

**PROPUESTA DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN PARA
TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA GERENCIA DE REFINERÍA
BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A**

**OMAR FENANDO OSORIO NIÑO
JULIO CESAR TORO RIVERA**

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

2013

**PROPUESTA DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN PARA
TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA GERENCIA DE REFINERÍA
BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A**

**OMAR FENANDO OSORIO NIÑO
JULIO CESAR TORO RIVERA**

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

**Director:
Msc. JABID QUIROGA MÉNDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirme cumplir mis metas personales.

A todos los que me apoyaron para que este trabajo y este programa de estudio fueran posibles.

A mi esposa Lilian y a quienes les tomé prestado tiempo para la realización del presente trabajo.

Omar Fernando Osorio Niño

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitir que mis sueños y metas se conviertan en realidad.

A mi esposa Mónica por su motivación y comprensión a lo largo de la especialización.

A mi hijo Felipe que se convirtió en la fuente de inspiración.

A ECOPETROL S.A y sus directivos por el apoyo brindado en el desarrollo de la especialización.

A la universidad industrial de Santander, por permitir la transferencia de conocimiento a través de sus docentes.

Julio Cesar Toro Rivera

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GERENCIA REFINERIA BARRANCABERMEJA	19
1.1 ECOPETROL S.A	19
1.2 MISION Y VISION DE ECOPETROL S.A.	21
1.2.1 Misión.....	21
1.2.2 Visión	22
1.3 VALORES CORPORATIVOS.	22
1.3.1 Integridad	22
1.3.2 Respeto.....	22
1.4 ORGANIGRAMA GERENCIA BARRANCABERMEJA.	22
2. FUNDAMENTOS DEL MANTENIMIENTO DE ACTIVOS.....	24
2.1 CONCEPTOS BASICOS	24
2.1.1 Mantenimiento	24
2.1.2 Evolución del mantenimiento	24
2.1.3 Fallas en los activos.....	28
2.1.4 Deterioro de un equipo y su comportamiento en el tiempo	29
2.1.5 Riesgo de falla	30
2.2 MONITOREO BASADO EN CONDICIÓN (CBM)	30
2.2.1 Características principales de CBM	31
2.2.2 Análisis de modos de fallas y efectos	33
3. ACTIVIDADES DE GESTION DEL CICLO DE VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR.....	34
3.1 PARTES DEL TRANSFORMADOR.....	34
3.1.1 Tanque.....	36

3.1.2 Pasatapas	36
3.1.3 Núcleo	36
3.1.4 Devanados	37
3.1.5 Cambiador de derivaciones	37
3.1.6 Sistema de refrigeración (radiadores y ventiladores)	37
3.1.7 Sistema de aislamiento	38
3.2 CICLO DE VIDA DEL TRANSFORMADOR	39
3.2.1 Agentes de deterioro del Aislamiento	40
3.2.2 Descomposición del papel	42
3.3 DIAGNÓSTICO GENERAL DE TRANSFORMADORES	43
3.3.1 Monitoreo de condición y evaluación de condición	44
4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	48
4.1 OBJETIVOS	50
4.1.1 Objetivo General	50
4.1.2 Objetivos Específicos	50
5. DIAGNÓSTICO DEL PROCESO DE MANTENIMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE LA GRB ECOPETROL	51
5.1 METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO DEL MANTENIMIENTO	51
6. EVALUACIÓN DEL ESTADO DEL PARQUE DE TRANSFORMADORES PARA LA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA	56
6.1 MODELO DE EVALUACIÓN GENERAL DE LA POBLACIÓN DE TRANSFORMADORES APLICADO A LA GRB ECOPETROL	56
6.2 TIEMPO DE SERVICIO	57
6.2.1 Calidad del aceite	59
6.2.2 Factor de riesgo por Furanos	61
6.2.3 Factor de riesgo por análisis de gases disueltos en el aceite	63
6.2.4 Evaluación riesgo técnico	64
6.2.5 Evaluación del riesgo importancia económica y clasificación de unidades ..	65
7. PROPUESTA DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN PARA EL PARQUE DE TRANSFORMADORES DE LA GRB ECOPETROL	69

7.1 MODELO DE MANTENIMIENTO PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	69
7.1.1 Evaluación de condición	69
7.1.2 El índice de salud.....	70
7.2 ESTABLECIMIENTO DE NIVELES DE CONDICIÓN PARA TÉCNICAS PREDICTIVAS A EMPLEAR.....	71
7.3 INSPECCIÓN VISUAL	73
7.4 ANÁLISIS MODOS DE FALLA Y EFECTOS	73
7.4.1 Indicadores de nivel de condición	76
7.5 TECNOLOGÍAS PREDICTIVAS E INDICADORES DE CONDICIÓN.....	77
7.5.1 Evaluación de la condición del transformador usando concentraciones individuales de los gases combustibles disueltos en el aceite	78
7.5.2 Establecimiento de niveles de condición de acuerdo a las pruebas fisicoquímicas	80
7.5.3 Inspección por termografía	81
7.5.4 Evaluación de la salud	82
7.5.5 Integración de las técnicas predictivas y datos recolectados en campo	82
7.5.6 Definición de estado de los equipos	83
7.6 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN Y ANÁLISIS	84
7.6.1 “Huella dactilar”	84
7.7 TAREAS DE MANTENIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES	85
7.8 PROPUESTA DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	87
7.9 DIAGRAMA MODELO GESTIÓN DE VIDA ÚTIL TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	89
8. CONCLUSIONES	90
BIBLIOGRAFÍA	92
ANEXOS	95

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización geográfica	21
Figura 2. Organigrama de la refinería de Barrancabermeja fuente: Ecopetrol S.A	23
Figura 3. Primera generación del mantenimiento	25
Figura 4. Segunda generación del mantenimiento.....	26
Figura 5. Tercera etapa del mantenimiento	27
Figura 6. Cuarta etapa del mantenimiento	28
Figura 7 Comportamiento típico de un equipo-previniendo la falla. Fuente NASA.	30
Figura 8 Proceso de monitoreo por condición y diagnóstico.....	32
Figura 9 Principales partes del transformador. Fuente SIEMENS.	35
Figura 10. Comportamiento típico del transformador durante el ciclo de vida.	39
Figura 11. Proceso de deterioro del papel aislante. Fuente Siemens.	43
Figura 12. Distribución de transformadores de potencia en la GRB	49
Figura 13. Comparativo del estado de la gestión de mantenimiento en los transformadores en la GRB.	54
Figura 14. Distribución de transformadores por edad	58
Figura 15. Distribución de edad de los transformadores de potencia de la GRB...	59
Figura 16. Clasificación del aceite según el índice de calidad y color.....	60
Figura 17. Distribución de la calidad del aceite dieléctrico.....	61
Figura 18. Distribución de transformadores con respecto al factor de riesgo por furanos.....	63

Figura 19 Distribución de población considerando el factor de Riesgo técnico total.	65
Figura 20 Resultado final de la clasificación.	67
Figura 21 Modelo de estrategia para extender la vida útil de los transformadores.	71

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Descripción de componentes principales del transformador	35
Tabla 2. Distribución de transformadores por potencia.....	49
Tabla 3. Resumen de resultados por áreas	53
Tabla 4. Vida útil de transformadores de potencia.....	58
Tabla 5. Estimación de la vida remanente.	62
Tabla 6. Criticidad establecida para el parque de transformadores en el sistema de potencia	66
Tabla 7. Identificación de transformadores más críticos de acuerdo con el proceso de clasificación.....	67
Tabla 8 Niveles de condición del activo según técnicas predictivas	72
Tabla 9 Modos de fallo identificados para transformadores de potencia	75
Tabla 10 Síntomas o cambios de parámetros en un transformador durante su tiempo de vida útil	76
Tabla 11. Estados de condición según la concentración de gases disueltos.....	80
Tabla 12. Estado de condición establecidos de acuerdo a los parámetros del análisis físicoquímicos del aceite dieléctrico.....	80
Tabla 13. Establecimiento de condiciones según predictivo de termografía. Fuente NETA AST-2009.	81
Tabla 14. Índice de salud de acuerdo a la cantidad de furanos estimado	82
Tabla 15. Integración de técnicas predictivas en transformadores	83
Tabla 16. Plan de mantenimiento de transformadores de potencia.	85

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Herramienta de evaluación de gestión de MBC.....	95
ANEXO B. Criterio adoptado por el autor para evaluar la criticidad.....	96
ANEXO C. Plantilla de inspección visual	106
ANEXO D. Análisis de modos y efectos de falla.....	107

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA GERENCIA DE REFINERÍA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A.*

AUTOR:OMAR FERNANDO OSORIO NIÑO, JULIO CESAR TORO RIVERA**1

PALABRAS CLAVE: Mantenimiento basado en condición (CBM), Transformadores de Potencia, Ciclo de vida, análisis de modos y efectos de falla AMEF.

DESCRIPCIÓN

En esta monografía se presenta una propuesta de mantenimiento para los transformadores de potencia sumergidos en aceite de la refinería de Barrancabermeja, fundamentada en las tecnologías predictivas que identifica parámetros característicos de las causas de las fallas o deterioro acelerado en estos activos.

Se describen las principales causas del deterioro de los transformadores y la importancia de la gestión de este activo para la confiabilidad del sistema de potencia. Con base a las muestras de aceite recolectadas desde el año 2009 se evaluó el estado general del parque de transformadores identificando las unidades más críticas, teniendo en cuenta un factor técnico que representa la probabilidad de ocurrencia de falla y un factor económico que representa la consecuencia de que ocurra la falla. Además se evalúa la gestión de mantenimiento basados en una herramienta que contiene una serie de preguntas enfocadas en las mejores prácticas en un proceso de mantenimiento basado en condición.

Mediante un AMEF análisis de modos y efectos de falla se identificaron las causas de las fallas y los parámetros a controlar para luego escoger las técnicas predictivas que más se ajustan a este tipo de activo. Se propone además integrar las técnicas para un diagnóstico más completo y confiable.

Por último se propone un plan de mantenimiento basado principalmente en las pruebas predictivas seleccionadas, pruebas eléctricas fuera de línea e inspecciones visuales.

*Monografía

*Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: Jabid Quiroga Méndez.

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL OF CONDITION BASED MAINTENANCE FOR POWER TRANSFORMERS OF BARRANCABERMEJA REFINERY OF ECOPETROL S.A.

AUTHOR: OMAR FERNANDO OSORIO, JULIO CESAR RIVERA TORO **2

KEYWORDS: Condition Based Maintenance (CBM), Power Transformers, Life cycle, Failure modes and effects analysis FMEA.

DESCRIPTION

In this monograph is presented a proposal of maintenance for the oil immersed power transformers in the Barrancabermeja refinery, based on predictive technology that identifies characteristic parameters of the causes of the failures or accelerated deterioration of these assets.

It is described the main causes of the deterioration of the transformers and the importance of asset management for the reliability of the power system. Based on oil sampled collected since 2009, it is evaluated the general condition for the fleet of power transformer and were identified the most critical units, considering technical factor which represent the probability of failure and economical factor which represent the consequences of failure. Besides it is evaluated the maintenance management based on a tool that contains a series of questions focused on best practices in the process of condition-based maintenance.

Through an FMEA analysis of modes and effects of failure were identified the causes of the faults and the parameters to control and then choose the predictive techniques most suited to this type of asset. It is also proposed to integrate techniques for a more complete and reliable diagnosis.

Finally is proposed a maintenance plan based primarily on predictive tests selected, off-line electrical tests and visual inspections.

*Monografía

*Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: Jabid Quiroga Méndez.

INTRODUCCIÓN

La gestión de activos se define como el conjunto de actividades prácticas coordinadas y sistemáticas por medio de las cuales una organización maneja de manera óptima sus activos y sistemas de activos, su desempeño, riesgo y gastos a lo largo del ciclo de vida, con el fin de lograr su plan estratégico organizacional.

Como parte de los objetivos del grupo de confiabilidad eléctrica en la refinería de Barrancabermeja se tiene el de alcanzar el funcionamiento confiable de sus equipos a un costo eficiente. Las estrategias de mantenimiento para asegurar la disponibilidad de los activos van desde mantenimientos correctivos planeados hasta la implementación de últimas tecnologías como el monitoreo en línea. Sin embargo para escoger la estrategia óptima se debe tener en cuenta la criticidad de los equipos.

El transformador es uno de los equipos más importantes para la confiabilidad y disponibilidad del sistema de potencia eléctrica, además las consecuencias de una falla en la mayoría de estos equipos implican costos muy altos para la organización, y consecuencias que van desde la seguridad de las personas, el medio ambiente hasta las consecuencias operacionales. Estos equipos tienen un tiempo de vida bastante alto comparado con otros como los rotativos. El deterioro que se da durante su tiempo de trabajo es inevitable, sin embargo parte de la gestión para este activo es extender su vida útil con un riesgo aceptable dentro del plan estratégico de la organización.

Es por esto que se quiere evaluar el proceso de mantenimiento de estos equipos e identificar las oportunidades de mejora, para proponer una estrategia permita asegurar su funcionamiento óptimo y tomar decisiones acertadas. Para esto se explica de forma breve los mecanismos de deterioro y se identifican las causas

que aceleran la degradación básicamente de los sistemas dieléctricos en el transformador. Se escogen las técnicas y criterios de diagnóstico así como el plan de mantenimiento para asegurar la vida útil del equipo evitando las emergencias.

1. GERENCIA REFINERIA BARRANCABERMEJA

1.1 ECOPETROL S.A

Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C.

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos.

La naciente empresa asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena, localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación.

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos.

Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005.

Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada La ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

A partir de 2003, Ecopetrol S.A. inició una era en la que, con mayor autonomía, ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de obtener resultados con visión empresarial y comercial y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial.

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$15,4 billones registrada en 2011 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica.

La Gerencia Refinería Barrancabermeja G.R.B de Ecopetrol S.A esta vinculada a la vicepresidencia de refinación y petroquímica, cuyo principal activo es la refinería Barrancabermeja. La capacidad de carga de la refinería está definida en 250.000 Barriles/día y está compuesta por 5 procesos fundamentales, servicios industriales, Refinación, Cracking, Petroquímica y Materias primas.

En sus inicios la refinería producía cuatro productos, actualmente produce el 98 por ciento del mercado interno de combustibles de nuestro país. Entre otros: Gasolina motor (extra y corriente), bencina, cocinol, diesel, queroseno, jet-A, avigás, gas propano, combustóleo, azufre, ceras parafinicas, bases lubricantes, polietileno de baja densidad, aromáticos, asfálticos, alquilbenceno, ciclohexano, disolventes alifáticos, entre otros refinados

La Refinería de Barrancabermeja cuenta hoy con 254 hectáreas dotadas de la más moderna infraestructura y se proyecta como una de las mejores de Latinoamérica, para ello realiza importantes inversiones en su modernización

Figura 1. Localización geográfica



Fuente: Ecopetrol S.A

1.2 MISION Y VISION DE ECOPETROL S.A.

1.2.1 Misión. Encontramos y convertimos fuentes de energía en valor para nuestros clientes y accionistas, asegurando la integridad de las personas, la seguridad de los procesos y el cuidado del medio ambiente, contribuyendo al bienestar de las áreas donde operamos, con personal comprometido que busca la

excelencia, su desarrollo integral y la construcción de relaciones de largo plazo con nuestros grupos de interés.

1.2.2 Visión. Ecopetrol, grupo empresarial enfocado en petróleo, gas, refinación, petroquímica y combustibles alternativos, será una de las 30 principales compañías de la industria Petrolera, reconocida por su posicionamiento internacional, su innovación y compromiso con el desarrollo sostenible

1.3 VALORES CORPORATIVOS.

Responsabilidad Obligación moral de hacer el mejor esfuerzo por alcanzar los objetivos empresariales con un manejo eficiente de los recursos, asegurando el desarrollo sostenible del entorno y el auto cuidado.

En Ecopetrol S.A. y su Grupo Empresarial asumimos y aceptamos las consecuencias de los actos inherentes a nuestras funciones, cuidando su impacto en los demás, la organización, la sociedad y el medio ambiente, y preocupándonos por el aprendizaje continuo.

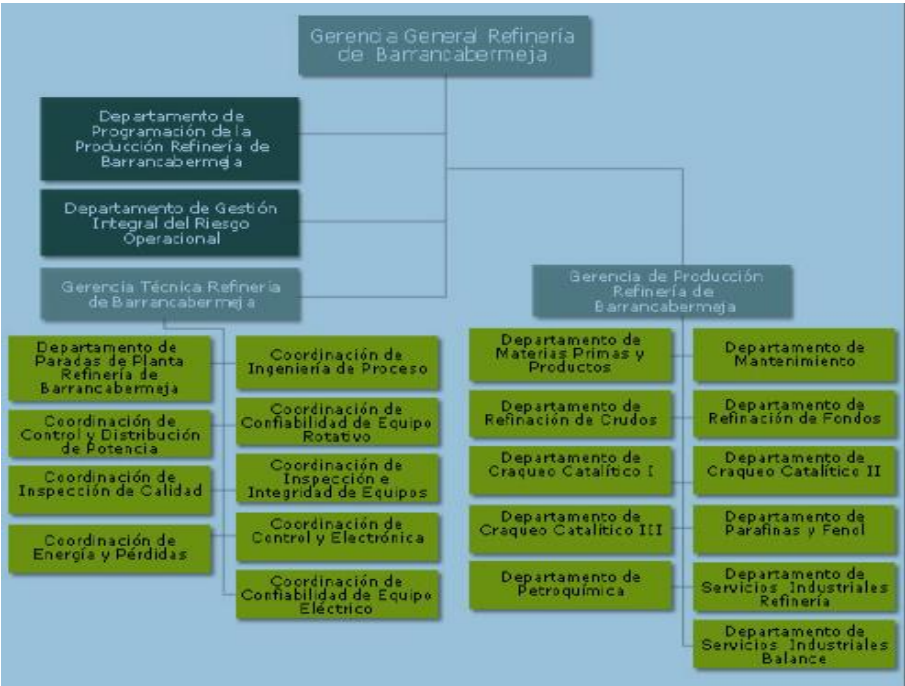
1.3.1 Integridad. Comportamiento visible que nos muestra como personas coherentes, porque actuamos como decimos y pensamos.

1.3.2 Respeto. Aceptación de las diferencias que nace en la propia autoestima y el reconocimiento de la existencia del otro.

1.4 ORGANIGRAMA GERENCIA BARRANCABERMEJA.

En la Figura 2 se muestra el organigrama de la gerencia refinería Barrancabermeja.

