



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Proyecto Final de Graduación en Sistemas Eléctricos de Potencia. Previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico con Mención en Sistemas de Potencia y Diseño de Maquinarias

TEMA:

Diagnóstico y Mantenimiento de transformadores de Gran potencia en aceite (Aplicado a un transformador de 160MVA, 13,8kV/138kV de la Central Térmica Trinitaria).

AUTORES:

GARCÍA VÉLEZ ERASMO ONÉSIMO

GASPAR ESPAÑA CHARLES OSCAR

DIRECTOR:

ING. ALEXIS CARDENAS

Guayaquil, Marzo 2010

DEDICATÓRIA

Este trabajo se lo dedico a quienes están en búsqueda de constante desarrollo, considerando alternativas que pueden implementar, desarrollando diversos procedimientos de mantenimiento predictivos, preventivos con mira a minimizar los correctivos, logrando aumentar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos como son los transformadores de potencia y obteniendo mejor uso de la energía eléctrica.

Guayaquil, marzo del 2010

Erasmio

El objetivo de dedicar esta presentación es indicar la aplicación de varios métodos actuales, para una correcta identificación de fallas en la etapa inicial o avanzada en los transformadores de gran potencia, una explicación concreta del tratamiento al aceite dieléctrico y la realización de pruebas eléctricas de campo.

Guayaquil, marzo del 2010

Charles

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a Dios por haberme dado salud y sabiduría. De la forma más sincera doy gracias a las personas que han estado en las buenas y en las malas apoyándome en todo momento, es por ello que el alcanzar obtener este gran apreciado título, es un triunfo que se lo dedico a esos seres tan queridos e importantes que son para mí: como es mi esposa Alexandra, mis hijos Abel, Lisbeth y Asaf. También mis sinceros agradecimientos a mis padres Dimas y Dolores, en especial a mi madre quien ha sido fortaleza y empuje durante todo mi proceso educativo. No debo olvidar de agradecer a mis hermanos: Wilfrido, Sonia, Julier y Patricia.

Guayaquil, marzo del 2010

Erasmó

Agradezco a Dios por iluminarme, protegerme y acompañarme todo los días, sobre todo a mis padres Carlos y Daisy gracias por su cariño y su apoyo en todo momento en ser mi ejemplo para la culminación de esta meta, como un homenaje póstumo agradezco a mi abuelo Hermógenes que siempre me inculco llegar a ser un profesional de él aprendí la lucha y la tenacidad, a mis abuelos maternos que con su existencia me alegran la vida, a toda mi familia que estuvo pendiente de mis logros y en especial para mis hermanos Karen y Eder por ellos y para ellos.

Guayaquil, marzo del 2010

Charles

RESUMEN

El presente trabajo pretende ser una guía para el diagnóstico y definir el mantenimiento de los transformadores sumergidos en aceite basados en los datos estadísticos obtenidos en diversos tipos de análisis tales como: físicos-químicos, cromatográficas, pruebas eléctricas y pruebas especiales tales como las técnicas de emisiones acústicas, termográficas, etc. Los que se ejecutan obedeciendo a un programa de mantenimiento predictivo periódico. Conjuntamente con las actividades pertenecientes al mantenimiento preventivo, se analizan diferentes procedimientos y procesos útiles a la hora de realizar un mantenimiento correctivo del transformador.

Dos de los temas que son necesariamente estudiados previo al análisis del mantenimiento preventivo de un transformador de potencia en aceite son los elementos constitutivos de esta clase de transformador, junto con los factores que producen un deterioro de su sistema de aislamiento (aceite y papel), ya que un buen conocimiento de ambos temas facilita tanto el desarrollo como la aplicación del programa de mantenimiento del equipo.

En este trabajo queremos demostrar y llenar de conocimientos las diferentes pruebas que se le realizan al aceite aislante que son realizadas rigiéndonos de las normas ASTM y darles información completa con datos reales sobre las condiciones de degradación que sufre y saber el estado del papel aislante del transformador, conociendo la historia del transformador en aplicación es muy importante darles una guía de las pruebas y mantenimientos que se le realizan dándoles una idea clara y concisa de los equipos que se utilizan con su debido manejo en cada una de las pruebas mencionadas tales como las pruebas eléctricas, acústicas, termográficas, etc.

ÍNDICE

	Resumen.....	4
I	Introducción.....	14
	Generalidades.....	20
II	Objetivos.....	22
2.1	Objetivos General.....	22
2.2	Objetivos Específico.....	22
III	CAPÍTULO I.....	23
3.1.	Aislamientos de los transformadores.....	23
3.2.	Introducción.....	23
3.3.	El papel aislante y su función dentro del transformador.....	24
3.3.1.	El papel Kraft.....	25
3.3.2.	Peso aproximado del papel aislante en un transformador.....	26
3.3.2.1.	Factores que inciden en la vida útil de un transformador.....	28
3.3.3.	El agua.....	29
3.3.3.1.	Los Esfuerzos Eléctricos.....	30
3.3.3.2.	Efecto de temperatura.....	30

VI	CAPÍTULO II.....	31
4.1.	Diagnostico de Pruebas del transformador 160 MVA,13.8Kv/13.8KV....	31
4.1.1	Introducción de Pruebas del Transformador.....	31
4.2.	Pruebas Eléctricas.....	32
4.3.	Pruebas Físicas-Químicas.....	37
4.4.	Pruebas Cromatográficas.....	38
4.5.	Pruebas Termográficas.....	39
4.5.	Conclusiones Finales de Pruebas.....	50
V	CAPÍTULO III.....	51
5.1.	Medidas Eléctricas de Campo.....	51
5.2.	Pruebas que miden la Calidad del Aislamiento.....	52
5.3.	Medición del Factor de Potencia de Aislamiento.....	52
5.4.	Medición de la Resistencia de Aislamientos.....	52
5.4.1	Índice de Absorción.....	53
5.4.2	Índice de Polarización.....	53
5.4.3	Doble voltaje.....	53
5.5.	Pruebas que miden el Comportamiento Eléctrico.....	54
5.5.1	Medición de la Corriente de Excitación.....	54
5.5.2	Medición de la Relación de Transformación.....	54

5.5.3	Medición de la Resistencia de los Devanados.....	55
5.6.1	Análisis por Cromatografía de Gases Disueltos.....	56
5.6.1.1	Fundamento Teórico.....	56
5.6.1.2	Gases que se analizan.....	56
5.6.1.3	Definición del Tipo de Fallas.....	58
5.6.2.1	Método de gases.....	58
5.6.2.2	Método del Gas Característico.....	59
5.6.2.3	Método de las Relaciones de Dormenberg.....	60
5.6.2.1	Método de las Relaciones de Rogers.....	61
5.6.2.2	Método del Triangulo de Duval.....	61
5.7.	Análisis de Furanos.....	63
5.7.1	Remoción de Furanos.....	64
5.8.	Análisis de Contenido de PCB.....	65
5.8.1	Fundamento Teórico.....	65
5.9.	Análisis Termográfico.....	66
5.9.1	Fundamento Teórico.....	66
5.10.	Técnicas Complementarias.....	66
VI	CAPÍTULO IV.....	67
6.1.	Normas para el Diagnostico de Aislamiento.....	67

6.1.	Introducción.....	67
6.2.	Pruebas ASTM para aceites aislantes en operación.....	68
6.3.	Calificación de aceites nuevos y en operación.....	68
6.3.1	Norma ASTM-3487 aceite mineral nuevo.....	69
6.3.2.	Aporte de la experiencia.....	71
6.4.	Detalles de las Pruebas ASTM D-117.....	73
6.4.1.	Rigidez Dieléctrica ASTM D-877/1816.....	73
6.4.2.	Contenido de Agua ASTM D-1533.....	74
6.4.3.	Numero de Neutralización ASTM D-974.....	75
6.4.4.	Tensión Interfacial ASTM D-971.....	76
6.4.5.	Índice de Calidad.....	76
6.4.5.1	Clasificación de los Aceites según el Índice de Calidad.....	77
6.4.6	Color ASTM D- 1500.....	78
6.4.7.	Gravedad Específica ASTM D-1298.....	78
6.4.8.	Factor Potencia ASTM D-924.....	79
6.4.9.	Contenido de Inhibidor ASTM-4768.....	79
6.5.	Azufre Corrosivo.....	80
VII	CAPÍTULO V.....	81
7.1.	Equipos de prueba para transformadores.....	81

7.2.	Equipos Eléctricos Megger.....	81
7.3.	Factor de Potencia.....	82
7.3.1	Método de medición.....	83
7.4.	Resistencia de Devanados.....	83
7.4.1.	Método de Medición.....	83
7.5	Prueba Relación de Transformación (TTR).....	84
7.5.1.	Método de Medición.....	85
7.6.	Equipo para Pruebas Químicas.....	85
7.6.1.	Físicas - Químicas y Cromatografías.....	85
7.6.2	Pruebas Cromatografías.....	86
7.7.	Equipos para Pruebas Especiales.....	87
7.7.1	Aplicaciones.....	87
7.7.1.1	Cámaras Termograficas.....	88
7.7.1.2	Introducción.....	88
7.8	Mediciones Ultrasonidos.....	89
VIII.	CAPÍTULO VI.....	90
8.1.	Mantenimiento de Transformadores de Campo.....	90
8.1.1	Fundamento Teórico.....	90
8.2.	Concepto Aplicable Secado de Transformadores en Campo.....	90

8.2.1	Tratamiento del Aceite por Termovació y Adición de Inhibidor.....	91
8.3	Secado de Transformadores en Campo.....	92
8.3.1	Circulación de Aceite Caliente.....	93
8.3.2	Circulación de Aire Caliente.....	94
8.4.	Aplicación de vacío.....	94
8.4.1	Método de Aspersión de aceite caliente.....	95
8.4.2.	Método Criogénico (cold Trap).....	96
8.5.	Regeneración del Sistema de Aislamiento.....	96
8.5.1.	Proceso de Regeneración.....	97
8.5.2	Etapa de tratamiento con Tierra Fuller.....	97
8.5.3	Etapa de Adición de Inhibidor.....	98
8.6.	Mantenimiento con Transformador Energizado en caliente.....	98
8.6.1.	Secamiento del Transformador.....	98
8.6.2.	Ventajas del Secado del Transformador.....	99
IX.	CONCLUSIONES.....	100
X.	RECOMENDACIONES.....	102
XI.	BIBLIOGRAFÍA.....	103

XII.	ANEXOS.....	104
1.1.	Normas ASTM Aplicadas.....	104
2.1.	Métodos de Interpretación de la Cromatografía de gases.....	107
3.1.	Informe de Resultados de las Pruebas Eléctricas.....	108
4.1.	Informe de Resultados de Análisis Físico-Químicos.....	114
5.1.	Informe de Análisis de Cromatografías de Gases Disueltos en Aceite....	121

ÍNDICE DE TABLAS, ILUSTRACIONES Y GRÁFICOS

TABLAS:

Tabla 1. Datos de Placa de Transformador MT1.....	27
Tabla 2. Gases de Fallas	56
Tabla 3. Relaciones de Dormenburg.....	61
Tabla 4. Pruebas ASTM para aceites aislantes.....	71
Tabla 5. Pruebas opcionales ASTM para aceites aislantes.....	72
Tabla 6. Normas ASTM de Rigidez Dieléctrica.....	73
Tabla 7. Clasificación de los Aceites según el Índice de Calidad.....	77

ILUSTRACIONES:

Ilustracion 1. Central Termica Trinitaria.....	20
Ilustracion2. Transformador MT1.....	21

Ilustracion 3. Transformador MT1 Lado Frontal.....	46
Ilustracion 4. Transformador MT1 Lado Lateral Derecho.....	47
Ilustracion 5. Transformador MT1 Lado Lateral Bushing.....	48
Ilustracion 6. Instrumento de Clasificacion del Color del Aceite.....	78
Ilustracion 7. Equipo para Prueba de Resistencia (Megger)	81
Ilustracion 8. Equipo para Prueba de Factor de Potencia	82
Ilustracion 9. Equipo para Prueba de Resistencia de Devanado.....	83
Ilustracion 10. Equipo para Prueba de Relacion de Transformacion	84
Ilustración 11. Equipo para Prueba Física-Químicas.....	85
Ilustración 12. Equipo para Prueba Cromatográficas (MYRKOS).....	86
Ilustración 13. Equipo Analizador de Frecuencia de Barrido.....	87
Ilustración 14. a) Cámara Termográficas. b) Prueba en el Transformador.....	88
Ilustración 15. a) Equipo Ultrasonidos. b) Prueba en el Transformador.....	89

GRÁFICOS:

Gráfico 1. Circuitos del Trasformador.....	14
Gráfico 2. Curvas de Envejecimiento del Papel.....	25
Gráfico 3. Prueba de Devanados lado Alta.....	32
Gráfico 4. Prueba de Devanados lado Baja.....	33

Gráfico 5. Prueba de Medicion de Aislamiento.....	35
Gráfico 6. Prueba de Indice de Polarizacion.....	35
Gráfico 7. Prueba de Relacion de Transformacion.....	37
Gráfico 8. Analisis de Hidrogeno.....	40
Gráfico 9. Analisis de Dioxido de Carbono.....	40
Gráfico 10. Analisis de Etileno	41
Gráfico 11. Analisis de Etano.....	41
Gráfico1 2. Analisis de Acetileno	41
Gráfico 13. Analisis de Oxigeno.....	42
Gráfico 14. Analisis de Nitrogeno.....	42
Gráfico 15. Analisis de Metano	43
Gráfico 16. Analisis de Monoxido.....	43
Gráfico 17. Analisis de Metano/H ₂	44
Gráfico 18. Analisis de Etano/Metano	44
Gráfico 19. Analisis de Etileno/Etano	45
Gráfico 20. Analisis de Acetileno/Etileno.....	45
Gráfico 21. Triangulo de Duval.....	62

INTRODUCCION

Al transformador se lo ha considerado como una máquina eléctrica estática, es decir no tiene partes en movimiento dinámico (mecánicas) como la de un motor, cuyo funcionamiento se funda en el principio de la inducción electromagnética (Ley de Faraday); entonces puede funcionar solamente en régimen variable y tiene un uso fundamental con régimen sinusoidal y es utilizado comúnmente para reducir o elevar niveles de voltajes y de esta manera podemos transportar grandes niveles de potencia a grandes distancias.

Los transformadores poseen dos circuitos: magnético y eléctrico. El mismo que podemos ver en el gráfico 1.

Para aumentar la eficiencia de los transformadores estos deben de ser enfriados, ya que temperatura juega un papel predominante en el buen funcionamiento del transformador.

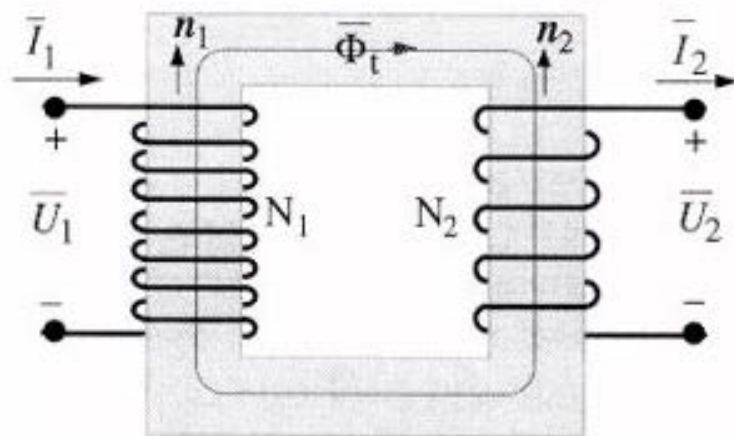


Gráfico 1. Circuitos del transformador

Los diferentes tipos de enfriamientos del transformador en aceites están denominados de la siguiente manera:

- Aceite natural - Aire natural (ONAN).
- Aceite natural - Aire forzado (ONAF).
- Aceite forzado - Aire forzado (OFAF) y
- Otros que son enfriados por agua.

Por años, el mantenimiento preventivo de los transformadores ha estado basado en la determinación de la resistencia de su aislamiento junto con la medición de la rigidez dieléctrica de su aceite. Sin embargo, se sabe ahora que pruebas como el factor de potencia del aislamiento, factor de potencia del aceite, contenido de humedad, tensión Interfacial, acidez, entre otras, son muy importantes para obtener un diagnóstico más acertado del estado del transformador. Recientemente, el análisis de gases generados en el interior del transformador mediante cromatografía de gases se ha constituido en una herramienta poderosa a la hora de monitorear el estado en que se encuentra el transformador, sin necesidad de sacarlo de operación.

Debemos de considerar que la experiencia nos ha dictado que la vida útil del transformador es la vida útil del papel aislante.

