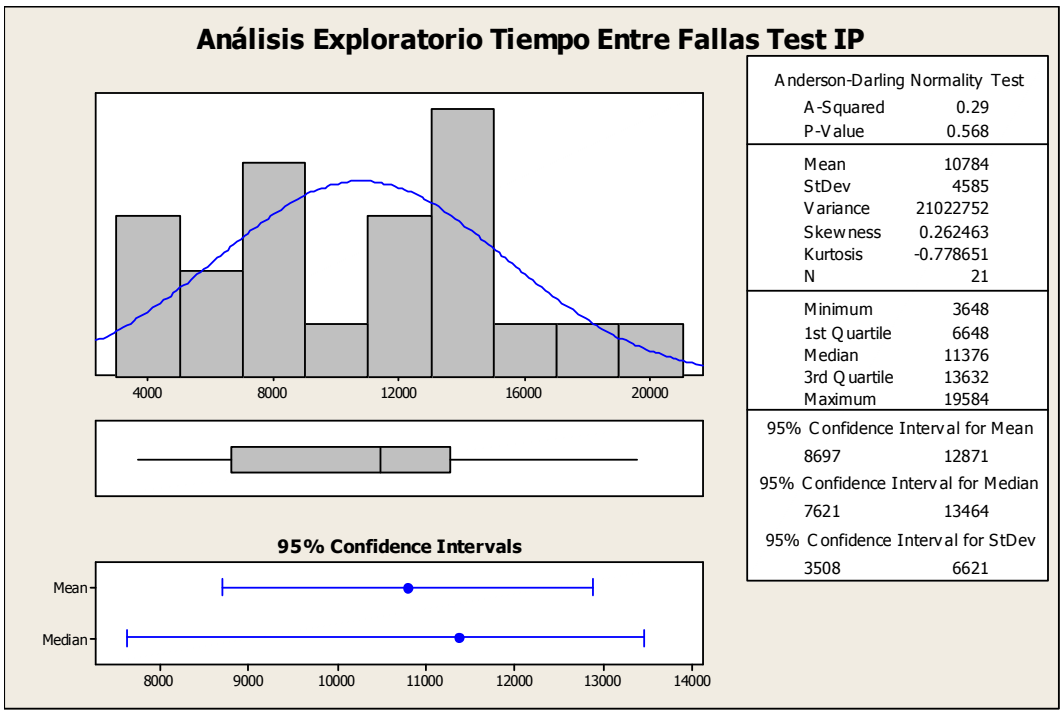
11 MONTGOMERY. Douglas C. y RUNGER. George C. Probabilidad y Estadística aplicada a la ingeniería. McGraw-Hill. 1994. p 195.

A continuación se presentan análisis para cada una de las pruebas objeto del presente estudio para evaluar el tiempo medio entre fallas (mtfb),

- **Análisis del mtbf para la Prueba de IP: (*t*)** Obsérvese en la figura 29, análisis exploratorio del tiempo entre fallas del Test IP, el histograma presenta sesgo leve a derecha, tiene la forma de la silueta la distribución Normal, el boxplot confirma el sesgo leve a derecha, ya que la línea que indica la mediana esta corrida hacia la derecha dejando mas área a la izquierda, el bigote más largo se encuentra en el sentido positivo, no hay presencia de valores discordantes (extremos).

Según la prueba de normalidad de Anderson Darling el valor de probabilidad es significativo no pudiendo rechazar la hipótesis que *t* proviene de una población con distribución normal, sin embargo por ser una variable relacionada con fallas es necesario probar la hipótesis que tiene una distribución Weibull[12] Entonces la variable aleatoria que mide el tiempo entre fallas se distribuye Weibull con parámetros de forma α y de escala β.

Figura 29. Análisis exploratorio tiempo entre fallas prueba IP



12 CANAVOS. George C. Probabilidad y Estadística Aplicaciones y Métodos. España. McGraw-Hill. 1984 P. 159.

Una vez establecida la hipótesis que la población se distribuye Weibull, se procede a realizar la prueba de bondad del ajuste Chi-cuadrado[13] para rechazar o no rechazar la hipótesis.

Se tiene como hipótesis:

H_o: que *t* proviene de una población con distribución Weibull.

H_a: que *t* no proviene de una población con distribución Weibull.

Prueba de Chi-Cuadrado

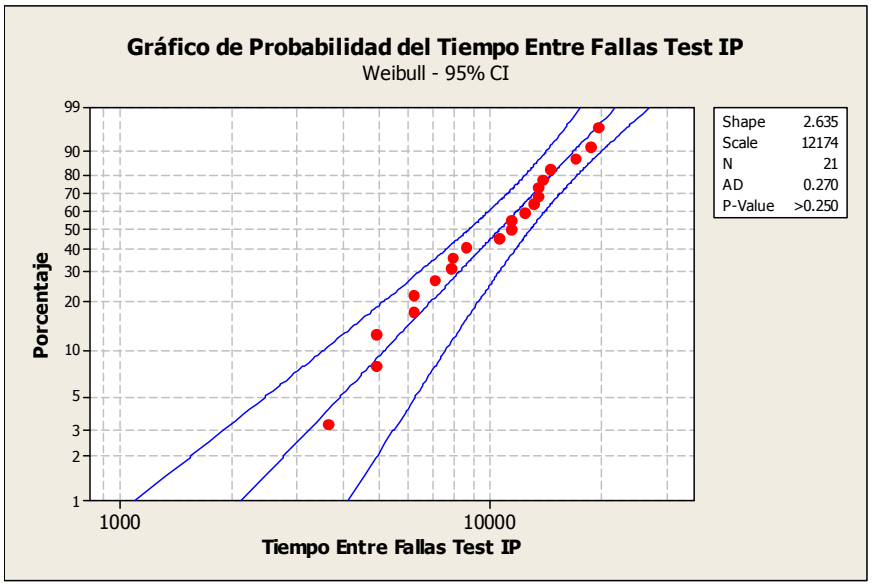
	Limite Inferior	Limite Superior	Frecuencia Observada	Frecuencia Esperada	Chi-Cuadra
	Menor a	6381.32	5	3.50	0.64
	6381.32	8642.49	4	3.50	0.07
	8642.49	10592.8	1	3.50	1.79
	10592.8	12615.9	3	3.50	0.07
	12615.9	15189.3	5	3.50	0.64
Superior a	15189.3		3	3.50	0.07

Chi-Cuadrado = 3.28571 con 3 grados de libertad Valor de P = 0.349632

No se puede rechazar la hipótesis de que los Tiempo Entre Falla Test IP proviene de una distribución Weibull con una confianza del 90% o más.

Análisis Realizado con Software Statgraphics Plus 5.0

Figura 30. Gráfico de probabilidad del tiempo entre fallas prueba IP

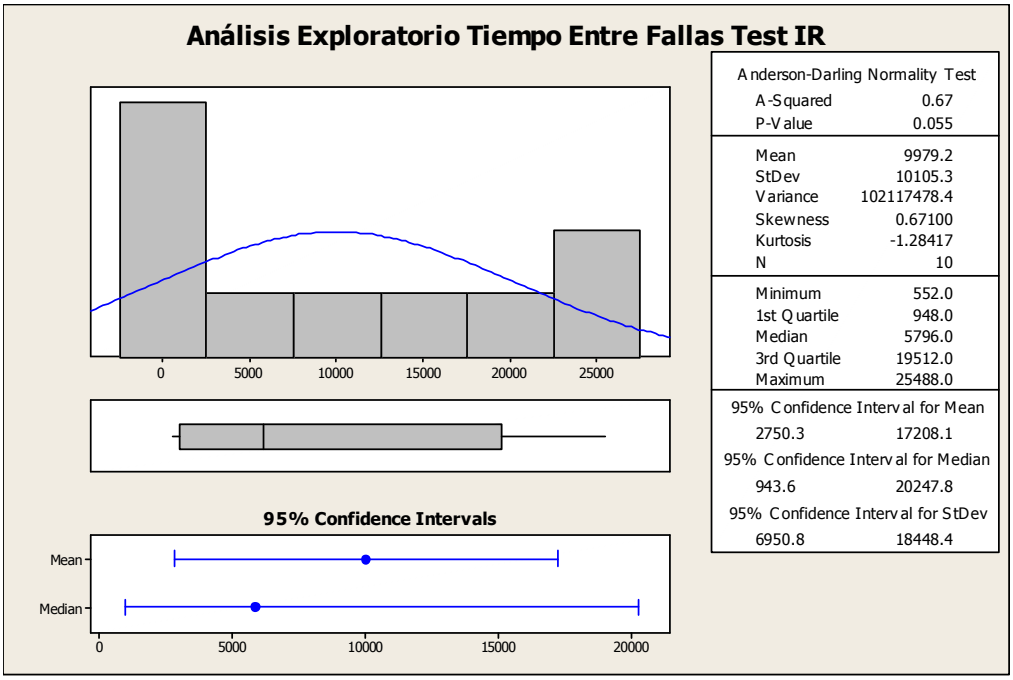


13 CANAVOS. George C. Ibíd. P. 363.

Donde el Parámetro de Forma (β), es aproximadamente 2.635 entendiendo estos como desgaste de componentes y el parámetro de escala (α) o Vida característica aproximadamente igual a 12174 hrs. Figura 30.

- **Análisis de mtbf para la Prueba IR: (*v*)** Obsérvese en la figura 31, análisis exploratorio del tiempo entre fallas del Test IR, el histograma no tiene la forma de la silueta la distribución Normal, hay presencia de valores en los extremos de la distribución, se observa sesgo leve a derecha. Según la prueba de normalidad de Anderson Darling el valor de probabilidad es alta mente significativo rechazando la hipótesis que *v* proviene de una población con distribución normal, sin embargo por ser una variable relacionada con fallas es necesario probar la hipótesis que tiene una distribución Weibull Entonces la variable aleatoria que mide el tiempo entre fallas se distribuye Weibull con parámetros de forma α y de escala β.

Figura 31. Análisis exploratorio tiempo entre fallas Prueba IR



Una vez establecida la hipótesis que la población se distribuye Weibull, se procede a realizar la prueba de bondad del ajuste Chi-cuadrado para rechazar o no rechazar la hipótesis. Se tiene como hipótesis:

H_o: que *v* proviene de una población con distribución Weibull.

H_a: que *v* no proviene de una población con distribución Weibull.

Prueba de Chi-Cuadrado

	Limite Inferior	Limite Superior	Frecuencia Observada	Frecuencia Esperada	Chi-Square
	menor que	4271.63	5	4.00	0.25
	4271.63	8400.85	1	2.00	0.50
	8400.85	16124.9	1	2.00	0.50
Mayor a	16124.9		3	2.00	0.50

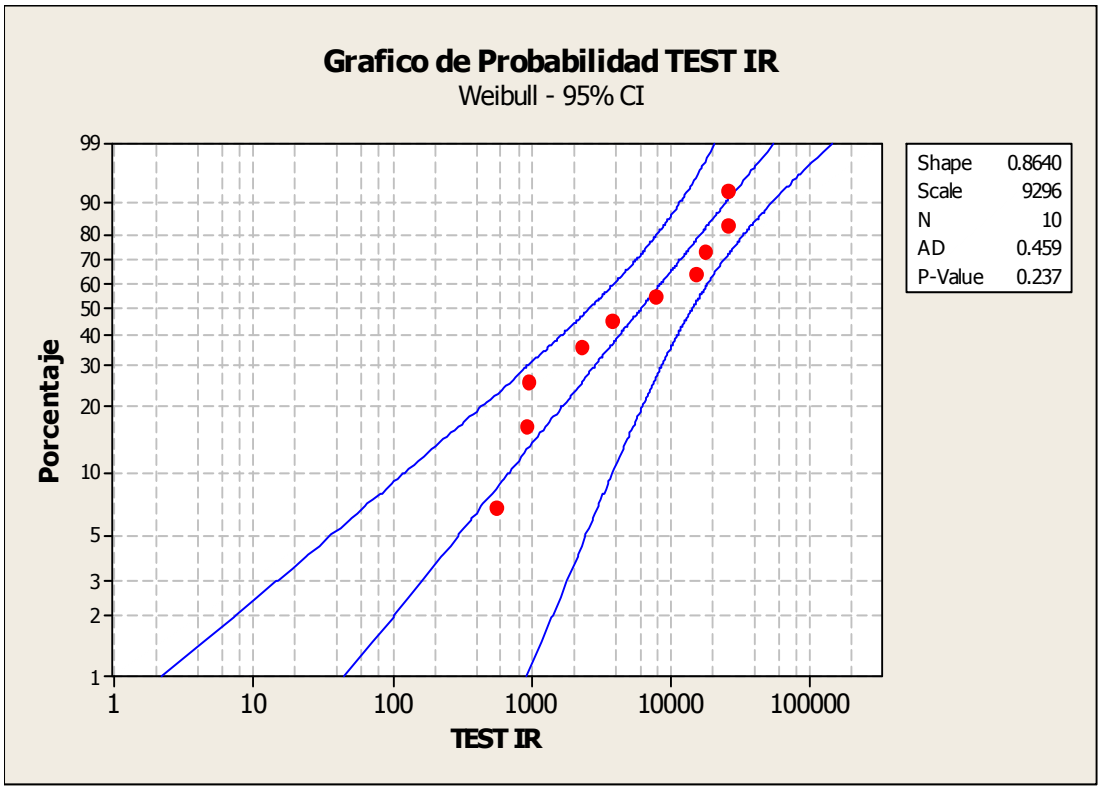
Chi-Cuadrado = 1.75 Con 1 grado de libertad Valor de P = 0.185874

No se puede rechazar la hipótesis que los tiempos entre falla Test IR
proviene de una distribución Weibull con una confianza del 90% o más.