Figura 2. Organigrama de la refinería de Barrancabermeja fuente: Ecopetrol S.A



Fuente: Ecopetrol S.A

2. FUNDAMENTOS DEL MANTENIMIENTO DE ACTIVOS

2.1 CONCEPTOS BASICOS

2.1.1 Mantenimiento. Conjunto de acciones que permite mantener o restablecer un dispositivo a un estado específico de operación, para cumplir un servicio determinado. También puede definirse como de técnicas y procedimientos orientados a preservar las funciones de los activos industriales. El ingeniero de mantenimiento de hoy debe definir las acciones proactivas y preventivas para minimizar el desgaste de los componentes de la maquinaria y asegurar que esta opere de manera segura, eficiente y confiable, garantizando, además la integridad del activo físico, la seguridad personal y ambiental³.

2.1.2 Evolución del mantenimiento. El objetivo fundamental del mantenimiento es preservar la función y la operación de los sistemas, optimizando el rendimiento y aumentando la vida útil de los activos, optimizando los costos de mantenimiento.

El enfoque del mantenimiento ha evolucionado en el tiempo, la evolución del mantenimiento se puede definir en tres generaciones, cada una representa las mejores prácticas utilizadas en épocas determinadas

2.1.2.1 Primera generación: La primera Generación cubre el período de 1930 y la segunda Guerra Mundial. En esta época la industria estaba poco mecanizada, por lo que los períodos de paradas no importaban mucho. La maquinaria era sencilla y en la mayoría de los casos diseñada para un propósito determinado. Esto hacía que fuera confiable y fácil de reparar. Como resultado, no se necesitaban sistemas

³MUNDARAIN. Cristian. Diseño de un programa de mantenimiento basado en condición, enfocado a la mejora de la efectividad de los activos rotativos. Puerto de la cruz: Universidad del Oriente. 2009. 25p.

de mantenimiento complicados. El único mantenimiento que se realizaba era el correctivo ver Figura 3.

Figura 3. Primera generación del mantenimiento

OBJETIVO	TECNICAS
• Reparar	• Mantenimiento correctivo

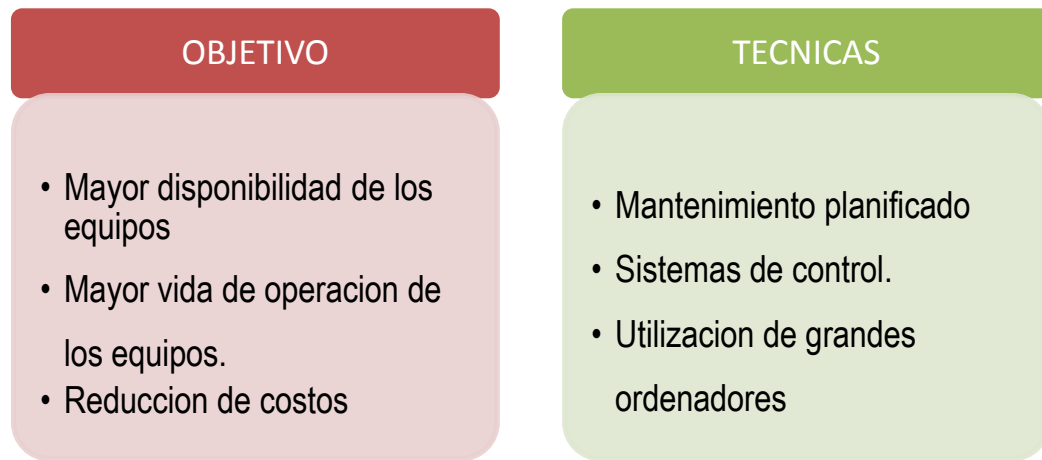
Fuente: Los autores.

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

Hacia el año 1950 se habían construido equipos de todo tipo y cada vez más complejos. Las empresas habían comenzado a depender de ellas. Al aumentar esta dependencia, el tiempo improductivo de una máquina se hizo más evidente. Esto llevó a la idea de que las fallas se debían de prevenir, lo que dio como resultado el nacimiento del concepto del mantenimiento programado. En los años 60 esto se basaba primordialmente en la revisión completa del material a intervalos fijos.

El costo del mantenimiento comenzó también a elevarse mucho en relación con los otros costos de funcionamiento. Como resultado se comenzaron a implantar sistemas de control y planeación del mantenimiento. Estos han ayudado a poner el mantenimiento bajo control, y se han establecido ahora como parte de la práctica del mismo (ver Figura 4).

Figura 4. Segunda generación del mantenimiento



Fuente: Los autores.

2.1.2.3 Tercera generación: Se inició a mediados de los años setenta, cuando se aceleraron los cambios a raíz de los cambios tecnológicos y las nuevas investigaciones el proceso de cambio en las empresas ha tomado incluso velocidades más altas. Los cambios pueden clasificarse así:

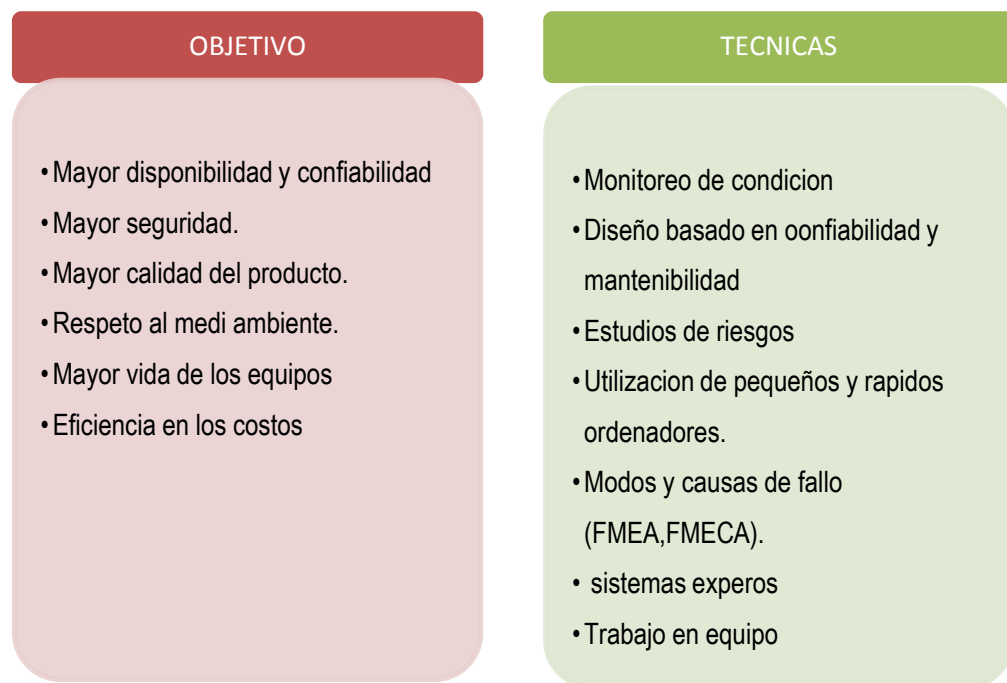
Nuevas expectativas: El crecimiento continuo de la mecanización significa que los períodos improductivos tienen un efecto más importante en la producción, costo total y servicio al cliente. Esto se hace más claro con el movimiento mundial hacia los sistemas de producción justo a tiempo, en el que los reducidos niveles de inventario en curso hacen que pequeñas averías puedan causar el paro de toda una planta. Esta consideración está creando fuertes demandas en la función del mantenimiento.

Una automatización más extensa significa que hay una relación más estrecha entre la condición de la maquinaria y la calidad del producto.

Al mismo tiempo, se están elevando continuamente los estándares de Calidad. Esto crea mayores demandas en la función del mantenimiento.

Nueva Investigación: Mucho más allá de las mejores expectativas, la nueva investigación está cambiando las creencias más básicas acerca del mantenimiento. En particular, se hace aparente ahora que hay una menor conexión entre el tiempo que lleva un equipo funcionando y sus posibilidades de falla ver Figura 5.

Figura 5.Tercera etapa del mantenimiento



Fuente: Los autores

2.1.2.4 Cuarta generación nuevas tendencias de mantenimiento: El nuevo enfoque se centra en la eliminación de fallas utilizando técnicas proactivas, no basta con eliminar las consecuencias de la falla si no que se debe encontrar las causas básicas de la falla para eliminarlas y evitar que sucedan de nuevo.

Existe una preocupación creciente en la importancia de la mantenibilidad y confiabilidad de los equipos, de manera que resulta clave tomar en cuenta estos valores desde la etapa del diseño de las plantas ver Figura 6.

Figura 6. Cuarta etapa del mantenimiento

OBJETIVO	TECNICAS
• Mayor disponibilidad y confiabilidad • Mayor seguridad. • Mayor calidad del producto. • Respeto al medi ambiente. • Mayor vida de los equipos • Eficiencia en los costos • Menor mantenibilidad • Patrones de fallas / Eliminacion de fallas	• Monitoreo de condicion • Utilizacion de pequeños y rapidos ordenadores. • Modos y causas de fallo (FMEA,FMECA). • Trabajo en equipo/ Mantenimiento autonomo • Estudio de confiabilidad y mantenibilidad durante el proyecto • Gestion de riesgo • Sistemas de mejora continua. • Mantenimiento preventivo • Mantenimiento proactivo/ Eliminacion de fallas • Grupos de Mejoramiento y seguimiento de acciones

Fuente: Los autores

2.1.3 Fallas en los activos. Un equipo se encuentra en falla cuando pierde su capacidad para cumplir una función deseada. Una condición de falla es simplemente un estado de operación insatisfactorio.

Se dice que un componente o equipo ha fallado cuando llega a ser completamente inoperante, puede todavía operar, pero no puede realizar satisfactoriamente la

función para la que fue diseñado o por serios daños es inseguro su uso, es decir, no puede o ha perdido la capacidad para cumplir su objetivo a satisfacción, ya sea en cantidad, calidad u oportunidad.

2.1.4 Deterioro de un equipo y su comportamiento en el tiempo. Los componentes están sujetos al deterioro como resultado del uso y de su envejecimiento normal. Durante la operación los componentes se someten a esfuerzos eléctricos, mecánicos, térmicos, y ambientales los cuales conllevan a un deterioro de sus materiales. Además el deterioro también ocurre debido a la interacción de componentes tales como las reacciones químicas. El deterioro se produce con el tiempo y puede empeorar la confiabilidad del componente. Cada planta o subestación tiene un rango de aceptación para la confiabilidad de sus componentes⁴. Para controlar si la confiabilidad de los componentes está dentro los límites aceptables, se implementan las actividades de mantenimiento basado en condición.

En Figura 7 la se ilustra el deterioro de un equipo en el tiempo. Para prevenir la falla o extender la vida útil se recomienda lo siguiente⁵:

- Reducir el esfuerzo aplicado al equipo. La vida del equipo se extiende por el periodo $f_0 - f_1$.
- Incrementar o restaurar la resistencia a la falla de equipo. La vida del equipo se extiende un periodo $f_1 - f_2$.
- Reduciendo la velocidad de degradación de la resistencia del equipo a falla. El tiempo del equipo se extiende un periodo $f_2 - f_3$ reduciendo la velocidad de deterioro.

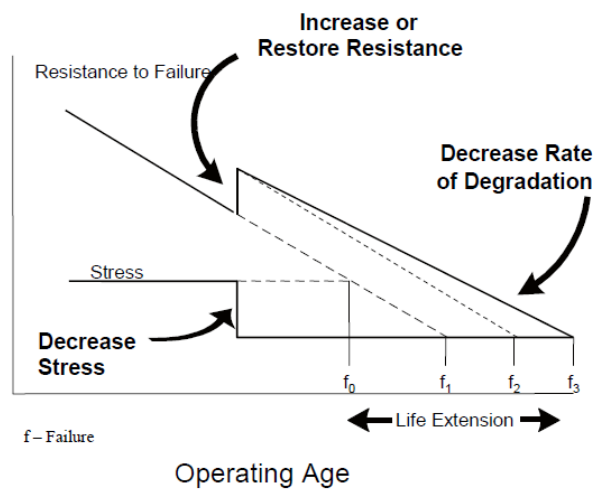
⁴SOEMEER, Adesh. Optimized Maintenance Planning for Transmission power system. Delf: Delf University of Technology. 2010.

⁵NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION. Reliability Centered maintenance guide for facilities and colateral equipment. 2008 p. 31-39.

2.1.5 Riesgo de falla. El riesgo de falla es una combinación de la frecuencia de la falla y las consecuencias de las fallas. Se expresa como:

$$\text{Riesgo de falla} = \text{Frecuencia de falla} \times \text{Impacto de falla}.$$

Figura 7 Comportamiento típico de un equipo-previniendo la falla. Fuente NASA.



Fuente: NASA RCM Guide.

2.2 MONITOREO BASADO EN CONDICIÓN (CBM)

El objetivo de un programa de monitoreo de condición, es conocer la condición del equipo, de tal manera que se pueda determinar su operación de manera segura, eficiente y de forma costo efectivo. Las técnicas de monitoreo están dirigidas a la medición de variables físicas que son indicadores de la condición de la máquina y mediante un análisis, efectuar la comparación con valores normales, para determinar si está en buen estado o en condiciones de deterioro. Esta estrategia asume que hay características medibles y observables que son indicadores de la condición de los equipos.

2.2.1 Características principales de CBM. Los objetivos principales del CBM son:

- Reducir costos debido a inspecciones innecesarias
- Detectar condiciones del equipo en operación, sin pérdida de tiempo reduciendo los paros del mantenimiento.
- Monitorear y hacer seguimiento al comportamiento y tendencia al equipo detectado con problemas, para que este siga trabajando sin riesgo para la operación, el equipo y el personal y llevarlo a una reparación planeada.
- Reducir los costos debido al uso máximo de los componentes, que son diseñados para el desgaste y no a un cambio en la fecha determinada.
- Mejorar la disponibilidad del equipo.

El monitoreo de condición estudia la evolución de los parámetros seleccionados en función del tiempo y establece una tendencia que indica la existencia de un fallo, su gravedad y el tiempo en el que el equipo puede fallar. La toma de decisiones a tiempo puede evitar que el fallo se presente o eliminar la posibilidad de un fallo catastrófico.

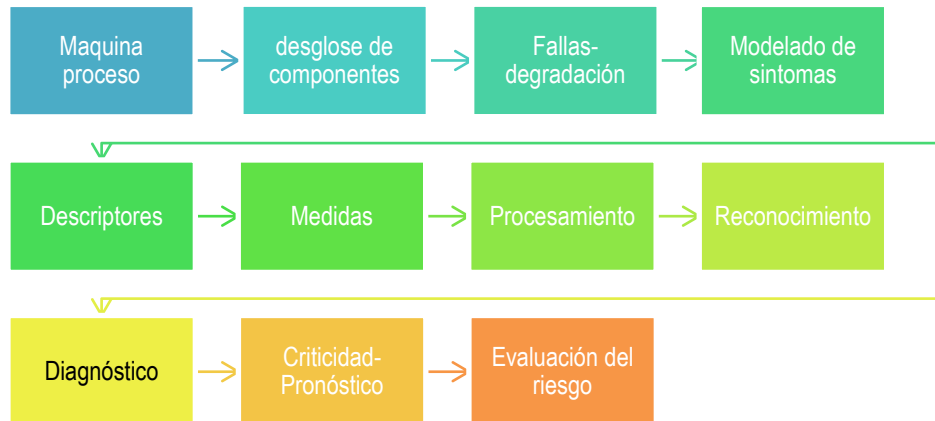
Lo que realmente importa, es que el programa de monitoreo de condición esté dirigido a la causa de falla y que puedan identificarse los indicadores de su deterioro.

Según Trujillo⁶ los siguientes principios son la clave del éxito del programa CBM:

- Selección adecuada de las tecnologías.
- Tecnologías dirigidas a la causa de falla y sus síntomas
- Determinación de una adecuada frecuencia de monitoreo
- Habilidad para interpretar los resultados y la tendencia
- Métodos y programas de almacenamiento y análisis de la información
- Establecimiento de límites y alarmas adecuados
- Integración de las tecnologías de un mismo departamento
- Toma de decisiones adecuada
- Cuantificación de los beneficios del programa
- Educación y certificación de los profesionales a cargo del programa

La Figura 8 se muestra un enfoque general del proceso de monitoreo por condición basado en la norma ISO 13379⁷.

Figura 8 Proceso de monitoreo por condición y diagnóstico



Fuente: Los autores.

⁶ TRUJILLO C, Gerardo. Monitoreo de condición- una estrategia de integración de tecnologías .En: Congreso mexicano de confiabilidad y mantenimiento (3: 30-31, Octubre: León, México). 9p.

⁷INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARIZATION. Condition monitoring and diagnostics of machines-data interpretation and diagnostics techniques which use information and data related to the condition of machines. ISO 13379: 2012. 1ed. 2-10p.

2.2.2 Análisis de modos de fallas y efectos. Para determinar el riesgo de falla del componente de un activo, se plantea como metodología el análisis de modos de fallas y efectos AMFE ó “FMEA”. Esta metodología implica la determinación de diferentes formas con las que un componente, equipo o sistema podría fallar (modos de fallo) y las consecuencias que podrían tener. Además AMFE determina la probabilidad de ocurrencia de cada modo de falla, así como las potenciales consecuencias severas. La probabilidad de la ocurrencia de cada modo de falla depende fuertemente del estado de envejecimiento y degradación del activo. Además de AMFE, un análisis de modos de falla y criticidades también es posible (FMECA). En este caso, la probabilidad o frecuencia de ocurrencia del modo de fallo y las consecuencias de los modos de falla son ponderadas y expresadas en rangos.

3. ACTIVIDADES DE GESTION DEL CICLO DE VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR

Los transformadores de potencia son uno de los equipos más importantes en el proceso de transmisión y distribución de la energía eléctrica, los cuales requieren de una mayor inversión en el momento de la puesta en servicio. Durante el tiempo de operación de los transformadores se ven expuestos a diferentes condiciones como descargas eléctricas, corrosión ambiental, y fallas propias de la operación de un sistema de transmisión que afectan sus componentes y como consecuencia la confiabilidad y vida útil del mismo. Por tal motivo se requiere la implementación de un modelo de mantenimiento apoyado en pruebas eléctricas y físico-químicas, que garantice la disponibilidad del transformador permitiendo obtener una alta confiabilidad y continuidad del servicio en el tiempo.

En la actualidad se pueden realizar diferentes pruebas preventivas a los transformadores como son: pruebas físico-químicas, pruebas de gases disueltos (DGA), factor de potencia, resistencia de aislamiento, resistencia de devanados, relación de transformación; métodos reconocidos para identificar fallas tempranas.