Un transformador con un sistema de aislamiento adecuadamente mantenido es capaz de soportar de una mejor manera problemas como: sobrevoltaje debido a maniobras o a descargas atmosféricas, cortocircuitos internos, entre otros. Por lo anterior, se considerara al mantenimiento del transformador en términos de:

- Los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.
- Cuáles son las pruebas y actividades de rutina que permiten emitir un criterio del estado del transformador.
- Que significado tienen los resultados obtenidos en las pruebas de diagnóstico y Cuando deben realizarse las pruebas de diagnóstico.

- Qué medidas correctivas deberán tomarse en el caso de que detecte alguna anomalía en los mantenimientos predictivo y preventivo periódico.

Equipos de gran envergadura como son los transformadores de potencia y para garantizar su disponibilidad y confiabilidad se los debe someter a 4 tipos de mantenimientos que son:

- Predictivo
- Preventivo
- Correctivo
- Proactivo.

MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Consiste en determinar condiciones técnicas (mecánicas y eléctricas) reales del transformador o equipo a examinar mientras este se encuentre en pleno funcionamiento, para ello se hace uso de programa sistemático de mediciones con respecto al tiempo ósea en tiempo real, también se puede llevar estadísticas de pruebas realizadas periódicamente.

Para poder ejecutar un buen mantenimiento predictivo es necesario hacer uso de equipos de un gran avance tecnológico tales como son: Equipos para medición del factor de potencia, equipos cromatográficos, equipos de para medición y registro de los parámetros de operación (viscosidad, voltaje, corriente, potencia, presión, temperatura, etc.), analizadores de vibraciones, cámaras termográficas, etc.

Podemos definir que el mantenimiento predictivo nos ayuda a diagnosticar el estado funcional de un equipo considerando las tendencias de los datos obtenidos con respecto al tiempo y apoyándonos a los límites que están definidas en las diversas normas internacionales tales como: ASTM, IEEE, ANSI, ETC.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Es también denominado "mantenimiento planificado", tiene lugar antes de que ocurra una falla o avería, se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema. Se realiza a razón de la experiencia y pericia del personal a cargo, los cuales son los encargados de determinar el momento necesario para llevar a cabo dicho procedimiento; el fabricante también puede estipular el momento adecuado a través de los manuales técnicos. Presenta las siguientes características:

- Se realiza en un momento en que no se está produciendo por lo que se aprovecha las horas ociosas de la planta.
- Se lleva a cabo siguiendo un programa previamente elaborado donde se detalla el procedimiento a seguir y las actividades a realizar a fin de tener las herramientas y repuestos necesarios "a la mano".
- Cuenta con una fecha programada, además de un tiempo de inicio y de terminación preestablecido y aprobado por la directiva de la empresa.
- Está destinado a un área en particular y a ciertos equipos específicamente. Aunque también se puede llevar a cabo un mantenimiento generalizado de todos los componentes de la planta.
- Permite a la empresa contar con un historial de todos los equipos, además brinda la posibilidad de actualizar la información técnica de los equipos.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Este mantenimiento también es denominado mantenimiento reactivo tiene lugar luego que ocurre una falla o avería, es decir, solo actuará cuando se presenta un error en el sistema. En este caso si no se produce ninguna falla el mantenimiento será nulo por lo que se tendrá que esperar hasta que se presente el desperfecto para tomar medidas de corrección de errores. Este mantenimiento trae consigo las siguientes consecuencias:

- Paradas no previstas en el proceso productivo, disminuyendo las horas operativas.
- Afecta las cadenas productivas es decir, que los ciclos productivos posteriores se verán parados a la espera de la corrección de la etapa anterior.
- Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados, por lo que se dará el caso que por falta de recursos económicos no se podrán comprar los repuestos en el momento deseado.
- La planificación del tiempo que estará el sistema fuera de operación no es predecible.

MANTENIMIENTO PROACTIVO

Este mantenimiento tiene como fundamento los principios de solidaridad, colaboración, iniciativa propia, trabajo en equipo de modo tal que todos los involucrados directa o indirectamente en la gestión del mantenimiento deben conocer la problemática del mantenimiento es decir, que tanto técnicos, profesionales, ejecutivos, y directivos deben estar consientes de las actividades que se llevan a acabo para desarrollar las labores de mantenimiento. Cada individuo desde su cargo o función dentro de la organización, actuará de acuerdo a este cargo, asumiendo un rol en las operaciones de mantenimiento, bajo la premisa de que se debe atender las prioridades del mantenimiento en forma oportuna y eficiente. El mantenimiento proactivo implica contar con una planificación de operaciones, la cual debe estar incluida en el Plan Estratégico de la organización. Este mantenimiento a su vez debe brindar indicadores hacia la gerencia, respecto del progreso de las actividades, los logros, aciertos, y también errores.

NOTA:

La ejecución de los mantenimientos antes mencionados es de gran importancia ya que podemos determinar el estado, su funcionamiento y la vida útil de los transformadores. Pero el más importante de todos es el mantenimiento es el Predictivo ya que este consiste en la estadística de los datos de las diversas pruebas que se realizan con equipos especiales durante intervalos de tiempos.

Como ejemplo ilustrativo y aplicado vamos a presentar datos estadísticos, diagnósticos y mantenimientos recomendados. Considerando las diversas pruebas ejecutadas desde la puesta en servicio de un transformador de 160MVA, de 13.8kV / 138kV. Perteneciente a la Unidad de Negocio Electroguayas en la Central Térmica Trinitaria.

GENERALIDADES



Ilustración 1. Central Térmica Trinitaria.

CENTRAL TERMICA TRINITARIA

La Central Térmica Trinitaria, está ubicada en la ciudad Guayaquil de la provincia del Guayas, en el sector de la Cooperativa Santiaguito de Roldós en la Isla Trinitaria. Esta es una empresa de generación de energía eléctrica que aporta al Sistema Nacional Interconectado (SIN) con 125.5MW de potencia neta y teniendo una generación de 133MW de potencia bruta con un consumo interno de 7,5MW.

Por la capacidad de potencia y los niveles de voltaje que se maneja en la central es necesario el uso de transformadores de potencia, tanto para auxiliares como para el transporte a la subestación y al SIN.

Para las cargas auxiliares (interno de la planta) posee:

- 2 transformadores en aceite de 12,5MVA de 13,8kV / 4.16kV.
- 4 transformadores en aceite de 1.25MVA de 4.16kV / 460V.

Para la transmisión de la energía del Generador a la Subestación Trinitaria y esta al Sistema Nacional Interconectado (SIN) posee:

- 1 Transformador Principal (MT1) en aceite de 160MVA de 13.8kV / 138kV.



Ilustración 2. Transformador MT1.

El generador de la central genera a 13.8kV, con el uso del transformador (MT1) se eleva a 138kV. Llegando a la barra de 138kV de la subestación Trinitaria donde usan un transformador de 138kV a 230kV el mismo que se conecta a las líneas de 230kV del Sistema Nacional Interconectado (SIN).

El departamento del área de mantenimiento eléctrico ejecuta el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de los transformadores de acuerdo al diagnostico los resultados los de las pruebas eléctricas, físicas-químicas y cromatografías que se realizan de forma periódicas y programadas. En este trabajo vamos a presentar como ejemplo al transformador principal MT1. El mismo que podemos apreciar en la fotografía.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diagnosticar y recomendar el mantenimiento a realizar del transformador en aceite de 160MVA de 13.8kV / 138kV de la Central Térmica Trinitaria, que tiene 12 años de servicios. Basado en la estadísticas de diversas pruebas tales como: físicas-químicas, cromatográficas y eléctricas que se le a realizado desde su puesta en servicio anualmente.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

Establecer la importancia que tiene realizar el mantenimiento predictivo, haciendo uso de los avances tecnológicos de los diversos equipos para efectuar las distintas pruebas que hay en la actualidad.

Establecer parámetros que nos ayude al diagnostico del estado de transformador, considerando los valores obtenidos y comparándolos a los que dictan las normas internacionales.

Determinar procedimientos de las pruebas y que beneficios se tendrían al realizarla.

Determinar en qué consiste los diferentes procedimientos para el tratamiento del aceite y secado del papel aislante.

CAPITULO I

SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES

INTRODUCCION

En un transformador de potencia el sistema de aislamiento esta constituido por:

- Aceite
 - Papel
- El Aceite dieléctrico cumple múltiples funciones en los transformadores eléctricos: mantiene el aislamiento entre componentes del transformador, homogenización de la temperatura interna y refrigeración, etc.
- El papel es la parte más importante del sistema de aislamiento del transformador ya que separa los devanados en la parte activa, si este sufre degradación se reduce considerablemente la vida útil del transformador.

Vida útil de un Aceite Aislante

La vida útil de un aceite aislante no se puede medir en tiempo propiamente pues su degradación depende de las condiciones de operación, del régimen de carga del transformador, de su diseño, de la composición del aceite aislante, de su contenido de inhibidores natural y/o sintético.

Sin embargo otros sugieren que la vida útil de un aceite aislante se defina como el tiempo durante el cual el aceite alcanza un Número de Neutralización de 3,0mg KOH/g, este valor se alcanza dependiendo de la cantidad de aire disuelto en el aceite, la hidrólisis del agua presente en el transformador, la descomposición de la celulosa y de una manera significativa y directa la temperatura del transformador.

La experiencia nos ha enseñado que un criterio para evaluar la vida útil del aceite es el punto de saturación de sus productos de oxidación, condición que se puede establecer cuando la acidez del aceite medida mediante la prueba ASTM D-974 número de neutralización alcance el valor de 0,1mg KOH/g y la tensión Interfacial medida mediante la prueba ASTM D- 971 de 28din/cm. Estos valores nos indican los límites máximos para actuar de manera preventiva en un transformador.

Funciones del papel aislante dentro del transformador.

Cuatro son las funciones básicas que debe cumplir un buen papel aislante dentro del transformador:

- Resistencia eléctrica: Debe tener buena capacidad de soportar altos voltajes incluidos esfuerzos de impulso y transientes de sobre-corrientes y/o sobretensiones.
- Resistencia mecánica a la tracción: La unidad debe soportar adecuadamente los esfuerzos axiales originados en cortocircuitos.
- Resistencia térmica y buena transferencia de calor.
- Capacidad para mantener sus características deseables.

El papel aislante en condiciones de expectativa de vida útil de 100% puede estar estructurado entre 1.000 y 1.500 moléculas de glucosa. Las moléculas de la mayoría de los aislamientos están compuestas de muchos átomos agrupados en complejos conjuntos. Su peso molecular puede llegar hasta 1.500.

Se considera que el Grado de Polimerización (GP), es un indicativo del deterioro térmico del papel y por tanto de su cristalización, disminución de la resistencia a la tracción mecánica.

Se define como Grado de Polimerización al número de moléculas de glucosa, de que está compuesta la gran molécula de celulosa.

El grado de polimerización varía ampliamente dependiendo de la fuente del material y del método usado para su formulación.

EL PAPEL KRAFT

Los materiales de celulosa usados para el papel aislante son normalmente manufacturados de las pulpas de madera mediante el proceso Kraft.

Este proceso consiste en la cocción de troncos de madera con una solución alcalina de sulfato de sodio e hidróxido de sodio, usando el primero como solución catalizadora de la cual el proceso toma su nombre. Se le denomina también procedimiento de cocción al sulfato.

Los papeles dieléctricos de pulpa de madera grado Kraft son los de mas amplios uso para todos los materiales de aislamiento sólido especialmente por su gran resistencia mecánica y eléctrica, impregnados de un buen aceite aislante libre de agua y de productos de oxidación que genera el aceite resultan ser uno de los mejores sistemas de aislamientos.

Tiene la mayor estabilidad térmica y un buen comportamiento de la resistencia a la tracción mostrando una mejor característica por el efecto de envejecimiento y el agua en comparación con otros papeles, por ejemplo como se muestra en la figura siguiente:

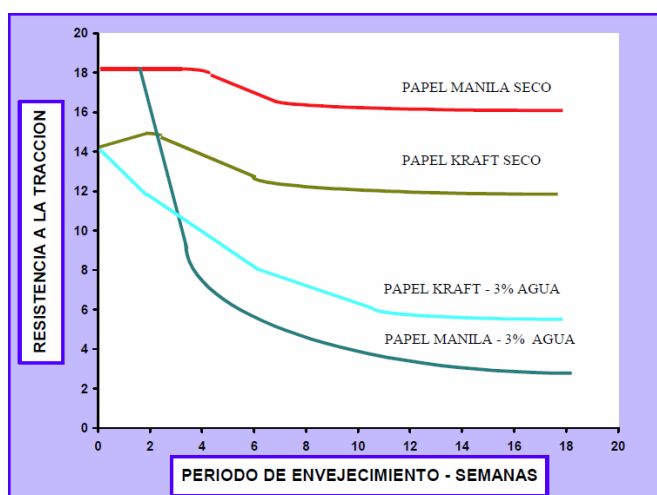


Gráfico 2. Curvas de envejecimiento del Papel

Fuente: GALLO, Ernesto, “Mantenimiento de transformadores”

El papel Kraft tiene cuatro características que es necesario entender:

- Resistencia aceptable a la tracción mecánica en el tiempo gracias al proceso de cocción al sulfato.
- El papel Kraft es extremadamente poroso, por lo tanto se comporta como adsorbente de los productos de degradación del aceite desde las etapas iniciales, podemos decir que tenemos dentro del transformador en cierta forma un regenerador del aceite.
- Tiene una altísima afinidad con el agua especialmente en la zona inferior de las bobinas donde se tienen las temperaturas más bajas. Por lo tanto en cierta forma el papel aislante dentro del transformador se comporta como un filtro prensa.
- El papel Kraft se comporta como catalizador en el proceso de oxidación de los hidrocarburos del aceite aislante.

Peso aproximado del papel aislante en un transformador.

Se reconoce que cualquier transformador cuyo sistema de aislamiento sea Papel-aceite, tiene suficiente papel para retener hasta el 10% del total del aceite. S.D. Myers recomienda utilizar este valor como tope máximo, y así poder calcular el peso del papel partiendo del total de galones de aceite indicados en la placa de características del transformador, así:

$$W = \frac{(VOL \times 10\% \times 231 \times 62.5 \times 1.4)}{1728}$$

Donde:

W : Peso del papel en libras

VOL : Galones de aceite según placa

10% : Porcentaje de aceite que puede retener el papel.

231 : Pulgadas cúbicas en un galón de aceite

1728 : Pulgas cúbicas en un pie cúbico.

62.5 : Peso en libras de un pie cúbico de agua

1.4 : Gravedad específica del papel.

$$W = 1,17 \text{ VOL GALS.}$$

Fuente: GALLO, Ernesto, "Mantenimiento de transformadores"

Caso de aplicación Transformador MT1 de la Central Térmica Trinitaria.

Transformador MT1			Central Térmica Trinitaria	
Marca: ABB			Serie:	
POTENCIA:90/120/160 MVA			Conexión alta: Y	Conexión baja: Δ
60Hz	138kV/13.8kV	Pot: 160MVA	Grupo: YNd1	Vol. Aceite: 38600Kg. 11988Gals.

Tabla 1. Placa de transformador MT1.

Fuente: Autor

$$W = 1.17 * 11988 = 14025.9 \text{ libras}$$

Calculando el peso aproximado del transformado Principal MT1 usando la formula, podemos determinar que tiene 14025.9 libras de papel aislante. Considerando la densidad de 0.85g/cm³ a temperatura de 20°C.

Factores que inciden en la vida útil del papel aislante

Los factores que inciden en la vida útil del papel aislante son los siguientes:

- Sustancias polares, ácidos y lodos
- Agua
- Esfuerzos eléctricos
- Temperatura

Sustancias polares, ácidas y lodos

El proceso de degradación continúa desarrollándose y es precisamente el oxígeno en presencia de agua, cobre y hierro con el cual el aceite tiene una gran afinidad, el cual se encarga de degradar los hidrocarburos formando ácidos más pesados, poliésteres (lodos), los cuales afectan seriamente la resistencia a la tracción, propiedad que en definitiva define la vida útil del papel y por supuesto la del transformador como ya se ha dicho. Cuando esta propiedad llega a estar por debajo del 50% de su valor inicial, se puede decir que la vida útil del papel y por tanto la del transformador se ha extinguido.

El lodo, que es una combinación de productos de degradación de base asfáltica, tiene las siguientes características:

- Se acumula en las zonas de los devanados.
- Se acumula en las partes más frías del transformador. (Aletas de refrigeración y en el fondo del transformador).
- Obstruye los ductos de enfriamiento por convección que tienen las bobinas, obligando al transformador a trabajar a temperaturas más altas.
- Crea puentes de camino de electrones que en un momento dado pueden ser fatales.

El Agua

El agua es otro de los más serios enemigos del transformador. Consideremos algunas de sus características:

- Es un compuesto polar y reacciona ante la presencia de un campo eléctrico.
- Es el solvente universal.
- Está presente en casi todas las reacciones químicas y en la mayoría de los casos es de naturaleza catalítica no propiamente porque esté presente en el transformador en gran cantidad, sino por estar en pequeñas cantidades.
- El papel puede tener entre 600 y 800 veces más agua que el aceite.