Análisis Realizado con Software Statgraphics Plus 5.0

Donde el Parámetro de Forma (β), es aproximadamente 0.8640 entendiendo estos como mortalidad infantil y el parámetro de escala (α) o Vida característica aproximadamente igual a 9296 hrs. Figura 32

Figura 32. Gráfico de probabilidad del tiempo entre fallas prueba IR



- **Análisis de mtbf para la Prueba II: (*w*)** Obsérvese en la figura 33, el análisis exploratorio del tiempo entre fallas del Test II, en el histograma se observa sesgo a derecha, no tiene la forma de la silueta la distribución Normal, hay presencia de valores en los extremos de la distribución. Según la prueba de normalidad de Anderson Darling el valor de probabilidad es altamente significativo rechazando la hipótesis que *w* proviene de una población con distribución normal, sin embargo por ser una variable con valores extremos es decir altos y bajos necesario probar la hipótesis que tiene una distribución Lognormal[14] Entonces la variable aleatoria que mide el tiempo entre fallas se distribuye Lognormal con parámetros de Forma μ y de Escala σ.

Sin embargo es necesario realizar el análisis exploratorio de los datos transformados, en la figura 34 se observa el histograma conservando la silueta de la distribución normal, hay presencia de valores atípicos (outliers),

Una vez establecida la hipótesis que la población se distribuye Lognormal, se procede a realizar la prueba de bondad del ajuste Chi-cuadrado para rechazar o no rechazar la hipótesis. Se tiene como hipótesis:

H_o: que *w* proviene de una población con distribución Lognormal.

H_a: que *w* no proviene de una población con distribución Lognormal.

Prueba de Chi Cuadrado

	Limite Inferior	Limite Superior	Frecuencia Observada	Frecuencia Esperada	Chi-Cuadrado
	menor a	4648.32	3	5.86	1.39
	4648.32	6293.41	9	5.86	1.69
	6293.41	7945.63	9	5.86	1.69
	7945.63	9875.85	3	5.86	1.39
	9875.85	12468.6	4	5.86	0.59
	12468.6	16881.4	8	5.86	0.78
superior a	16881.4		5	5.86	0.13

Chi-Cuadrado = 7.65879 con 4 grados de libertad Valor de P = 0.104908

No se puede rechazar la hipótesis de que el tiempo entre fallas test II proviene de una distribución Log-normal con una confianza del 90% o más.

Análisis Realizado con Software Statgraphics Plus 5.0

14 MOOD Alexander, GRAYBILL Franklin, BOES Duane. INTRODUCTION TO THE THEORY OF STATISTICS. Third Edition Mac Graw-HILL. 1974. p 117.

Figura 33. Análisis exploratorio tiempo entre fallas prueba II

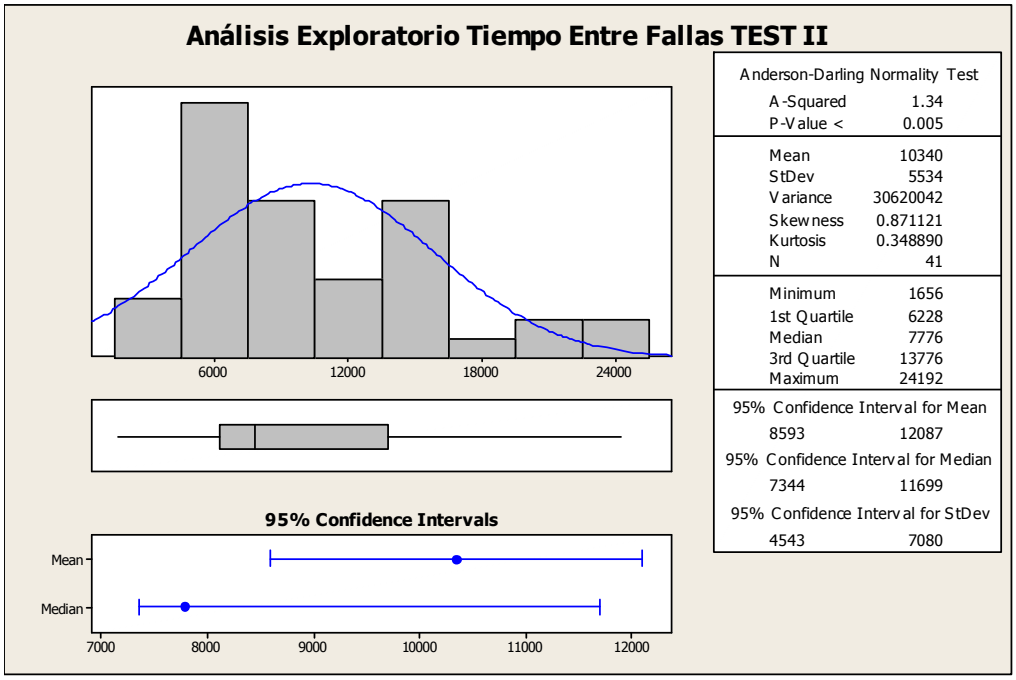
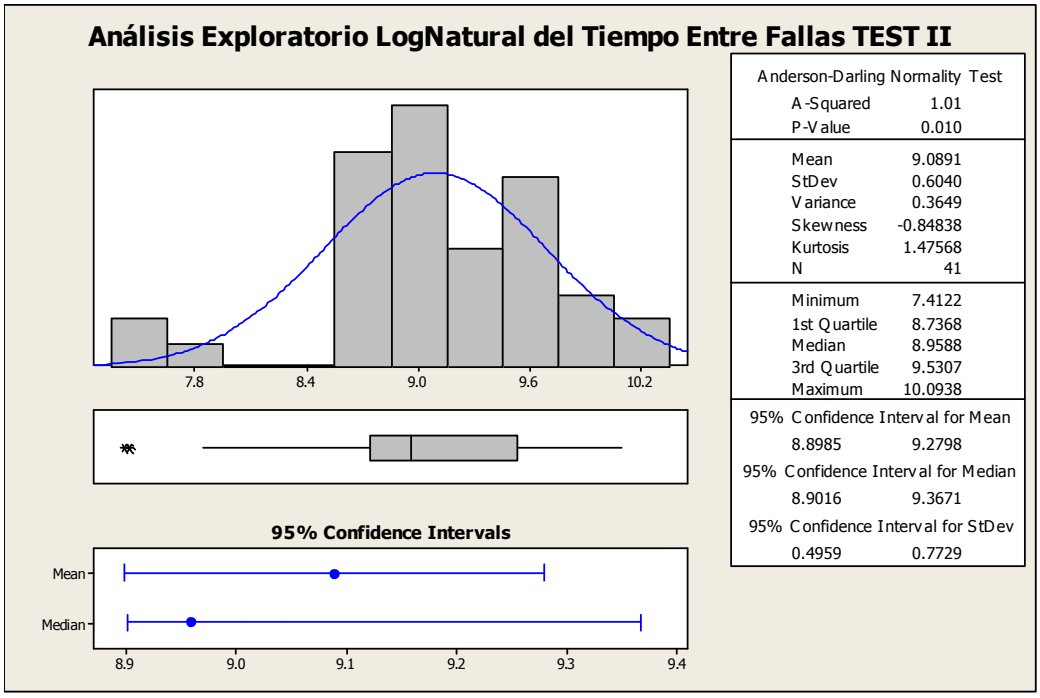


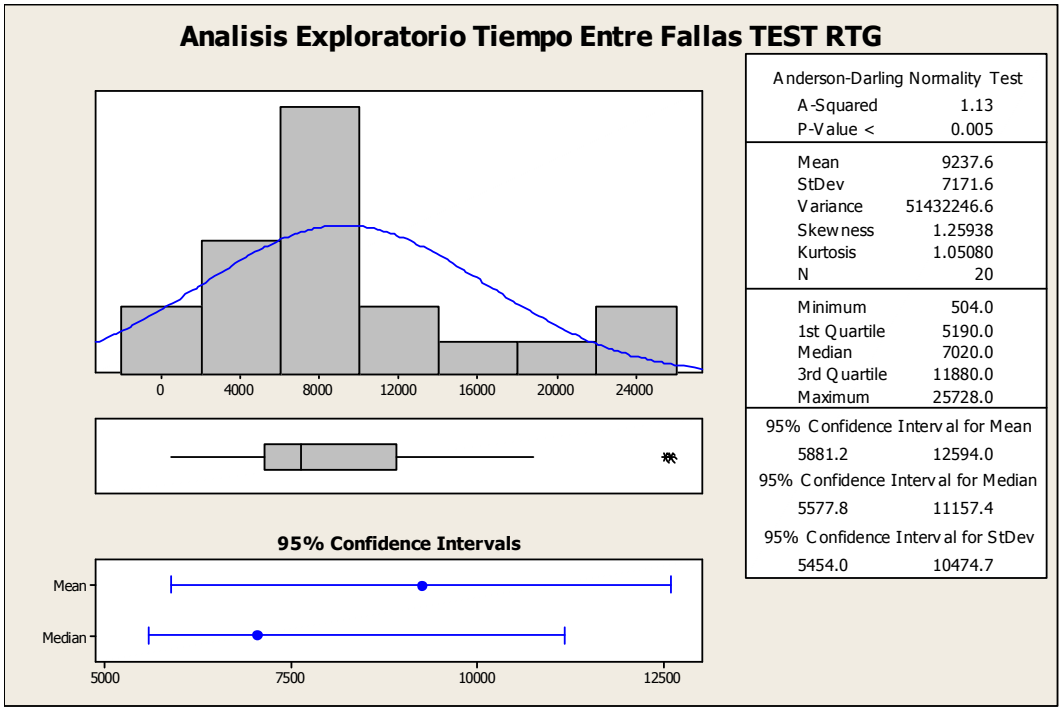
Figura 34. Análisis exploratorio logaritmo tiempo entre fallas prueba II



Donde el Parámetro de Forma (σ), es aproximadamente 7054.4 horas y el parámetro de escala (*μ*) aproximadamente igual a 10631.1 hrs.

- **Análisis de mtbf para la Prueba RTG: (*x*)** Obsérvese en la figura 35, análisis exploratorio del tiempo entre fallas del Test RTG, el histograma no tiene la forma de la silueta la distribución Normal, hay presencia de valores en los extremos de la distribución, se observa sesgo leve a derecha.

Figura 35. Análisis exploratorio tiempo entre fallas prueba RTG



Según la prueba de normalidad de Anderson Darling el valor de probabilidad es alta mente significativo rechazando la hipótesis que *v* proviene de una población con distribución normal, sin embargo por ser una variable relacionada con fallas es necesario probar la hipótesis que tiene una distribución Weibull Entonces la variable aleatoria que mide el tiempo entre fallas se distribuye Weibull con parámetros de forma *α* y de escala *β*.

Una vez establecida la hipótesis que la población se distribuye Weibull, se procede a realizar la prueba de bondad del ajuste Chi-cuadrado para rechazar o no rechazar las hipótesis.

H_o: que *v* proviene de una población con distribución Weibull.

H_a: que *v* no proviene de una población con distribución Weibull.

Prueba de Chicuadrado

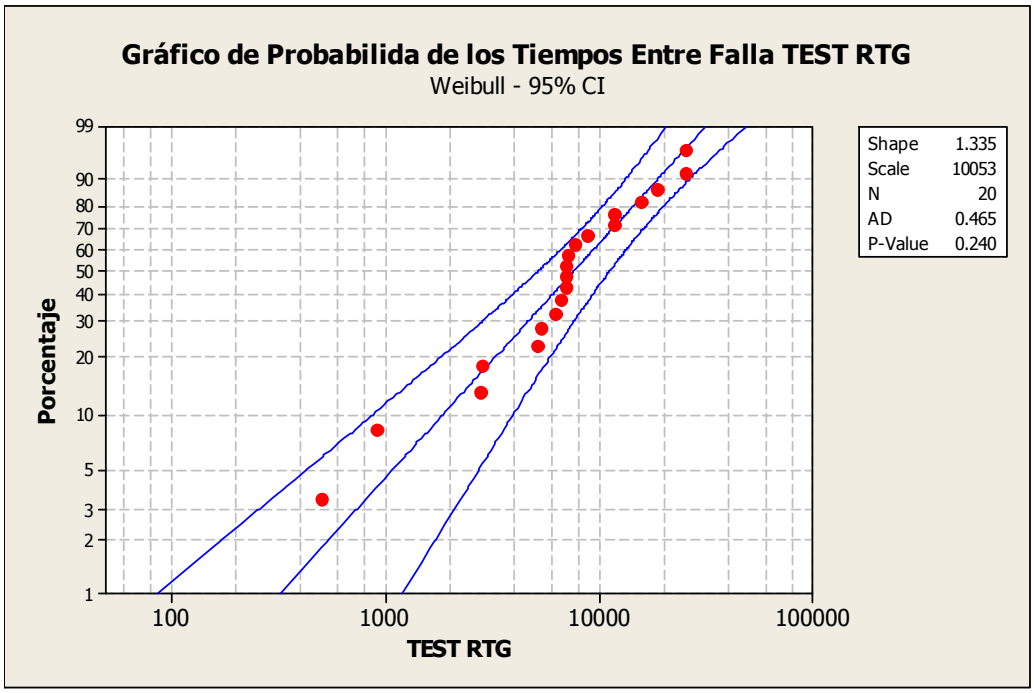
	Limite Inferior	Limite Superior	Frecuencia Observada	Frecuencia Esperada	Chi-Cuadrado
	menor a	2810.73	3	3.33	0.03
	2810.73	5113.71	1	3.33	1.63
	5113.71	7640.26	8	3.33	6.53
	7640.26	10786.5	2	3.33	0.53
	10786.5	15557.9	2	3.33	0.53
mayor a	15557.9		4	3.33	0.13

Chi-Cuadrado = 9.4 con 3 grados de libertad Valor de P = 0.0244185

No se puede rechazar la hipótesis que los tiempos entre falla Test RTG proviene de una distribución weibull con una confianza del 90% a más.