3.1 PARTES DEL TRANSFORMADOR

Una de las recomendaciones para realizar plan de mantenimiento y gestionar su vida útil es conocer el funcionamiento y la relación de los componentes de activos o sistema de activos. A continuación se describen las partes más importantes del transformador y sus funciones.

La Figura 9 muestra el corte transversal de un transformador de potencia sumergido en aceite y se enumeran para su respectiva localización en la Tabla 1.

Figura 9 Principales partes del transformador. Fuente SIEMENS.



Fuente: Siemens.

Tabla 1 Descripción de componentes principales del transformador

NUMERO	Componente
1	Núcleo
2	Devanados BT
3	Devanados AT
4	Bobinados de regulación
5	Conductores
6	Aisladores pasatapas de BT
7	Aisladores pasatapas de AT
8	Vigas de prensado del núcleo
9	Cambiador de derivaciones
10	Accionamiento motorizado
11	Tanque
12	Tanque de expansión
13	Radiadores
14	Accesorios

Fuente: Los autores.

A continuación se describen los principales componentes del transformador y sus funciones básicas:

3.1.1 Tanque. El tanque de un transformador generalmente está hecho de acero, desempeña las siguientes funciones:

- Provee protección mecánica al conjunto núcleo bobinas
- Ayuda a contener el líquido refrigerante/Aislante
- Protege al aceite del aire, humedad y contaminación externa

3.1.2 Pasatapas. La función principal de los pasatapas en un transformador es de llevar o transportar los conductores de los devanados, a través del tanque y hacia el exterior de manera segura. Los pasatapas están diseñados para: soportar las tensiones de operación normal y anormal, mantener la humedad fuera del transformador y resistir esfuerzos mecánicos debido al peso y tensión de los conductores conectados a ellos⁸.

Los pasatapas son de forma cilíndrica, cubiertos con un esmalte especial para evitar la adherencia a la humedad y contaminantes. Están provistos de “faldas” con el objeto de aumentar la distancia de fuga (distancia entre el terminal del pasatapa y su base acoplada al tanque) y de esta forma poder reducir la posibilidad de arco debido a sobrevoltajes.

3.1.3 Núcleo. Es la parte del transformador por la cual fluye el campo magnético alterno generado por el arreglo de bobinas. Provee una baja reluctancia para ligar el flujo del devanado primario y el secundario. El núcleo está hecho de con un alto contenido de hierro y un pequeño contenido de silicio. El núcleo está formado por

⁸INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. *General requirements and test procedure for power apparatus bushings*. C57.19.00:2004. 2004.

hojas delgadas, y cada lado de cada hoja está cubierta con un material aislante. La disposición de láminas y la capa delgada de aislamiento forman una alta resistencia a las corrientes de Eddy. Este material previene que se formen corrientes circulantes en el núcleo las cuales son causantes de la generación excesiva de calor y pérdidas de potencia.

La laminación apropiada se asegura mediante la sujeción de la estructura. El conjunto del núcleo entero se sujeta por medio de marcos de acero para mantener los bobinados del transformador juntos para soportar esfuerzos mecánicos generados durante la operación normal o bajo condiciones de falla.

3.1.4 Devanados. Componen el circuito eléctrico del transformador. Están formados por bobinas primarias y secundarias.

3.1.5 Cambiador de derivaciones. En la mayoría de los transformadores están equipados con un componente que permite realizar pequeños cambios en la relación de voltaje en la unidad. El devanado de alto voltaje es el que generalmente se construye con taps o derivaciones.

Al pasar de un tap a otro, este equipo provee de una manera de cambiar la relación de vueltas del transformador y con ello el nivel de voltaje del mismo.

3.1.6 Sistema de refrigeración (radiadores y ventiladores). Los transformadores sumergidos en aceite poseen diferentes formas de ventilación con el objeto de mantener sus temperaturas de operación dentro de los valores normales (no excediendo los 55°C o 65°C sobre la temperatura ambiente). Para el efecto, en cada método se utiliza accesorios como radiadores, ventiladores, intercambiadores de calor, bombas de circulación, entre otros, los cuales se encuentran normalmente instalados en el tanque del transformador y se usan de forma individual o en conjunto.

3.1.7 Sistema de aislamiento. El sistema de aislamiento dieléctrico como su nombre lo dice aísla los devanados del transformador entre ellos y tierra. Así como de partes cercanas al núcleo y a las partes de acero del tanque.

El sistema de aislamiento se divide en:

Aislamiento mayor: Se considera aislamiento mayor el que se hace entre los devanados, barreras de cartón prensado, ductos de aceite, ángulos formados con cartón prensado en los extremos, los bloques de baquelita, los cilindros del devanado, los anillos de presión, el aislamiento fase a fase y las partes formadas de cartón prensado.

Aislamiento menor: El papel aislante de los bobinados que generalmente se utiliza papel kraft, se considera como aislamiento menor.

Las principales funciones que debe cumplir el papel aislante son:

- Resistencia eléctrica: Debe tener buena capacidad de soportar esfuerzos de impulso y transientes de sobrecorrientes y/o sobretensiones.
- Resistencia mecánica a la tracción

Aislamiento líquido: El aceite dieléctrico es un componente vital para el correcto funcionamiento del transformador, gracias a sus propiedades de movilidad y de absorción de calor.

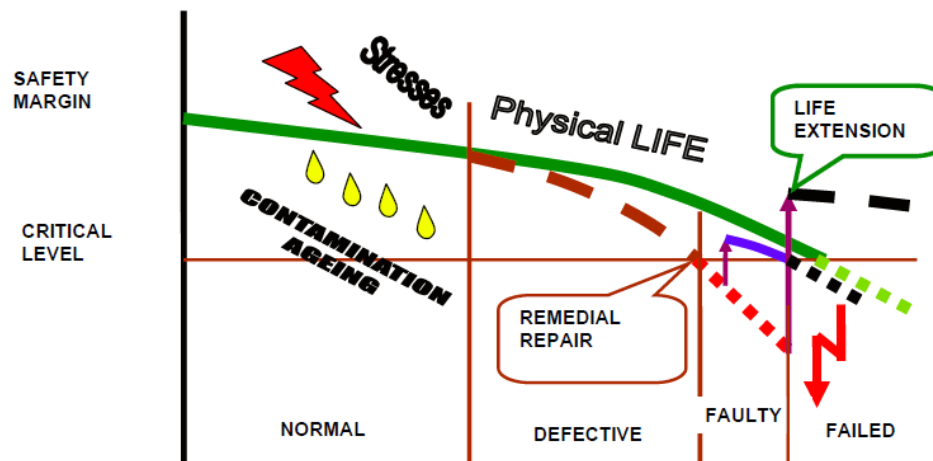
La función principal del aceite dieléctrico en los transformadores es la de refrigerar y aislar eléctricamente la parte activa.

3.2 CICLO DE VIDA DEL TRANSFORMADOR

El comportamiento de las condiciones de un transformador sumergido en aceite depende de su tiempo de uso y de las condiciones de operación.

En el transformador se pueden clasificar dos tipos de resistencia a la falla: Mecánica y dieléctrica. Cuando un transformador está nuevo las bobinas se encuentran bien ajustadas, y los centros electromagnéticos están bien alineados para minimizar los esfuerzos ante una falla en el sistema de potencia. Los componentes dieléctricos cumplen su función aislante debido a que su composición química es la adecuada. Con el paso del tiempo es inevitable que tanto la celulosa como el aceite dieléctrico se deterioren debido a la interacción dinámica entre los dos medios. Como consecuencia de la degradación del papel los ajustes mecánicos se expanden reduciendo de esta forma la resistencia mecánica a la falla. En condiciones adecuadas de operación se tiene un deterioro característico como se muestra en Figura 10 .

Figura 10. Comportamiento típico del transformador durante el ciclo de vida.



Fuente: CIGRE 12.08 “Life management of transformers”.

Considerando cada uno de los componentes de un transformador eléctrico inmerso en aceite dieléctrico (tanque, devanados de cobre, instrumentos, herrajes, papel aislante, aceite, cambia taps, núcleo electromagnético, tanque de expansión) es evidente que el componente más débil que tiene el transformador es el papel aislante. Toda acción de mantenimiento se enfoca en primer lugar en garantizar la vida útil del componente más débil que posea el equipo⁹.

Cuando el papel aislante se degrada (despolimerización), es imposible revertir su degradación o proceso de deterioro estructural de su composición química, y su reemplazo tiene un alto costo con respecto al costo de un transformador nuevo.

Existe la premisa que *“La vida útil del transformador es la vida útil del papel aislante”*, por lo tanto la gestión de la vida útil del transformador debe estar encaminada a controlar los agentes deteriorantes y factores operacionales que comprometen el ciclo de vida del activo.

Debido a la naturaleza aleatoria de los esfuerzos operacionales la predicción de cuando la falla ocurrirá es un proceso complejo. Sin embargo, si se estiman adecuadamente la capacidad remanente y los esfuerzos operacionales, se puede estimar el estado del transformador y de acuerdo a esto tomar decisiones con respecto a la gestión de activo.

3.2.1 Agentes de deterioro del Aislamiento. El agua, oxígeno, productos del aceite envejecido (particularmente ácidos), y partículas de orígenes diferentes son agentes de degradación que pueden acortar la vida del transformador significativamente bajo impacto térmico, eléctrico electromagnético y esfuerzos electrodinámicos¹⁰. El proceso del deterioro del aislamiento implica difusión lenta

⁹NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION. Reliability Centered maintenance guide for facilities and collateral equipment. 2008 p. 31-39.

¹⁰CIGRE WORKING GROUP 12.18. Guidelines for life management techniques for power transformers. 2002. p. 3-10.

de agua, gases y productos del envejecimiento que afectan generalmente solo una parte de la estructura del aislamiento.

El fluido es una parte integral del transformador y se puede considerar de forma dinámica en la condición del sistema entero. Todas las impurezas del aceite (agua, gases, productos del aceite envejecido), afectan al sistema dieléctrico entero. Por lo tanto el reacondicionamiento del aceite es un paso crítico en la extensión de la vida del transformador.

El sistema de aislamiento de un transformador en aceite posee cuatro potenciales enemigos: la humedad, el calor, el oxígeno y la contaminación externa están presentes desde el proceso de manufactura del equipo.

3.2.1.1 Humedad: La humedad especialmente en presencia del oxígeno es extremadamente peligrosa para el aislamiento de un transformador. Cada vez que la cantidad de humedad en el transformador aumenta al doble, la vida del aislante se reduce a la mitad.

La humedad puede ingresar al transformador cuando es construido. Si el transformador es abierto para una inspección, la humedad puede ser absorbida de la atmósfera. La humedad también puede ingresar si existiese alguna fuga en el tanque o en las tuberías del sistema de ventilación. La presencia de empaques y sellos defectuosos es también una fuente de ingreso de humedad. La degradación del aislamiento del transformador debido al envejecimiento es otra fuente de generación de humedad.

Es crítico para extender el ciclo de vida útil del transformador mantenerlo lo más seco y libre de oxígeno como sea posible.

La humedad y el oxígeno causan una degradación más rápida del aislamiento sólido, dando como resultado la formación de ácidos, lodo y más humedad.

3.2.1.2 Oxígeno: El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento del transformador, ya que este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos, aguas y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberada por la celulosa como resultado de aplicarle calor, además no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se realiza con vacío.

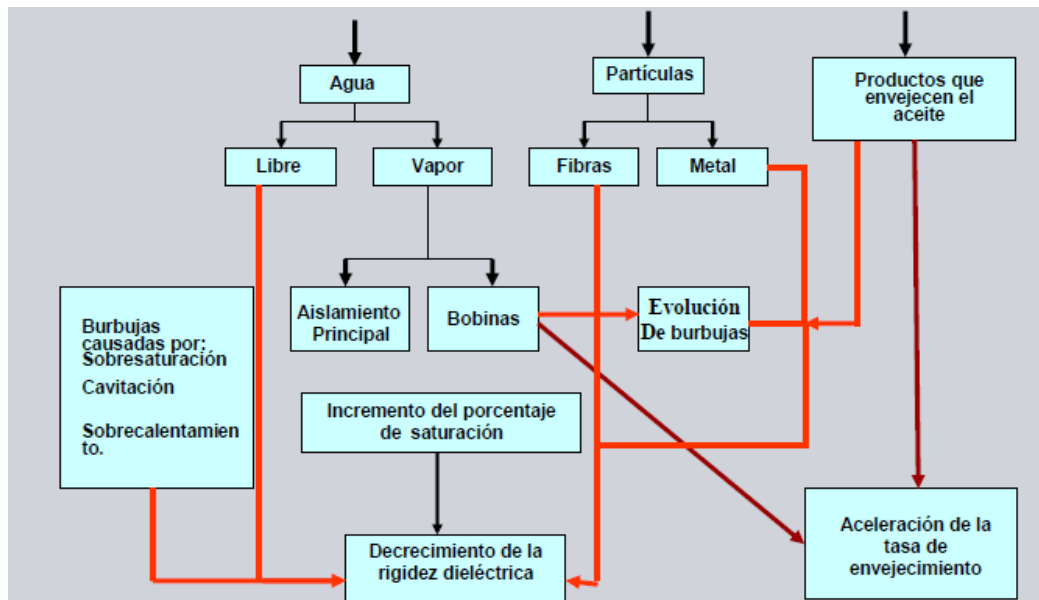
3.2.2 Descomposición del papel. En la Figura 11 se muestra un modelo de descomposición del papel y la interacción con los agentes deteriorantes agua, productos de oxidación, y partículas.

El contenido excesivo de agua en el papel causará los siguientes efectos negativos¹¹:

- Aceleración del envejecimiento del aislamiento sólido
- Disminución sensible de resistencia mecánica a la tracción
- Aumento de riesgo de formación de burbujas
- Deterioro de las propiedades dieléctricas del aislamiento principal

¹¹ GALLO. Ernesto. Diagnóstico y mantenimiento a transformadores en campo. Bogotá: 2010. p. 45-46.

Figura 11. Proceso de deterioro del papel aislante.



Fuente: Siemens.

La Vida útil perdida del transformador se ve reflejada en la pérdida de características mecánicas y dieléctricas del papel, dichas características no son recuperables. Por lo tanto la gestión de vida útil del transformador debe estar enfocada principalmente a reducir la velocidad de degradación de la resistencia del equipo a falla.

3.3 DIAGNÓSTICO GENERAL DE TRANSFORMADORES

Los transformadores de potencia son una parte fundamental en los sistemas eléctricos de potencia, su condición o estado de funcionamiento es crucial para obtener una operación exitosa y por tanto garantizar la confiabilidad, estabilidad y fiabilidad del sistema interconectado como un todo.

La presencia de fallas incipientes en el transformador puede ser causada por debilidad en el aislamiento, malas maniobras técnicas, defectos o deterioro del transformador, pues es una manera de estimar la condición de envejecimiento del

aislamiento del transformador y sus principales accesorios. De esta manera se pueden planear acciones correctivas en etapas tempranas de falla, ahorrando mucho dinero al evitar salidas no planeadas de operación y fallas destructivas del transformador.

3.3.1 Monitoreo de condición y evaluación de condición. En la actualidad se realizan diversas pruebas preventivas en transformadores energizados, utilizando técnicas de ultrasonido, análisis físico-químico y cromatografía de gases disueltos en el aceite que son reconocidas como métodos aceptables de diagnóstico para la detección de fallas eléctricas en transformadores.

Pruebas físico-químicas del Aceite dieléctrico: El objetivo fundamental de las pruebas fisicoquímicas es determinar el porcentaje de agua existente en el papel, y el grado de impregnación de productos polares, ácidos y lodos en el papel. En la norma ASTM D-117 Se relacionan 33 propiedades de los aceites aislantes minerales con base en hidrocarburos y 55 métodos de prueba. Sin embargo en la práctica según consenso internacional para medir la degradación del aceite son básicamente 6 pruebas las que interesan, y 2 adicionales que sugieren sean utilizadas para casos especiales.

Rigidez dieléctrica: Un valor bajo, indica generalmente la presencia de contaminantes tales como agua, suciedad u otras partículas conductivas en el aceite. La Norma ASTM D877 indica los valores aceptables.

Contenido de Agua: Un contenido bajo de agua es necesario para obtener y mantener una rigidez dieléctrica aceptable, y pérdidas dieléctricas bajas en el sistema de aislamiento. La Norma ASTM D1533 es la que se toma como base de análisis.

Número de Neutralización: La oxidación de un aceite dieléctrico se lleva a cabo por medio de complejas reacciones en las que están involucrados el agua y el oxígeno; el número de neutralización es utilizado como una medida de la cantidad de ácidos orgánicos formados en el aceite debido a dicho proceso de oxidación. La Norma ASTM D974 indica los valores aceptables.

Tensión Interfacial: Una disminución en el valor de TI indica la acumulación de contaminantes, productos de oxidación o ambos. Se basa en la Norma ASTM D971.

Color: Un cambio de color del aceite es una indicación del deterioro y contaminación del aceite. Está regido por la Norma ASTM D1524.

Gravedad Específica: La densidad relativa del aceite es la relación del el peso del igual volumen de aceite y agua, probado a 15°C. Se basa en la norma ASTM D1298-9.

Factor de potencia: Indica la pérdida del dieléctrico del aceite. Un alto factor de potencia indica el deterioro y o la contaminación por productos tales como agua, carbón, u otras partículas conductoras.

Contenido de Inhibidor: El aceite dieléctrico nuevo contiene normalmente pequeñas cantidades de inhibidores naturales, estos retardan la oxidación del aceite hasta que son consumidos en su totalidad. En el momento que los inhibidores se agotan, la tasa de oxidación y el proceso de deterioro del aceite aumentan. La prueba es regida por la Norma ASTM D 2668.

Contenido de furanos: Son una familia de compuestos orgánicos formados por la degradación del papel aislante. El sobrecalentamiento, la oxidación, los ácidos y la degradación causada por la alta humedad acelera la destrucción del aislamiento y forma los compuestos furánicos¹².

La calidad del aislamiento de papel en un transformador depende del grado de polimerización (DP), que representa el número de anillos de glucosa en una cadena. Durante el envejecimiento del transformador, los anillos glucósicos se rompen, disminuyendo la resistencia mecánica del papel y generando subproductos como agua, gases, grupos aldehído y grupos de carboxilo.

El control de los grupos aldehído o elementos de este grupo como el Furfural da una información acerca del grado de polimerización (DP). El diagnóstico con este método nos permite correlacionar el grado de envejecimiento del transformador con la cantidad de compuestos furánicos y a su vez con el DP dependiendo de las condiciones de funcionamiento y de los elementos que forman el transformador. Es importante combinar este análisis con otros métodos de diagnóstico para poder conocer mejor el estado del transformador.