Nota:

Sin embargo es importante que cierto porcentaje moderado de agua esté presente en el papel (entre 0,5% a máximo 2% del total del volumen de aceite en transformadores en operación), para mantener las propiedades mecánicas del papel.

El envejecimiento de un papel no es más que la pérdida de resistencia a la tracción mecánica.

Por tanto el excesivo contenido de agua en el papel causara los siguientes efectos negativos:

- Aceleración del envejecimiento del aislamiento del acido.
- Disminución sensible de la resistencia mecánica a la tracción.
- Aumento del riesgo de formación de burbujas.
- Deterioro de las propiedades dieléctricas del aislamiento principal.
- Con un porcentaje de agua del 3.3% el papel empezara a liberar fibras al aceite.

Esfuerzos eléctricos

Los dos causantes del envejecimiento del papel como son el agua y los productos ácidos del aceite, tienen ahora un acelerador que son los esfuerzos eléctricos.

Temperatura

La manifestación directa e incluso cuantificable del efecto de los agentes adversos al papel aislante en la disminución de la vida útil de un transformador es el aumento de la temperatura de operación.

El efecto directo de la temperatura sobre el papel se cuantifica en primer lugar por la disminución de su resistencia a la tracción se puede afirmar que se ha extinguido su vida útil y en segundo lugar por la disminución del grado de polimerización.

La mayor temperatura está en la parte superior del transformador y en el devanado de baja tensión.

CAPITULO II

DIAGNOSTICO DE PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 160MVA, 138kV/13.8kV DE LA CENTRAL TERMICA TRINITARIA.

INTRODUCCION:

El personal del departamento de Mantenimiento Eléctrico de la Central Térmica Trinitaria ha venido realizando y aplicando procedimiento de mantenimiento predictivos, preventivos y hasta correctivos al transformador Principal MT1.

- ❖ En el mantenimiento preventivo se realiza varias actividades de forma periódicas tales como son:
 - **Inspecciones diarias:** Tomas de lecturas de temperaturas (devanados y aceite), funcionamiento de los ventiladores, bombas de circulación de aceite, luces indicadoras del tablero de control, Sonidos inusuales, nivel del tanque conservador.
 - **Inspecciones semanales:** Fuga de aceite por la cuba, por radiadores, por bushing's, estado de sílica gel, vibraciones de los ventiladores.
 - **Inspecciones mensuales:** Revisión de las alarmas de protecciones, revisión del estado del respirador.
 - **Inspecciones semestrales:** Revisión del sistema de puesta a tierra, prueba de rigidez dieléctrica, cambio de la sílica gel.
 - **Inspecciones anuales:** Revisión funcional del relé Buchholz, válvula de sobrepresión, flujómetros, indicadores de temperaturas, mantenimiento de los ventiladores, mantenimiento del tablero de control y fuerza, pruebas eléctricas (resistencia de devanados, TTR, resistencia de aislamiento, etc.).

➤ **PRUEBAS ELECTRICAS:**

- **Resistencia de Devanados**

RESISTENCIA DE DEVANADO LADO DE ALTA

FECHA:	U-V (Ω)	V-W (Ω)	W-V (Ω)
2009	0,1225	0,123	0,123
2008	0,1225	0,123	0,123
2007	0,121	0,121	0,121
2006	0,121	0,121	0,121
2004	0,125	0,125	0,125
2002	0,128	0,129	0,129
DESVIACION ESTANDAR (%)	0,27141604	0,301109061	0,301109061

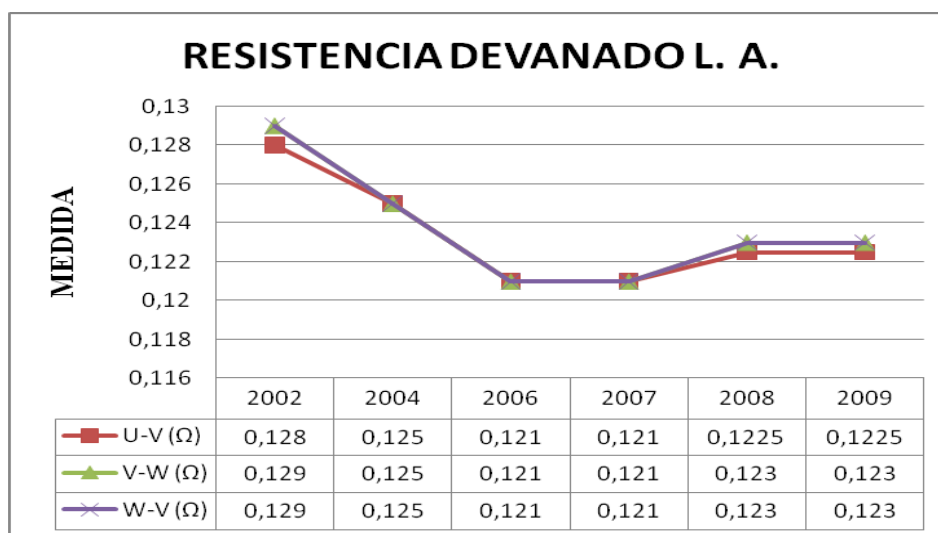


Gráfico 3. Pruebas de Devanados de Lado Alta

RESISTENCIA DE DEVANADO LADO DE BAJA

FECHA:	u-v (Ω)	v-w (Ω)	w-v (Ω)
2009	0,00207	0,00207	0,00207
2008	0,00207	0,00207	0,00207
2007	0,00206	0,00206	0,00206
2006	0,00211	0,00211	0,00211
2004	0,00203	0,002034	0,00203
2002	0,00206	0,00207	0,00206
DESVIACION ESTANDAR (%)	0,002581989	0,002445404	0,002581989

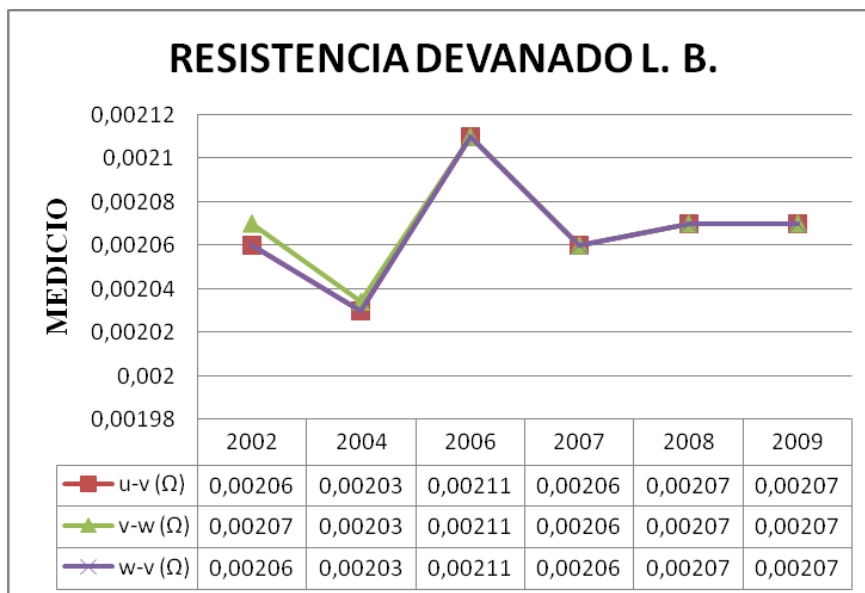


Gráfico 4. Pruebas de Devanados de Lado Baja

De los datos obtenidos y analizando las desviación estándar podemos determinar que los devanados de alta y de baja respectivamente, conservan su valores iniciales indicándonos que están en buenas condiciones.

- **Resistencia de Aislamiento**

Las hojas de datos que se han obtenido de las pruebas se las adjuntas en los anexos
 Pág.105 (Pruebas de Resistencia de devanados, Resistencia de aislamiento y TTR).

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

EQUIPO DE PRUEBA:	MEGGER SERIE 1-5000		MARCA: AVO
TEMP: DEVAN. / ACEITE	31°C / 31°C		FECHA: 20/04/2009
TEMP. AMB./HUMEDAD.	31°C / 65%		
CONEXIÓN:	ALTA-TIERRA	BAJA-TIERRA	ALTA-BAJA
VOLTAJE DE PRUEBA:	5000 Vdc	5000 Vdc	5000 Vdc
TIEMPO	(GΩ)	(GΩ)	(GΩ)
15"	6,2	2,3	6,5
30"	6,5	2,5	6,7
45"	6,8	3,1	7
1'	7	3,2	7,1
2'	7,5	3,4	8
3'	8	3,5	8,4
4'	8,5	3,8	8,8
5'	8,7	3,9	9,2
6'	8,8	4,1	9,4
7'	8,9	4,3	9,6
8'	9	4,5	10
9'	9,18	5	10,2
10'	9,2	5,2	10,3
INDICE DE POLARIZACION	1,31	1,62	1,45
INDICE DE ABSORCION	1,07	1,28	1,05

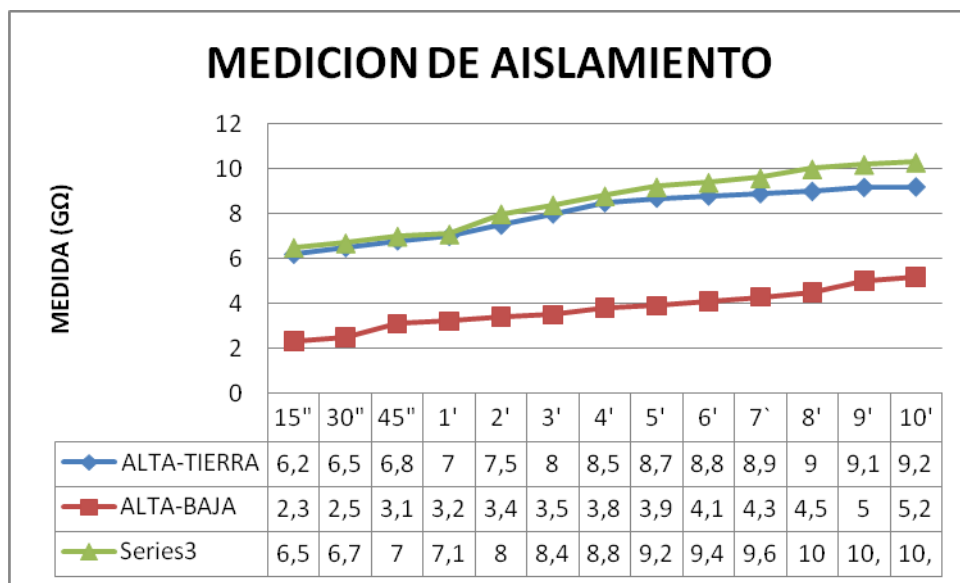


Gráfico 5. Pruebas de Medición de Aislamiento

De los datos obtenidos podemos observar que el transformador tiene buenas condiciones del aislamiento tal como se refleja en la curva.

INDICE DE POLARIZACION:

FECHA:	rango mínimo	ALTA-TIERRA	BAJA-TIERRA	ALTA-BAJA
2009	1	1,31	1,62	1,45
2008	1	1,27	1,55	1,45
2007	1	1,59	1,45	1,42
2006	1	1,83	1,91	1,62
2004	1	1,65	1,73	1,66
2002	1	1,5	1,37	1,47

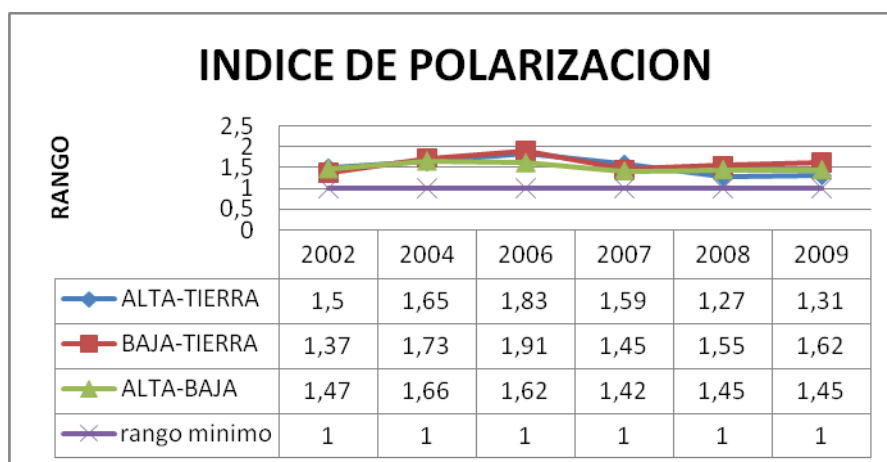


Gráfico 6. Pruebas de Índice de Polarización

De los datos obtenidos en estas pruebas podemos definir que la resistencia de aislamiento se encuentra en perfecto estado debido que el IP es superior a 1.

- **Relación de Transformación (TTR)**

El transformador es un YNd1 y se encuentra trabajando en el TAP 3 donde maneja los siguientes valores de voltaje lado de alta 144000/138000V.

Teóricamente: su relación de transformación es:

$$a = (144000 / \sqrt{3}) / 13800 = 6.024$$

EQUIPO:				
TRANSFORMADOR PRINCIPAL MT1				
MARCA: ABB		N° SERIE:		
POTENCIA:90/120/160 MVA			CONEX. ALTA: Y	CONEX. BAJA: Δ
FRECUENCIA: 60HZ.		VP: 138kV.	VS: 13,8 Kv	Grupo: YNd1

RELACION DE TRANSFORMACION

FECHA:	TEORICO	fase U (H1) -u (LX1)	fase V (H2) -u (LX2)	fase U (H3) -u (LX3)
2009	6,024	6,05	6,05	6,05
2008	6,024	6,0359	6,0359	6,0359
2007	6,024	6,0332	6,0325	6,0333
2006	6,024	6,037	6,037	6,037
2004	6,024	6,035	6,035	6,035
2002	6,024	6,038	6,037	6,037

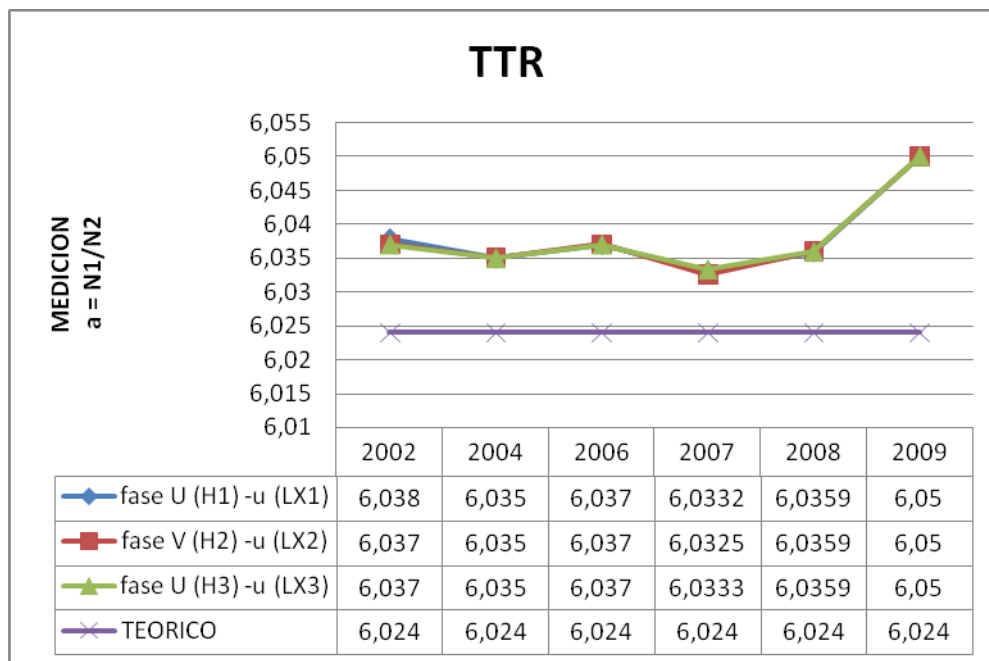


Gráfico 7. Pruebas de Relación de Transformación TTR

De acuerdo a los datos obtenidos podemos concluir que la relación de transformación esta correcta tomando en cuenta de la relación teórica y que lo permitido que es una desviación del $\pm 0.5\%$.

- **Factor de Potencia de los Devanados y del aceite.**

De los datos obtenidos de las pruebas de Factor de potencia de los devanados y del aceite. Los cuales los presentamos en el anexo Pág. 105 podemos determinar que la calidad del aislamiento del aceite y de los devanados están en buenas condiciones.

- ❖ En el mantenimiento predictivo se realizan actividades estando el transformador en servicio tales como son las tomas de muestras para los análisis físicos-químicos, cromatográficos, pruebas de termograficas, etc.

PRUEBAS QUIMICAS:

- **Pruebas Físicas-Químicas:**

De los datos obtenidos y teniendo en cuenta los parámetros de referencia de pruebas ASTM y mas por el Índice de calidad el aceite se encuentra en buen estado.