Análisis Realizado con Software Statgraphics Plus 5.0

Figura 36. Gráfico de probabilidad del tiempo entre fallas prueba RTG

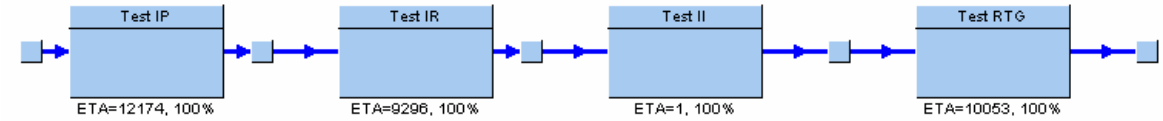


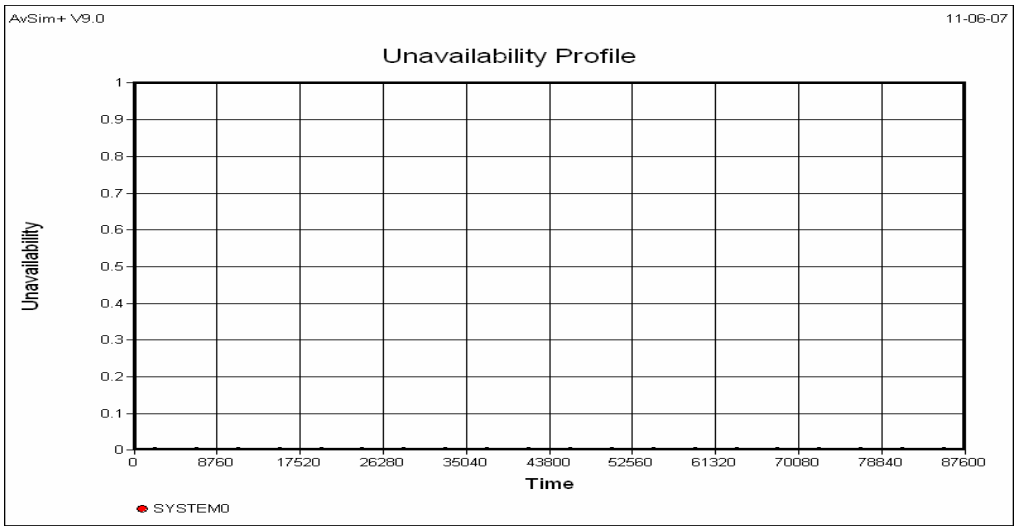
Donde el Parámetro de Forma (β), es aproximadamente 1.335 entendiendo estos como desgaste de componentes y el parámetro de escala (α) o Vida característica aproximadamente igual a 10053 hrs. Figura 36.

3.2.3 Conclusión a los análisis estadísticos realizados. De acuerdo a los análisis de tiempos entre fallas de cada una de las pruebas, ninguna de ellas tiene vida característica menor a 8760 hrs. es decir menor a un año. Según los análisis la prueba con mas probabilidad de falla es la prueba de IR donde el parámetro de escala en menor a 1, característico de mortalidad infantil.

Adicionalmente según simulaciones realizadas con el software Avsim 9.0 en un periodo de 10 años con intervalos de monitoreo (Inspección) iguales a 1 año, es probable que no ocurran fallas. Montado el sistema (motor electrico), como aparece en la figura 37, donde se evalúa la influencia de cada una de las pruebas que están asociadas a diferentes zonas de falla del motor.

Figura 37. Análisis del Sistema Con Software Avsim 9.0





3.3 PROGRAMA DE TERMOGRAFIA EN LA OPERACIÓN SDLA.

La termografía es otra de las técnicas del mantenimiento predictivo, desarrollado e implementado en la Operación SDLA, a través del componente electrico del grupo

CBM, y el programa como tal incluye inspecciones termográficas a lo diferentes equipos eléctricos de la operación relacionados en el Anexo B. donde se presentan de forma general los equipos principales incluidos en cada campo, entendiendo que cada uno de ellos consta de diversos componentes que se inspeccionan individualmente, dado que el objetivo es mantener la integridad de los mismos a través de esta importante técnica, en complemento con otras ya mencionadas en la sustentación teórica del capitulo 2. Las inspecciones termograficas se efectúan con una frecuencia semestral de acuerdo a las órdenes de mantenimiento creadas en el CMMS Máximo.

El acompañamiento que se ha dado durante el tiempo que lleva implementada esta técnica (aprox. 4 años), de acuerdo al porcentaje de hallazgos, entendidos estos como equipos o componentes con puntos calientes o con temperaturas anormales, constituyen una **oportunidad de mejoramiento** para la organización, al optimizar el uso de recursos tanto humanos como técnicos,

3.3.1 Análisis estadístico a inspecciones termograficas realizadas en la Operación SDLA. El estudio estadístico realizado a los históricos obtenidos dentro del programa de termografía implementado en la Operación incluye el estudio de tendencias por año, así como el porcentaje de hallazgos o desviaciones, respecto al total de inspecciones realizadas. Dicho estudio se realiza para todos los equipos inspeccionados termograficamente en la Operación agrupados en tres bloques de análisis: Cusiana, Cupiagua y un tercero que agrupa los campos de Recetor, Floreña y Ltt. Constituyendo en sustento teórico para la propuesta de Optimización.

3.3. 2 Tendencias presentadas en inspecciones Termográficas por Campos. A continuación se presenta las tendencias observadas en cuanto al número de hallazgos o desviaciones encontradas en las inspecciones termograficas realizadas en los Campos Cusiana, Cupiagua y en lo CPF's de Recetor, Floreña y Ltt, agrupados estos últimos para el estudio dado el bajo numero de equipos inspeccionados respecto al los campos mas grandes (Cusiana y Cupiagua).

- **Campo Cusiana:** La figura 38 muestra el comportamiento presentado en los datos históricos sobre las inspecciones realizadas desde el año 2003 a la fecha para los equipos eléctricos del CPF Cusiana presentados en el anexo B.

- **Campo Cupiagua:** La figura 39 muestra el comportamiento presentado en los datos históricos sobre las inspecciones realizadas desde el año 2003 a la fecha para los equipos eléctricos presentados en el anexo B para el CPF Cupiagua, donde se relacionan los equipos principales, entendiendo que en algunos casos como en los Centros de Control de Motores (CCM), el número de cubículos es variable dependiendo de los que estén en operación.

- **Campos Recetor-Floreña-LTT:** Dado que el numero equipos en estos campos es pequeño frente a los que se inspeccionan en Cusiana o Cupiagua se agruparon para ilustrar la tendencia global presentada en las inspecciones realizadas desde el año 2003 a la fecha mostradas en la figura 40.

Figura 38 Tendencia hallazgos inspecciones termograficas Cusiana

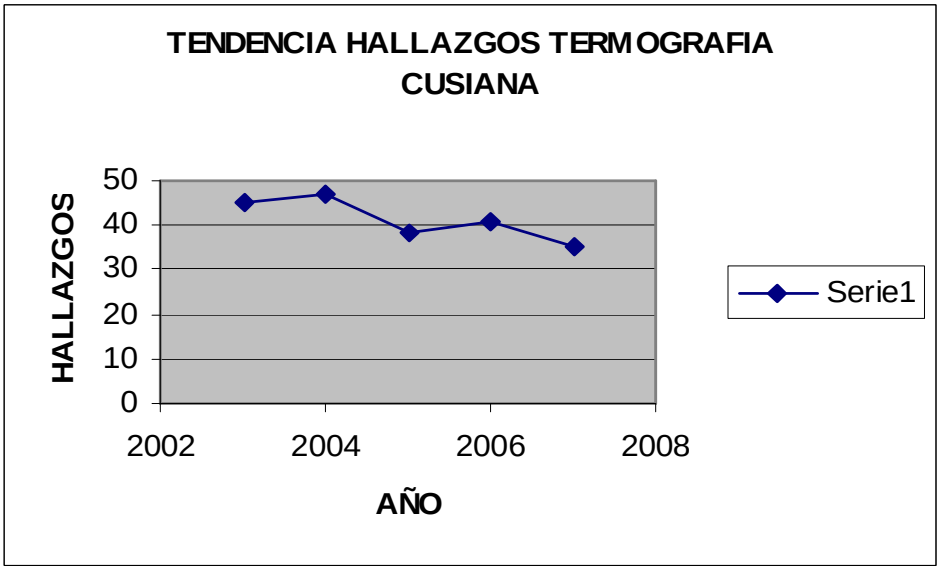


Figura 39 Tendencia hallazgos inspecciones termograficas Cupiagua

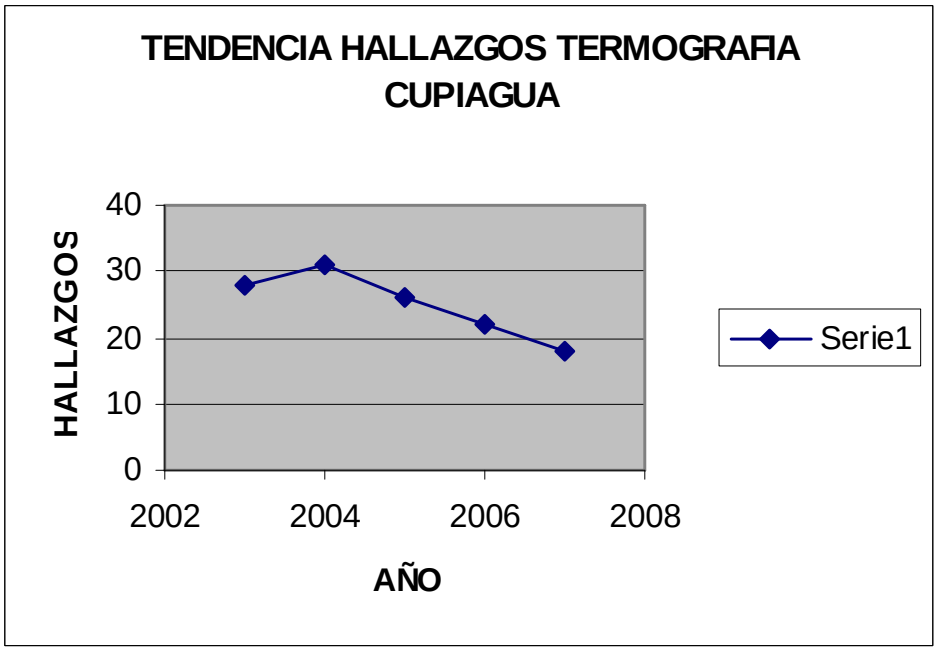
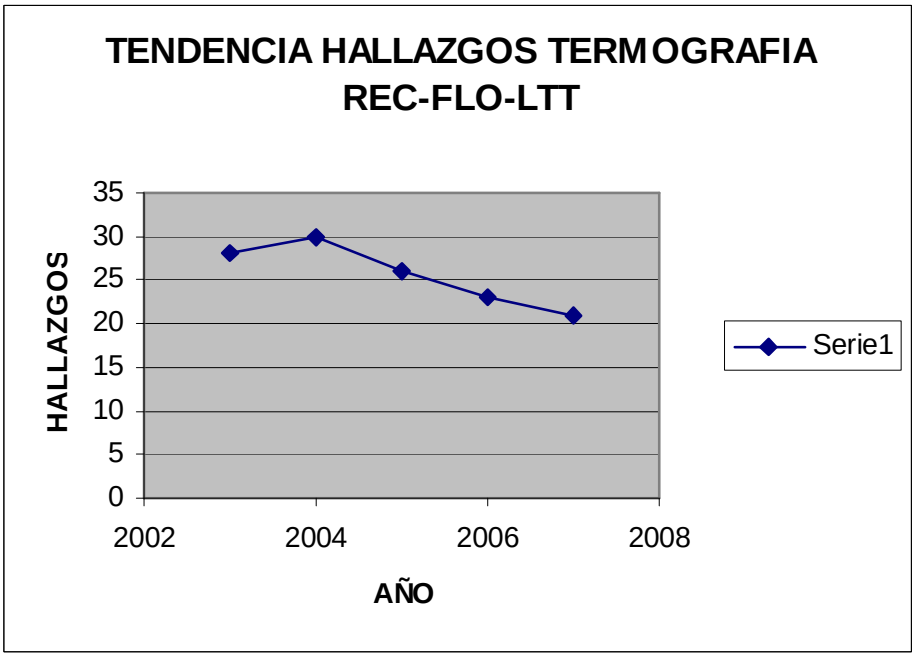


Figura 40 Tendencia hallazgos inspecciones termograficas Recetor-Floreña-Ltt



3.3.3 Porcentaje de Hallazgos por campos: El estudio de datos históricos obtenidos desde la implementación de esta técnica, hace referencia a detectar el número de puntos calientes en equipos con temperaturas consideradas anormales, según sea su condición de operación, para definir el porcentaje dentro del total de inspecciones realizadas en cada uno de los campos de la Operación SDLA.