Análisis de gases disueltos en el aceite: En el funcionamiento normal de un transformador sumergido en aceite dieléctrico se forman pequeñas cantidades de gases. Cuando el sistema de aislamiento es sometido a esfuerzos tales como corrientes de falla y sobrecalentamientos, la generación de gases combustibles puede cambiar dramáticamente. Mediante la técnica de cromatografía de gases disueltos (DGA), se puede medir la cantidad de gases individuales, lo cual facilita la identificación de la posible causa del incremento de gases.

¹²UNITED STATES DEPARTMENT OF INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION. Transformer Diagnostics. 2003. p. 14-16.

Las causas diagnosticadas se agrupan en térmicas (sobrecalentamiento del aceite, sobrecalentamiento del papel), causas eléctricas (Arco eléctrico, Efecto corona).

Los principales objetivos de esta técnica se describen como: Monitorear los transformadores en servicio y obtener un aviso anticipado de una falla.

Supervisar una unidad en operación que se presume tiene una falla incipiente contemplando costo beneficio de tenerla en funcionamiento y tomar la decisión en el momento indicado para su reparación, o su reemplazo.

Indicar la naturaleza de la falla

La norma IEE std C57.104-2008¹³, se explican con detalle los métodos empleados para diagnosticar fallas de acuerdo al contenido de los gases combustibles.

Análisis de respuesta en frecuencia: Este análisis consiste en la medida de impedancia del bobinado del transformador sobre un ancho rango de frecuencias y comparando los resultados de estas medidas con un punto de referencia. Las diferencias pueden indicar daños al transformador tales como deformación de bobinados, cortocircuito en bobinados, deterioro del núcleo.

¹³IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers C57.104.2008.

4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente existen un gran número de transformadores envejecidos, se hace necesario conocer el tiempo de vida y el estado del aislamiento de los equipos con el fin de extender su tiempo de vida útil o conocer con tiempo suficiente el momento en el cual, se requiere considerar el cambio del corazón de la subestación.

Un servicio eléctrico de calidad solo se puede dar a través del conocimiento de la vida remanente de los transformadores de potencia, por lo que éste es un factor decisivo para gestionar el riesgo asociado con la confiabilidad de la red de transmisión.

La refinería de Barrancabermeja cuenta con un sistema de distribución de potencia en anillo a 34,5kV con una distribución radial a las diferentes unidades operativas a través de transformadores de potencia que reducen la tensión a los niveles requeridos 13.8/6.3/4.16/2.4/0,480 kV.

Sin duda el transformador es el activo más costoso en una subestación y por ende requiere mayor confiabilidad, pues su función es básica para el suministro de energía en los diferentes niveles de tensión.

El aislamiento papel-aceite se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno, y de otras condiciones presentes en el interior del transformador, otros aspectos como fallos externos y sobretensiones, tienen también, un efecto negativo en la condición del material aislante y cuando el aislamiento ha envejecido mucho.

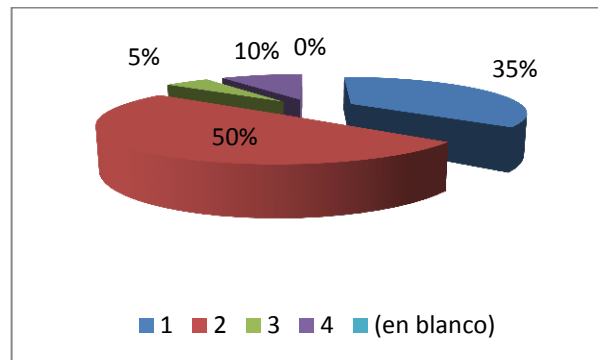
En la Tabla 2 y Figura 12 se muestra distribución de la población de transformadores instalados en la red eléctrica de la refinería de Barrancabermeja para un total de 168 equipos.

Tabla 2. Distribución de transformadores por potencia

ID	RANGOS DE POTENCIA	DISTRIBUCIÓN%
1	0 a 1[MVA]	35%
2	1 a 5[MVA]	50%
3	5 a 12[MVA]	5%
4	12 a 50[MVA]	10%

Fuente: Los autores.

Figura 12. Distribución de transformadores de potencia en la GRB



Fuente: Los autores.

El 36% de los transformadores tiene un tiempo de uso mayor a 15 años, y se desconoce el estado general del parque de transformadores que es la base fundamental para crear estrategias a mediano y largo plazo integrándose con plan de estratégico de la compañía.

Se suma a esto la falta de integración de la información para tomar decisiones gerenciales con respecto a los estos activos y la realización de estrategias encaminadas a extender el tiempo de vida útil y gestionar el riesgo asociado con la confiabilidad del sistema de potencia de la compañía.

Se han presentado 6 fallas que involucran deterioro del aislamiento eléctrico en el intervalo del 2008 a 2012 las cuales no son reversibles. Tres de estos transformadores fallaron antes de su tiempo mínimo de servicio según Bartley¹⁴ es de 25 años, debido al envejecimiento la tendencia de fallas no reversibles es incremental.

4.1 OBJETIVOS

4.1.1 Objetivo General. Proponer una estrategia de mantenimiento basado en condición para los transformadores de potencia de la Gerencia de la Refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol S.A.

4.1.2 Objetivos Específicos

- Describir la situación actual de la gestión de mantenimiento de los transformadores de potencia de la gerencia refinería de Barrancabermeja.
- Evaluar el estado actual del parque de transformadores con base a las muestras de aceite y tiempo de funcionamiento.
- Identificar los modos de falla y efectos en los transformadores de potencia.
- Establecer técnicas y criterios para el diagnóstico de los transformadores basado en los modos de falla.
- Determinar las tareas de mantenimiento basadas en condición para la gestión de la vida útil de los transformadores.

¹⁴BARTLEY. William. Transformer Asset Management. New Orleans. 2001. p. 1-2.

5. DIAGNÓSTICO DEL PROCESO DE MANTENIMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE LA GRB ECOPETROL

Existe la necesidad de realizar una autoevaluación en el proceso de mantenimiento a los transformadores de la refinería de Barrancabermeja para identificar las fortalezas y debilidades que sirvan como base para proponer una estrategia de mantenimiento a futuro y asegurar el mejoramiento continuo.

Una estrategia de mantenimiento debe ser completamente auditable en cuanto a métodos herramientas, procesos e indicadores. Es importante definir cuál es el camino para llegar a la real aproximación a la gestión de activos, con adecuados métodos y procesos aplicados a un mantenimiento enfocado al negocio.

Para la determinación o creación de una estrategia es recomendable el reconocimiento de las debilidades y fortalezas de la gestión de mantenimiento, para tener una visión del estado deseado, expresado como objetivos. Estas metas son justificables si se relacionan con los resultados de la compañía y no solo con los resultados operativos del mantenimiento.

A continuación se explica la metodología utilizada y los resultados que se obtuvieron con referencia a las oportunidades de mejora.

5.1 METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO DEL MANTENIMIENTO

Para realizar un diagnóstico del proceso de mantenimiento se evaluaron 14 áreas planteadas por la EPRI *Electric Power Research Institute*¹⁵ que son clave en la

¹⁵ELECTRICAL POWER RESEARCH INSTITUTE. *Predictive Maintenance Self-assessment Guidelines for Nuclear Power Plant*. Palo Alto. 2000.

gestión de mantenimiento basado en condición, como se describen a continuación:

- Aplicación de tecnología
- Definición del flujo de procesos
- Programa de liderazgo y coordinación
- Organización roles y responsabilidades
- Gestión de información y comunicación
- Evaluación de condiciones de los equipos y toma de decisiones
- Entrenamiento y certificación
- Priorización y programación de trabajos basados en condición
- Cierre de trabajos y retroalimentación del mantenimiento
- Medida de desempeño y objetivos
- Cálculo de costo beneficio y retorno de la inversión
- Satisfacción del cliente
- Mejoramiento continuo

Mediante la utilización de un desarrollo cuantitativo de esta herramienta se facilita la identificación y cuantificación de los aspectos débiles y fuertes, de un proceso de mantenimiento predictivo. De esta manera se puede fundamentar la definición de planes de mejoramiento a corto, mediano y largo plazo con el fin de alcanzar el mejoramiento escalonado, buscando posicionarse como un proceso de lo “mejor de su clase” o “clase mundial”, según sea la estrategia y los objetivos corporativos trazados.

La Figura 13 representa la evaluación de las 14 áreas sobre líneas radiales sobre un radar que permite observar el panorama general del proceso. El proceso se califica en cada área estimando el estado en que se encuentra de acuerdo con las preguntas guía que se presentan en el anexo A.

Un puntaje de 100 implica que se tiene una gran fortaleza en esta área y que posiblemente no es costo efectivo mejorar en esta área. Un puntaje entre 80% y 90% implica que se tienen todavía buenas prácticas en esta área. Un puntaje entre 70% y 50% se considera efectivo con una oportunidad bastante alta para mejorar. Un puntaje menor del 50% no es efectivo y es necesario realizar un plan de mejora.

En la Tabla 3 Resumen de resultados por áreas y en la Figura 13 se presenta el resultado cuantitativo del diagnóstico realizado.

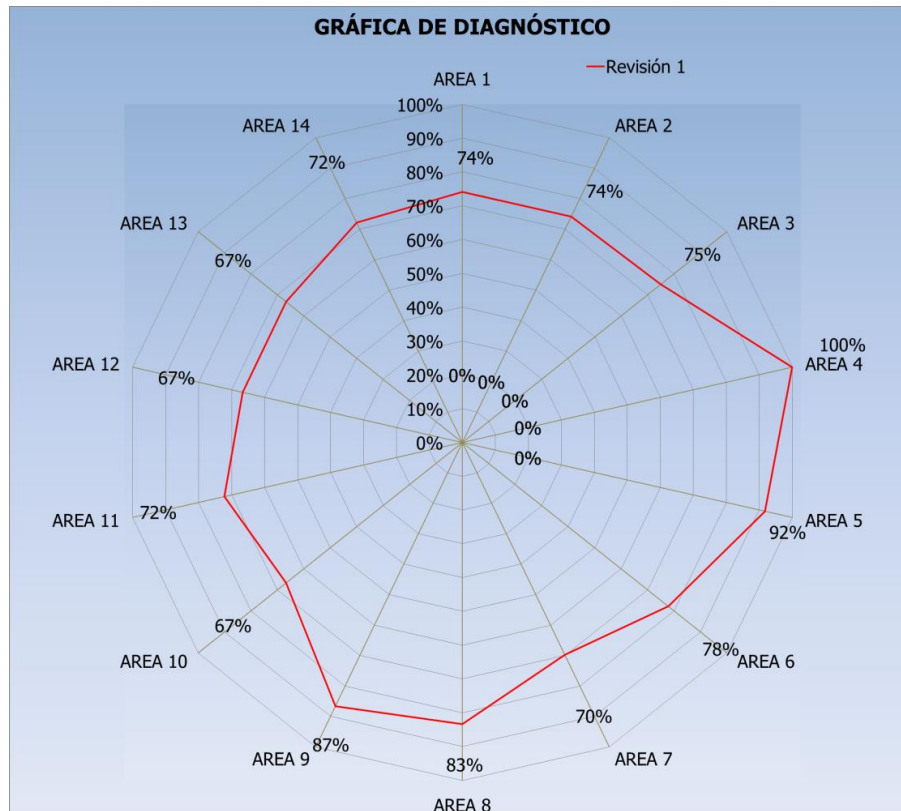
Por mejores prácticas se entienden que son referencias estándar para la gestión del mantenimiento con los siguientes atributos: Reales, específicas, alcanzables y aprobadas en todo el mundo que han hecho más eficientes su gestión de mantenimiento, reduciendo costos de operación, mejorando la confiabilidad y la moral del personal.

Tabla 3 Resumen de resultados por áreas

AREAS	Áreas	Revisión 1
AREA 1	Tareas técnicas básicas	74%
AREA 2	Aplicación de tecnologías	74%
AREA 3	Definición del flujo del proceso	75%
AREA 4	Liderazgo y coordinación del proceso	100%
AREA 5	Organización, roles y responsabilidades	92%
AREA 6	Gestión de la información y la comunicación	78%
AREA 7	Evaluación de la condición del equipo y toma de decisiones	70%
AREA 8	Entrenamiento y certificaciones	83%
AREA 9	Priorización y programación de trabajos	87%
AREA 10	Cierre de órdenes de trabajo y retroalimentación de mantenimiento	67%
AREA 11	Objetivos y medidas de desempeño	72%
AREA 12	Cálculo de costos y beneficios y retorno sobre la inversión	67%
AREA 13	Satisfacción del cliente	67%
AREA 14	Mejora continua	72%

Fuente: Los autores.

Figura 13. Comparativo del estado de la gestión de mantenimiento en los transformadores en la GRB.



Fuente: Los autores.

Se identificaron los factores más relevantes como oportunidades de mejora en la determinación de la condición y el mantenimiento de los transformadores a corto y mediano plazo, a continuación se describen los más relevantes:

Area1: Tareas técnicas básicas

- Mejora en la toma de decisiones técnicas y de priorización: Se debe tener en cuenta la criticidad del proceso, el tiempo de trabajo, y el ambiente de operación por medio de una base de datos de fácil acceso y consulta que integre las tareas y las condiciones encontradas en los equipos.

- Las tareas del mantenimiento predictivo son la entrada para el mantenimiento preventivo, pero los análisis no se reportan en los tiempos establecidos y esto dificulta el cálculo del plan de mantenimiento preventivo a mediano plazo.
- Falta una base técnica documentada donde se definan los modos de falla y efectos, se requiere crear una base y definir los modos de falla.
- Los hallazgos encontrados en las inspecciones visuales no se integran al registro de condición del activo. Por lo tanto se debe mejorar el proceso para integrar los indicadores de condición detectados de forma visual con los indicadores que se registran a través de predictivos que aplican nuevas tecnologías.

Área 2: Aplicación de tecnologías

- No se tienen datos de referencia para compararse con los mejores, se requiere adquirir información que permita la comparación a través de empresas con activos similares.
- Los hallazgos registrados no se consolidan en una base de datos que facilite la integración con los demás predictivos, e indicadores de condición, se deben integrar los indicadores de condición tanto de medidas con equipos especiales, como los indicadores de condición fácilmente identificables en las rondas de inspecciones.

Área 3: Definición del flujo del proceso

- No se tiene un diagrama de flujo donde se explique el proceso, se identifique las entradas y las salidas del mismo, existe una oportunidad de mejora en cuanto a facilitar la toma de decisiones y la estandarización de actividades.

6. EVALUACIÓN DEL ESTADO DEL PARQUE DE TRANSFORMADORES PARA LA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

Determinar la condición de un transformador de potencia es un paso esencial en el análisis de riesgo de falla. Este capítulo describe el proceso empleado para evaluar en estado general de parque de transformadores identificando las unidades donde se concentra el mayor riesgo. Para un planeamiento estratégico es necesario conocer la condición general de los activos. Se plantea un factor técnico que representa la probabilidad de ocurrencia de una falla al sistema de potencia con base en los datos recopilados de las pruebas de aceite dieléctrico, DGA Análisis de gases disueltos y registro histórico existente.

Se presenta un estimado del factor económico de acuerdo con las pérdidas de producción y con el diagrama unifilar existente que representa la consecuencia de que ocurra la falla. Con base a estos dos factores principales se estima el riesgo total. El resultado de este análisis de riesgo provee información clave para la toma de decisiones con respecto a la gestión de activos.

6.1 MODELO DE EVALUACIÓN GENERAL DE LA POBLACIÓN DE TRANSFORMADORES APLICADO A LA GRB ECOPETROL

Se tienen los datos de las pruebas físicoquímicas y el análisis de gases disueltos DGA de la población de transformadores desde el 2009 hasta el 2012, además se cuenta con la fecha de instalación de los equipos. Para realizar la evaluación general se tuvieron en cuenta los factores que se describen a continuación a criterio de los autores.

Algunos factores como pruebas de corriente de excitación, factor de potencia relación de transformación, impedancias de cortocircuito se dejan para una futura

clasificación debido a que no se tiene la información suficiente con respecto a estas medidas en la población de transformadores.

6.2 TIEMPO DE SERVICIO

La edad del transformador es un factor importante para considerar cuando se identifican candidatos para reemplazar o para rehabilitar. La edad es un indicador de la vida remanente y un indicador para el estado actual de materiales comunes en el transformador. Aunque la vida de servicio varía ampliamente dependiendo del diseño del fabricante, calidad de ensamblaje, materiales usados, historia de operación, condiciones normales de operación e historia de mantenimiento, la vida esperada promedio para un transformador individual en una población de transformadores es alrededor de 40 años. Salzman¹⁶ propone valores de vida útil en años que fueron obtenidos con base en la experiencia desarrollada de 166 trabajos realizados, que acumula el detalle de los activos fijos de más de 122 empresas de generación, transmisión y distribución.

En la tabla 4 se muestra la vida esperada por antigüedad resultado del desarrollo de Salzman.

¹⁶SALZMAN, C. T. Gestión de activos, experiencias en el cálculo de vida útil e impacto de la supervivencia de los bienes en el desarrollo de sistemas eléctricos. 6p.

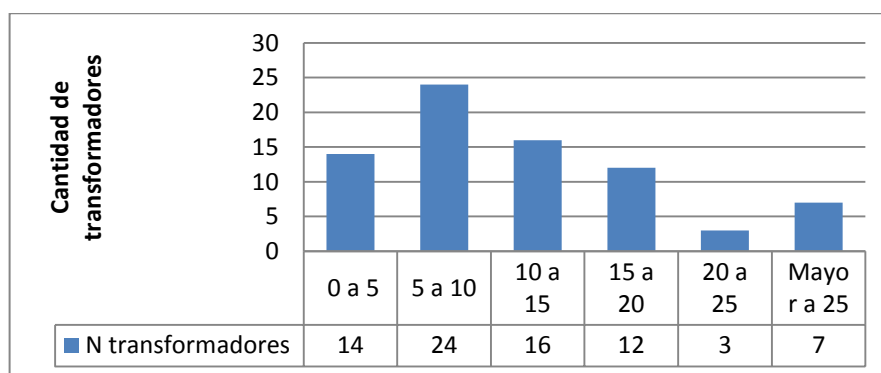
Tabla 4. Vida útil de transformadores de potencia

DESCRIPCIÓN	EXPECTATIVA POR ANTIGÜEDAD EN AÑOS							VIDA ÚTIL EN AÑOS	
	> 45	25 a 34	20 a 24	15 a 19	10 a 14	5 a 9	0 a 4	mín - máx	Probable
TRANSFORMADORES DE POTENCIA	10	10	20	23	25	30	40	35-55	40

Fuente: SALZMAN,C.T Gestion de activos.