FECHA:	04-Enero-10	11-Jun-09	07-May-08	12-Jul-07	10-Mar-06	19-Abr-05	30-Ene-04	unidad	Norma (ASTM)	Parámetros de referencia
Color	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	°n	D-1500	aceptable:<3,5 Inaceptable:≥3,5
Examen Visual	claro brillante	claro brillante	claro brillante	claro brillante	claro brillante	claro brillante	claro brillante	*	D-1524	
Gravedad Especifica	0,8811	0,8816	0,8877	*	0,8862	0,88	0,88	60/60°F	D-1298	aceptable:0,84-0,91 cuestionable:< 0,84 Inaceptable:> 0,91
Contenido de Agua	15,11	12,33	12,18	-	16,64	25,8	17,5	ppm	D-1533	aceptable:< 30 cuestionable:30-34,9 Inaceptable:≥3,5
Rigidez Dielectrica	44,9	42,6	57	48,8	46	49,1	43,4	KV	D-877	Mínimo :30
Punto de inflamacion								°C	D-92	Mínimo :140
Viscosidad a 40°C								cSt	D-445	Máximo :12
Numero de acidez	0,006	0,006	0,007	0,003	0,0154	0,0109	0,0067	mgKOH/gr	D-974	aceptable:≤ 0,05 cuestionable:0,06-0,1 Inaceptable:>0,1
Tension interfacial	35,66	33,45	32,32	29,3	31	36,67	42,4	Dinas/cm	D-971	aceptable:≥32 cuestionable:28-31,9 Inaceptable:> 27,9
Indice de calidad	5943	5970	46,46	*	1476			*	*	*
Factor de potencia a 25°C								%	D-924	Ac. Nuevos-Max.:0,05
Factor de potencia a 100°C								%	D-924	Ac. Nuevos-Max.:0,3
Azufre Corrosivo								*	D-1275	Corrosivo: C, No Corrosivo: NC
Punto de Anilina	71		70,4	*				°c	D-611	Aceites Nuevos=92
Observación:	Por el índice de calidad el aceite es considerado : Aceite bueno	Por el índice de calidad el aceite es considerado : Aceite bueno	Por el índice de calidad el aceite es considerado : Aceite bueno	Por el índice de calidad el aceite es considerado : Aceite bueno	Por el índice de calidad el aceite es considerado : Aceite bueno	Por el índice de calidad el aceite es considerado : Aceite bueno	Por el índice de calidad el aceite es considerado : Aceite bueno			

- **Análisis de Pruebas Cromatográficas**

EMPRESAS		MORGAN SCHAFFER	TRANSEQUIPOS	ABB	TRANSEQUIPOS	SERTINLAB SA	MORGAN SCHAFFER	SERTINLAB SA	SERTINLAB SA	SERTINLAB SA		REFERENCIA	
GASES		16-Abr-98	03-Ago-01	04-Oct-02	08-Jul-04	14-Mar-06	13-Jul-07	13-Jun-08	15-Jun-09	18-Feb-10	UNIDAD	RANGO NORMAL	RANGO ANORMAL
		1998	2001	2002	2004	2006	2007	2008	2009	2010			
H2	HIDROGENO	85	23,95	0	5,7	12,34	25	15	75	19	PPM	<150	>1000
CO2	DIOXIDO DE CARBONO	1120	4449,31	245	1190,1	841,85	2260	1534	2417	2861	PPM	<10000	>15000
C2H4	ETILENO	5	41,08	2	1,8	6,05	91	69	80	94	PPM	<20	>150
C2H6	ETANO	10	63,57	3	27,8	36,31	143	120	144	155	PPM	<10	>35
C2H2	ACETILENO	0	0	0	0	0,0071	1	1	3	0	PPM	<15	>70
O2	OXIGENO	0,12	0,05	0,79	0,07	0,48	0,59	0,59	0,47	1,24	%	02 -3,5%	NO ANORMAL
N2	NITROGENO	0,47	0,50	3,18	0,56	4,42	6,23	6,45	6,71	10,35	%	1,0 - 10%	NO ANORMAL
CH4	METANO	10	61,71	6	6,6	44,57	205	170	197	211	PPM	<25	>80
CO	MONOXIDO DE CARBONO	98	77,95	0	6,7	84,27	163	138	159	166	PPM	<500	>1000
ANALISIS DE LA RELACIONES DE LOS GASES													
CH4/H2	METANO / HIDROGENO	0,12	2,58	0,00	1,16	3,61	8,20	11,33	2,61	2,61			
C2H6 / CH4	ETANO / METANO	1,00	1,03	0,50	4,21	0,81	0,70	0,71	0,73	0,73			
C2H4/C2H6	ETILENO / ETANO	0,50	0,65	0,67	0,06	0,17	0,64	0,58	0,56	0,56			
C2H2/C2H4	ACETILENO / ETILENO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,04	0,04			

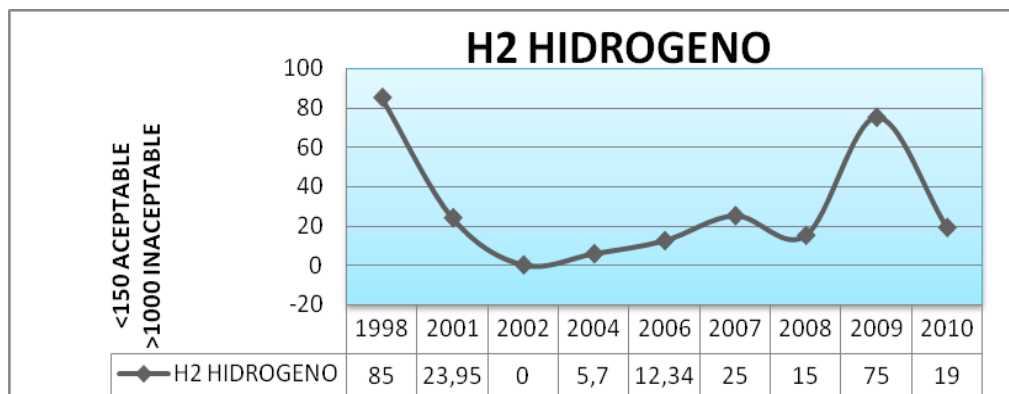


Gráfico 8. Análisis Hidrogeno

Hidrogeno:

- Dentro del rango aceptable.

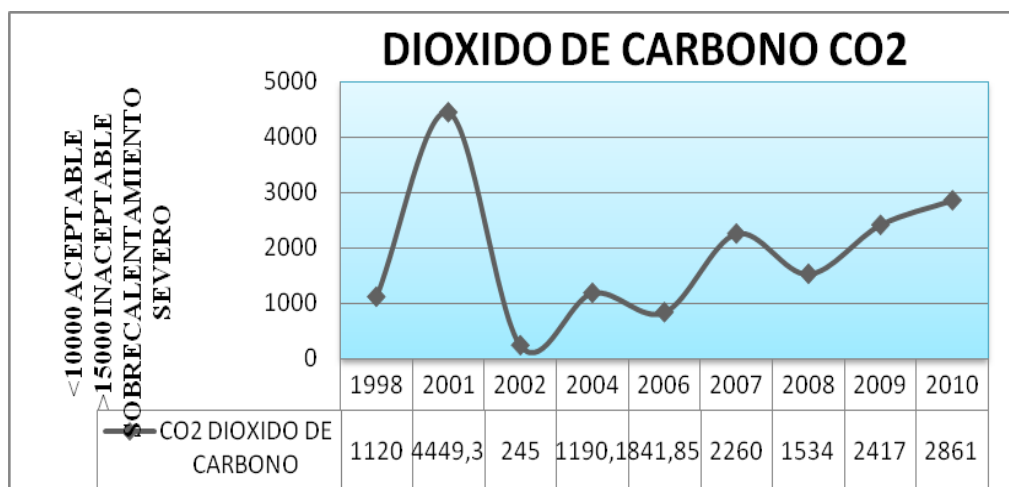


Gráfico 9. Dióxido de Carbono

Dioxido de Carbono:

- Dentro del rango aceptable.

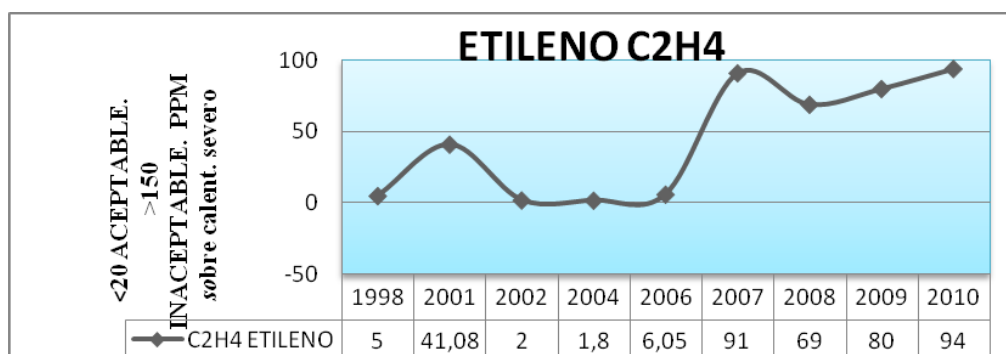


Gráfico 10. Etileno

Etileno:

- Valores superior a lo aceptable nos indica alerta (anormalidad).
- Se recomienda repetir prueba en tres meses.

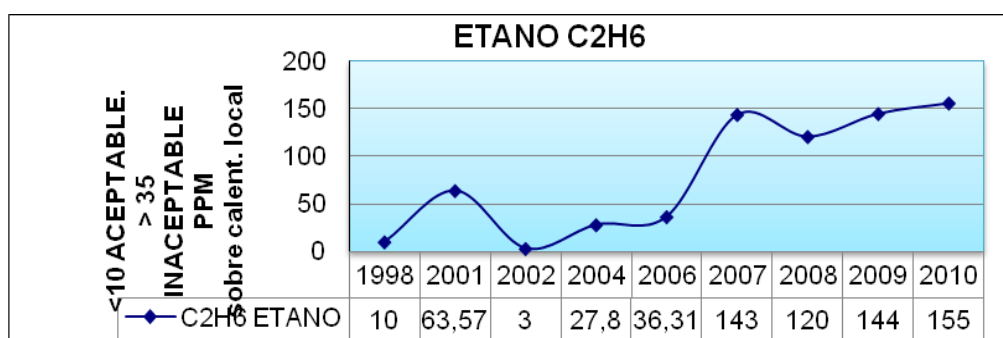


Gráfico 11. Etano C₂H₆

Etano:

- Indica algún tipo de sobrecalentamiento local.
- Se recomienda repetir prueba en tres meses.

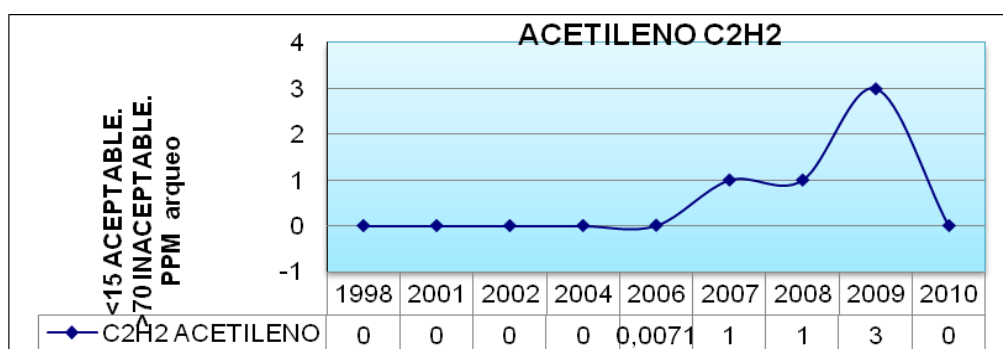


Gráfico 12. Acetileno C₂H₂

Acetileno:

- Dentro del rango aceptable.

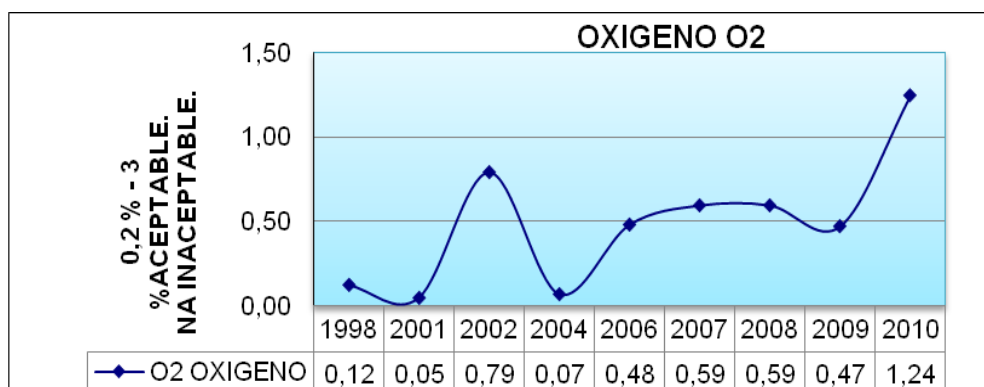


Gráfico 13. Oxígeno O2

Oxígeno:

- Dentro del rango aceptable.

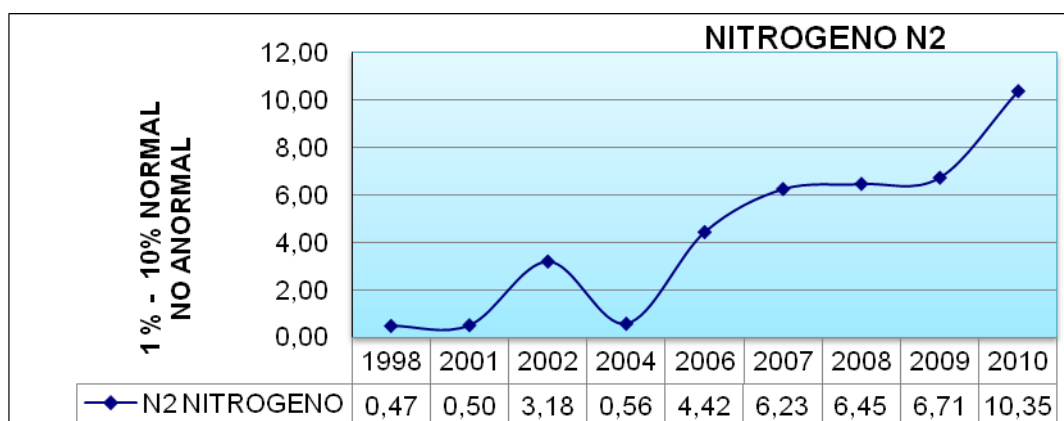


Gráfico 14. Nitrógeno N2

Nitrógeno:

- Ligeramente fuera de lo normal.

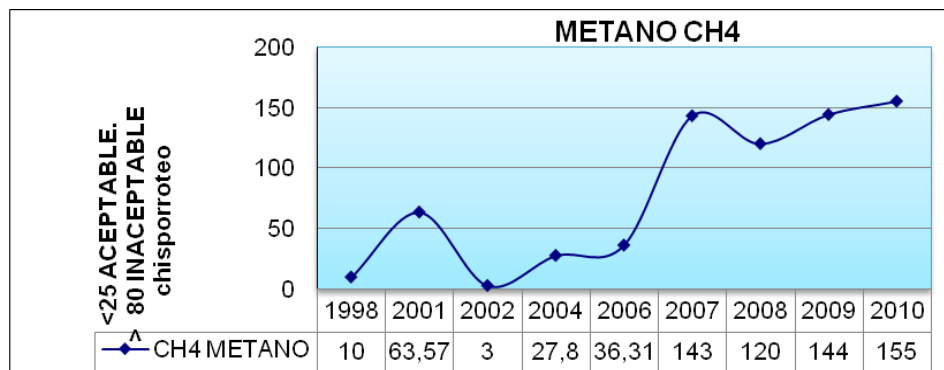


Gráfico 15. Metano CH4

Metano:

- Posible chisporroteo.

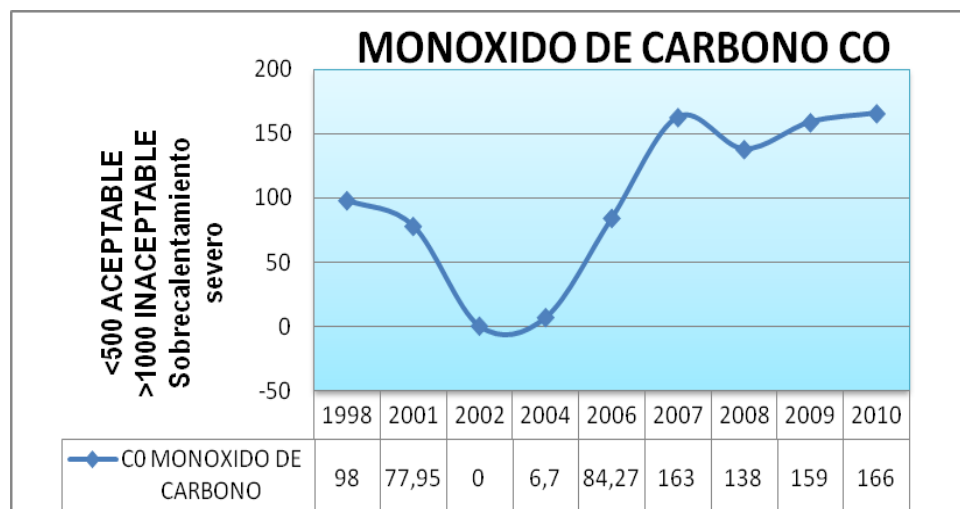


Gráfico 16. Monóxido de Carbono CO

Monóxido de carbono:

- Dentro del rango aceptable.