- **Campo Cusiana:** Igualmente se hace un análisis evaluando la cantidad de equipos inspeccionados entendiendo que en el caso de los MCC's (Centro de Control de Motores) relacionados en el anexo B, cada uno de ellos tiene diferente numero de cubículos y que igualmente la inspección se realiza a aquellos donde su equipo este trabajando, por lo que pueden darse ligeras variaciones en cuanto al total, pero para efectos del presente trabajo se tomo el promedio de los inspeccionados y de los hallazgos encontrados desde el 2003 a la fecha. Figura 41

- **Campo cupiagua**: Igualmente se presenta un análisis grafico de los equipos inspeccionados frente a los hallazgos encontrados y que se muestran figura 42, discriminando el porcentaje y número en cada caso.

Figura 41. Porcentaje de hallazgos vs. equipos inspeccionados en Cusiana

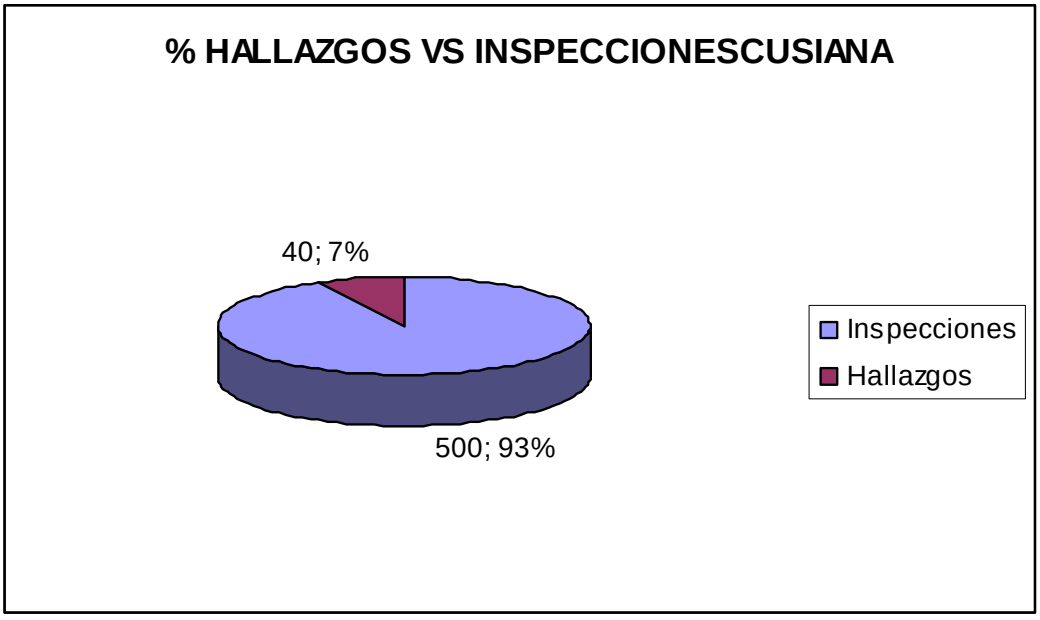
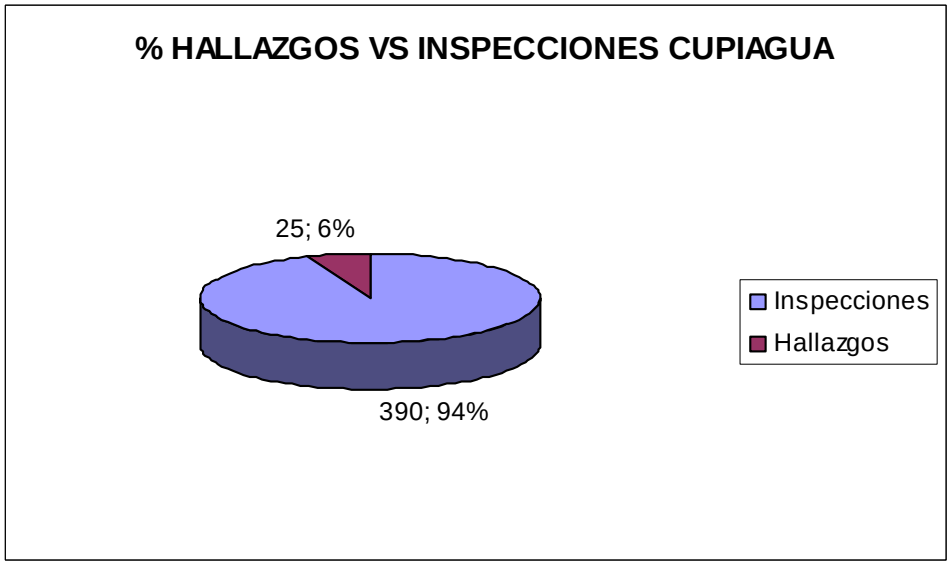
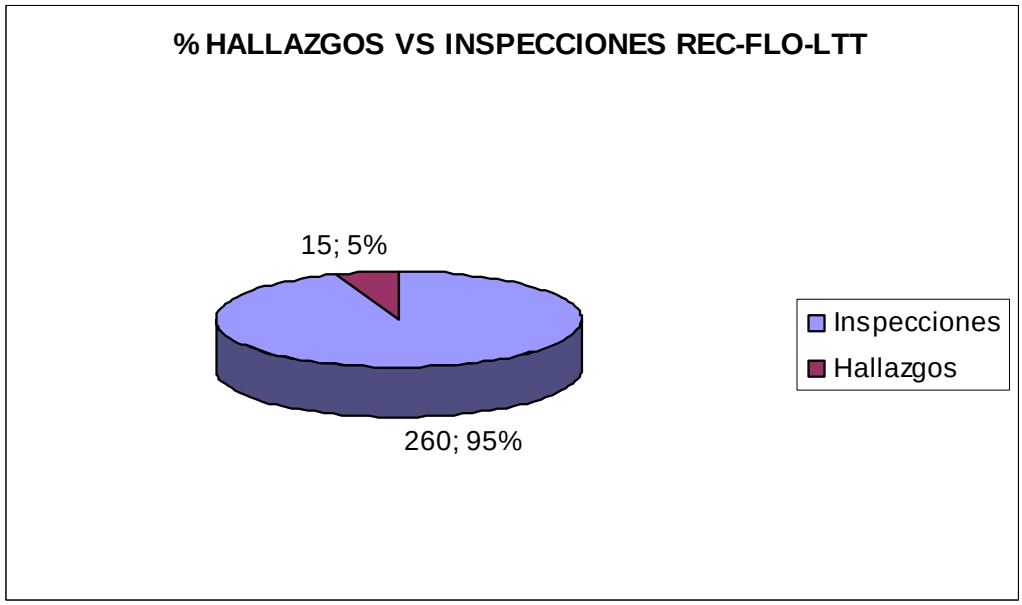


Figura 42. Porcentaje de hallazgos vs. Equipos inspeccionados en Cupiagua.



- **Campos Recetor-Floreña y Ltt:** Igualmente se han agrupado estos tres campos y se evaluaron de acuerdo al promedio de hallazgos en las inspecciones realizadas de 2003 a la fecha, figura 43.

Figura 43. Porcentaje de hallazgos vs. equipos inspeccionados en Recetor, Floreña y Ltt.



.

4. COMPONENTE ELECTRICO WEB CORPORTATIVA

4.1 ANTECEDENTES

A nivel de la intranet el grupo CBM, tiene implementada una pagina Web, donde se cargan los diversos monitoreos de la rutas para el equipo rotativo, relacionadas con análisis por vibraciones la cual se ha constituido en una valiosa herramienta para consulta y trasabilidad de los equipos. Dado el desarrollo que se ha venido gestando a nivel corporativo se esta trabajando a nivel Wood Group en su portal de Internet **http://www.equipo.com.co/EConexion/Index.aspx** en diversas áreas de negocios y bajo los cuales se ha estructurado la Pagina, que para el propósito del presente trabajo incluye lo relacionado con el desarrollo del componente eléctrico del grupo CBM, como subproceso de Confiabilidad, donde a través de diversas variables de tipo eléctrico previamente definidas para cada una de las pruebas se tiene la opción de establecer la condición de los equipos allí cargados por rutas para los diferentes campos de la Operación permitiendo generar reportes en lo relacionado al análisis de motores eléctricos y transformadores, a partir de las variables medidas y consideradas dentro de las técnicas mencionadas, para los que se presenta a continuación, los parámetros de diagnostico a partir de los cuales se establecen los resultados mostrados en cada prueba y que se muestran mediante diversos pantallazos.

4.2 ANÁLISIS DE MOTORES ELÉCTRICOS

De acuerdo a las pruebas realizadas dentro de esta técnica mediante pruebas estáticas o de MCE y dinámicas de Emax, tomadas con el analizador MCEmax, se tienen especificadas las siguientes variables por pruebas para evaluación de la condición eléctrica de un motor, agrupados por áreas y rutas de acuerdo al Campo (Cusiana, Cupiagua, Recetor, Floreña, LTT y algunos adicionales susceptibles de crear), o sistema de motores que se este evaluando

4.2.1 Pruebas estáticas. Se evalúan según lo expuesto en el numeral 2.1.1

- Desbalance resistivo: Prueba ya definida y asociada con la condición del Estator o del circuito de potencia mismo de un motor electrico, para la cual la NEMA tiene establecida como valor máximo un 5% con señal de precaución en 3%, valores sobre los cuales se fija la condición del equipo en las zonas mencionadas.

- Desbalance Inductivo: Igualmente esta prueba ya ha sido tratada, pero para efectos de evaluación del motor desde la pagina se han tomado los valores de 8% y 12% para la condición de precaución y alerta respectivamente, basados en la NEMA y bajo los cuales se puede establecer una condición para la zona de falla del rotor.

- Índice de Polarizacion: En esta prueba donde se evalúa la condición de aislamiento así como el grado de contaminación o degradación del aislamiento se tiene establecido por norma unos valores mínimos que para efectos del presente trabajo se ha fijado en 1, pero adicionalmente se evalúa teniendo en cuenta el perfil obtenido.

4.2.2 Pruebas dinámicas. Se evalúan según lo expuesto en el numeral 2.1.2 y considerando como base de la evaluación los datos presentados en las tablas 8, para análisis de corriente, con lo que se han fijado los siguientes valores para diagnostico. Que en cada caso dan una condición dependiendo de la severidad, asociada a posibles fallas en barras del rotor, al igual que posibles problemas de excentricidad, que se manifiesta con bandas laterales alrededor de la frecuencia de línea y se ubica en el espectro de corriente la frecuencia de paso de polo para determinar la amplitud de la misma y poder así efectuar el diagnostico.

Tabla 8. Diagnostico para análisis de corriente

CONDICIÓN	VALOR	CONDICIÓN
Amplitud de Corriente dB	45-54	Precaución
Amplitud de Corriente dB	Menor de 45	Alarma
Amplitud de Corriente dB	Menor de 30	Daño
Frecuencia de Excentricidad	# de barras rotor * Hz	

- **Análisis de potencia**: Esta es una de la pruebas dinámicas mas relevantes realizadas con el analizador MCEmax por la gran cantidad de información que ofrece, pero para efectos del presente trabajo y evaluación de un motor desde la Web, se han tomado, por considerarlas como las mas significativos los valores obtenidos en desbalance de voltaje, de corriente y la distorsión armónica total THD, con los siguientes setting establecidos por norma NEMA. Tabla 9

Tabla 9. Diagnostico para análisis de potencia

CONDICION	PRECAUCION	ALARMA
Voltaje de línea a línea %	5	10
Voltaje de desbalance >	1	2
Voltaje Factor de Cresta CF>	2	3
Voltaje THD >	3	5
Corriente de desbalance >	6	10
Corriente de	2	3
Corriente de	5	7
Desbalance de impedancia >	7	10

4.3 PRUEBAS A TRANSFORMADORES

De acuerdo a la teoría presentada para el análisis de aceites dieléctricos y/o pruebas a transformadores de manera resumidas se presentan las variables tenidas en cuenta para la valoración de estos equipos desde la Web corporativa. Y a partir de la cuales se emite un diagnostico. Teniendo en cuenta los estándares fijados para cada prueba, mostrados en la tabla 10.

4.4 TERMOGRAFIA

La parte relacionada con termografía esta en construcción y se aspira a crear desde la Web un reporteador, dado lo complejo que ha resultado el manejo de gran cantidad de imágenes tanto térmicas como fotográficas, que complican su manipulación desde el punto de vista del tamaño que ocupan, refiriéndonos a bytes, por lo que en lo relacionado con el manejo de información sobre esta técnica en la Web. Se continúa trabajando, para que se pueda integrar con las demás técnicas involucradas. Para que de forma integral se que permita, hacer trasabilidad a los equipos, y presentar informes gerenciales de condición de los mismos.

Tabla 10. Variables a evaluar en pruebas a transformadores

Error! Objects cannot be created from editing field codes.