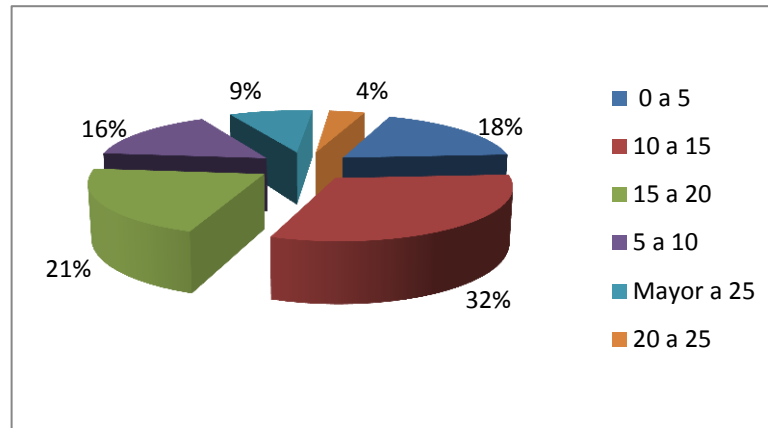
En la Figura 14 y Figura 15 se muestra la distribución de la población de transformadores de potencia mayor a 2MVA. Se identificaron 10 equipos que corresponden al 13% de la población con edades superiores a los 25 años de servicio.

Figura 14. Distribución de transformadores por edad



Fuente: Los autores.

Figura 15. Distribución de edad de los transformadores de potencia de la GRB



Fuente: Los autores.

Asumiendo una vida útil promedio de 40 años el factor de riesgo por edad (FRE) es la relación entre el tiempo de servicio (TS) y el tiempo de vida esperado (TVE).

$$FRE = \frac{TS}{TVE} \times 100 \quad \%$$

6.2.1 Calidad del aceite. El aceite dieléctrico juega un rol muy importante en el ciclo de vida del transformador. Una forma de evaluar su estado y que será tomada en cuenta como factor técnico es el índice de calidad, el cual es una relación entre la tensión interfacial y el número de neutralización:

$$IC = \frac{Tensióninterfacial}{Numerodeneutralización}$$

La Tabla presenta en resumen la forma de evaluar la calidad del aceite según características como: Número de neutralización, tensión interfacial, color, índice de calidad. De acuerdo con esta clasificación se estableció un porcentaje para el factor por índice de calidad FRCA e incluirlo como uno de los parámetros a tener

en cuenta en la clasificación del parque de transformadores con respecto a su probabilidad de falla y sus consecuencias.

Figura 16. Clasificación del aceite según el índice de calidad y color

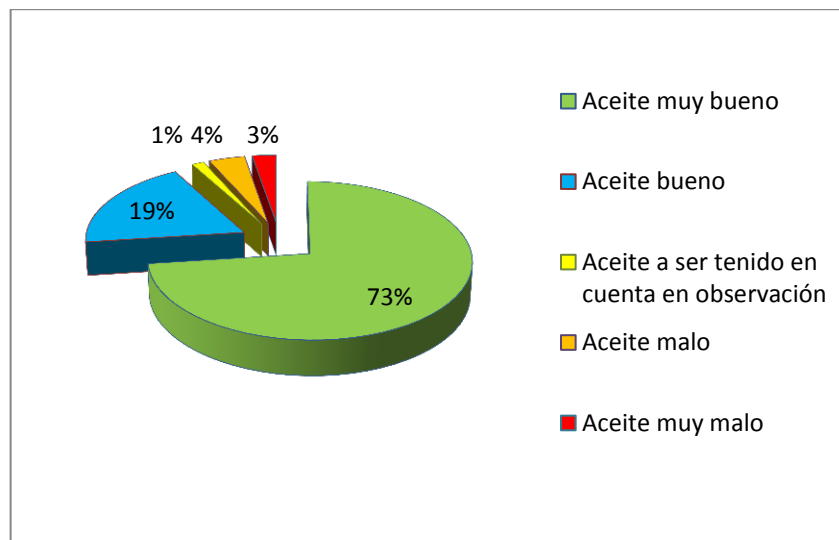
VALORES DE NN-TIF		COLOR	INDICE DE CALIDAD	CLASIFICACIÓN	% FRCA
NN	00 A 0,1	AMARILLO CLARO	300 A 1500	Aceite bueno	5%
TIF	30 A 45				
NN	0,05 A 0,1	AMARILLO	271 A 600	Aceite a se tenido en cuenta en observación.	30%
TIF	27,1 A 29,9				
NN	0,11 A 0,15	AMARILLO OSCURO	160 A 318	Aceite marginal	50%
TIF	24 A 27				
NN	0,16 A 0,4	AMBAR	45 A 159	Aceite malo	70%
TIF	18 A 23				
NN	0,41 A 0,65	CAFÉ	22 A 44	Aceite muy malo	80%
TIF	14 A 17,9				
NN	0,66 A 1,5	CAFÉ OSCURO	6 A 21	Aceite extremadamente malo	90%
TIF	9 A 13,9				
NN	> 1,51	NEGRO	<6	Aceite en condición pésima	100%
TIF	<9				

Fuente: Los autores.

En la Figura 17 se puede observar que el 92% de la población de transformadores tienen un aceite en buenas condiciones y por lo tanto la acción a seguir con esta parte de la población es realizar un análisis anual del aceite para volver evaluar las condiciones y obtener una trazabilidad e información de la velocidad del deterioro como parte de mantenimiento basado en condición. El 8% que corresponde a la población restante tienen que ser evaluados con más detalle para programar alguna de las siguientes actividades si es posible:

- Tratamiento de Termovacío y adición de inhibidor
- Secado de la parte activa
- Lavado y secado con cambio total del aceite
- Regeneración de aislamientos
- Desludificación.

Figura 17. Distribución de la calidad del aceite dieléctrico



Fuente: Los autores.

6.2.2 Factor de riesgo por Furanos. Basados en la Tabla 5 se obtiene el porcentaje de vida remanente (VR) de acuerdo contenido de furanos estimado por medio del análisis del aceite. Entonces para calcular el factor de riesgo por furanos (FRF) Se tiene:

$$FRF = 100 - \%VR$$

Donde VR es la vida remanente.

En la Figura 18 se muestra la distribución de la población de transformadores calculada por medio de la vida remanente estimado.

Según este factor de riesgo el 96% de la población de transformadores se encuentra en una etapa de envejecimiento de la celulosa normal. Es decir la velocidad con la que se reduce la resistencia a la falla es normal, mientras que 4%

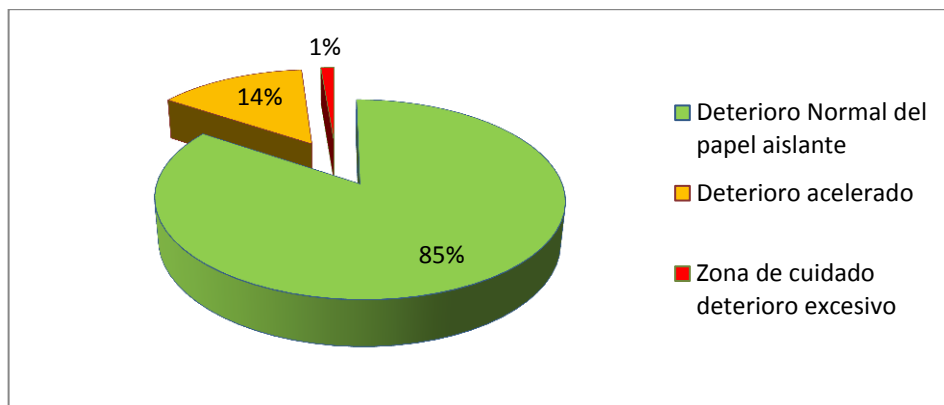
(13 transformadores) se encuentran en una etapa en la cual la reducción de la resistencia a la falla es acelerada.

Tabla 5. Estimación de la vida remanente.

Incremento de transformador de 55°C 2FAL(ppb)	Estimado de vida Remanente
58	100
130	90
292	79
654	66
1464	50
1720	46
2021	42
2374	38
2789	33
3277	29
3851	24
4524	19
5315	13
6245	7
7337	0

Fuente: Los autores.

Figura 18. Distribución de transformadores con respecto al factor de riesgo por furanos.



Fuente: Los autores.

6.2.3 Factor de riesgo por análisis de gases disueltos en el aceite. El factor de riesgo por gases disueltos se consideró de acuerdo a la velocidad de incremento en los gases combustibles, los cuales indican posibles efectos a diferentes niveles de temperatura que pueden obedecer a problemas internos en el transformador que se ven reflejados en descargas parciales, efecto corona, puntos calientes en conexiones, calentamiento anormal en los bobinados.

La cuantificación del factor de riesgo por análisis de gases disueltos (FRAG) en el aceite se tomó de acuerdo a los siguientes criterios:

Velocidad de generación del total de gases combustibles es menor a 30 ppm por mes: Se estableció un factor (FRAG) del 0%.

Velocidad de generación del total de gases combustibles entre 30 ppm y 60 ppm por mes: Se estableció un factor (FRAG) del 40%.

Velocidad de generación del total de gases combustibles entre 50 ppm y 80 ppm por mes: Se estableció un factor (FRAG) del 70%.

Velocidad de generación del total de gases combustibles mayor a 80 ppm por mes: Se estableció un factor (FRAG) del 100%.

6.2.4 Evaluación riesgo técnico. Debido a que ciertos factores de influencia son más críticos que otros, se asignó una ponderación como se muestra en la Ecuación 1:

Existen otros métodos complementarios para evaluar la condición de los equipos, como lo son las pruebas eléctricas, que no se tuvieron en cuenta debido a que no se tiene un historial representativo para la mayoría de la población.

Como se pretende tener un punto de partida sobre el estado general de la población de transformadores se realizó una clasificación inicial con base a la información recolectada de:

- Pruebas de aceite dieléctrico
- Tiempo de funcionamiento

Ecuación 1

$$FRT = \frac{1,5(FRC) + 2,5(FRE) + 4(FRF) + 2(FRAG)}{10} \times 100\%$$

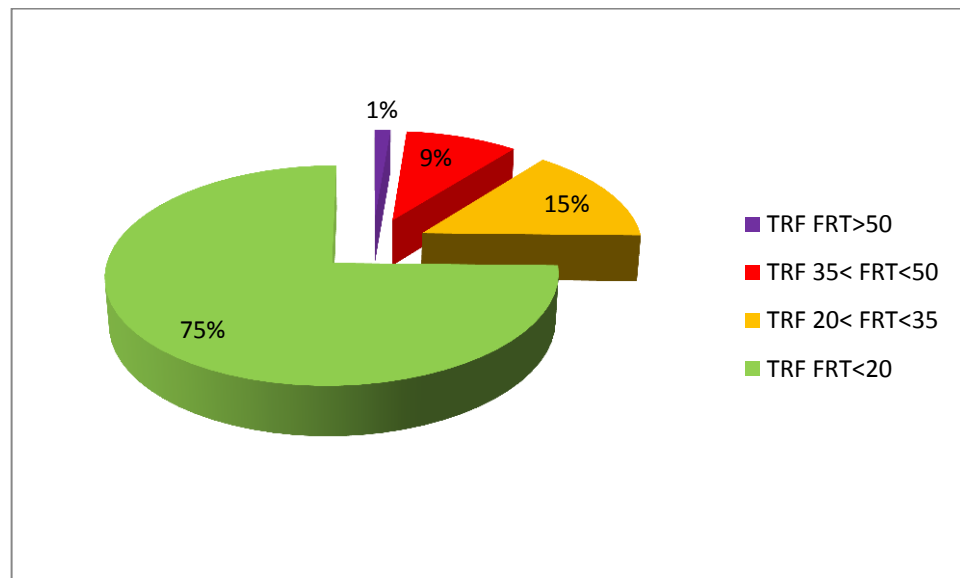
Dónde:

FRT	Factor de riesgo técnico
FRC	Factor de riesgo de calidad del aceite

FRE	Factor de riesgo de edad
FRF	Factor de riesgo por cantidad de furanos
FRAG	Factor de riesgo por análisis de gases

En la Figura 19 se muestra la distribución de la población de transformadores según el factor de riesgo total FRT.

Figura 19 Distribución de población considerando el factor de Riesgo técnico total.



Fuente: Los autores.

6.2.5 Evaluación del riesgo importancia económica y clasificación de unidades. Una de las principales funciones de los transformadores de potencia y/o distribución, en la industria relacionada con la necesidad de generar valor agregado en el proceso de producción, las fallas en estos activos afectan directamente la capacidad de generación de ingresos de la compañía, teniendo en cuenta lo anterior se definen los siguiente criterios parara determinar la criticidad o afectación a las diferentes plantas de proceso.

De acuerdo con este criterio se asignó un valor de importancia a cada transformador como se muestra en el anexo B, en la Tabla 6 se resumen los criterios establecidos de acuerdo con la importancia para el sistema, en la Figura 20 se muestra los resultados de la evaluación de los equipos considerando el riesgo técnico total y el factor de importancia.

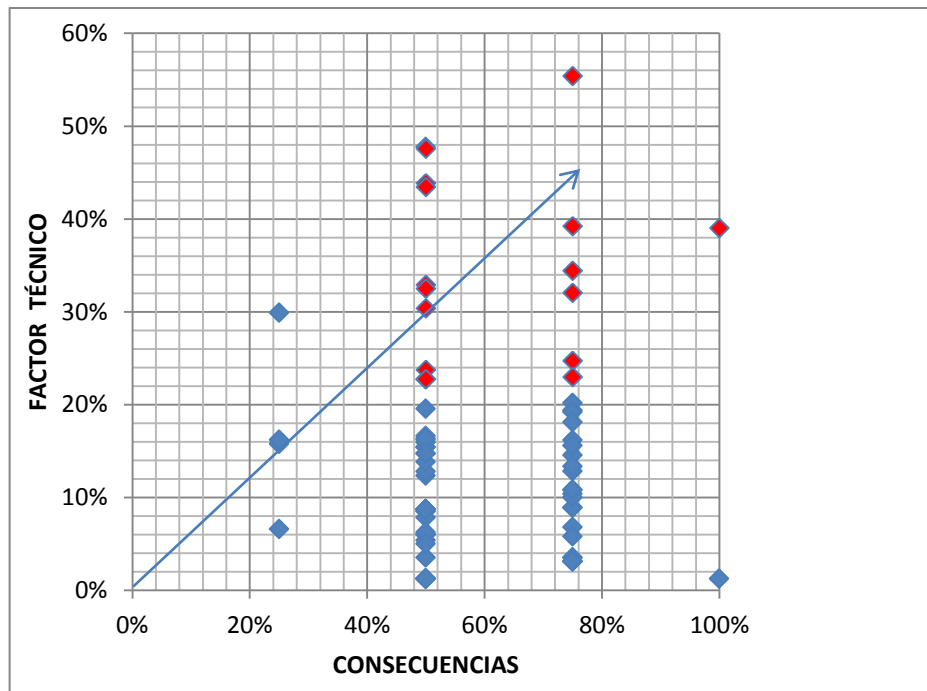
Se identificaron los equipos críticos para los cuales se recomienda realizar un estudio más detallado y un estudio para el reemplazo de las unidades.

Tabla 6 Criticidad establecida para el parque de transformadores en el sistema de potencia

DESCIPCION	IMPACTO	VALOR
Transformador que ante una falla afectan la producción total de la planta y su restablecimiento está limitada a la recuperación total del activo	Alto	100
Transformador que ante una falla afecta la producción parcial de la planta, (la topología cuenta con dos transformadores que puede soportar la carga de la planta).	Mayor	75
transformador que ocasiona disturbio operacional, pero no se afectan las cargas ya que la topología cuenta con un transformador que alimenta las cargas de forma inmediata (switch de transferencia)	Medio	50
Transformador que no ocasiona disturbio operacional	Leve	25

Fuente: Los autores.

Figura 20 Resultado final de la clasificación.



Fuente: Los autores.

Tabla 7 Identificación de transformadores más críticos de acuerdo con el proceso de clasificación.

Item	Transformador	Localización	Potencia[k VA]	Factor de	Factor
1	TRF027B	Polietileno 2	9375	100%	39%
2	TRF008A	ET 008A	25000	75%	55%
3	TRF136A	U2100	2000	75%	39%
4	TRF006B	ET006	40000	75%	34%
5	TRF007B	ET007	12000	75%	32%
6	TRF138B	U250	2000	75%	25%
7	TRF006A	ET006	40000	75%	23%
8	TRF013B	UOP2	2000	50%	48%
9	TRF192D	FONDOS	3000	50%	48%
10	TRF192A	FONDOS	2000	50%	44%
11	TRF192B	FONDOS	2000	50%	43%

Item	Transformador	Localización	Potencia[k VA]	Factor de	Factor
12	TRF029B	C.BOMBAS 8	3000	50%	33%
13	TRF191A	UOP-01	2000	50%	33%
14	TRF013C	UOP2	2000	50%	30%
15	TRF192C	FONDOS	3000	50%	24%
16	TRF3950B	C.BOMBAS 9	3000	50%	23%

Fuente: Los autores.

7. PROPUESTA DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN PARA EL PARQUE DE TRANSFORMADORES DE LA GRB ECOPETROL

El proceso encargado del sistema eléctrico tiene varias metas tales como el desempeño confiable de los componentes eléctricos y el costo eficiente en la organización. Estas metas se pueden alcanzar de varias formas tales como las actividades apropiadas de mantenimiento y una apropiada planeación. La propuesta que se muestra en este capítulo para el mantenimiento de los transformadores de potencia sumergidos en aceite en la refinería de Barrancabermeja está basada principalmente en la condición del equipo.

Se identificaron los índices de condición de acuerdo con los principales modos de falla, para luego proponer un plan de mantenimiento donde se establecen criterios de evaluación de la condición según las técnicas predictivas seleccionadas, y los tiempos básicos de inspección. Además se presenta el diagrama de flujo del proceso de mantenimiento basado en condición para los equipos.

7.1 MODELO DE MANTENIMIENTO PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Para extender la vida útil de los equipos y con base en un mejoramiento continuo se propone el siguiente modelo que básicamente se divide en dos subprocesos: evaluación de condición y evaluación del índice de salud.

7.1.1 Evaluación de condición. La clave para el desarrollo de las actividades de mantenimiento apropiadas es la evaluación de condición. La evaluación de la condición del equipo es el proceso de obtener un diagnóstico sobre el activo de

acuerdo a índices de condición establecidos¹⁷. La condición del activo provee una indicación de la probabilidad de falla y su riesgo respectivo. Los parámetros de indicación del diagnóstico del activo se monitorean para determinar la condición. Se deben identificar cambios significantes en los parámetros monitoreados los cuales se convierten en indicación notable de degradación.