Analisis de acuerdo al Metodo de Rogers:

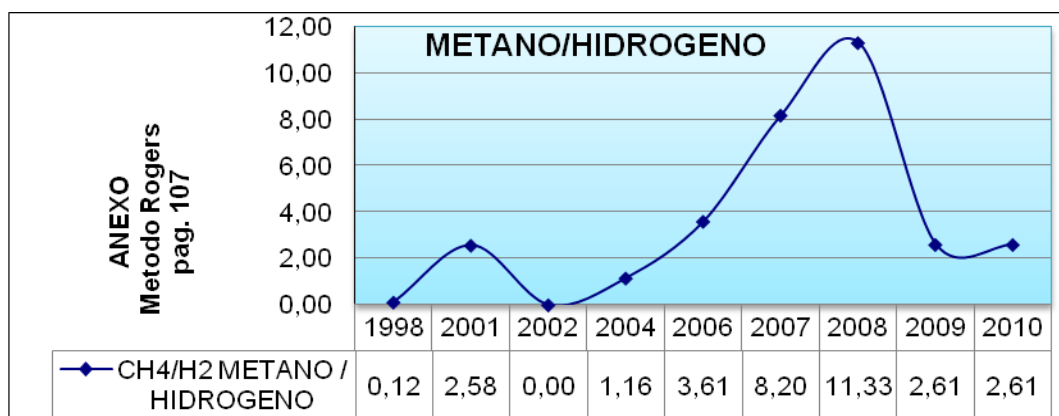


Gráfico 17. Metano/Hidrogeno

Metano / Hidrogeno:

- Ligeros sobrecalentamiento de 150°C.

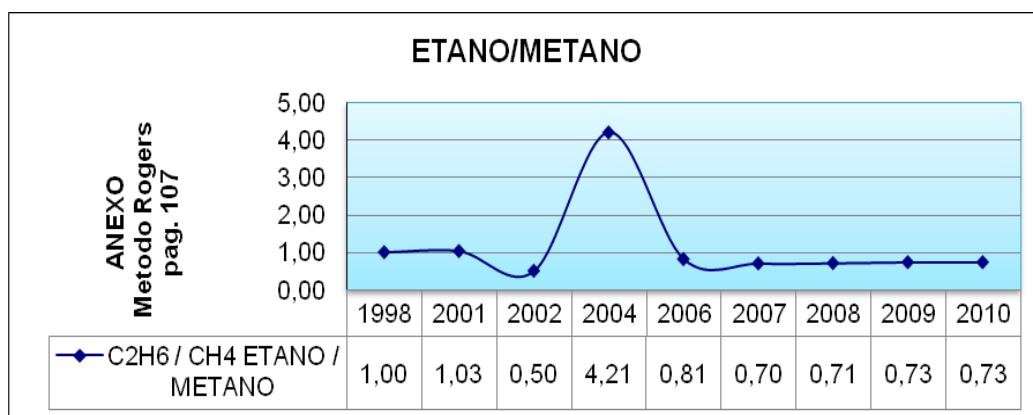


Gráfico 18. Etano/Metano

Etano / Metano:

- Ligeros sobrecalentamiento de 150°C.

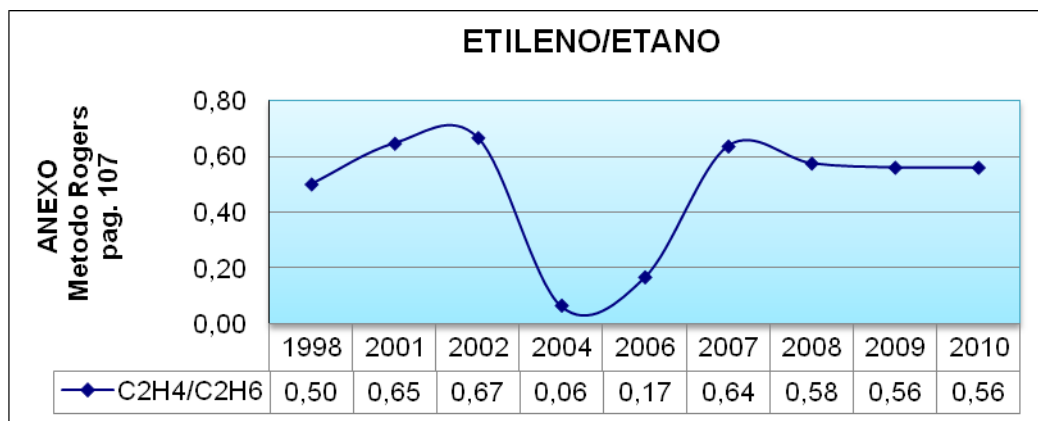


Gráfico 19. Etileno/Etano

Etileno / Etano:

- Ligeros sobrecalentamiento de 150°C.

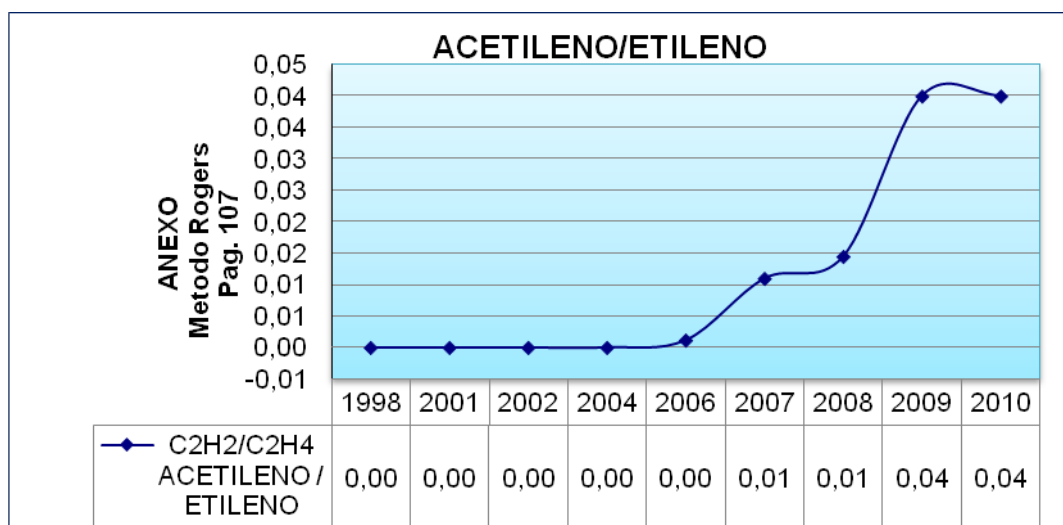


Gráfico 20. Acetileno/Etileno

Acetileno / Etileno:

- Ligeros sobrecalentamiento de 150°C.

- **Pruebas complementarias:**

Son de gran ayuda para el mantenimiento preventivo realizar estas pruebas complementarias para predecir fallas externas e interna.

- **Pruebas Termográficas:**

Condición:

- Transformador con 133 MV
- Humedad Relativa 65%, temperatura ambiente 32°C Hora: 14:00

Lado frontal

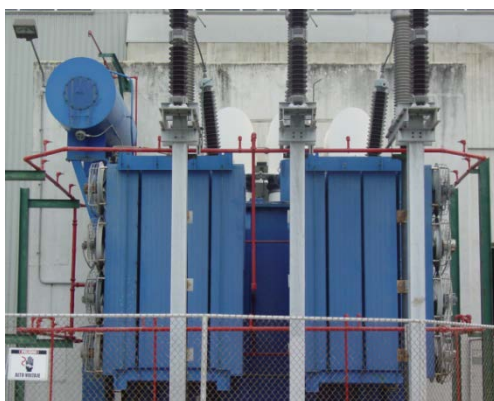
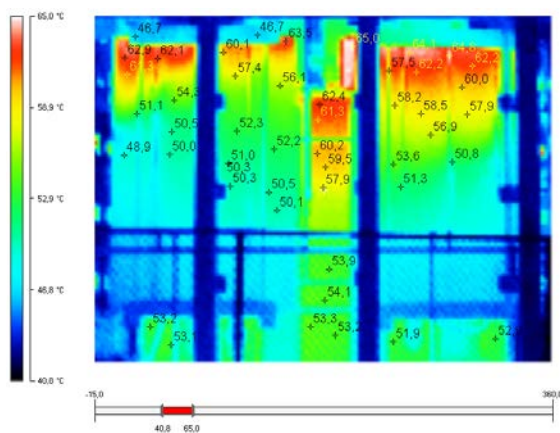


Ilustración 3. Transformador MT1 Lado Frontal.

Lado lateral Derecho

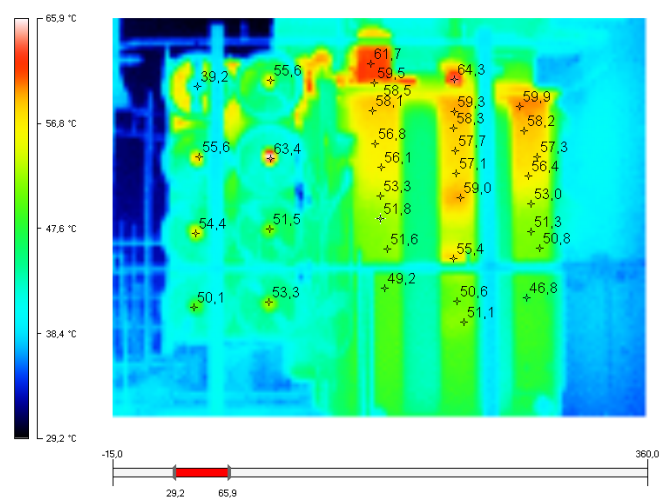


Ilustración 4. Transformador MT1 Lado lateral derecho.

Bushing's de alta 138 kv

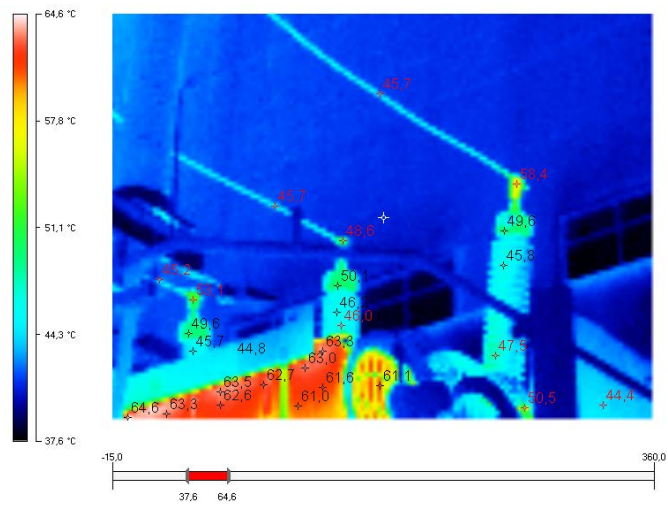


Ilustración 5. Transformador MT1 Lado lateral de Bushing.

Diagnostico de estado del transformador MT1:

De los datos estadísticos de las pruebas que se han realizados desde su puesta en servicio podemos concluir.

- **Pruebas Eléctricas:**

Según la comparación de los datos obtenidos en cada una de estas pruebas podemos concluir que el transformador se encuentra en condiciones aceptables.

- **Pruebas Físicas-Químicas:**

En estas pruebas según los resultados obtenidos en cada una de las muestras y aplicando las normas ASTM podemos concluir que el aceite es considerado bueno.

- **Pruebas Cromatográficas:**

Según los datos obtenidos de estas pruebas se determina que desde los últimos tres años existen inicios de gases disueltos en el aceite tales como; etileno, etano, metano indicándonos ligeros sobrecalentamiento de 150°C. Corroborando con la aplicación de los métodos de Rogers y de Duval.

- **Pruebas termográficas:**

De los valores reflejados en las pruebas termográficas podemos observar que estos se encuentran dentro de los permisibles.

Conclusiones Finales de Pruebas:

- Podemos concluir que es de mucha ayuda realizar todas las pruebas antes mencionadas en conjunto ya que por si una no es determinante para poder evaluar el estado de un transformador.
- Los resultados de las pruebas que se han realizado al transformador antes mencionado podemos determinar que existe sobrecalentamiento interno que se han manifestado desde los últimos tres años, por lo que se recomienda realizar mantenimiento de la parte activa, intercambiador de TAP`S, conexiones internas, etc.

CAPITULO III

MEDIDAS ELECTRICAS DE CAMPO.

Las pruebas eléctricas de campo PEC son útiles porque nos dan información sobre: cargabilidad, aptitud dieléctrica, características de operación, línea base, tendencias, verificar la condición de un disturbio y reducir fallas catastróficas entre otras.

Los resultados deben ser aplicados a diferentes aspectos: Dieléctricos, Térmicos y Mecánicos.

Estas medidas se pueden agrupar en dos:

- Las que se refieren a la medición de la calidad o el deterioro de los aislamientos.
- Las que se refieren a algunas de las características de los devanados mismos.

Las primeras deben mejorar después de efectuar un mantenimiento orientado hacia secar o regenerar mediante la limpieza dicho aislamiento de lo contrario es un indicio de agotamiento de aislamiento las segundas nos orientan hacia confirmar un perfecto desempeño de los devanados.

Pruebas que miden la Calidad del Aislamiento:

- Medición del factor de potencia de aislamientos totales.
- Medición del factor de potencia del aceite.
- Medición de la resistencia de aislamiento.

Pruebas que miden el comportamiento eléctrico:

- Medición de la corriente de excitación.
- Medición de la relación de transformación (TTR)
- Medición de la resistencia de los devanados.

Pruebas que miden la Calidad del Aislamiento:

Medición del Factor de Potencia del Aislamiento

En la realización de esta prueba se debe tener en cuenta aspectos como el tipo de equipo bajo ensayo, la temperatura del aislamiento en medición, la temperatura ambiente y la tensión aplicada. El factor de potencia de un aislamiento no debe aumentar con el incremento de voltaje AC aplicado, si ello ocurre se debe investigar pues es lo más probable es que existe un problema en el aislamiento.

Si en estas pruebas hemos encontrado que el papel aislante tiene un alto contenido de agua y/o que tiene un Índice de Calidad (IC) bajo, lo lógico y consecuente es que se tenga un valor de Factor de Potencia alto.

Medición de la Resistencia de Aislamientos

Consiste en aplicar un voltaje DC durante un periodo de tiempo determinado (usualmente diez minutos) al aislamiento bajo o ensayo y medir la resistencia de aislamiento entre devanados y entre cada devanado y tierra.

Usualmente se mide en megaohmios, aplicando voltaje DC de diferentes valores; los más usuales son 500, 1000, 2500 y 5000 voltios.

Las lecturas de resistencias de aislamientos son registradas en tiempos específicos, 15 segundos, 30 segundos, un minuto, dos minutos y así sucesivamente hasta completar el tiempo total determinado para la prueba que normalmente es de 10 minutos, registrando el dato cada minuto. Los resultados se grafican, y si se tiene una buena condición del aislamiento esta se reflejará en una línea con pendiente positiva en el tiempo.

Nota:

Con esta prueba es posible detectar: Presencia de excesiva humedad, avanzada degradación del aceite que está comprometiendo a todo el aislamiento y fallas en el aislamiento (aislamientos a tierra o bajo aislamiento entre devanados).

Estas pruebas son muy sensibles a la temperatura. Con estas pruebas se han desarrollado índices tales como; Absorción dieléctrica, de polarización y a doble voltaje que permiten evaluar la presencia de excesiva humedad en un transformador o inclusive una avanzada degradación del aceite que este comprometiendo a todo el aislamiento.

- ✓ **Índice de Absorción:** Es la relación entre las medidas de la resistencia de aislamiento en megaohmios a 60 segundos y a 30 segundos. Este valor debe ser mayor que la unidad para registrar un buen aislamiento. Un buen aislamiento debe tener un decrecimiento notable en la corriente de Absorción lo cual representa un buen Índice de absorción.

- ✓ **Índice de Polarización:** Es la relación entre las medidas de la resistencia de aislamiento en megaohmios a 10 minutos y a 1 minuto. Su valor debe estar siempre por encima de la unidad. Debido a que el valor total de la corriente en el aislamiento depende del tiempo.