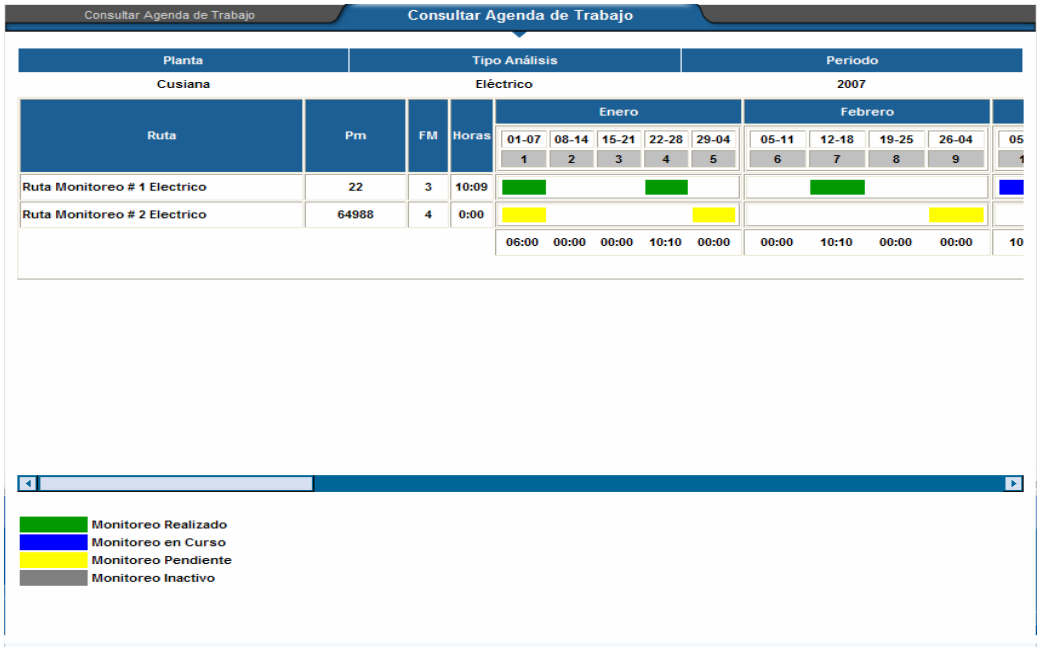
4.5 PANTALLAZOS WEB CORPORATIVA

Inicialmente al acceder a la pagina se encuentra el pantallaza mostrado en la figura 44, donde se observa parte de la estructura corporativa con sus diferentes procesos y subprocesos, a partir de los cuales se estructuro la Pagina, como el caso de Confiabilidad y CBM, con su componente electrico que presenta diferentes módulos con cada una de la variables mencionadas para las pruebas relacionadas con las diferentes técnicas del mantenimiento predictivo manejadas por el grupo, donde de acuerdo al perfil asignado a cada usuario dependiendo de su jerarquía dentro de la organización, se puede acceder a crear, modificar, eliminar o simplemente consultar registros o reportes los cuales se presentan en los siguientes pantallazas para cada caso así:

4.5.1 Consultar agenda de Trabajo. Se puede consultar la agenda de trabajo para verificar en el Schedule, los diversos monitoreos realizados, en curso, pendientes o inactivos agrupados por campos y rutas. Figura 45.

Figura 44. Estructura de los módulos incluidos en la Web Corporativa

Figura 45. Consultar agenda de trabajo



4.5.2 Modificar un reporte eléctrico. En la figura 46 se muestra el pantallaza generado donde se carga la condición del motor analizado evaluando el circuito de potencia, rotor y estator se establece un reporte del monitoreo en curso indicando

gráficamente un estatus asociado con un color para cada componente indicado así:

Color verde: condición Buena

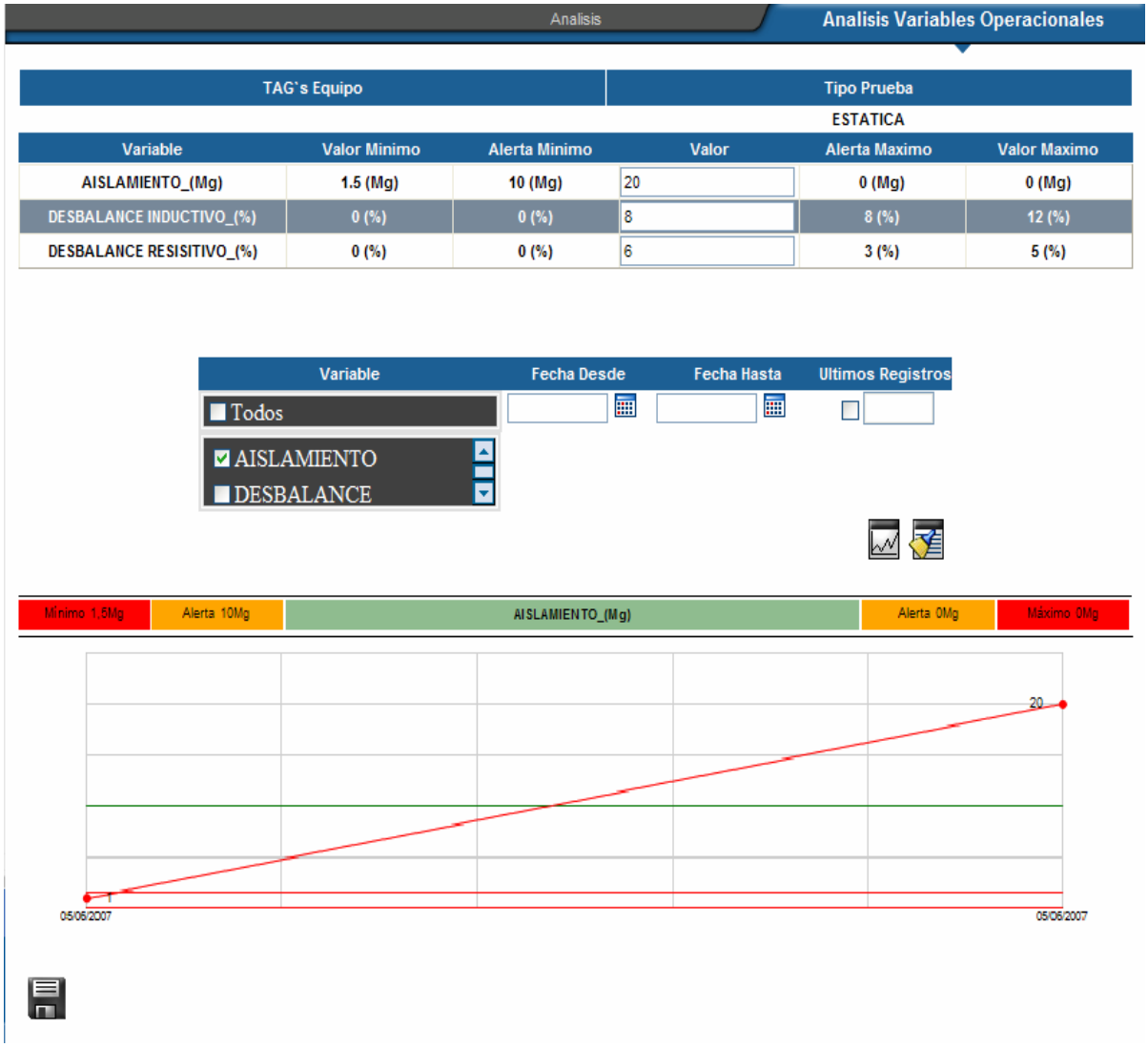
Color amarillo: condición de precaución

Color rojo: Condición de falla

Figura 46 Modificar reporte eléctrico

4.5.3 Análisis de variables operacionales. Cada una de las variables como aislamiento a tierra, desbalances inductivo, resistivo, de voltaje, de corriente, distorsión armónica total e índice de polarizacion se pueden establecer tendencias que de acuerdo a unos limites establecidos por norma para cada variable ofrecen igualmente una condición asociada con los colores verde, rojo o amarillo para bueno, precaución o alarma respectivamente. Figura 47

Figura 47. Análisis de variables operacionales



4.5.4 Consulta de Reporte Eléctrico. En la parte de reportes se ofrecen las siguientes opciones: Consultar reporte electrico por equipo o familia de equipos indicando la condición general asociada al componente evaluado indicado numérica y porcentualmente. Figuras 48 y 49

Figura 48. Consultar reporte eléctrico

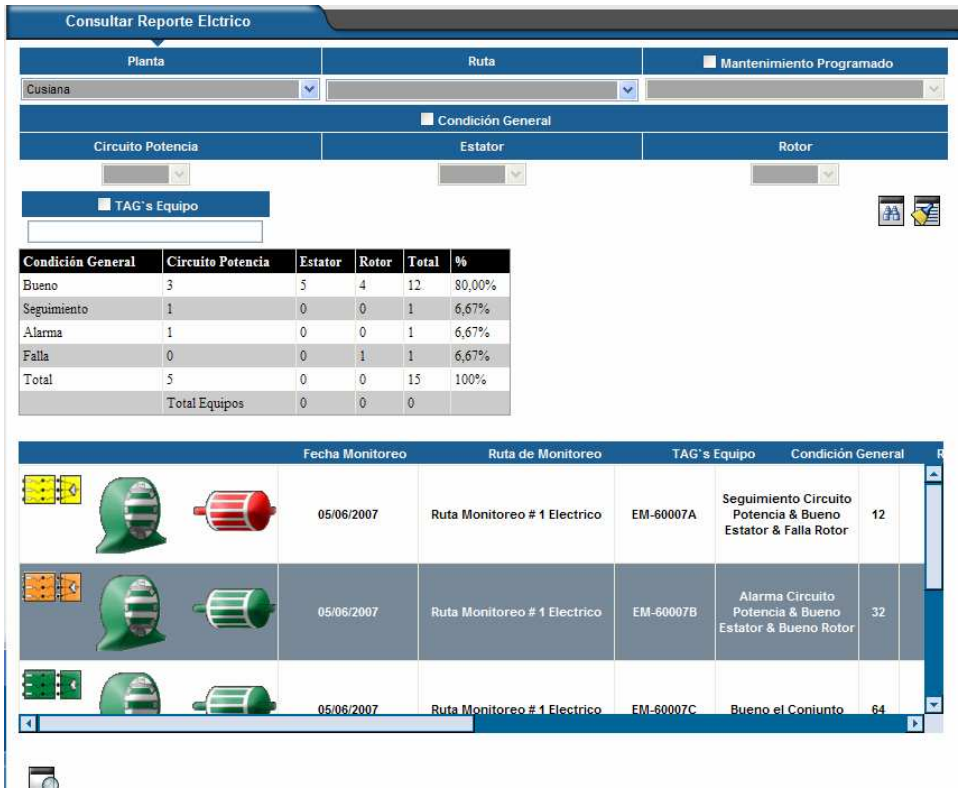
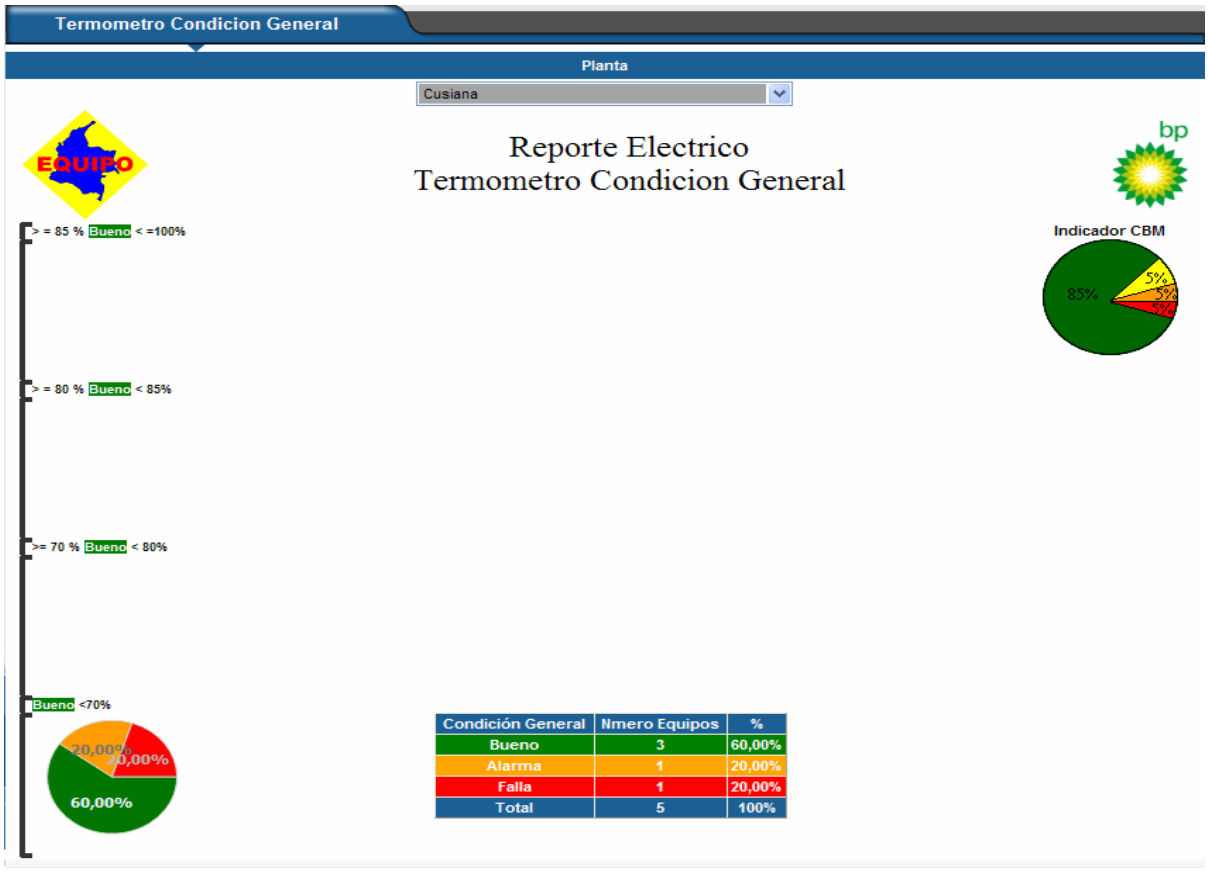


Figura 49. Reporte Eléctrico

Error! Objects cannot be created from editing field codes.