Para el caso del transformador la degradación básicamente se fundamenta en la reducción de las propiedades dieléctricas de los componentes, ya sea el aceite dieléctrico, aislamiento menor, aislamiento mayor, propiedades dieléctricas de los pasatapas.

Basados en las tendencias de degradación de componentes se pueden predecir condiciones que aceleran la reducción del tiempo de vida del transformador. Mediante las acciones preventivas de acuerdo en el fundamento de condición se puede lograr una buena gestión de mantenimiento del activo.

Identificando los indicadores de condición se debe llegar a una función óptima que garantice que las decisiones tomadas para el activo sean acertadas. No es parte de este documento proponer esta función, sin embargo se deja como primer paso la identificación de parámetros de la función. Además se recomienda la integración de la información y la estandarización y establecimiento de criterios de condición que servirán como punto de partida en la función óptima de condición.

7.1.2 El índice de salud. Se define habilidad para conseguir una confiabilidad y una indicación conveniente de la salud del sistema de potencia¹⁸. El índice de salud da la condición del activo basada en su vida remanente. La vida remanente

¹⁷ QUAK, Benjamín. *Information Strategy for decision support in maintaining high voltage infrastructure*. IEEE 2011.

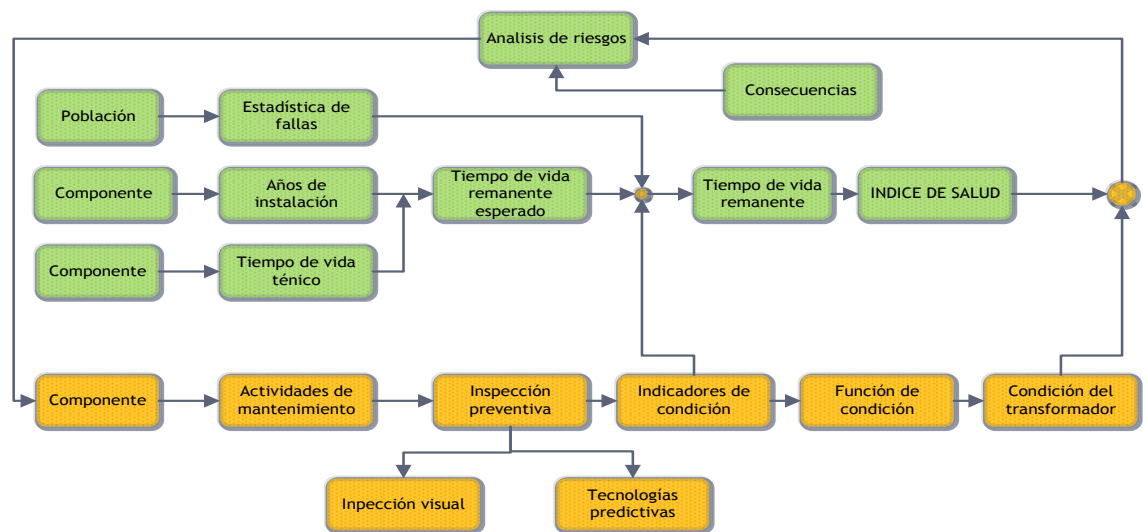
¹⁸ CHENG. Maoyin. *Maintaining System with depend Failure Modes and Resource constraints*. IEEE 2012.

en el transformador se determina por medio de los estimados de la degradación del papel y su comportamiento en el tiempo. Además se deben tener en cuenta otros factores como estadísticas de fallas y tiempos de utilización.

En la Figura 21 se muestra la relación entre estos conceptos dentro del proceso continuo de mantenimiento y gestión de vida útil de los transformadores.

Las decisiones a largo y a mediano plazo se fundamentan en la combinación de resultados del índice de salud y la evaluación de condición, considerando las consecuencias para el activo.

Figura 21 Modelo de estrategia para extender la vida útil de los transformadores.



Fuente: Adesh Soemeer, adaptación de los autores.

7.2 ESTABLECIMIENTO DE NIVELES DE CONDICIÓN PARA TÉCNICAS PREDICTIVAS A EMPLEAR

La interpretación del nivel de condición debe ser clara y específica. Por lo tanto se establecieron los rangos de condición que se muestran en la Tabla 8 .

Tabla 8 Niveles de condición del activo según técnicas predictivas

Nivel de identificación	Color identificador
Bueno	Verde
Moderado	Amarillo
Defectuoso	Naranja
Mal	Rojo
Inaceptable	Púrpura

Fuente: Los autores.

Condición bueno: El activo está en buenas condiciones. No es necesario un mantenimiento o inspección adicional hasta el próximo mantenimiento regular o tiempo normal de rutina. En la próxima inspección regular no se esperan detalles o condiciones especiales. La ocurrencia de falla tiene una probabilidad muy baja.

Condición moderada: El activo todavía tiene una capacidad estable. No necesita mantenimiento adicional. Sin embargo se nota un deterioro significativo. En el próximo mantenimiento se decidirá si se requiere un mantenimiento adicional. La ocurrencia de la falla es probablemente remota.

Condición defectuosa: Todavía se espera que cumpla su función principal por varios meses, Sin embargo se tiene un deterioro tal que se requiere un mantenimiento adicional o una investigación adicional antes del próximo mantenimiento regular.

Mal: El activo está en condiciones muy pobres se debe realizar un mantenimiento o investigación adicional a corto plazo para cumplir con sus funciones. La ocurrencia de falla total (failure) se considera probable.

Inaceptable: El activo está en condiciones extremadamente pobres y necesita reemplazarse a corto plazo. La ocurrencia de fallatotal (failure) se considera frecuente.

7.3 INSPECCIÓN VISUAL

Se debe evitar la ambigüedad y la subjetividad de la interpretación en las inspecciones visuales. La evaluación depende fuertemente de la observación del personal de mantenimiento. Debido a esta subjetividad, la calidad de la evaluación de las actividades preventivas se puede ver afectada. Por lo tanto para evitar esto se identificaron los parámetros que son detectables por medio de una inspección de ruta diaria o mensual en cada una de los procesos internos de la refinería donde se cuenta con transformadores de potencia sumergidos en aceite dieléctrico.

En el anexo C se presenta un formato que facilita la estandarización de las observaciones de las inspecciones visuales y además aporta a la estandarización del proceso.

7.4 ANÁLISIS MODOS DE FALLA Y EFECTOS

La norma ISO 17359¹⁹ recomienda realizar un análisis de modos de falla AMEF y efectos para identificar las fallas esperadas, síntomas y parámetros potenciales que se van a medir los cuales indican la presencia u ocurrencia de fallas.

La revisión del AMEF dará información sobre el rango de los parámetros que se deben medir para identificar modos de falla particulares. Los parámetros que se deben considerar son generalmente los que indican una condición de falla por un

¹⁹INTERNATIONAL STANDAR ORGANIZATION. Condition monitoring and diagnostic of machine-general guidelines. ISO 17359. 2003.

incremento o un decremento de un valor medido, o por algún otro cambio de un valor característico.

El servicio funcional de un transformador se puede determinar por sus cuatro propiedades clave:

- Capacidad e integridad electromagnética: Capacidad para transferir energía electromagnética en condiciones especificadas, incluyendo sobrecarga, sin calentamiento general, excesivas pérdidas, aparición de puntos calientes localizados, gases, excesiva vibración y sonido.
- Integridad y capacidad para transportar corriente en el circuito primario, como en el circuito secundario.
- Resistencia dieléctrica bajo la influencia de esfuerzos operacionales, considerando un nivel permisible de deterioro.
- Resistencia mecánica bajo los efectos de transitorios externos.

Una falla ocurre cuando la resistencia del transformador con respecto a una de estas propiedades clave se excede por esfuerzos operacionales. Algunos transformadores pueden mantenerse en servicio estando en condiciones de falla, sin embargo fallarán inmediatamente si un cortocircuito o circuito abierto ocurre, esto debido a los transitorios de corriente. Otro aspecto a tener en cuenta es que la resistencia dieléctrica decrece de forma natural en el transcurso de su vida.

Se realizó un análisis de modos falla el procedimiento según recomendación de la norma IEC 60812²⁰.

En el anexo D se muestra el cuadro completo realizado para la identificación de modos de fallas en el transformador, en la Tabla 9 se resumen los modos de fallas identificados los cuales fueron la base para proponer las actividades de mantenimiento a realizar.

Tabla 9 Modos de fallo identificados para transformadores de potencia

Código del modo de falla	Descripción del modo de falla
1A1	Obstrucción del sistema de intercambiador de calor
1A1	No arranca el conjunto de ventiladores de enfriamiento
1B1	Puntos calientes en conexiones entre el bobinado y
1B2	Reducción de la eficiencia del núcleo
1C1	Falla eléctrica en los devanados por factores eléctricos
1C2	Falla eléctrica de los devanados por factores
1C3	Falla eléctrica de los devanados por degradación del
1C4	Falla en los bushings por deterioro del asilamiento del
1C5	Fugas de aceite a través de la cuba
1C6	Las protecciones envían una señal errónea
2A1	Desalineamiento de contactos del cambia taps
2A2	Deterioro de mecanismos de cambia taps
2A3	Aislamiento de contactos por carbonización

Fuente: Los autores.

²⁰INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Analysis techniques for reliability-procedure for failure modes. IEC 2006. IEC 60812.

7.4.1 Indicadores de nivel de condición. Se identificaron los indicadores de condición que se muestran en la Tabla 10, los cuales fueron establecidos de acuerdo con los modos de falla lo cual permitió seleccionar las técnicas predictivas que más se ajustan con el mantenimiento basado en condición de los transformadores de potencia.

Tabla 10 Síntomas o cambios de parámetros en un transformador durante su tiempo de vida útil

TIPO DE MÁQUINA: TRANSFORMADOR		MODOS DE FALLOS												
Es necesario desenergizar el transformador	Síntomas o cambios de parámetros	1A1	1A2	1B1	1B2	1C1	1C2	1C3	1C4	1C5	1C6	2A1	2A2	2A3
NO	Color del aceite													
NO	Gravedad específica del aceite													
NO	Número de neutralización del aceite													
NO	Tensión interfacial del aceite													
NO	Contenido de agua del aceite													
NO	Tensión de ruptura dieléctrica del aceite													
NO	Factor de potencia del aislamiento del aceite													
NO	Contenido de furanos													
SI	Resistencia DC de aislamiento entre bobinados y tierra													
SI	Factor de potencia de bobinados con respecto a tierra													
SI	Corriente de excitación													
SI	Relación de transformación													
NO	Temperatura(termografía)													
NO	Espectro de ultrasonido													
NO	Análisis de gases disueltos en el													

TIPO DE MÁQUINA: TRANSFORMADOR		MODOS DE FALLOS												
Es necesario desenergizar el transformador	Síntomas o cambios de parámetros	1A1	1A2	1B1	1B2	1C1	1C2	1C3	1C4	1C5	1C6	2A1	2A2	2A3
	aceite(cromatografía de gases)													
SI	SFRA													
NO	Inspección visual (Indicador del aceite)													
NO	Inspección visual del nivel de temperatura de del bobinado (indicador)													
NO	Inspección visual nivel de temperatura del aceite(Indicador del transformador)													
NO	Inspección en campo nivel de ruido													
NO	Inspección visual fugas													

Fuente: Los autores.

Se deben tener en cuenta tres parámetros en la selección de indicadores de condición y tecnologías predictivas. Estos parámetros son:

- Frecuencia de falla: Número de ocurrencia de un modo de falla en un periodo especificado.
- Impacto de falla: Las consecuencias del modo de falla.
- Oportunidad de detección: La probabilidad que un indicador de condición pueda identificar un modo de fallo.

7.5 TECNOLOGÍAS PREDICTIVAS E INDICADORES DE CONDICIÓN

En base a la información recolectada de los análisis de modos de fallas y de los efectos de falla, experiencia del personal a cargo de la confiabilidad de los transformadores, las recomendaciones de personal especializado y a la capacidad

de adaptación al entorno operacional, se optó por establecer como parte del proceso las pruebas de aceite fisicoquímico, análisis de concentraciones individuales de gases disueltos en el aceite (DGA) y termografía e inspecciones visuales. Estas técnicas primarias permiten realizar un diagnóstico básico y detectar síntomas de estado incipiente, con la finalidad de extender la vida útil del transformador y evitar el deterioro acelerado de sus componentes.

Como parte integral para una detección más completa se recomienda la implementación de las técnicas de Análisis de respuesta en frecuencia (FRA) y ultrasonido. Sin embargo estas técnicas se plantean como técnicas complementarias para un estudio más detallado y de confirmación o detección de fallas en equipos que por recomendación de las técnicas primarias y por criticidad alta de los activos requieren mayor información para una toma de decisiones.

Además se deben implementar las técnicas para la medición de parámetros eléctricos con referencia al aislamiento y corrientes de excitación.

Se establecieron los estados de condición según la técnica predictiva utilizada, criterios y alarmas para cada uno como se describe a continuación.

7.5.1 Evaluación de la condición del transformador usando concentraciones individuales de los gases combustibles disueltos en el aceite.

De acuerdo con estándar IEEE C57.104-2008²¹, se establecen como parte del mantenimiento basado en condición cuatro clasificaciones del estado las cuales usan las concentraciones individuales de gases combustibles y la concentración del total de gases combustibles.

²¹INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEER. Guide for the interpretation of gases generated in Oil-Immersed Transformer. C57.104-2008.

Considerar los criterios de evaluación de acuerdo a la tabla 11 (concentración de gases disueltos) de este documento y tabla 1 de la norma IEEE C57.104-2008.

Condición 1: El total de gases combustibles (TGCD) por debajo de este nivel indican que el transformador está operando satisfactoriamente. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla 11 deberá ser sometido a investigación adicional

Condición 2: El total de gases combustible (TGCD) dentro este rango indica nivel de gases combustible mayor que el normal. Cualquier gas individual que exceda los niveles especificados en la tabla en la tabla 11 deberá ser objeto de investigación adicional.

Condición 3: El total de gases combustible (TGCD) dentro este rango indica un alto nivel de descomposición en el aislamiento de la celulosa y/o el aceite. Cualquier gas individual que exceda los niveles especificados en la tabla en la tabla 11 deberá ser objeto de investigación adicional. Es probable que una o varias fallas estén presentes.

Condición 4: El total de gases combustible (TGCD) dentro este rango indica una descomposición excesiva en el aislamiento de la celulosa y/o el aceite. Cualquier gas individual que exceda los niveles especificados en la tabla 11 deberá ser objeto de investigación adicional. Si se mantiene el transformador en operación existe una alta probabilidad que falle.

Tabla 11. Estados de condición según la concentración de gases disueltos

Estatus	Límites de concentración de referencia de gases disueltos (ppm)							Total de gases Disueltos TDGD
	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	
Condición 1	100	120	1	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2501-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Fuente: Los autores.

7.5.2 Establecimiento de niveles de condición de acuerdo a las pruebas fisicoquímicas. Una detección temprana de la calidad del aceite ayudará a reducir costos de mantenimiento y a prevenir fallas. Esto puede se puede lograr mediante un adecuado programa de pruebas al aceite que monitorean la condición del fluido dieléctrico. En se presentan los criterios establecidos en esta propuesta basados en la experiencia y las recomendaciones de la IEEE en norma 57.106.00:2007.

Tabla 12 Estados de condición establecidas de acuerdo a los parámetros del análisis fisicoquímicos del aceite dieléctrico

INDICADOR DE CONDICIÓN	UNIDAD	ACEPTABL	CUESTIONABL	INACEPTABL
Color		<=2.5	2.5-4.0	>4.0
Gravedad específica		0.84-0.91	<0.84	>0.91
Número de neutralización	mg KOH/g	<=0.05	0.05-0.1	>0.1
Tensión interfacial	dina/cm	>29	18-24	<18
Contenido de agua ó saturación	ppm	<=30	30-35	>35
Tensión de ruptura dieléctrica	Kv	>=30	25-30	<25
Factor de potencia a 25°C	%	<0.1	0.1-0.3	>0.3
Contenido de inhibidor	%	>0.2	0.1-0.2	<0.1

Fuente: Los autores.

7.5.3 Inspección por termografía. Se deben realizar periódicamente inspecciones termográficas a todo el exterior del transformador. Con el fin de detectar zonas o puntos anormalmente calientes, terminales y conexiones en baja y media tensión, radiadores que no operan, bombas de aceite fuera de servicio u operando deficientemente, temperaturas indirectas indicadores de posibles fallas internas que se manifiesten en calentamiento. Estos resultados se deben contrastar con los demás predictivos principalmente con la cromatografía de gases.

Se adoptaron los criterios establecidos en la tabla 100.18 de la norma ANSI/NETA ATS-2009 ver tabla 13. Se deben tener en cuenta que estos criterios son una guía. Las temperaturas medidas por la cámara son temperaturas superficiales y por lo tanto en el interior se puede presentar magnitudes mayores. Así que se debe analizar el comportamiento de la transferencia de calor y analizar cualquier condición anormal de temperatura.

Tabla 13. Establecimiento de condiciones según predictivo de termografía.
Fuente NETA AST-2009.

Nivel	Diferencia Temperaturas puntos similares $DIF_{SIM}=T_{PC}-T_{REF}$	Diferencia de temperatura Ambiente $DIF_{AMB}=T_{PC}-T_{AMB}$	Clasificación	Acción
1	$1^{\circ}\text{C} \leq DIF_{SIM} < 4^{\circ}\text{C}$	$1^{\circ}\text{C} \leq DIF_{AMB} < 11^{\circ}\text{C}$	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	$4^{\circ}\text{C} \leq DIF_{SIM} < 15^{\circ}\text{C}$	$11^{\circ}\text{C} \leq DIF_{AMB} < 21^{\circ}\text{C}$	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	$15^{\circ}\text{C} \leq DIF_{SIM}$	$21^{\circ}\text{C} \leq DIF_{AMB} < 40^{\circ}\text{C}$	Deficiencia	Reparar tan pronto como sea posible
4	$15^{\circ}\text{C} \leq DIF_{SIM}$	$40^{\circ}\text{C} \leq DIF_{AMB}$	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

Fuente: Los autores.

7.5.4 Evaluación de la salud. Como parte de la evaluación de salud se propone la Tabla 14 de acuerdo Miyer²², que describe la vida remanente del transformador, basado en la cantidad de furanos.