En general una relación de índice de polarización de 1.5 a 2 o mejor es considerada como buena, pero una relación por debajo de este valor indica que el equipo probablemente requiera de inspección más detallada o en su caso reparación.

- ✓ **Doble Voltaje:** Con este método se prueba la resistencia de aislamiento a dos tensiones, primero a la más baja y luego a otra a 5 veces mayor. Un decrecimiento del 25% del valor de la resistencia de aislamiento a la tensión más alta o más usualmente se debe a la presencia de excesiva cantidad de agua.

Pruebas que miden el comportamiento eléctrico

Medición de la Corriente de Excitación

La prueba de corriente de excitación se puede realizar con el mismo equipo empleado para la medición del factor de potencia del aislamiento. Se recomienda ejecutar la prueba de corriente de excitación antes de ejecutar cualquier prueba a DC, pues los resultados pueden ser incorrectos debido al magnetismo residual del núcleo.

Se realiza con el fin de detectar cierto tipo de fallas en los transformadores, como defectos en la estructura del núcleo magnético o fallas del aislamiento que pueden haber resultado como consecuencia de caminos conductores entre espiras del devanado.

Medición de la Relación de Transformación

Esta prueba que básicamente mide la relación de transformación entre dos devanados, permite identificar cortos entre espiras, daños en el conmutador y posiciones incorrectas de éste y además comprobar el grupo de conexión del transformador. Se realiza con un aparato denominado TTR, en realidad es una fuente de voltaje regulada.

La variación de los valores medidos con respecto a los valores esperados según los datos de placa no deben superar el +0.5%.

Medición de la Resistencia de los Devanados

El instrumento es una fuente de poder de operación automática compuesta por baterías, que suministran un voltaje y una corriente DC, necesaria para excitar el devanado a probar. Es recomendable efectuar la prueba para todas las posiciones del cambiador de tap's.

Esta prueba se efectúa para:

Medir la resistencia de cada devanado, verificar que las conexiones internas estén hechas correctamente, espiras en corto-circuito o en circuito abierto, calcular la temperatura del arrollamiento. Puesto que la resistencia del cobre varía con la temperatura, todas las lecturas de la prueba deben ser convertidas a una temperatura de referencia para así dar resultados significativos. Esta temperatura de referencia, por consenso se ha establecido en 75 °C.

La fórmula para convertir las lecturas a dicha temperatura de referencia es como sigue:

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = R_{\text{prueba}} \times (234.5 + 75) / (234.5 + T_{\text{dev}}^{\circ}\text{C})$$

Análisis por Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite.

Fundamento Teórico

La utilización del análisis de gases disueltos se basa en el rompimiento de las moléculas de hidrocarburos tanto en el aceite como en la celulosa debido a la presencia de alguna falla de tipo térmico o eléctrico. Los gases producidos por este rompimiento pueden ser fácilmente colectados en una muestra de aceite tomada apropiadamente y ser analizados por métodos muy sensitivos.

La **Cromatografía de Gases** es una técnica que puede detectar fenómenos internos de disturbio como son: Arco, descargas parciales, sobrecarga excesiva, puntos calientes y sobrecalentamiento del aislamiento.

Gases que se analizan:

El papel aislante (celulosa), también se afecta liberando Monóxido y Dióxido de Carbono. Los gases aquí mencionados, son los denominados **gases de falla**, y son los que más comúnmente se analizan para predecir fallas dentro de un transformador y estos son:

Hidrógeno	H ₂
Oxígeno	O ₂
Nitrógeno	N ₂
Monóxido de Carbono	CO
Metano	CH ₄
Dióxido de Carbono	CO ₂
Etileno	C ₂ H ₄
Etano	C ₂ H ₆
Acetileno	C ₂ H ₂

Tabla 2. Gases de Falla.

Los gases referidos en la tabla anterior, se describen con más detalle a continuación:

Hidrógeno (H₂). Este gas se genera en cualquier inicio de falla, tanto con descargas de baja o alta energía con electrólisis de agua. Normalmente se genera a partir de los 100°C.

Metano (CH₄). Este gas se produce debido a descargas parciales o descomposición térmica del aceite y no es común en transformadores con corrientes altas. Generalmente su aparición se empieza a dar desde los 150°C.

Etano (C₂H₆). Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite. Se genera a partir de los 250°C y tiene una amplia concentración a partir de los 280°C.

Etileno (C₂H₄). Es generado por temperaturas desde los 350°C. Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite o el aislamiento.

Acetileno (C₂H₂). Este gas es generado por alta temperatura superior a 500 °C y es causado por una falla con presencia de arco. Esto podría ser razón de alarma, si la generación de gas resulta grande en un período corto de tiempo.

Monóxido de carbono (CO). Este gas puede indicar envejecimiento térmico o descargas en partículas de la aislación celulósica.

Dióxido de carbono (CO₂). El dióxido de carbono se genera por envejecimiento térmico o descargas en partículas del material aislante. Si la relación de CO₂/CO es mayor a 7, entonces existe algún sobrecalentamiento que está afectando el papel aislante (celulosa).

Definición del tipo de falla

Es importante verificar el nivel de seguridad teniendo en cuenta el valor del Total de Gases Combustibles.

En general se pueden agrupar las fallas en dos clases principales:

1. Fallas térmicas

2. Fallas eléctricas

Es necesario tener en cuenta que se pueden presentar superposiciones entre los diferentes tipos de procesos de degradación, puesto que varias clases de fallas pueden suceder simultáneamente.

Existen varios métodos para determinar el tipo de falla que se puede estar presentando. Aquí se presentan cinco de los principales, los cuales se complementan entre sí.

Ellos son:

- **Método del gas característico**
- **Método de las relaciones de Dornenburg**
- **Método de las relaciones de Rogers**
- **Método del Triángulo de Duval**

Método del gas característico

Por medio de este método y con base en conclusiones sobre transformadores fallados y simulaciones de laboratorio se pueden agrupar las fallas en dos tipos:

- Térmicas (Sobrecalentamiento del papel o del aceite)
- Eléctricas (Arco interno, descargas parciales o efecto corona).

Fallas Térmicas

- **Sobrecalentamiento del aceite**

El sobrecalentamiento del aceite produce la formación de etileno (C_2H_4), metano (CH_4), junto con etano (C_2H_6), y trazas de los demás gases.

- **Sobrecalentamiento del papel**

Cuando hay Sobrecalentamiento del papel, se desprenden grandes cantidades de monóxido y dióxido carbono (CO y CO_2). Cuando la falla involucra una estructura impregnada de aceite se detecta también la presencia de Metano (CH_4) y Etileno (C_2H_4)

Fallas eléctricas

- **Arco Interno**

Cuando se presenta este tipo de falla se generan grandes cantidades de hidrógeno (H_2) y acetileno (C_2H_2), con cantidades menores de metano (CH_4) y etileno (C_2H_4).

Pequeñas cantidades de gas acetileno, deben ser consideradas con mucha seriedad, dado que este gas se produce casi exclusivamente por arco.

- **Efecto corona**

El efecto corona se manifiesta si se presentan descargas eléctricas de baja energía producen hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno. Cantidades representativas de dióxido y monóxido de carbono suelen resultar de descargas en la celulosa.

Importancia de la cromatografía de hidrógeno:

Como se puede fácilmente concluir cuando se tiene fallas de tipo eléctrico (arco o efecto corona), siempre está presente el hidrógeno. Por tanto la detección del gas hidrógeno es muy importante por ser el que más fácilmente se libera ante la presencia de una falla eléctrica.

Método de las relaciones de Dornenburg

En general se manejan las siguientes relaciones:

Relación 1 (R1) = CH_4/H_2

Relación 2 (R2) = $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$

Relación 3 (U) = $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$

Relación 4 (R4) = $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$

Relación 5 (R5) = $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$

Dornenburg, utiliza las relaciones $\text{R1} = \text{CH}_4/\text{H}_2$, $\text{R2} = \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, $\text{R3} = \text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$, y $\text{R4} = \text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$

Razón \ Tipo de falla	CH ₄ /H ₂ Metano/Hidro.	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ Acet./Etileno	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂ Etano/Acet.	C ₂ H ₂ /CH ₄ Acet./Metano
Descomposición Térmica (Punto Caliente)	>1.0	<0.75	>0.40	>0.30
Descarga Eléctricas (Excepto corona)	>0.10 <1.00	>0.75	>0.40	>0.30
Efecto Corona	>0.10	No significativo	>0.40	<0.30

Tabla 3. Relaciones de Dornenburg

Método de las relaciones de Rogers

Rogers fundamentalmente usa las relaciones $R_1 = \text{CH}_4/\text{H}_2$, $R_2 = \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ y $R_5 = \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$

Método del Triángulo de Duval:

Antes de usar este método como cualquier otro de los que hemos descrito, se deben cumplir dos condiciones:

- Que el nivel de gases combustibles sea significativo basados en cualquiera de los criterios conocidos.
- Que la velocidad de generación de gases este por encima de los valores de normalidad. No se debe usar este método para determinar si un transformador tiene falla no sin antes cumplir las premisas a) y b). El triángulo de Duval lo usamos para determinar con precisión cuál es el tipo de problema.

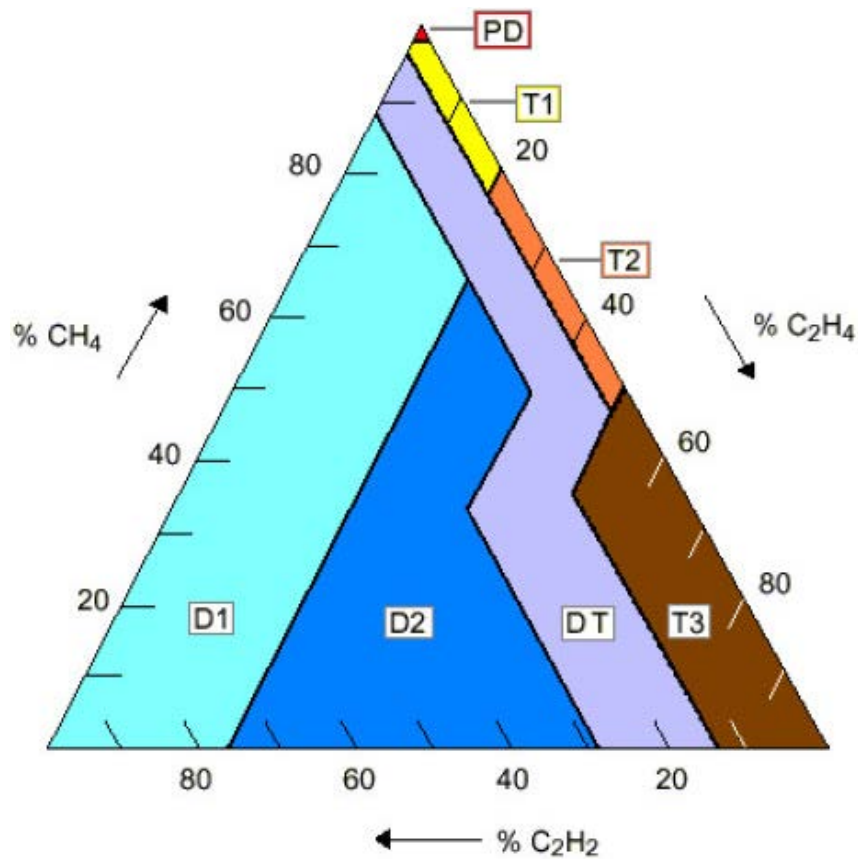


Gráfico 21. Triangulo Duval

Donde:

PD = Descarga Parcial

T1 = Falla Térmica bajo los 300°C

T2 = Falla Térmica entre 300°C y 700°C

T3 = Falla Térmica a mas de 700°C

D1 = Descarga de baja energía (Chispa)

D2 = Descarga de Alta energía (Arco)

DT = Falla Eléctrica y Térmica en conjunto

Cómo funciona:

Las coordenadas y límites de las zonas de falla tanto de descargas como de fallas térmicas se indican en el triángulo; La zona DT corresponde a la zona donde se superponen las térmicas y eléctricas.

Las coordenadas del triángulo correspondientes a los resultados del ADGD, en ppm pueden calcularse como sigue:

$$\%C_2H_2 = 100x / (x+y+z)$$

$$\%C_2H_4 = 100y / (x+y+z)$$

$$\%CH_4 = 100z / (x+y+z)$$

Siendo $x = C_2H_2$, $y = C_2H_4$, $z = CH_4$

Análisis de Furanos:

Los Furanos son éteres orgánicos que aparecen en el aceite por:

- La descomposición térmica de la celulosa.
- Deshidratación y Reorganización de la molécula de la glucosa convirtiéndose en un compuesto estable y soluble en el aceite.

El análisis de furanos es un método útil para la detección del deterioro térmico, hidrolítico y oxidativo del aislamiento sólido (papel) del transformador y es un formidable complemento para la cromatografía de gases cuando de la descomposición del papel aislante se trata.

El papel aislante está constituido de celulosa, que es un polímero constituido por largas cadenas de anillos de glucosa.

Por razones de una degradación de origen térmico que compromete al papel aislante, las cadenas glucosídicas se rompen formando anillos abiertos de glucosa. Posteriormente la glucosa se degrada para formar furanos, que sí son estables y solubles en el aceite.

Dichos furanos, pueden ser medidos en el aceite aislante en ppb (partes por billón).

Niveles de aceptación

Menos de 100 ppb (partes por billón)	Aceptable
De 100 a 250 ppb (partes por billón)	Cuestionable
Más0 de 250 ppb (partes por billón)	Inaceptable

REMOCIÓN DE FURANOS.

Experimentalmente se ha comprobado que la Tierra Fuller es un excelente retenedor de furanos. Este resultado no es sorprendente dado que la Tierra Fuller retiene muy bien toda clase de moléculas polares.

El vacío y el calor por su parte cuando se aplican conjuntamente, puede retirar cierta capacidad de furanos, pero es difícil que puedan evacuar más del 50%.

ANÁLISIS DE CONTENIDO DE PCB's

PCB es un hidrocarburo sintético, con contenido de cloro, fue desarrollado en la década de transformadores en áreas cerradas o peligrosas debido a su alto punto de inflamación y estabilidad química, conocido comúnmente como ASKAREL o PCB. Durante los años 70's, se determinó que los Bifenilos Policlorados tenían características tóxicas nocivas para el hombre, por lo que quedó prohibida su fabricación internacionalmente y se comenzó a establecer la normatividad necesaria para su control, manejo y disposición.

De acuerdo a la contaminación de PCB's se ha considerado a los transformadores eléctricos de la siguiente manera:

- **Transformadores libres de PCB's:** Aquellos que contienen <50 ppm.
- **Transformadores contaminados con PCB's:** Aquellos que contienen entre 50 y 500 ppm.
- **Transformadores con PCB's:** Los que tengan más de 500 ppm los cuales deben ser dispuestos de manera ambientalmente apropiada.

ANALISIS TERMOGRAFICO

La Termografía infrarroja dentro de los análisis predictivos y preventivos es una de las herramientas más importantes, efectivas y útiles para la detección de fallas en componentes tanto Mecánicos como Eléctricos.

Cabe resaltar que las cámaras termograficas registran la energía calórica por radiación emitida por la superficie del objeto.

Es muy conveniente efectuar periódicamente inspecciones termograficas a todo el exterior del Transformador, con equipos apropiados y personal calificado con el fin de detectar zonas o puntos anormalmente calientes, terminales y conexiones en baja y alta tensión, radiadores que no operan, bombas de aceite fuera de servicio u operando deficientemente, temperaturas indirectas indicadoras de posibles fallas internas que se manifiesten en calentamiento, etc.

Emisividad: Es de suma importancia tener claro este concepto para poder interpretar adecuadamente un termograma, pues las cámaras termograficas captan la energía radiante de los cuerpos, Por tanto la emisividad E es el parámetro más importante del objeto, y se define como la cantidad de radiación emitida por un cuerpo real, comparada con la que emitiría un cuerpo negro.

La alta emisividad es el mejor aliado del termógrafo para obtener imágenes térmicas que registren temperaturas reales y de utilidad para tomar decisiones, pero también si no se tiene claro el criterio puede llevar al termógrafo a dar diagnósticos erróneos reportando fallas donde no las hay u omitiendo fallas que realmente sí existen.

Técnicas Complementarias

El tema diagnostico preventivo y predictivo en transformadores ha sido enriquecido en los últimos años con técnicas como **Análisis de Barrido de Respuestas en Frecuencia (SFRA)**, **Ultrasonido**, **Termografía** y otros ensayos no destructivos.