4.5.5 Termómetro de Condición: Para complementar la información disponible de acuerdo a los monitoreos realizados se disponen de reportes por planta de un termómetro de condición para comparar las metas con propuestas con la condición presentada constituyendo en una valiosa herramienta para establecer planes de mejoramiento. Figura 50

Figura 50**.** Termómetro de condición.


Termometro Condicion General
Planta
Cusiana
EQUIPO
Reporte Electrico
Termometro Condicion General
bp
Indicador CBM
85%
5%
5%
5%
> = 85 % Bueno < =100%
> = 80 % Bueno < 85%
>= 70 % Bueno < 80%
Bueno <70%
20,00%
20,00%
60,00%
Condición General | Nmero Equipos | %
Bueno | 3 | 60,00%
Alarma | 1 | 20,00%
Falla | 1 | 20,00%
Total | 5 | 100%

5. PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL CBM ELÉCTRICO EN LA OPERACIÓN DE SDLA.

Apoyados en los análisis estadísticos realizados a los datos históricos tanto en termografía como en análisis de motores, presentados en el capitulo 3, así como en la experiencia misma en la aplicación de estas técnicas dentro de la operación SDLA como en otros contratos, se proponen básicamente dos aspectos como cambio en las actuales frecuencias de monitoreo que a su vez implica reestructurar la actual matriz de monitoreo donde se incluyan las técnicas propuestas, igualmente se muestra la respectiva evaluación económica, incluido el aspecto ambiental y finalmente se presenta la teoría básica para un modelo de Gestión de Mantenimiento, que no es ajeno a la actual estrategia de mantenimiento implementada en la operación SDLA, donde ya se tienen avances en esta materia, pero que como se plasmo desde el comienzo del presente trabajo se encuentran grandes oportunidades de mejoramiento con la optimización de las técnicas de mantenimiento predictivo manejado por el grupo CBM.

5.1 REESTRUCTURACIÓN TÉCNICAS DESARROLLADAS POR EL CBM ELÉCTRICO

Reestructurar implica modificar la actual matriz de monitoreo, del grupo CBM, que en su componente eléctrico incluye básicamente las técnicas de análisis de motores eléctricos y termografía, según se muestras en la tabla 11. Dicha modificación hace referencia a conciliar parte de los objetivos propuestos y es incluir el ultrasonido y el análisis de aceite dieléctricos a transformadores de potencia como técnicas complementarias, con lo que tendría reestructurada la matriz de técnicas para el CBM eléctrico según se muestra en la tabla 12, las cuales tendrían una frecuencia de monitoreo anual y demandarían pocos recursos humanos y técnicos, si se tiene en cuenta que se dispone del ultraprobe 9000, para desarrollar el ultrasonido y una buena infraestructura por el contratista externo para el análisis y pruebas a los aceites dieléctricos, de transformadores que se propone administrar y hacer seguimiento para lograr el mejoramiento continuo con el que esta comprometida toda la organización.

5.1.1 Cambio de Frecuencias para inspecciones termográficas. Basados en el análisis estadístico realizado a los datos históricos por campos según se muestra en el ítem 3.4, sobre las inspecciones termografias realizadas en los últimos 4 (cuatro) años se muestra en el análisis grafico una clara tendencia a la baja y porcentualmente se encontró que el numero de hallazgos esta alrededor del 5%, considerada bastante bajo, y que si se analiza por grado de severidad de los

hallazgos mismos se encuentra que en su mayoría están en la categoría de probable deficiencia (ver tabla 4), los cuales permiten una cómoda planeacion para su corrección sin que se ponga en riesgo la integridad de la planta.

Tabla 11. Matriz actual técnicas desarrolladas por el CBM eléctrico.

Equipo Electrico	Termografía	Análisis de motores eléctricos
Motores eléctricos	✓	✓
Subestaciones eléctricas (switchs gears, tableros, celdas de control)	✓	N/A
MCC's	✓	✓
Transformadores	✓	N/A
UPS's	✓	N/A
Bancos de Baterías	✓	N/A

N/A: No Aplica

Tabla 12. Matriz Propuesta implementando técnicas del CBM Eléctrico

Equipo Electrico	Termografía	Análisis de motores eléctricos	Ultrasonido	Análisis de aceites dieléctricos
Motores eléctricos	✓	✓	N/A	N/A
Subestaciones eléctricas (switchs gears, tableros, celdas de control)	✓	N/A	✓	N/A
MCC's	✓	✓	✓	N/A
Transformadores	✓	N/A	✓	✓
UPS's	✓	N/A	N/A	N/A
Bancos de Baterías	✓	N/A	N/A	N/A

N/A: No Aplica

Con todo lo anterior se propones ampliar la frecuencia de monitoreo para las futuras inspecciones termograficas a un año, optimizando así los recursos tanto técnicos como humanos según se muestra en el análisis financiero y que constituyen parte fundamental del presente trabajo.

5.1.2 Cambio de Frecuencias para inspecciones a motores eléctricos. De acuerdo a los análisis estadísticos realizados con la información disponible en la base de datos del analizador MCEmax de Cusiana, descritos en el ítem 3.3, donde se logra establecer el **porcentaje de desviaciones** según las normas vigentes para cada una de las pruebas analizadas como: índice de polarización, desbalance resistivo, desbalance inductivo y aislamiento a tierra. Igualmente se toma ese porcentaje de desviaciones para determinar o establecer una **tasa de fallas (mtbf)**, para cada una de las pruebas, ajustándose a tiempos superiores a 1 (uno) año (8760 horas). Según se muestra en la tabla 13.

Tabla 13. Porcentajes de desviaciones y tiempo medio entre fallas por pruebas a motores eléctricos de la Operación SDLA.

TIPO DE PRUEBA	% DE DESVIACIÓN	TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS (HORAS)
Índice de Polarización (IP)	1,63	12174
Desbalance Resistivo (IR)	2,9	9296
Desbalance Inductivo (II)	6.13	10631
Aislamiento a tierra (RTG)	1	10053

Revisados estos dos indicadores a la luz de las estadísticas se tienen argumentos fuertes para proponer ampliar la actual, frecuencia de monitores de 32 semanas a 52 semanas, sin que se pongan en riesgo la confiabilidad de los equipos o del sistema mismo, sino que por el contrario se están encontrando opciones de mejora, con lo que gana toda la organización.

5.2 EVALUACION ECONÓMICA DE LA PROPUESTA

La esencia de la propuesta, aparte de optimizar los recursos que administra el grupo CBM es mostrar algunas cifras que pueden ser significativas y de gran ayuda a la hora de tomar desiciones y para el caso especifico del presente trabajo se muestran costos con las actuales frecuencias de monitoreo para termografía y

análisis de motores eléctricos, frente a los costos con el nuevo esquema propuesto.

5.2.1 Análisis por Termografía: de acuerdo al listado de equipos incluidos para termografía en toda la operación SDLA, relacionados en el Anexo B, se tiene un estimado en tiempo para monitorearlos de aproximadamente 42 días efectivos, Tabla 14, que al realizarlo semestralmente requeriría de 84 días de monitoreo al año con un costo estimado de 1.2 Millones de pesos por día, se tendrían los datos comparativos mostrados en la Tabla 15 para un total al año de 100.8 Millones de pesos frente a $50.4 que costaría hacerlo con una frecuencia anual como se propone.

Tabla 14. Tiempo requerido para inspección termografica por Campo.

CAMPO	**DIAS REQUERIOS**
Cusiana	17
Cupiagua	17
Recetor	3
Floreña	3
Ltt.	2
TOTAL	**42**

Tabla15. Costos inspecciones termográficas

INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA	**COSTOS (MILLONES DE PESOS)**
Actual (Frecuencia semestral)	100.8
Propuesta (Frecuencia anual)	50.4
Ahorro	**50.4**

5.2.2 Análisis de motores eléctricos: Según datos consignados en la tabla 6. de distribución de rutas y motores por campo, se tiene que dentro del actual programa de MCEmax cubre 795 motores para monitorear en toda la operación

SDLA, que de acuerdo a la actual frecuencia de monitoreo de 32 semanas, con un tiempo promedio por motor de 2 horas se requieren de 795*2*1.5 = 2285 Horas de monitoreo al año, frente a 1590 horas que seria el producto de evaluar los 795 motores con una frecuencia anual como se propone, teniendo en cuenta que se mantienen las mismas 2 horas por motor, En la tabla 16, se muestran los costos asociados en cada caso tomando como base nada mas el costo del técnico CBM Electrico para realizar estas pruebas cuyo costo es de $492.642= por día de 8 Horas, que para efectos del ejercicio nos daría requerimientos para 286 días de monitoreo por año, que básicamente es el que se hace actualmente. Frente a 199 que se requerirían con la propuesta.

Tabla 16 Costos de monitoreo a motores eléctricos.

PRUEBAS A MOTORES	**COSTOS (MILLONES DE PESOS)**
Actual (Frecuencia de 32 semanas)	140.895
Propuesta (Frecuencia de 52 semanas)	98.035
Ahorro	**42.086**

El anterior análisis no incluye el uso del analizador MCEmax por ser un recurso de la compañía, pero que igualmente con la frecuencia de monitoreo propuesta si se tiene en cuenta que pueda utilizarse en otro contrato los beneficios serian mucho mas significativos. Al igual que si se evalúa el costo de la oportunidad de capital del mismo que es significativo dado su valor comercial cercano a los US$50.000=

5.2.3 Ultrasonido. Incluir esta técnica dentro del programa del CBM Electrico para la operación SDLA, tiene muy pocas implicaciones desde el punto de vista económico, dado que la organización cuenta con dos equipos de ultrasonido el Ultra probé 2000 y Ultra probé 9000, al igual que el recurso humano, que debe ser capacitado en esta técnica, y respecto al tiempo esta actividad se realizaría de forma paralela con la termografía, ofreciendo grandes beneficios desde el punto de vista de la seguridad de las personas ya que mediante esta técnica es posible detectar posibles problemas con gran potencial de daño para las personas antes de abrir algún compartimiento electrico confinado.

5.2.4 Análisis de aceite dieléctrico. Esta técnica actualmente administrada por el grupo de mantenimiento electrico, igualmente no tendría impacto económico al pasar a ser administrada por el grupo CBM Electrico, ya que básicamente lo que se pretende es buscar un mejor manejo de la información suministrada por el

contratista que realiza los análisis de laboratorio, y en cuanto al posible impacto en horas hombre son equivalentes en cuanto a que se estarían liberando las mismas horas hombre del grupo electrico, que las se emplearían por parte del CBM electrico.

5.3 IMPACTO AMBIENTAL

El desarrollo del presente trabajo esta alineado con las políticas de manejo ambiental con que esta identificada la organización y en el caso especifico de la aplicación de cada una de las técnicas propuestas se busca minimizar al máximo el posible impacto ambiental, dado que la propuesta pretende mediante los estudios realizados garantizar el adecuado funcionamiento de los activos confiados a la organización y que deben ser mantenidos para su correcta operación de forma que nos se presenten paradas no planeadas o daños en los equipos, evitándose así quemas de gas o derrames de crudo, al igual que se tiene en cuenta una adecuado manejo de los aceites dieléctricos desde la toma misma de una muestra hasta la correcta disposición de aceites usados.