Tabla 14 Índice de salud de acuerdo a la cantidad de furanos estimado

Incremento de transformador de 55°C 2FAL(ppb)	Incremento de transformador de 55°C 2FAL(ppb)	Estimado del grado de polimerización(DP)	Estimado de vida Remanente	Descripción estado	CL
58	51	800	100	Velocidad de deterioro normal	1
130	100	700	90		
292	195	600	79		
654	381	500	66	Velocidad de deterioro acelerada	2
1464	745	400	50		
1720	852	380	46		
2021	974	360	42		
2374	1113	340	38	Zona de advertencia por excesivo	3
2789	1273	320	33		
3277	1455	300	29		
3851	1664	280	24	Alto probabilidad	4
4524	1902	260	19		
5315	2175	240	13	Fin de la vida útil del papel aislante y del transformador.	5
6245	2487	220	7		
7337	2843	200	0		

Fuente: Los autores.

7.5.5 Integración de las técnicas predictivas y datos recolectados en campo. Para la integración de tecnologías se propone una plantilla con la información

²² TRANSFORMER MAINTENANCE INSTITUTE. S.D MIYER. CO. An introduction to the half-Century transformer, 2002.

integrada y resumida del estado o índice de condición. En la tabla 15 se presenta un modelo para tomar en cuenta las condiciones dependiendo de las técnicas predictivas.

Tabla 15. Integración de técnicas predictivas en transformadores

TRANSFORMADO RES	Inspección visual		Pruebas fisicoquímicas	Contenido de gases combustibles en el aceite	Medidas eléctricas		
TAG TRF			Relación de transformación				Observaciones
			Corriente de excitación				
			Factor de potencia entre bobinados y tierra				
			Resistencia de aislamiento entre bobinado				
			Total de Gases combustibles				
			Etano C2H6				
			Etileno C2 H4				
			Acetileno C2H2				
			Metano CH4				
			Hidrógeno H2				
Contenido de furanos						Transformador con todos los parámetro de funcionamiento en estado normal y estable	
Factor de potencia 25°C							
Rigidez dieléctrica							
Contenido de agua							
Tensión interfacial							
Número de neutralización							
Gravedad específica							
Color							
Termografía							
Temperatura del aceite según indicador							
Temperatura del bobinado según indicador						Se observa aumento excesivo de concentraciones de metano etano etileno Realizar seguimiento con pruebas fisicoquímicas y Análisis de gases en 1 mes	
Nivel del aceite dieléctrico							
TRF 217D							
TRF 027B							

Fuente: Los autores.

7.5.6 Definición de estado de los equipos. De acuerdo con el programa de manejo de información de ECOPETROL se presentan los siguientes estados de equipos:

OP (Operando): Estado funcional de un equipo específico caracterizado por no presentar anomalías que limiten el cumplimiento de su función.

SB (Stand by): Estado funcional de un equipo específico caracterizado por no presentar anomalías que limiten el cumplimiento de su función pero que no se encuentra en servicio sino disponible para su uso.

OF (Operando en falla): Estado funcional de un equipo específico caracterizado por presentar anomalías que limitan el cumplimiento de su función o degradan su condición, pero que se encuentra en servicio.

EF (En Falla): Estado funcional de un equipo específico caracterizado por presentar anomalías que impiden el cumplimiento de su función. El equipo no se encuentra en operación.

MC (En Mantenimiento de campo): Estado funcional de un equipo específico caracterizado por encontrarse en intervención o mantenimiento en campo, de tipo proactivo o reactivo.

MT (En Mantenimiento de Taller): Estado funcional de un equipo específico caracterizado por encontrarse en intervención o mantenimiento en taller, de tipo proactivo o reactivo.

7.6 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN Y ANÁLISIS

7.6.1 “Huella dactilar”. Se debe tener un punto de referencia para comparar los resultados posteriores. Por lo tanto se deben registrar los resultados de las pruebas de diagnóstico inicial relacionadas con las características y condiciones del transformador, e independiente de las medidas del sistema.

Con el fin de llevar la trazabilidad al equipo se deben tener las condiciones iniciales del mismo.

7.7 TAREAS DE MANTENIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES

Dependiendo del diagnóstico (modo de falla), así mismo se determina la formulación de la frecuencia del mantenimiento que requiere el transformador. La mayoría de las actividades se realizan en el campo como predictivas o preventivas (equipo energizado). En la tabla 16 se muestra el plan de mantenimiento que se propuso como parte de la estrategia.

Tabla 16. Plan de mantenimiento de transformadores de potencia.

Modo de Falla	Descripción modo de falla	Tareas de mantenimiento	Acción de mantenimiento	Frecuencia de mantenimiento
1A1	Obstrucción del sistema de intercambiador de calor con el exterior	Preventivo	Rutinariamente inspeccionar la posición de las válvulas, limpiar el polvo e informar cualquier anomalía.	Diario
		Predictivo	Realizar pruebas termográficas	Anual
1A2	No arranca el conjunto de ventiladores de enfriamiento	Preventivo	Rutinariamente inspeccionar y registrar las temperaturas de los devanados y del aceite dieléctrico.	Diario
			Probar y calibrar los indicadores de temperatura, termocuplas, relé de Buchholz y, la válvula de alivio de presión.	Bianual
		Predictivo	Realizar pruebas termográficas	Anual o por condición
1B1	Puntos calientes en conexiones entre el bobinado y conductor del bushing	Predictivo o Condición	Inspección termográfica	Semestral
1B2	Reducción de la eficiencia del núcleo	Predictivo	Monitoreo de Vibración, FRA	A condición como prueba de detección.
		Predictivo	DGA	Anual o por condición
		Preventivo	Medida a tierra del núcleo	Cada 5 años

Modo de Falla	Descripción modo de falla	Tareas de mantenimiento	Acción de mantenimiento	Frecuencia de mantenimiento
1C1	Falla eléctrica en los devanados por factores eléctrico	Preventivo	Rutinariamente inspeccionar, el color y nivel del aceite, sílica-gel del tanque respiradero y pararrayos.	Diario
		Predictivo	Realizar pruebas físico-químicas y cromatográficas al aceite dieléctrico del transformador, si es necesario deshidratación del aislamiento mediante vacío, remoción de lodos y ácidos.	Anual
			Realizar pruebas eléctricas completas a los devanados	Cada 5 años Y/o a condición
		Condición	Reemplazar empaquetaduras de puertas de gabinetes, de cajas de conexiones de cables, de indicadores de temperatura, cuando muestre decoloración.	Condición
1C2	Falla eléctrica de los devanados por factores mecánicos	Predictivo	Monitorear la operación en tiempo real del transformador.	Diariamente por un año.
		Predictivo-Condición	Realizar las pruebas de: índice de polarización, y análisis de respuesta o barrido de frecuencia.	Cada 5 años Y/o a condición
1C3	Falla eléctrica de los devanados por degradación del sistema de aislamiento menor. Factores térmicos.	Preventivo	Rutinariamente inspeccionar la posición de las válvulas, limpiar el polvo e informar cualquier anomalía.	Diario
		Predictivo	Realizar pruebas termográficas	Anual o por condición
		Preventivo	Rutinariamente inspeccionar y registrar las temperaturas de los devanados y del aceite dieléctrico.	Diario
			Probar y calibrar los indicadores de temperatura, termocuplas, relé de Buchholz y, la válvula de alivio de presión.	Bianual
		Predictivo	Realizar pruebas físico-químicas y cromatográficas al aceite, si es necesario deshidratación del aislamiento mediante hornos de secado.	Anual o por condición
1C4	Falla electica en los bushings por deterioro	Predictivo	Realizar pruebas termográficas a los bushings y puntos de conexión.	Anual

Modo de Falla	Descripción modo de falla	Tareas de mantenimiento	Acción de mantenimiento	Frecuencia de mantenimiento
	del dieléctrico	Predictivo o Condición	Realizar pruebas eléctricas completas	Bianual
			Realizar pruebas físico-químicas y cromatográficas al aceite, si es necesario deshidratación del aislamiento mediante hornos de secado.	Cada 5 años
1C5	Fugas de aceite a través de la cuba	Preventivo	Rutinariamente inspeccionar e informar cualquier fuga.	Diario
1C6	Las protecciones están enviando una señal errónea	Preventivo	Rutinariamente inspeccionar los dispositivos de protección, borneras, contactos y conexiones de cables de control; hermeticidad y calefacción de los gabinetes.	Diario
		preventivo	Recalibrar (si es necesario) y realizar pruebas funcionales a los relés.	Bianual

Fuente: Los autores.

7.8 PROPUESTA DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La propuesta de mantenimiento basado en condición para los transformadores de potencia de la refinería de Barrancabermeja, se basa principalmente en el registro de indicadores de nivel de condición los cuales se clasifican en tres grupos o sistemas:

1-Tecnologías primarias, a través de los métodos y los análisis físico-químicos, análisis de gases disueltos, e inspecciones de termografía se recolecta información del estado del transformador y se integra para realizar un análisis de diagnóstico y pronóstico.

2- Tecnologías secundarias: son complementarias de las primarias y se realizan para verificar o descartar posibles fallas incipientes en el transformador.

3- inspecciones visuales: se verifican las condiciones operacionales y se reportan las desviaciones encontradas en los transformadores. Indicadores de temperaturas, presiones, niveles de aceite, conductores, aisladores, puestas a tierra.

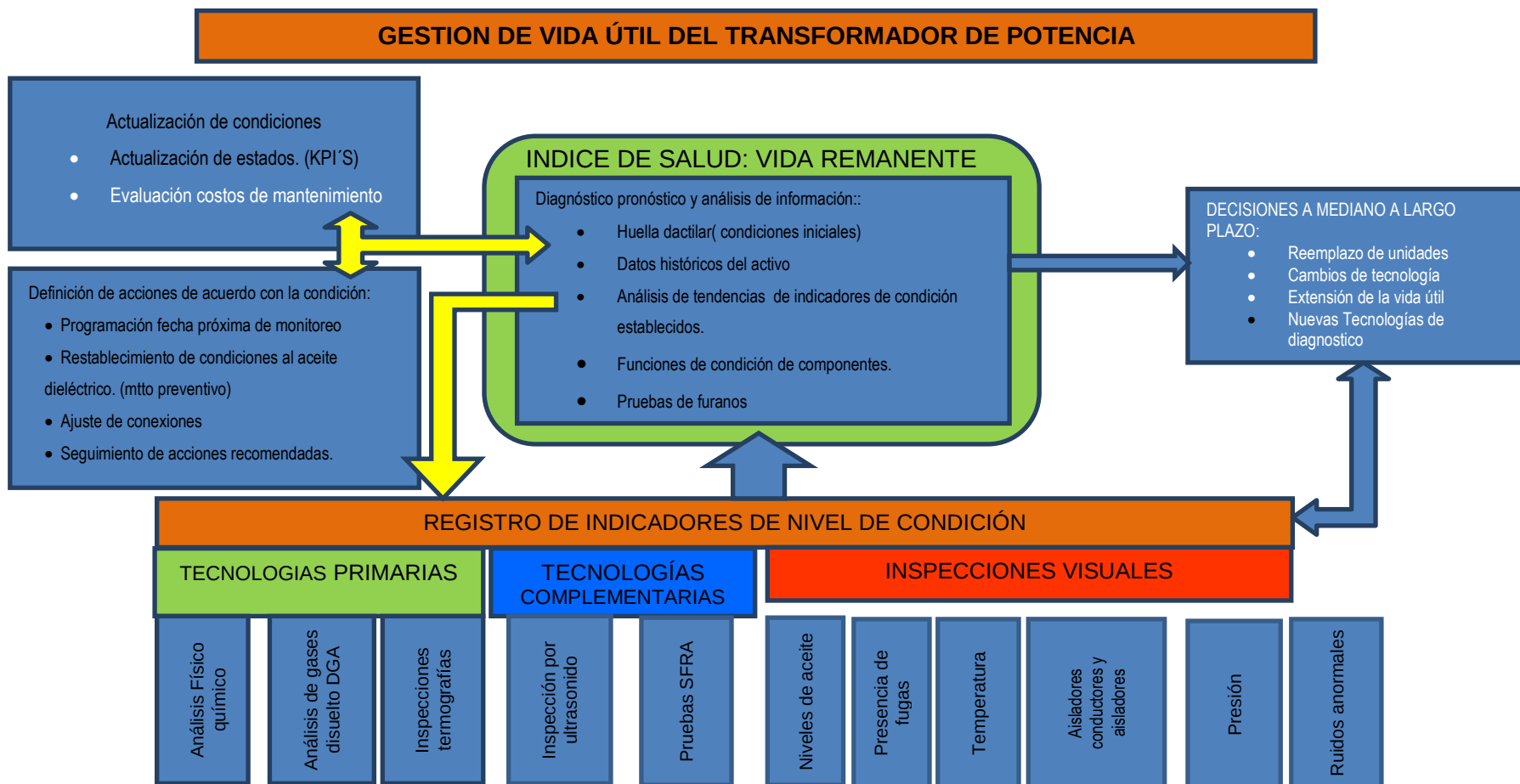
Los anteriores registros son analizados y complementados con la información estadística y desempeño de los últimos meses o años, se identifican las posibles desviaciones o comportamientos anormales que puedan acelerar o degradar la vida útil del transformador.

Con la información procesada se analizan los riesgos operacionales y de confiabilidad de los transformadores, se establecen estrategias para recuperar la condición de los equipos por medio de mantenimientos preventivos planeados, también se establece el ciclo de monitoreo predictivo que no registran desviaciones considerables y se deben actualizar la programación de seguimiento de acuerdo a condición.

Se actualizan los indicadores de gestión y desempeño de los transformadores, se analizan los costos de mantenimiento para toma de decisiones en cuanto a la reposición del activo o su reparación.

Parte de la salida del proceso es la toma de decisiones de acuerdo a los datos analizados de la evaluación de la salud de los transformadores, con planes a mediano y largo plazo. Además la implementación de nuevas tecnologías teniendo en cuenta la innovación y la curva de aprendizaje del personal encargado de la ejecución actividades predictivas.

7.9 DIAGRAMA MODELO GESTIÓN DE VIDA ÚTIL TRANSFORMADORES DE POTENCIA



Fuente: Los autores.

8. CONCLUSIONES

A partir de los objetivos propuestos, con el desarrollo del trabajo se lograron los siguientes resultados:

- La gestión de mantenimiento de los transformadores de potencia en la GRB ha venido evolucionando desde el año 2009 cuando se implementaron las técnicas predictivas como el análisis del aceite dieléctrico y análisis de gases disueltos en el aceite. Mediante el diagnóstico realizado al proceso se encontró una oportunidad de mejora en la integración de las técnicas predictivas utilizadas y los registros históricos de los transformadores.
- La clasificación realizada para ver el estado de los transformadores en general sirve como base en el proceso de toma de decisiones a corto, mediano y largo plazo. Se debe tener en cuenta que el deterioro a través de tiempo es inevitable, y que se debe realizar un plan de acción para garantizar la sostenibilidad, donde se incluyan reemplazo y restablecimiento de unidades.
- Los transformadores de potencia son equipos que ameritan alta confiabilidad y disponibilidad debido a su importancia en el sistema de potencia, por lo tanto el mantenimiento basado en condición debe ir acompañado de una evaluación de la salud donde se tengan en cuenta aspectos como exposición a esfuerzos operativos, tiempo de utilización del activo, condiciones actuales de acuerdo con la interpretación de parámetros mediante las técnicas predictivas.
- La estandarización de criterios de condición de acuerdo con los parámetros medidos y analizados mediante el mantenimiento basado en condición evita la subjetividad del proceso. La propuesta realizada de acuerdo con las técnicas ya utilizadas y el complemento con otras técnicas innovadoras como el

ultrasonido, y el análisis de respuesta en frecuencia es un punto de partida para encontrar la función de condición que permita un diagnóstico confiable del estado de los activos.

- Con el análisis de modos y efectos de falla(AMEF) se identificaron las causas que comprometen la confiabilidad, disponibilidad y por consiguiente reducen la vida útil del transformador, lo que sirvió de base para la selección de herramientas predictivas y los procedimientos de inspección, para captar los síntomas en su estado prematuro.
- Las herramientas seleccionadas para realizar el mantenimiento basado en condición, fueron termografía, pruebas fisicoquímicas del aceite, análisis de gases disueltos en el aceite (DGA), e inspección visual de rutina estos como herramientas primarias. Además se deben tener en cuenta nuevas tecnologías como complemento en un diagnóstico más detallado el análisis de respuesta en frecuencia y el ultrasonido. Las medidas fuera de línea se incluyeron para la integración de la información del activo.
- Se deja para futuros desarrollos en análisis más detallado para encontrar la función que permita un diagnóstico más confiable una vez se tenga suficiente información estadística para correlacionar los parámetros.

BIBLIOGRAFÍA

An introduction to the half- Century transformer. TRANSFORMER MAINTENANCE INSTITUTE, S.D Myer Co. 2002. 2002.

BARTLEY, William. 2001.*Trasnformer Asset Management.* New Orleans : s.n., 2001. págs. 1-2.

CAMACHO, R. 2009. Conceptos básicos de destilación. Barrancabermeja : s.n., 2009.

CIGRE WORKING GROUP 12.18. 2002.*Guidelines for life management techniques for power transformer.* 2002. págs. 3-10.

ELECTRICAL POWER RESEARCH INSTITUTE. 2000.*Predictive maintenance Self- assessment Guideline for nuclear power plant .* Palo Alto : s.n., 2000. 1001032.

FRANZEN, Anna. 2007.*Failure modes and effects analisis of transformer.* Suecia : s.n., 2007. págs. 19-24.

GALLO , Ernesto. 2010.*Diagnóstico y mantenimiento a transformdores en campo.* Bogotá : s.n., 2010. págs. 45-46.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. 2004.*General requeriments and test procedure for power apparatus bushins.* 2004. C57.19.00:2004.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION . 2006.*Analysis techniques for system reliability- Procedure for failure mode and effect analysis*. 2006. ISO 60812.

INTERNATIONAL STANDAR ORGANIZATION. 2003.*Condition Monitoring and Diagnostic of Manchine- Guidelines*. 2003. ISO 17359.

INTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEER . 2008.*Guide for the interpretation og gases generated in Oil Inmersed Transformer*. 2008. IEEE C57.104-2008.

MUNDARAIN, Cristian. 2009.*Diseño de un programa de mantenimiento basado en condición, enfocado a la mejora de la efectividad de los activos rotativos*. Puerto la cruz : s.n., 2009. pág. 25.

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION. 2008.*Reability Centered Maintenance guide for facilities and colateral equipment*. 2008. págs. 31-39.