CAPITULO IV

NORMAS PARA EL DIAGNOSTICO DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO

INTRODUCCION

El diagnostico es una disciplina que garantiza confiabilidad y beneficios económicos. Que se lo debe hacer de forma integral a todo el transformador y más aun dependiendo de su importancia. Actualmente se puede contar con las siguientes opciones:

- Pruebas degradación del sistema de aislamiento basado a las normas ASTM. Su objetivo primordial es determinar el porcentaje de agua en el papel y el grado de impregnación de productos polares, ácidos y lodos en papel a través de los Análisis dieléctricos y físicos-químicos.
- Pruebas de envejecimiento: Se la determina analizando los siguientes: Monóxido de Carbono CO, el dióxido de carbono CO₂, furanos y grados de polimerización.
- Pruebas eléctricas de campo (PEC) que nos permiten evaluar la calidad de los aislamientos y el comportamiento eléctrico del transformador.
- Cromatografía de gases como un primer diagnóstico predictivo de fallas internas en el transformador.
- Técnicas Complementarias: Barrido de Respuesta en Frecuencia SFRA, Ultrasonido e inspección Termográfica.

Pruebas ASTM para aceites aislantes en operación

ASTM: Sociedad Americana de Pruebas y Materiales

En la norma ASTM D-117 se relacionan 33 propiedades de los aceites aislantes minerales con base en hidrocarburos y 55 métodos de prueba. Según consenso internacional, nos interesan 6 de estas pruebas para medir la degradación y contaminación de los aceites. Estas nos presentan unos criterios prácticos con base en la experiencia para tomar decisiones acertadas desde el punto de vista de la necesidad de efectuar el mantenimiento preventivo que exactamente necesita el transformador.

- Rigidez dieléctrica
- Numero de neutralización
- Tensión Interfacial
- Color
- Contenido de agua
- Gravedad específica.

Estas pruebas nos permiten determinar el porcentaje de agua en el papel y el estado de degradación del aceite, estimando por tanto el grado de impregnación de productos ácidos también en el papel aislante que es lo que nos interesa.

Calificación de aceites nuevos y en operación según Normas ASTM

Para calificar de manera adecuada un aceite aislante nuevo o en operación es recomendable consultar las normas ASTM y otras tales IEC, IEEE, ANSI si se considera conveniente. Es recomendable tener en cuenta las normas ASTM y la experiencia para tomar decisiones acertadas y es lo que precisamente vamos a tratar a continuación.

Norma ASTM D-3487 aceite mineral nuevo

Debemos considerar que ninguna prueba por sí sola se debe tomar como un indicador aisladamente confiable para tomar cualquier decisión en materia de mantenimiento. Es necesario tener en cuenta el paquete de las 6 pruebas fundamentales.

Pero la sola Norma ASTM D-3487 no nos alcanza a dar los criterios prácticos para tomar decisiones con respecto al tipo de mantenimiento que debemos ejecutar dado que dicha norma está concebida para definir las características de aceites nuevos y no aplica para aceites en operación. Vale mencionar que actualmente se puede exigir a cualquier fabricante de aceite que el número de neutralización de su aceite nuevo esté por debajo de 0,01 mgKOH/g, mientras la norma apenas acepta hasta 0,03. Mediante modernos procesos de producción de aceite aislante, hoy en día no es raro encontrar aceites nuevos con número de neutralización por debajo de 0,005 mgKOH/g. 0.

Esta norma establece las propiedades que caracterizan un aceite mineral aislante:

- Alta rigidez dieléctrica para soportar esfuerzos eléctricos.
- Suficiente baja viscosidad de tal manera que su habilidad para circular y transferir calor no sean impedidas.
- Adecuadas propiedades de baja temperatura para operar en condiciones extremas.
- Resistencia a la oxidación.

Norma ASTM D-3487 aceite mineral en operación

La norma recomienda que la interpretación de resultados en términos del deterioro del aceite deba ser ejecutada en laboratorios con personal experimentados basados en los siguientes:

- Valores característicos para el tipo de aceite y equipo, Es decir los criterios se aplican según se clasifiquen los equipos por nivel de tensión.
- Evaluación de tendencias y la rata de variación de los valores para una propiedad determinada del aceite.
- Valores normales o típicos para calificaciones de "bueno", "cuestionable" o "pobre" para el tipo apropiado de equipos según el nivel de voltaje.

Cuando se estudia la norma encontramos los valores de calificación de "bueno", «cuestionable", y "pobre" para cada una de las propiedades.

"Bueno": Aceite en condición normal, puede continuar en programa normal de muestreo.

"Cuestionable": Deterioro del aceite detectable, se recomienda una mayor frecuencia de muestreo.

"Pobre": Aceite con deterioro anormal, se recomienda una acción inmediata.

Aporte de la Experiencia

Las pruebas ASTM para aceites aislantes en operación son ocho siendo las primeras seis las más importantes y son las siguientes:

Método de prueba ASTM	Criterios para evaluar condición de operación	
1. Rigidez Dieléctrica D-877(kv)	Acceptable ≥ 30 , Cuestionable 25-30 Inacceptable < 25	Contaminantes, agua, conductores, impurezas
2. Número de Neutralización	Acceptable ≤ 0.05 , Cuestionable = 0.06-0.1 Inacceptable > 0.10	Ácidos presentes lodos
3. Tensión interfacial D-971 (dinas/cm)	Acceptable ≥ 32 Cuestionable 28-31.9 Inacceptable < 27.9	Compuestos <u>hidrofilicos</u> o contaminantes polares ácidos
4. Color D-1500	Acceptable ≤ 3.5 Inacceptable > 3.5	Un marcado cambio en un año indica anomalía
5. Contenido de agua D-1533 (ppm.)	Acceptable < 30 , Cuestionable 30-34.9 Inacceptable ≥ 35	Indica contenido total de agua en el aceite
6. Gravedad específica D-1298	Acceptable : 0.84 - 0.91 Cuestionable < 0.84 , Inacceptable > 0.91	- Se requiere para ajustar el valor leído de tensión Interfacial. - Indicativo del tipo de aceite, Nafténico o parafinico. - También como un primer indicio

Tabla 4. Pruebas ASTM para Aceites Aislantes

Pruebas opcionales		
1. Contenido de inhibidor DBP o DBPC ASTM D-4768	Aceptable $\geq 2.0\%$ Cuestionable $0.19 - 0.11$ Inaceptable ≤ 0.10	Nivel defensas contra productos de oxidación.
2. Factor de Potencia a 25°C y 100°C ASTM D-924	Aceptable a 25°C < 0.1 a 100°C $< 2,99$ Cuestionable a 25°C $0.1-0.3$ a 100°C $3.0 - 3.99$ Inaceptable a 25°C > 0.3 a 100°C > 4.0	Indica agua, contaminante, ácidos o contaminantes extraños

Tabla 5. Pruebas opcionales ASTM para Aceites Aislantes

Los primeros seis puntos se consideran indispensable para dar un diagnostico acertado de la situación del transformador en cuanto a su mantenimiento pues mediante ellas se pueden cuantificar los dos enemigos del papel aislante es decir el porcentaje de agua en el papel y el grado de impregnación en el mismo papel de los productos de oxidación generados por la degradación del aceite.

TOMA DE MUESTRA NORMA ASTM D-923

Para realizar las pruebas ASTM del aceite aislante del transformador es necesario tener el máximo cuidado posible al tomar la muestra del aceite para evitar la contaminación del mismo con la atmósfera y la luz. Se recomienda usar recipientes estériles adecuados y realizar la prueba lo antes posible debe evitarse hacer las pruebas en días lluviosos o muy húmedos.

DETALLES DE LAS PRUEBAS ASTM D-117

A continuación vamos a explicar las pruebas que determinan la degradación.

Rígidez Dieléctrica

Rigidez Dieléctrica es la capacidad de un aislante para soportar tensión eléctrica a determinada rampa de incremento de la misma sin fallar. La prueba se realiza aplicando progresivamente tensión a dos electrodos de bronce, de geometría y separación según la norma que se esté aplicando, sumergido en el aceite a probar y el conjunto aceite electrodos contenidos en un vaso apropiado. La tensión se aplica a una rampa específica para cada tipo de norma. La geometría de los electrodos y su separación varían de acuerdo con la norma que se esté aplicando en cada caso. De aquí la importancia de definir muy bien a qué norma se está haciendo referencia, cuando de comparar resultados se trata.

Cuadro comparativo de las normas ASTM que se aplican en rigidez dieléctrica:

Normas Aplicadas →	ASTM D-877	ASTM D-1816
Geometría de los electrodos	Disco 25mm.	Semiesféricos 36mm.
Separación	0.1" (2.5mm)	0.04" (1mm), 0.081" (2mm)
Rampa	3000V/s.	500V/s
Alcance en kv.	Sobre de 69kV.	35-50kV separación: 0.04 (1mm) 80-90kV separación: 0.081 (2mm)
Sensibilidad a la humedad	En el rango de 30 a 80ppm o agua libre.	Por debajo de los 30ppm
Aplicación recomendada según ASTM	Aceptación aceite nuevo a granel o en tambores	Aceite filtrado, desgasificado y deshidratado antes y después del tratamiento del aceite.
Sensibilidad a fibra de celulosa	Menos sensible	Más sensible.

Tabla 6. Normas Aplicadas ASTM de Rigidez Dieléctrica.

Contenido de agua - Norma ASTM D-1533

Es claro que el estado del agua en el transformador varia con la temperatura de operación de la unidad debido a termodinámica que se desarrolla permanentemente dentro del equipo:

- Si la temperatura sube el sistema transfiere agua del papel hacia el aceite.
- Si la temperatura baja el sistema transfiere agua del aceite hacia el papel.
- Cuando la presión del vapor de agua es igual en el papel y el aceite no hay transferencia de agua.

Características que afectan el aislamiento. Y son:

- Es el solvente universal
- Está presente siempre en los aislamientos.
- Es Fuertemente electropositiva
- Aumenta su conductividad en presencia de sales y ácidos
- Actúa de manera directa en el proceso de oxidación
- Tiene una gran afinidad con el papel poca con el aceite.
- Los productos de oxidación tienen un gran poder de absorción de agua
- El agua y sustancias polares ácidas inducen a la ionización bajo esfuerzo eléctrico
- El agua libre va al fondo del transformador.
- Agua en suspensión es la que más fácilmente interactúa con los productos de oxidación con preferencia por la parte más fría del transformador. Afecta de manera directa la rigidez dieléctrica.
- Agua en solución: Es químicamente necesaria en la celulosa no más del 0,5% en unidades nuevas y no más del 1,5% en unidades en operación.

El comportamiento del agua en el papel es muy diferente y contrario, Y también depende de la temperatura, por tanto el contenido de agua en ppm en el aceite y el porcentaje de agua en el papel aislante lejos de tener un comportamiento estático tienen un comportamiento dinámico que depende de las variaciones de temperatura

en el transformador que normalmente obedecen a condiciones de cargabilidad. Este concepto es fundamental cuando se va efectuar secamiento con transformador energizado.

Cuando existe un alto contenido de agua es muy riesgoso sacar de servicio una unidad si no es para ejecutar un secado de la parte activa o someterlo a un proceso de termovaciación del aceite (regeneración del aceite), ya que al bajar la temperatura el agua queda en forma libre y esta puede ubicarse en partes vitales del transformador y la unidad al ser energizada pueda fallar por baja rigidez dieléctrica.

Numero de neutralización ASTM D-974

Se define como: Peso en miligramos de hidróxido de potasio (KOH) como base, que se requiere para neutralizar el ácido de un gramo de muestra de aceite: mgKOH/g.

El aceite en operación dentro de un transformador sufre un proceso de degradación química que se va desarrollando por efecto del trabajo, la temperatura y las tensiones eléctricas a que es sometido.

Aceite aislante sufre un proceso de degradación que es importante monitorear periódicamente y el número de neutralización es una de las pruebas fundamentales para lograr este objetivo.

Tensión Interfacial - Norma ASTM D-971

Es la fuerza necesaria para separar un anillo plano de Platino-Iridio de la superficie de un fluido de mayor tensión superficial, se usa una balanza de torsión llamada tensiómetro. Se mide en dinas/cm. Cuando en el aceite dieléctrico, que es una sustancia apolar se encuentran disueltos productos polares, el aceite aislante aumenta su afinidad con el agua que también es una sustancia polar y la solubilidad de un aceite en el agua va a aumentar cuando crece la presencia de dichas sustancias polares. Este fenómeno se puede medir cualitativamente mediante la prueba de tensión interfacial que no es otra cosa que medir la afinidad del aceite con el agua debido a la presencia de sustancias polares.

La Tensión Interfacial es una prueba muy sensible a la aparición de los primeros compuestos hidrofílicos o contaminantes polares solubles. Dichos compuestos hidrofílicos y ácidos tienen afinidad con el agua y el aceite y por tanto su presencia hace bajar la tensión Interfacial desde las reacciones iniciales, lo que le dan una gran importancia a esta prueba como complemento indispensable para la **prueba de número de neutralización**.

Índice de Calidad-(IC)

Es la relación entre la Tensión Interfacial y el Número de Neutralización. (TIF/NN). Dado que el Número de Neutralización debe ser lo más bajo posible y la tensión interfacial debe ser lo más alta posible, el valor absoluto del índice de calidad debe ser el más alto posible. Se define como: $IC = TIF/NN$

Condición buena por ejemplo: (TIF=40, NN=0,01 IC=40/0,01=4.000)

Condición mala por ejemplo: (TIF=20, NN=0,2 IC=20/0,2= 100)

Es una relación importantísima para clasificar los aceites en operación, determinar la necesidad del mantenimiento para realizar una limpieza del papel de productos ácidos del aceite o lodos impregnados.

El aceite debe cumplir ambos criterios, el mínimo de Tensión Interfacial y el máximo de Número de Neutralización dentro del rango dado por el índice de calidad y se califica con base en el parámetro de peor condición.

Clasificación de los aceites según el Índice de Calidad			
Valores de NN-TIF	Color	Índice de Calidad	Calificación
NN 0.00 a 0.10 TIF 30.0 a 45.0	Amarillo Claro	300 a 1500 o mas	Aceite bueno
NN 0.05 a 0.10 TIF 27.0 a 29.0	Amarillo	271 a 600	Aceite en observación
NN 0.11 a 0.15 TIF 24.0 a 27.0	Amarillo oscuro	160 a 318	Aceite marginal
NN 0.16 a 0.40 TIF 18.0 a 23.9	Ámbar	45 a 159	Aceite malo
NN 0.41 a 0.65 TIF 14.0 a 17.9	Cafe	22 a 44	Aceite muy malo
NN 0.66 a 1.50 TIF 9.0 a 13.9	Café oscuro	6 a 21	Aceite extremadamente malo
NN > 1.51 TIF < 9	Mas negro		Aceite en condición pésima

Tabla 7. Clasificación de Aceite según el Índice de Calidad

Color - Norma ASTM D-1500

Consiste en clasificar el color del aceite-muestra de acuerdo a los disco patrones de la ASTM mediante la comparación de colores. Los discos están graduados de 0.5 a 5.0 el primero y de 5.0 a 8.0 el segundo. Es una ayuda muy importante sobre todo cuando se observan cambios significativos en el término de un año o menos.

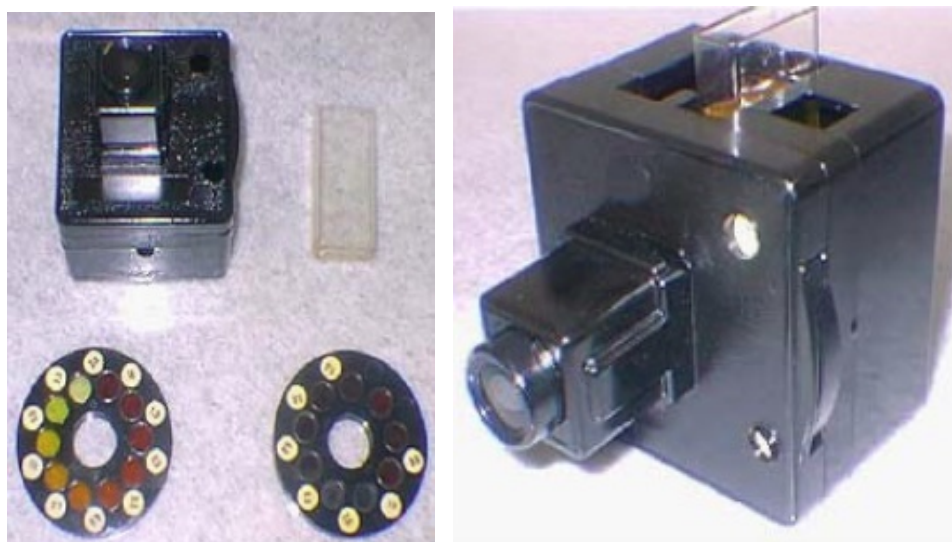


Ilustración.6. Instrumento de Clasificación del Color del aceite

Gravedad Especifica - Norma ASTM D-1298

Es la razón entre la masa de un volumen dado de aceite y la masa de agua para ese mismo volumen.

Es un examen rápido para detectar la presencia de contaminantes y es importante tener en cuenta que la gravedad especifica varia inversamente en relación con la temperatura.

La gravedad específica tiene una relación inversa con el coeficiente de expansión por lo tanto es conveniente tener un valor bajo de gravedad específica.