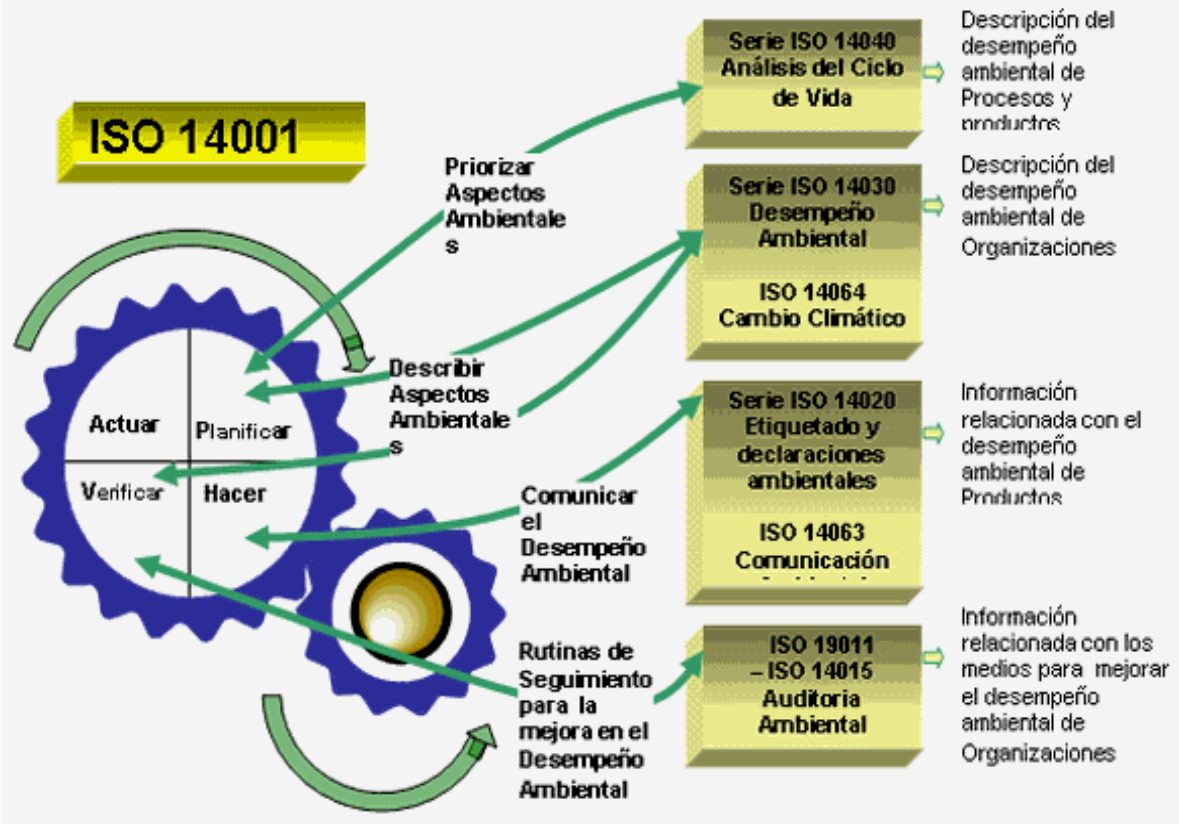
Cuando se habla de políticas de manejo ambiental se hace referencia a que cuenta con un sistema de gestión integral SGI, donde en su política integral de calidad, medio ambiente, seguridad y salud ocupacional, entre otras se declara el compromiso con: Cumplir la legislación y otros requisitos aplicables para crear y promover una cultura preventiva hacia la calidad, **protección ambiental** y salud ocupacional, al igual que prevenir lesiones personales, daños a la propiedad y **contaminaciones al medio ambiente**[15] integrando la Calidad con las normas ISO 9000, medio ambiente con las ISO 14001 y seguridad industrial con las oshas 18001, en su sistema de Gestión Integral ya mencionado.

En la parte especifica de las ISO 14001, relacionadas con el sistema de Gestión Ambiental, la compañía esta identificada con el ciclo PHVA, mostrado en la figura 51, e igualmente siguiendo los lineamientos establecidos por la norma en mención contempla en todos sus **procedimientos de trabajo** un ítem dedicado al cumplimiento de los estándares de manejo ambiental así: “Cuando sea aplicable, los aspectos ambientales significativos asociados con la tarea y los posibles impactos al medio ambiente que se puedan generar, son identificados igualmente en el análisis de seguridad (si es solicitado) que se incluye para la ejecución de la

[15] EQUIPO de Servicios Petroleros Ltda. Política integral de calidad, medio ambiente, seguridad y salud ocupacional SGI. 2006

tarea anexo al permiso de trabajo. El permiso de trabajo debe ser leído y entendido por los ejecutantes antes de empezar la labor, con el fin de saber cuales son los aspectos ambientales involucrados en la tarea, conocer los controles y evitar incidentes que puedan generar los posibles impactos al medio ambiente por el no cumplimiento del procedimiento de trabajo. Los aspectos ambientales valorados en el análisis de seguridad (si es solicitado) que se incluye para la ejecución de la tarea anexo al permiso de trabajo y la forma de minimizar los impactos son de obligatorio conocimiento y aplicación por el ejecutante de la tarea antes de iniciar la actividad. Todos los residuos generados por las actividades propias del trabajo, deben ser identificados, seleccionados y depositados en los recipientes adecuados, para su posterior disposición en los lugares señalados por el cliente o autorizado por la autoridad ambiental competente del área de influencia del trabajo."

Figura 51. Ciclo PHVA, Aplicado al Sistema de Gestión Ambiental



5.4 MODELO GERENCIAL DE GESTION DE MANTENIMIENTO

En aras de alinear el Modelo de Gestión de Mantenimiento del CBM Eléctrico con el modelo de Gestión de Operación y Mantenimiento de la Operación SDLA, se presenta un Modelo de Gestión del Mantenimiento propuesto por el grupo NORIA, y con el que esta identificada la organización en varios de sus apartes y que de

acuerdo a la sustentación teórica presentada en el Modelo de este constituye un marco referencial para la transformación de la Gestión de Mantenimiento con un enfoque sistemático e incluyente orientado a soportar la Optimización del uso de los activos considerando entre otros, los factores de seguridad, rentabilidad, confiabilidad, mantenibilidad como claves determinantes. Los cuales se presentan en la figura 52 para dar una visión general de modelo de mantenimiento, dejando claro que para hacerlo compatible con las diversas áreas de operación de una empresa es imprescindible que se incluya diversos elementos a saber:

Gente:

- Gerencia del Cambio
- Confiabilidad Humana
- Ergonomía

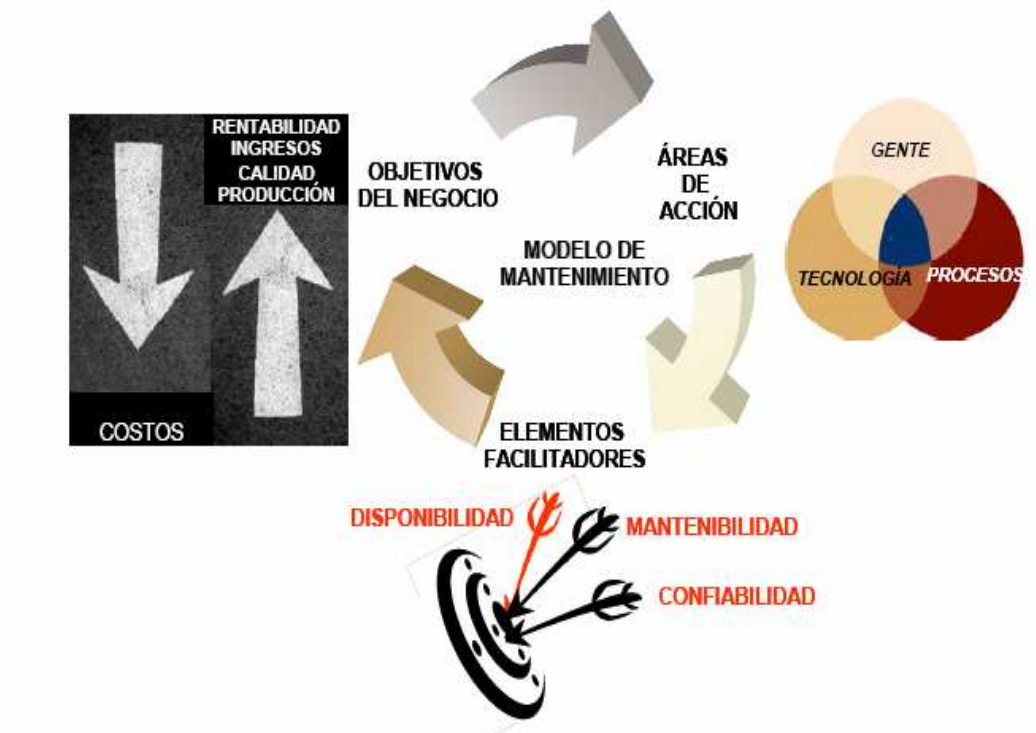
Procesos:

- Six sigma
- Análisis de Ciclo de Vida
- Calidad Total
- Mantenimiento Clase Mundial
- Mantenimiento Productivo Total

Tecnología:

- Sistemas Computarizados para la Gestión de Mantenimiento
- Sistemas para el manejo de Recursos
- Sistemas expertos para la Gerencia de Confiabilidad
- Mantenimiento Centrado en Confiabilidad
- Análisis de Criticidad
- Análisis de Causa Raíz

Figura 52. Visión General de Modelos de Mantenimiento



Hasta aquí se ha presentado el concepto básico y características de un Modelo Gerencial de Mantenimiento, no obstante lo que interesa es como implementarlo, para lo que inicialmente se debe pensar en como diseñar dicho Modelo. Y cuyo enfoque debe responder a los siguientes aspectos:

- **Definir y Acordar Necesidades:** el primer paso para el diseño exitoso de un modelo de gestión de mantenimiento es el reconocer desde el seno de la organización que existe la necesidad de definir un modelo de gestión que oriente y guié las actividades de mantenimiento. Este proceso suele ser traumático y enfrentar mucha resistencia debido a la tendencia natural de pensar que las cosas están bien como están y no son necesario cambios. A pesar que esta iniciativa debe nacer y ser respaldada por los altos niveles gerenciales es necesario iniciar una campaña agresiva de comunicación e involucramiento de “todos” los niveles de la organización.
- **Definir Funciones:** en esta fase el objetivos es identificar cuales son las funciones de la gestión de mantenimiento y los objetivos estratégicos a ser alcanzados alineados con los objetivos del negocio. En esta fase por lo general se revisan la Misión y Visión de la Gestión de Mantenimiento.

- **Definir Procesos Gente y Tecnología:** Una vez definidas las funciones se proceden a revisar las áreas del negocio asociadas a Procesos, Gente y Tecnología para soportar las funciones y objetivos estratégicos establecidos. Los subprocesos considerados generalmente con algunas variables en los modelos de gestión de mantenimiento (dependiendo de la naturaleza del área de negocios) se listan en la tabla 17.

Tabla 17. Áreas del negocio de Mantenimiento usualmente consideradas en los Modelos de Gestión

GENTE	PROCESOS	TECNOLOGÍA
Organización	Planificación	Tecnología de Información
	Programación	Ingeniería de Confiabilidad
	Materiales	
	Ejecución y Control	
	Evaluación	
	Mejora Continua	
	Gerencia de la Información	

- **Definir Evolución de Procesos:** Una vez definidos los objetivos estratégicos, macro procesos y las áreas del negocio que serán parte del Modelo de Gestión, debe definirse el mapa de procesos que deberá seguir la organización para lograr la evolución o mejora continua de cada una de las áreas del negocio. Es decir, se deben definir programas, proyectos, planes de acción y tareas que permitan una evolución continua de la organización dentro del marco de evolución definido.

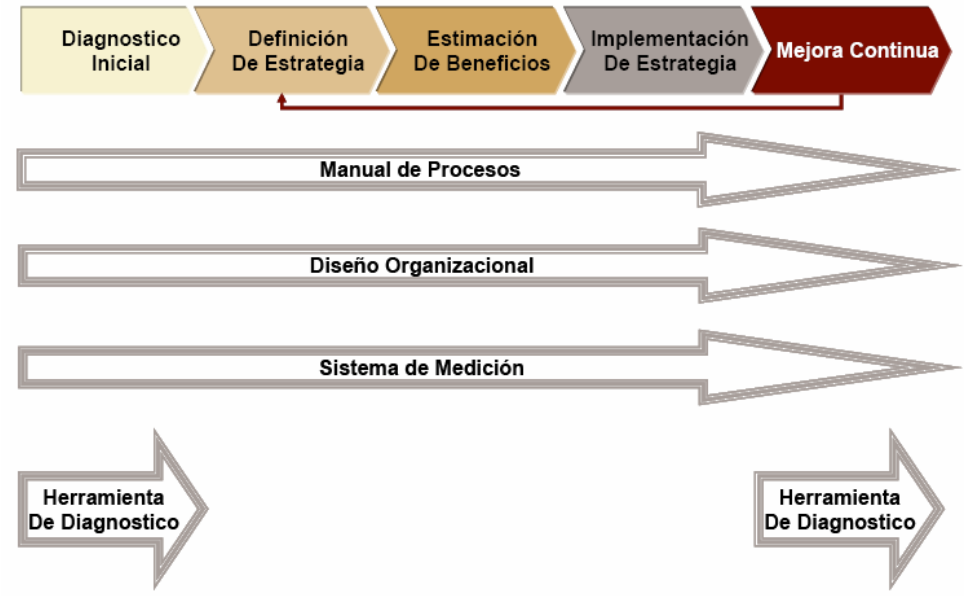
- **Herramientas de Soporte:** Dentro del diseño de un modelo de Gestión de Mantenimiento, se contemplan como herramientas mínimas para lograr el proceso de transformación propuesto a través del Modelo, **un manual de procesos,** que hace referencia a los procesos de mantenimiento y a su interrelación misma dentro de la gestión de mantenimiento con clientes y proveedores entre los que se incluyen Operaciones. Recursos Humanos, Materiales y finanzas, **un diseño Organizacional**, donde se establecen las características básicas de la Organización de Mantenimiento tales como: Estructura Organizacional, Roles, Perfiles del personal y Planes de carrera entre otros. Un tercer elemento del las herramientas de soporte esta constituido por **Herramientas de Diagnostico**, cuyo objetivo es medir el grado de evolución de la Gestión de Mantenimiento, con relación al Modelo Gerencial desarrollado para la organización. Un último elemento incluido

dentro de las herramientas de soporte lo constituye un **Sistema de Medición,** con el que se hace referencia a la recolección de información necesaria, y cálculos de indicadores de Gestión estratégicos, operativos y tácticos, en las áreas técnicas, gestión general y financieras, las cuales deben ser monitoreadas constantemente para permitir evaluar la organización.