SALZMAN, C.H. 2009.*Gestion de activos, experiencias en el cálculo de vida útil e impacto de la supervivencia de los bienes en el desarrollo de sistemas eléctricos*. Puerto Iguazú : CIGRE, 2009.

SOEMEER, Adesh. 2010.*Optimised Maintenance planning for transmission power systems*. Delf : s.n., 2010.

Strategy for desicision support in maintaining high voltage infrastructure. Quak, Benajamín. 2011. s.l. : IEEE, 2011.

UNITED STATES DEPARTMENT OF INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION.
2003. *Transformer Diagnostics*. 2003. págs. 14-16

ANEXOS

ANEXO A. Herramienta de evaluación de gestión de MBC

EVALUACION GESTION DE MANTENIMIENTO CBM TRF_02_09_2013 - Microsoft Excel

PASOS 1 AL 5

Fecha:	Jefe de Sección:	Departamento	Nombre del Equipo de Mejoramiento	Realizado por:
			Transformadores de potencia	
			RESULTADO DEL DIAGNOSTICO	
			15-07-13 00/00/00 00/00/00	
			77% 0% 0%	

Pasos	No.	PUNTOS DE ANÁLISIS	PONDERACIÓN	CALIFICACIONES			OBSERVACIONES
				Alto	Medio	Bajo	
				3	2	1	
				74%	0%	0%	
				74%	0%	0%	
				75%	0%	0%	
				100%	0%	0%	
				92%	0%	0%	
				78%	0%	0%	
				70%	0%	0%	
				83%	0%	0%	
				87%	0%	0%	
				67%	0%	0%	
				72%	0%	0%	
				67%	0%	0%	
				67%	0%	0%	
				72%	0%	0%	

Diagnóstico GESTION CBM TRF Hoja1

Fuente: Los autores.

ANEXO B. Criterio adoptado por el autor para evaluar la criticidad

COORDINACION	ÁREA SUBESTACIÓN	EQUIPO	VALOR
DPTO DE REFINACIÓN DE CRUDOS	SUBESTACION TE880	TRF020A	75
		TRF020B	75
	SUBESTACION U2000	TRF022A	75
		TRF022B	75
	SUBESTACION U2100	TRF136A	75
		TRF136B	75
	SUBESTACION U250	TRF138A	75
		TRF138B	75
	SUBESTACION TOPPING 200/CDU	TRF139A	75
		TRF139B	75
		TRF139C	75
		TRF139D	75
		TRF139G	75
		TRF139H	75
	SUBESTACIÓN PLANTA DE SODA	TRF211A	75
		TRF211B	75
	HDT TRAINGULO ET217	TRF217A	75

COORDINACION	ÁREA SUBESTACIÓN	EQUIPO	VALOR
		TRF217B	75
		TRF217C	75
		TRF217D	75
		TRF217E	75
		TRF217F	75
DPTO DE CRACKING III	SUBESTACION U470 ACIDO	TRF076A	75
		TRF076B	75
	SUBESTACION CRACKING MODELO IV	TRF077A	100
	SUBESTACION TE801	TRF082A	75
		TRF082B	75
	SUBESTACION U500	TRF137A	75
		TRF137B	75
DPTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES REFINERÍA	SUBESTACIÓN ET003	TRF003A	50
		TRF003B	50
		TRF003C	50
		TRF003D	50
	Subestación Calderas U2400	TRF023B	75
	SUBESTACION CB MIRAMAR	TRF028A	25
		TRF028B	25

COORDINACION	ÁREA SUBESTACIÓN	EQUIPO	VALOR
		TRF028C	25
	SUBESTACION TE 890	TRF030	75
	SUBESTACIÓN BOTE DEL RIO	TRF031A	50
		TRF031B	50
		TRF031C	50
		TRF031D	50
	SUBESTACION CALD. DISTRAL, PTA FILTROS	TRF135A	50
	SUBESTACION GENERADORES U2400	TRF152A	75
	SUBESTACUÓN PLANTA DE AGUA 830	TRF215A	50
		TRF215B	50
DPTO DE PARAFINAS Y FENOL	SUBESTACION FENOL	TRF107A	100
	SUBESTACION 1 PARAFINAS	TRF141A	50
		TRF141B	50
	SUBESTACION 2 PARAFINAS	TRF142A	50
		TRF142B	50
DPTO DE PETROQUÍMICA	Subestación Polietileno II	TRF027A	100
		TRF027B	100
		TRF027C	75
		TRF027D	75

COORDINACION	ÁREA SUBESTACIÓN	EQUIPO	VALOR
	SUBESTACION POLIETILENO I	TRF027E	25
		TRF148A	100
		TRF148B	100
		TRF148C	25
		TRF148D	100
	SUBESTACION AROMÁTICOS	TRF150A	50
		TRF150B	50
DPTO DE CRACKING I	Subestación Etileno II	TRF024A	75
		TRF024B	75
	TURBO EXPANDER	TRF026C	75
	SUBESTACIÓN UOP I	TRF3021AA	50
		TRF3021BB	50
		TRF191A	50
		TRF191B	50
	HDT-ET218	TRF218A	50
		TRF218B	50
DPTO DE CRACKING II	SUBESTACION UOP II	TRF013A	50
		TRF013B	50
		TRF013C	50

COORDINACION	ÁREA SUBESTACIÓN	EQUIPO	VALOR
		TRF013D	50
		TRF013E	50
		TRF013F	50
	SUBESTACIÓN ALQUILACIÓN	TRF212A	50
		TRF212B	50
		TRF212C	50
		TRF212D	50
DPTO DE REFINACIÓN DE FONDOS	SUBESTACION BLOQUES I y II UBAL	TRF192A	50
		TRF192B	50
		TRF192C	50
		TRF192D	50
DPTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES BALANCE	SUBESTACION ET010 TURBOGAS	TRF010C	75
		TRF010E	75
	SUBESTACION 5 PLANTA ELECTRICA BALANCE	TRF195A	75
		TRF195B	75
		TRF195C	75
		TRF195D	75
		TRF195E	75
	SUBESTACION 6 PLANTA ELECTRICA	TRF196A	50

COORDINACION	ÁREA SUBESTACIÓN	EQUIPO	VALOR
	BALANCE	TRF196B	50
		TRF196C	50
		TRF196D	50
	SUBESTACION CB SAN SILVESTRE	TRF199A	75
		TRF200A	75
		TRF200A	75
COOR. DE GESTIÓN Y CONTROL AMBIENTAL	SUBESTACION PTAR	TRF032A	50
		TRF032B	50
	SUBESTACION SE3050	TRF034A	50
		TRF034B	50
	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SEPARADOR3090	TRF060A	50
		TRF060B	50
	SUBESTACIÓN PISCINAS PULMON	TRF160A	75
DPTO DE MATERIAS PRIMAS Y PRODUCTOS	SUBESTACION CB 4	TRF016A	50
		TRF016B	50
		TRF016C	50
	SUBESTACION CB 5	TRF019C	75
	SUBESTACION CB 8	TRF029A	50
		TRF029B	50

COORDINACION	ÁREA SUBESTACIÓN	EQUIPO	VALOR
		TRF029C	50
		TRF029D	50
	SUBESTACION CB 2	TRF037A	50
		TRF037B	50
	SUBESTACION CB 1	TRF108A	75
	SUBESTACION PLANTA PROPANO	TRF113A	50
		TRF113C	50
	SUBESTACION CB 6	TRF130A	50
	SUBESTACION CB1	TRF153AA	50
		TRF153AB	50
	SUBESTACION CB 7	TRF173A	50
	SUBESTACION CB B. BALANCE	TRF193A	50
		TRF193B	50
	SUBESTACION CB C. BALANCE	TRF194A	50
		TRF194B	50
	SUBESTACION BOMBAS DILUYENTES	TRF202A	50
	SUBESTACION BOMBAS PYNSKI	TRF204	50
	SUBESTACION DE BLENDING CB 9	TRF3950A	50
		TRF3950B	50

COORDINACION	ÁREA SUBESTACIÓN	EQUIPO	VALOR
	SUBESTACION GLP	TRF3950C	50
		TRF214A	50
		TRF214B	50
	SUBESTACIÓN PLANTA DE GASOLEO	TRF216A	50
		TRF216B	50
COOR. DE CONTROL Y DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA	SUBESTACION ET001 DEL CCP	TRF001B	50
		TRF001C	50
	SUBESTACIÓN ET004	TRF004A	75
		TRF004B	50
		TRF004C	50
		TRF004D	50
		TRF004E	25
		TRF004F	25
	SUBESTACION ET006	TRF006A	75
		TRF006B	75
	SUBESTACION ET007	TRF007A	75
		TRF007B	75
	SUBESTACION ET008 DEL CCP	TRF008A	75
		TRF008B	75

COORDINACION	ÁREA SUBESTACIÓN	EQUIPO	VALOR
	SUBESTACION ET009 DEL CCP	TRF009A	75
	SUBESTACION ET010 TURBOGAS	TRF010A	75
		TRF010B	75
		TRF010D	75
	SUBESTACION TALLER AUTOMOTOR	TRF045A	25
		TRF045B	25
	SUBESTACION OFICINAS GENERALES	TRF067A	25
		TRF067C	25
	SUBESTACION DE MECANICA	TRF084A	25
		TRF084B	25
	SUBESTACION OFIC.PROYEC. Y SERV. ADMINIST.	TRF132A	25
		TRF132B	25
	puerta policía	TRF146	25
	SUBESTACION LABORATORIO INSUDTRIAL	TRF166A	25
		TRF166B	25
	SUBESTACION AUXILIAR AREA 25 AGOSTO	TRF188	25
	SUBESTACION ENTRADA BALANCE	TRF190A	25
		TRF190B	25

COORDINACION	ÁREA SUBESTACIÓN	EQUIPO	VALOR
	SUBESTACION OF.DE ADMON UBALANCE	TRF197	25
	SUBESTACION CASINO CENTRAL	TRF207A	25
	SUBESTACION CONTRA INCENDIO	TRF208A	25
		TRF208B	25
		TRF208C	25
		TRF209	25

ANEXO C. Plantilla de inspección visual

		PROTOCOLO DE MONITOREO DE CONDICIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA ECOPETROL S.A											
Planta/Ubicación		Número interno equipo											
Subestación		Nombre Elipse del equipo											
Fabricante		Relación de Transformación nominal											
Año fabricación		Corriente (AT/BT)											
Posición del tap (si aplica)		Grupo de conexión											
Potencia (kVA)		Zcc (%)											
1. INSPECCIÓN VISUAL DE TRANSFORMADOR		OBSERVACIONES											
OBSERVE QUE EL NIVEL DE ACEITE ES NORMAL OBSERVE QUE EL ATERRIZAMIENTO ESTÁ EN BUENAS CONDICIONES FÍSICAS OBSERVE QUE EL ESTADO DE LA SILICA ES BUENO OBSERVE QUE LA CONDICIÓN FÍSICA DE LOS AISLADORES ES BUENA OBSERVE QUE LOS VENTILADORES OPERAN CORRECTAMENTE OBSERVE SI HAY NIVEL DE ACEITE EN EL LG DEL TANQUE DE EXPANSIÓN..... INSPECCIONE EL TRANSFORMADOR EN BUSCA DE FUGAS OBSERVE QUE LOS MEDIDORES ESTÉN EN BUEN ESTADO FÍSICO OBSERVE QUE LOS RADIADORES PRESENTEN BUEN ESTADO FÍSICO OBSERVE QUE EL TRANSFORMADOR PRESENTE PRESURIZACIÓN POSITIVA OBSERVE QUE EL ESTADO DE LA PINTURA SEA ACEPTABLE OBSERVE QUE LA MALLA DE LA SUBESTACIÓN ESTÁ EN BUEN ESTADO OBSERVE QUE LOS CORTACIRCUITOS SE ENCUENTRAN EN BUEN ESTADO FÍSICO OBSERVE QUE LA GRAVILLA Y EL AREA DE LA S/E ESTÉ LIBRE DE MALEZA SE DIO "RESET" A LOS TESTIGOS DE ALTA TEMPERATURA													
PARAMETRO	UNIDAD	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEM	OCTUB	NOVIEM	DICIEM
Nivel de aceite													
Temperatura aceite	°C												
Temperatura devanados	°C												
Máx. temperatura aceite	°C												
Máx. temperatura devanados	°C												
Corriente (AT)	A												
Corriente (BT)	A												
Voltaje (AT)	V												
Voltaje (BT)	V												
Presión Nitrógeno	psig												
TEMPERATURA BUSHING LADO DE ALTA TENSIÓN	H1												
	H2												
	H3												
TEMPERATURA BUSHING LADO DE BAJA TENSIÓN	X1												
	X2												
	X3												
TEMP. TANQUE PRINCIPAL	°C												
TEMP. TANQUE EXPANSIÓN	°C												
TEMP. RADIADORES	°C												

ANEXO D. Análisis de modos y efectos de falla

N	Función	N	falla funcional	N	Modo de falla	Probable causa	Efecto de la falla
1	Transferir potencia eléctrica mediante el acoplamiento magnético desde un circuito primario a un circuito secundario, con una eficiencia a plena carga mayor al 99%.	A	Incapacidad para entregar la potencia demandada	1	Obstrucción del sistema de intercambiador de calor con el exterior.	Válvula del radiador parcialmente o totalmente cerrada.	Elevación de la temperatura por mal funcionamiento del sistema de enfriamiento. Se activan las alarmas por sobretemperatura en el aceite y en los devanados. Si la anomalía no es corregida operan los disyuntores asociados al transformador y se pierde el servicio de energía. La excesiva temperatura degrada el papel aislante y el aceite dieléctrico.
						Obstrucción de la tubería por presencia de lodos de oxidación del aceite.	
						Fisura del radiador	
				2	No arranca el conjunto de ventiladores de enfriamiento	El sistema de control de temperatura no está enviando la señal de activación a los motores de los ventiladores.	
						Motor del ventilador con falla por aislamientos	

N	Función	N	falla funcional	N	Modo de falla	Probable causa	Efecto de la falla
		B	Pérdidas mayores a las de plena carga	1	Puntos calientes en conexiones entre el bobinado y conductor del bushing	Conexiones Flojas	Se aumenta la temperatura en la conexión floja, con un incremento proporcional al cuadrado de la corriente. Se produce aumento de la temperatura excesivo y generación de gases. El efecto avanza hasta comprometer la vida útil del aceite aislante, la integridad del papel aislante, hasta que las protecciones actúan, ya sea por acumulación de gases, sobretensión, sobrecorriente. En este momento se pierde disponibilidad del equipo.
				2	Reducción de la eficiencia del núcleo	Láminas del núcleo magnético en corto magnético.	Se producen corrientes circulantes que generan puntos calientes en núcleo afectando la integridad del aislamiento sólido y líquido. Se aumenta la temperatura del aceite dieléctrico. Se generan gases producto de la degradación por pirolisis.

N	Función	N	falla funcional	N	Modo de falla	Probable causa	Efecto de la falla
						Conductor de puesta a tierra del núcleo abierto.	Se producen vibraciones, corrientes circulantes, inducción de electromagnética entre el núcleo y la cuba. Generación sobrecalentamiento y de gases.
						Desajuste de las chapas del núcleo	
		C	Incapacidad para entregar la potencia con los niveles de transformación especificados en la placa al sistema eléctrico.	1	Falla eléctrica en los devanados por factores eléctricos	Exposición a sobrevoltajes de falla por descargas atmosféricas.	Operan las protecciones y se disparan los disyuntores asociados afectando la continuidad del servicio y /o disponibilidad del equipo.
						Exposición a transitorios por fallas de cortocircuito el sistema de potencia.	
						Presencia de humedad en el papel o en el aceite aislante.	
						Descargas estáticas entre el aceite y partes metálicas.	
						Descargas parciales en el diseño del aislamiento de fábrica y/o por	

N	Función	N	falla funcional	N	Modo de falla	Probable causa	Efecto de la falla
						contaminación.	
					2	Falla eléctrica de los devanados por factores mecánicos	
						Golpes y vibraciones	Deformación de los conductores próximos al núcleo, y pérdida de los centros magnéticos. Posible pérdida de la integridad del papel aislante y por lo tanto exposición a cortos-circuito
				3	Falla eléctrica de los devanados por degradación del sistema de aislamiento menor. Factores térmicos.	Excesivo trabajo del transformador por encima de su capacidad nominal superando el límites de temperatura	Operan las protecciones y se disparan los disyuntores asociados al transformador, afectando la continuidad del servicio y la disponibilidad del equipo.
						Falla en el sistema de refrigeración por incorrecto monitoreo de temperatura	
						Obstrucción de los conductos del aceite	
						Sobrecalentamiento por aislamiento del flujo	

N	Función	N	falla funcional	N	Modo de falla	Probable causa	Efecto de la falla
						magnético en el núcleo o estructuras cercanas.	
						Operación en condiciones de temperatura extremas	
				4	Falla electica en los bushings por deterioro del dieléctrico	Humedad o contaminación en la superficie y/o terminaciones de los cables	Operan las protecciones y se disparan los disyuntores afectando la producción.
						Empaques en mal estado por cristalización	
						Deterioro del aislamiento por esfuerzos mecánicos y eléctricos	
				5	Fugas de aceite a través de la cuba	Aflojamiento de los tornillos	Impacto al medio ambiente por vertimiento de aceites contaminantes, si no se controla a tiempo puede comprometer la parte activa por reducción del nivel de aceite y pérdida de la capacidad de refrigerar. El nivel de aceite es evidente a través de los indicadores

N	Función	N	falla funcional	N	Modo de falla	Probable causa	Efecto de la falla
							de nivel. Si el nivel está por debajo del límite indicado se puede producir arco a tierra lo cual hace que operen las protecciones, disyuntores y por lo tanto se desenergiza el transformador.
						Degradación por Cristalización de empaques	Principio del formulario Fugas de aceite
				6	Las protecciones envían una señal errónea	Descalibración de los relés, circuito de baja abierto o flojo en TC.	Un dispositivo de protección mecánico se activa erróneamente se activan los disyuntores afectando la disponibilidad del servicio y del equipo.
						Contactos sulfatados por empaques en mal estado. Descalibración o mala sincronización del equipo de protección.	
2	Cambiar los niveles de tensión según datos de	A	No cambia los niveles de tensión	1	Desalineamiento de contactos	Material o defectos de fabricación	Generación de gases

N	Función	N	falla funcional	N	Modo de falla	Probable causa	Efecto de la falla
	placa según se requiera en el sistema de potencia, únicamente cuando el transformador está desenergizado.			2	Deterioro de mecanismos del Cambia tap	Material o defectos de fabricación	Incapacidad para cambiar
				3	Aislamiento de contactos por carbonización	Desgaste natural / defecto en el diseño	Generación de gases