Una vez se tiene un diseño el reto lo constituye la implementación de un Modelo Gerencia de Mantenimiento, dado que en la etapa de diseño se dan los componentes o la formula para el Modelo en mención, mientras que la implementación como tal implica de un esfuerzo continuo por un periodo que puede oscilar entre 2 y 10 años dependiendo del tamaño y complejidad de la empresa. Por lo que se reitera este es un proceso continuo e iterativo donde se distinguen unas etapas generales para el proceso de implementación según se muestra en la figura 53.

En conclusión se puede afirmar que la transformación efectiva y duradera de cualquier gestión de mantenimiento, independiente del tipo de industria o sector debe esta fundamentada en un mapa de procesos o Modelos de Gestión de Mantenimiento el cual debe ser desarrollado en las características particulares de cada organización y para el caso especifico del CBM eléctrico en la operación SDLA, se deben aprovechar las sinergias existentes para que un proceso de mejoramiento continuo se lleguen a los estándares propuestos en el Modelo.

Figura 53. Proceso de implementación de un Modelo Gerencial de Gestión de Mantenimiento.



6. CONCLUSIONES

- Se actualizo la base de datos de motores eléctricos de la operación Santiago de las Atalayas, unificando la identificación de los mismos para ser administrados desde la Web corporativa junto con las otras técnicas desarrolladas por CBM, de manera que se pueda hacer una adecuada trasabilidad a los mismos permitiendo obtener indicadores actualizados y con alto grado de veracidad.

- Se evaluaron las actuales técnicas desarrolladas por el CBM Eléctrico como son Análisis de motores y termografía mediante análisis estadísticos de los datos históricos, para fundamentar la propuesta de reestructuración de las mismas en cuanto a la frecuencia de monitoreo se refiere

- Mediante el estudio de datos históricos sobre inspecciones termográficas realizadas en los últimos cuatro años a los equipos eléctricos en la operación Santiago de las Atalayas SDLA, se encontró que muestran tendencia a la baja con porcentajes de hallazgos sobre el total de equipos inspeccionados cercanos al 5%, con un grado de severidad de medio a bajo, lo que permite proponer el cambio de frecuencia para estas inspecciones de semestral a anual, igualmente logrando beneficios por optimización de los recursos y disminución de costos

- Apoyados en herramientas estadísticas y programas como strargraphic, Avsim y Exel se logro establecer los porcentajes de falla por pruebas para motores eléctricos, así como tiempos medios de falla en cada caso, de forma tal que sin poner en riesgo la integridad de los equipos se proponga el cambio de frecuencias de monitoreo de 32 a 52 semanas con beneficios significativos que hacen referencia a optimizar el uso de recursos tanto humanos como técnicos.

- Dentro de la propuesta de optimización del CBM Electrico en la Operación SDLA, se propone incluir el ultrasonido y el análisis de aceites dieléctricos como técnicas complementarias

- Se plantearon las diversas variables y requerimientos para la inclusión del componente electrico en la Web corporativa para el adecuado manejo de la información relacionada con las pruebas a motores eléctricos al igual que las relacionadas con el análisis de aceites dieléctricos y transformadores, quedando por definir un reporteador para la parte relacionada con termografía.

- De acuerdo a la evaluación financiera realizada dentro la propuesta de optimización para cambio de las actuales frecuencias de monitoreo en termografía de 26 a 52 semanas y para motores eléctricos de 32 a 52 semanas, se presentan ahorros significativos cercanos al 42 % de los costos actuales incluidas las dos técnicas pasando de $241.6 millones con el actual esquema a $140.4 millones con las nuevas frecuencias propuestas.

- Se presenta un Modelo Gerencial de Gestión de Mantenimiento, para ser adaptado por el Grupo CBM, mediante un proceso de mejoramiento continuo, aprovechando las sinergias con que cuenta la Organización para llegar a los estándares clase mundo propuestos en el Modelo, entendiendo la importancia que tiene para tales fines un alto grado de sensibilización de todas las partes interesadas en la Optimización de los recursos y procesos mismos para el logro de los objetivos propuestos.

BIBLIOGRAFÍA

BP EXPLORATION Colombia, MANUAL DE OPERACIONES CAMPO CUSIANA FASE I Y II, Colombia, 1998.

CANAVOS, George C. Probabilidad y Estadística Aplicaciones y Métodos. Fernández Ciudad, S.L. McGraw-Hill, 1984. 651 p.

EQUIPO de Servicios Petroleros. Manual de Gestión Integral. 2003.

EQUIPO de Servicios Petroleros Ltda. Política integral de calidad, medio ambiente, seguridad y salud ocupacional SGI. 2006

ESHLEMAN, Ronald L. Análisis de las Vibraciones II, Vibration Institute. 2003. 427p.

GALLO MARTINEZ, Ernesto. Diagnostico y Mantenimiento de transformadores en campo. TRANSEQUIPOS LTDA., 2005. 160p

INFRARED TRAINING CENTER, Manual curso Nivel I. Púb. No. 1

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Normas Colombianas para la presentación de trabajos. Bogotá D. C.: ICONTEC, 2004. NTC 1486.

MOOD Alexander, GRAYBILL Franklin, BOES Duane. INTRODUCTION TO THE THEORY OF STATISTICS. Third Edition Mac Graw-HILL. 1974

MONTGOMERY, Douglas C. y RUNGER, George C. Probabilidad y Estadística aplicada a la Ingeniería. 1ra Edición. México McGraw-Hill, 1994. 1014 p.

MORA Luís Alberto, DEMA Pérez Carlos Manuel, MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD, Congreso internacional de Mantenimiento del Perú, mayo 2001

PRANDO. Raúl R. Manual de Gestión de Mantenimiento a la Medida. 1ra . Ed. Piedra Santa S.A. El Salvador. 1996.

UE Training Systems, Inc, Ultrasonido propagado en el aire Nivel I, 1997 Rev 2. 238 p.

CANALES Arturo, PACHECO Pedro y SARNOS Emilio G. Modelo Gerencial de Mantenimiento-Fundamento Filosófico, Reliability Word 2006, Monterrey NL México, Junio 2006. Available from Internet: http://www.noria.com/sp/conferencia.asp

ANEXOS

ANEXO A

ANALIZADOR MCEmax de Pdma

El MCEmax es un analizador de motores-generadores capaz de efectuar diagnósticos en motores AC (de inducción, rotor devanado y rotor de aluminio fundido) DC, y sincrónicos. Es un equipo portátil integrado en una sola unidad donde todas las mediciones se registran en una sola base de datos. Mediante una interfase que comunica el hardware del equipo con un Software instalado en un computador portátil que es parte integral del equipo según se observa en la foto mostrada a continuación, del analizador mencionado que además muestra como factor relevante el sitio y forma de conexión de las puntas de prueba para la toma de datos para pruebas estáticas o con motor desenergizado, donde cada punta va una de las líneas del motor para su respectivo diagnostico.

Las mediciones se hacen en las tres fases mediante pruebas estáticas como aislamiento a tierra, desbalance resistivo e inductivo, índice de polarizacion así como la de Influencia del Rotor (RIC), y dinámicas o en línea como análisis de corriente tanto en alta como en baja resolución, arranque, excentricidad y análisis de potencia utilizando la técnica de análisis espectral de la señal de corriente (MCSA) evaluando el motor en las siguientes Zonas de falla.

ZONAS DE FALLA PARA UN MOTOR ELECTRICO

- **Calidad de Energía**: Hace referencia a la alimentación del motor donde se evalúan las señales tanto de voltaje como de corriente analizando los desbalances, la distorsión harmónica total (THD), según los requerimientos

de la norma IEEE 519-1992 y NEMA, pudiéndose detectar problemas relacionados con:

- Distorsión del voltaje en la instalación
- Corrientes de neutros excesivas
- Altos valores de voltaje neutro-tierra
- Sobrecalentamiento de transformadores
- Penalización por bajo FP (factor de Potencia)

- **Circuito de Potencia**: La evaluación del circuito de potencia incluye todos los conductores y dispositivos ubicados entre el CCM (XX) y el motor, dado que en algunos casos, una falla externa al motor puede llegar a afectar seriamente el funcionamiento normal de la maquina, aunque el motor se encuentre en buen estado.

- **Estator:** En un estator es importante el diagnosticar los devanados, el aislamiento entre vueltas, juntas soldadas y el núcleo del estator o laminaciones, siendo la falla mas común el corto entre vueltas, con lo que se reduce el campo magnético originando desbalances y por ende aumento en las vibraciones que a su vez traen como consecuencias, degradación del aislamiento y daños en los rodamientos.

- **Rotor**: para evaluar la condición de un rotor se deben revisar las barras, laminaciones y anillos de corto circuito

- **Entrehierro:** Es el espacio físico entre el rotor y el estator, de manera que es posible detectar condición de excentricidad estática y dinámica relacionada con deformaciones en el rotor o condiciones mecánicas inapropiadas externas al motor.

El análisis completo de zonas de falla una vez realizadas todas las pruebas, evalúa y genera en forma automática e inmediata un informe completo con niveles de alarma dependiendo de la severidad de las fallas encontradas en la maquina. Estos niveles de alarma se basan en las normas IEEE y en los parámetros del fabricante ya incluidos en el software. Una vez efectuadas una serie de pruebas con cierta periodicidad, el equipo almacena el historial.

ANEXO B: Relación de Equipos Eléctricos para inspecciones termográficas por Campos

EQUIPO ELECTRICO PARA PRUEBAS DE TERMOGRAFIA CUSIANA			
SISTEMA	**DESCRIPCION**	**CANTIDAD**	**FRECUENCIA**
S.W.G. 13,8 KV	breaker de distribución de 13.8KV	34	Semestral
S.W.G. 4160 V	breaker de distribución de 4160V	48	Semestral
S.W.G. 480 V	breaker de distribución de 480V	28	Semestral
MCC. 480 V	Centro de control de motores de 30 cubículos cada uno	32	Semestral
BANCOS DE BATERIA		15	Semestral
CARGADORES DE BATERIA	COMPUESTO POR PANEL DE CONTROL	23	Semestral
UPS.	COMPUESTO POR PANEL DE CONTROL	8	Semestral
LINEA AEREA DE 13,8 KV	Línea del pozo J-20	1	Semestral
TABLEROS DE CONTROL VDC/ I/O	COMPUESTO POR CELDAS	18	Semestral
TRANSFORMADORES DE ACEITE	Cajas HV & LV	20	Semestral
TABLEROS DE TURBOGENERADORES	COMPUESTO POR CELDAS	15	Semestral
TABLEROS DE TURBOCOMPRESORES	COMPUESTO POR CELDAS	18	Semestral
TABLERO DE CONTROL ABB	COMPUESTO POR CELDAS	29	Semestral
GENERADORES DE EMERGENCIA	COMPUESTO POR CELDAS	3	Semestral
GENERADORES SUPERIOR	COMPUESTO POR CELDAS	5	Semestral
COMPRESORES DEMAG	COMPUESTO POR CELDAS	4	Semestral
BOMBAS DE REINYECCION	COMPUESTO POR CELDAS	4	Semestral
TABLEROS DE UNIDADES DE GLICOL	COMPUESTO POR TABLEROS	3	Semestral
PANEL DE SINCRONIZACION	COMPUESTO POR CELDAS	2	Semestral
TABLEROS DE DISTRIBUCION	COMPUESTO POR CELDAS	3	Semestral
TABLEROS DE CONTROL	COMPUESTO POR TABLERO	12	Semestral
BORNERAS	COMPUESTO POR CELDAS	7	Semestral

EQUIPO ELECTRICOS PARA PRUEBAS DE TERMOGRAFIA CUPIAGUA

SISTEMA	DESCRIPCION	CANTIDAD DE CELDAS O CUBICULOS				
		Main S/E	Train 1 S/E	Train 2 S/E	Crude S/E	REINJECTION S/E
S.W.G. 13,8 KV	breaker de distribución de 13.8KV	16	0	0	5	8
S.W.G. 4160 V	breaker de distribución de 4160V	10	0	0	8	9
S.W.G. 480 V	breaker de distribución de 480V	5	6	6	1	15
MCC. 480 V	Centro de control de motores	3	5	5	1	9
BANCOS DE BATERIA	Conexiones	5	3	3	3	6
CARGADORES DE BATERIA	Breakers, conexiones, contactores	3	1	1	1	4
UPS.	Transformadores, conexiones.	2	2	2	2	2
TRANSFORMADORES EN ACEITE	Cajas HV & LV	8	1	1	2	5
TABLEROS DE TURBOGENERADORES	Cajas HV	2	0	0	0	0
COMPRESORES DEMAG	Motor	2	0	0	0	0
TABLEROS DE DISTRIBUCION	Compuesto por breakers	7	6	6	5	7

MONITOREO TERMOGRÁFICO SISTEMA ELÉCTRICO DE RECETOR			
RUTA	**EQUIPOS A MONITOREAR**	**ÁREA**	**TIEMPO EN DÍAS**
1	MCC'S 480 V.	Subestación eléctrica	0,5
2	SWG 4160 V.	Subestación eléctrica	0,5
3	TR- 4160 / 480 V.	Subestación eléctrica	0,5
4	UPS's y cargadores de batería	Subestación eléctrica	0,5
5	Transf. secos y tableros	Subestación eléctrica	0,5
6	I/O rack sist. PCS y PSS	Compresores- S/E- Control room.	0,5
7	Paneles de control moto compresores	Compresores	0,5
8	Cajas de salida de generadores	Subestación eléctrica	0,5