Factor de Potencia - Norma ASTM-924

Es el coseno del ángulo de fase entre la potencia sinusoidal aplicada al aceite y la corriente resultante.

Es una prueba muy confiable que nos indica contaminación del aceite. Se efectúa a 25°C y a 100 °C. A 25 °C no debe exceder 0.05% para aceite nuevo y a 100 °C no debe exceder 0.3%.

Contenido de Inhibidos Norma ASTM D- 4768

Es un aditivo incorporado al aceite, que retarda su degradación por oxidación. El mecanismo de acción es atacar a peróxidos, formando moléculas inocuas. Un aceite inhibido se degrada más lentamente que una no inhibido, siempre que el inhibidor este presente. Cuando el inhibidor de oxidación se agote, el aceite se oxida muy rápidamente. Por ello es importante establecer la concentración de inhibidor y su velocidad de consumo. Una velocidad de consumo anormalmente alta puede indicar la existencia de puntos calientes en el transformador.

Los dos tipos de inhibidores que actualmente se usan son:

Di terciario-Butil Para-Cresol (DBPC)

Di terciario-Butil Fenol (DBP)

El método más actualizado es el establecido en la norma ASTM D-4768 basado en cromatografía de gases.

Es de anotar que el inhibidor tiene un ligero efecto negativo sobre el factor de potencia y la rigidez dieléctrica, lo que constituye una de las razones de la ASTM para limitar su máximo porcentaje por masa al 0,3%.

Azufre Corrosivo

Es la presencia de azufre en el aceite mineral es debido a que vienen de un proceso de refinación del petróleo. Esta sustancias a base de azufre genera sulfuros de cobre y de aluminio en las superficies de los conductores que afecta directamente la Rigidez Dieléctrica en los transformadores siendo más crítico el problema en equipos de alta tensión por obvias razones.

El ataque es tanto al papel aislante como a los conductores de cobre.

Hay varios compuestos de azufre en el aceite aislante pero no todos son corrosivos. Vienen de:

- Las bases del petróleo crudo
- Algunos se agregan para mejorar la estabilidad química del aceite y son inofensivos por ser estables.

Los compuestos no corrosivos se pueden tornar en corrosivos por efecto de la **alta temperatura**. El azufre corrosivo puede generar descargas por la reducción de la **rigidez dieléctrica**.

CAPITULO V

EQUIPOS DE PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES

Existen equipos para diversos tipos de pruebas a los transformadores de potencia las que podemos dividir en lo siguientes:

- Pruebas eléctricas: Resistencia de aislamiento (Megger), Factor de potencia, Relación de transformación, Resistencia de devanados, etc.
- Pruebas Químicas: Físicas- químicas y cromatográficas.
- Pruebas Especiales: Barrido de frecuencia, Medición de ultrasonido y Termografía.

EQUIPOS ELECTRICOS:

- **Aparato de prueba de Resistencia Aislamiento (MEGGER) (1kV - 5kV - 10kV).**



Ilustración 7. Analizador de Prueba de Resistencia MEGGER.

El término Megger hace referencia a un instrumento para la medida de la resistencia de aislamiento eléctrico. El nombre correcto de estos instrumentos es megohmetro, ya que la medida del aislamiento de cables, transformadores, aisladores, motores, generadores, etc. se expresa en megohmios ($M\Omega$). Es por tanto incorrecto el utilizar el término como verbo en expresiones tales como; se debe realizar el megado del cable y otras similares.

METODO DE MEDICION

Consiste en aplicar un voltaje DC durante un periodo de tiempo determinado al aislamiento bajo ensayo, estos puede ser entre devanados y estos a tierra.

Con esta medición se puede obtener: el valor del aislamiento en $M\Omega$, el índice de absorción y el índice de polarización lo que detallaremos más adelante.

- **Equipo de prueba de factor de potencia**



Ilustración 8. Equipo de Prueba de Factor de Potencia.

Es uno de los elementos más representativos en prueba de campo para indicar las condiciones del aislamiento en los equipos eléctrico, se puede detectar la degradación, el envejecimiento y la contaminación de los mismos.

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en porcentaje, que resulta de la corriente de carga que toma el dieléctrico al aplicarle un voltaje determinado, que es de hecho una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos.

METODO DE MEDICION.

La prueba consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, medir la potencia en Watts que se disipa a través de él y medir la carga del mismo en Volts - Amperes. El Factor de Potencia se calcula dividiendo los Watts entre los Volts - Amperes y el resultado se multiplica por 100.

MEDICION DE LA RESISTENCIA DE DEVANADO



Ilustración 9. Equipo de Medición de la Resistencia de Devanado

El Equipo de Prueba para Medición de Resistencia de Devanados ha sido diseñado para efectuar mediciones rápidas y extremadamente exactas de la resistencia de devanados de transformadores, generadores, motores, etc.

METODO DE MEDICION:

Esto consiste en aplicar corriente al devanado y medir voltaje, con estos valores el equipo aplica la ley de OHM. Las mediciones son hechas con corrientes de pruebas filtradas y reguladas de hasta 10A obteniendo un amplio rango de medición desde 1micro-ohm hasta 2000Ω.

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION (TTR)



Ilustración 10. Equipo de Prueba TTR.

El equipo de prueba de TTR nos da la relación de transformación que es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap's) para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación 0% de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos transformadores se deberá determinar para todos los tap's y para todo el devanado.

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser de $\pm 0.5\%$ en todas sus derivaciones.

METODO DE MEDICION

Consiste en aplicar una tensión de corriente alterna a la bobina de alta tensión de un transformador y mide con precisión la tensión que sale de la bobina de baja tensión dando de esta manera la relación de transformación.

EQUIPOS PARA PRUEBAS QUÍMICA:

FISICAS-QUIMICAS Y CROMATOGRAFICAS:



Ilustración 11. Equipo de Prueba Físicas- Químicas.

INTRODUCCION

Mediante el análisis Físico-Químico del aceite se determina tanto el estado del Equipo o sistema al que pertenece como lubricante. El aceite transmite información sobre las superficies lubricadas, arrastrando las partículas de desgaste de la zona de contacto, proporcionando una valiosísima información sobre las partes internas de motores, transformadores, sistema hidráulico y en general de cualquier elemento lubricado.

Por otro lado, el análisis del aceite nos proporciona información sobre su propio estado.

El Análisis Físico-Químicos tiene como objetivo lo siguiente:

- Controlar la calidad del Aceite nuevo.
- Determinar la capacidad del aceite en servicio.
- Diagnosticar las condiciones internas del Equipo o Sistema al que pertenece.
- Proponer las Medidas Correctivas de acuerdo con el estado del aceite, recomendando tratamiento de regeneración si el caso lo amerita.

PRUEBAS CROMATOGRAFICAS

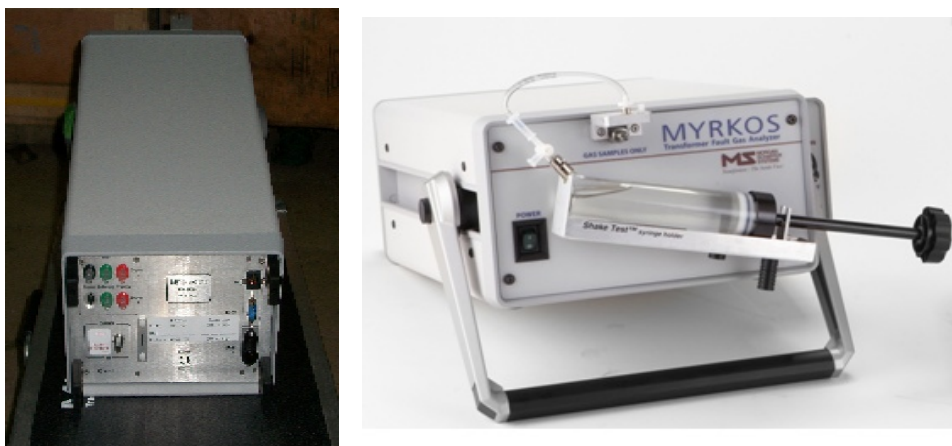


Ilustración 12. Equipo de Prueba Cromatográficas MYRKOS.

La cromatografía es una técnica de análisis de gas, capaz de procesar pequeñas muestras con gran sensibilidad y precisión. Mediante este análisis se detectan fallas incipientes o avanzadas como descargas internas, efectos corona y sobrecalentamientos del aceite o de la celulosa, esto con base en la presencia de gases combustibles tales como Hidrógeno, Monóxido de Carbono, Metano, Etileno, Acetileno y otros como Dióxido de Carbono, etano y oxígeno que no pueden detectarse en un análisis físico-químico de aceite dieléctrico.

La cromatografía de gases permite programar con anticipación la salida de servicio de una unidad para inspección interna si fuere necesario y así evitar una falla inesperada del transformador.

EQUIPOS PARA PRUEBAS ESPECIALES:

Analizador de respuesta en frecuencia de barrido



Ilustración 13. Analizador de Frecuencia de Barrido.

Analizador de respuesta en frecuencia de barrido es aplicado para detectar cambios mecánicos y eléctricos del conjunto del núcleo y devanado de los transformadores de potencia, por medio del método de análisis de respuesta en frecuencia de barrido (SFRA) y se trata de una técnica de medición que permite examinar transformadores sin necesidad del costoso proceso de extracción del aceite.

Aplicaciones:

- ✓ Verificación de los transformadores tras las pruebas de cortocircuito
- ✓ Verificación del buen estado de los transformadores luego del transporte
- ✓ Evaluación del estado tras fallas cercanas al transformador
- ✓ Diagnóstico al activarse una alarma o protección del transformador

CAMARAS TERMOGRAFICAS:



Ilustración 14. a) Cámaras Termográficas b) Prueba en el transformador.

La Termografía Infrarroja es una técnica que permite, a distancia y sin ningún contacto, medir y visualizar temperaturas de superficie con precisión. La Física permite convertir las mediciones de la radiación infrarroja en medición de temperatura, esto se logra midiendo la radiación emitida en la porción infrarroja del espectro electromagnético desde la superficie del objeto, convirtiendo estas mediciones en señales eléctricas.

La radiación infrarroja es la señal de entrada que la cámara Termográfica necesita para generar una imagen de un espectro de colores en el que cada uno de los colores según una escala determinada, significa una temperatura distinta, de manera que la temperatura medida más elevada aparece en color blanco.

MEDICIONES ULTRASONIDOS:



Ilustración 15. a) Equipo Ultrasonidos b) Prueba en el transformador

El equipo de Ultrasonido tiene la técnica de trasladar electrónicamente sonidos de alta frecuencia estas señales las convierte al margen audible de tal modo que el operario pueda escuchar estos sonidos a través de audífonos. Detecta sonidos de alta frecuencia producidos por el equipo operativo, fugas y descargas eléctricas.

En las inspecciones eléctricas las descargas eléctricas se escucha como un sonido de fritura o zumbido en los audífonos, mientras más cerca de la descarga esté el instrumento, más intensa es la señal.

CAPITULO VI

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE CAMPO

Recordemos que toda acción efectiva de mantenimiento preventivo de un transformador, deberá estar orientada hacia proteger el papel aislante del agua y de los productos de oxidación del aceite.

En primer lugar vamos a estudiar la solución al problema de agua en el sistema de aislamiento papel-aceite.

Para resolver este problema se requiere ejecutar un procedimiento de regeneración del aislamiento mediante la remoción de productos insolubles en el aceite, humedad, gases disueltos y secado de papel aislante en donde el vacío es la herramienta más efectiva para lograrlo.

CONCEPTOS APLICABLES EN SECADO DE TRANSFORMADORES EN CAMPO.

Conceptos sobre el vacío:

Medición del vacío:

Si nos referimos al nivel de vacío nos estamos refiriendo siempre al nivel positivo de presión de un gas por encima de la presión de cero, es decir vacío absoluto.

Los diferentes procedimientos de mantenimiento regeneración del sistema de aislamiento, según las recomendaciones del diagnóstico, las podemos clasificar en cuatro grupos:

- Tratamiento al aceite por termovacío y adición de inhibidor
- Secado del transformador
- Regeneración o Desludificación de aislamientos
- Regeneración o Desludificación de aislamientos con secado

Tratamiento al aceite por termovacío y adición de inhibidor

Se define termovacío al tratamiento del aceite aislante utilizando transferencia de calor mediante intercambiadores tipo disipador colocados en el circuito de circulación, que efectúen un calentamiento homogéneo al aceite aislante y dentro del mismo proceso aplicar vacío mediante una bomba de capacidad adecuada en una cámara de aspersión y con un diseño apropiado para la exposición del aceite al vacío que permita desgasificar y deshidratar adecuadamente el aceite de acuerdo al flujo del proceso. Logrando así el objetivo de mantener el aceite del transformador en la franja fuera de lodos y repitiendo esta acción cada que se requiera el transformador nunca va necesitar un procedimiento más largo y costoso. Se debe disponer de equipos de apropiada capacidad de acuerdo al volumen de aceite que tenga el transformador.

Mediante esta decisión logramos alargar en el tiempo el periodo de inducción del aceite y así retardar la llegada de ácidos con las consecuencias negativas ya comentadas.

Secado de transformadores en campo

Todos los métodos de secado de transformadores apuntan hacia un objetivo común:

- ✓ **Remover el agua atrapada en la celulosa y disuelta en el aceite.**

Por tanto se puede definir como un buen método de secado de un transformador, a cualquiera que reduzca en el menor tiempo posible a valores aceptables el nivel de vapor de agua y por consiguiente el contenido de agua en el aislamiento.

Calentamiento por cortocircuito, recirculación de aceite y aplicación de vacío

Este método consiste en calentar los devanados y el aceite colocando en cortocircuito el devanado de baja tensión y aplicando un voltaje apropiado en el devanado de alta tensión.

El secado se efectúa realizando el cortocircuito y se recircula al mismo tiempo el aceite a través de un equipo de tratamiento por termovacío. Una vez alcanzados los niveles de temperaturas deseados (máx. 95° C en los devanados y máx. 85° C en el aceite) se desconecta la alimentación del corto circuito se evacua todo el aceite y se aplica vacío al tanque del transformador. Esta operación se repite cuantas veces sea necesario hasta alcanzar el nivel de humedad deseado en la celulosa en condiciones de equilibrio.

El éxito de éste método depende de:

La correcta aplicación de la tensión de corto circuito garantizando seguridad en cuanto a la temperatura. Correcta aplicación de vacío al transformador después de cada evacuación de la totalidad del aceite.

La capacidad de desplazamiento de la bomba de vacío en m³/hr.

Desventajas:

No siempre es fácil conseguir la alimentación eléctrica apropiada. Se debe tener un cuidado muy especial en el manejo de temperatura vigilando el no ir a deteriorar los aislamientos. Cuando el volumen de aceite es muy grande, proveer tanques de capacidad suficientes para recibir el aceite en cada una de las evacuaciones.

- **Circulación de aceite caliente**

Se hace circular continuamente aceite caliente por el transformador y procesándolo a través de un equipo de termovacuación apropiado y regresando el aceite al transformador tratando de mantener una temperatura alrededor de 85 ° C. Es necesario cubrir el transformador con mantas aislantes térmicas para evitar pérdidas de eficiencia en el proceso.

Desventaja:

Es un método lento. La velocidad de secado depende de la tasa de transferencia de humedad del papel al aceite seco que está entrando al transformador que normalmente es muy baja y por tanto es un proceso demasiado lento. Pretender secar la parte activa de un transformador por este método sencillamente es una utopía.

- **Circulación de aire caliente**

Este método consiste en aplicar inferiormente aire forzado limpio y seco a una temperatura de 95° C dentro del transformador permitiendo que el aire escape por la parte superior. La cantidad del aire se determina con el criterio de garantizar que las temperaturas de entrada y salida de aire sean aproximadamente las mismas. El tanque del transformador debe ser también cubierto con mantas aislantes térmicas para minimizar las pérdidas de energía y prevenir la condensación interna de agua dentro del tanque.

Desventaja:

Si no se tienen cuidados extremos el método puede ser peligroso. Hay que evitar focos calientes cerca del transformador, dado que el aceite tiene un punto de inflamación de 145° C y los papeles están impregnados del mismo, y además hay presencia de oxígeno.

- **Aplicación de vacío únicamente**

Se efectúa aplicando vacío al transformador durante el tiempo que sea necesario hasta que las medidas cualitativas y cuantitativas de contenido de agua en el aislamiento indiquen el fin del proceso. Este método requiere:

a) El uso de una apropiada bomba de vacío que cumpla dos condiciones:

Que alcance un nivel de vacío por debajo de 1mm. de Hg.

Que tenga una capacidad de desplazamiento de gases adecuada al tamaño del transformador debido a que una pequeña cantidad de agua se expande dentro del gran volumen del tanque del transformador.

b) Que el tanque del transformador soporte vacío por debajo de 1mm de Hg.

Los dos métodos que a continuación se describen son los que mayor eficiencia ofrecen:

Método de aspersión de aceite caliente (hot spray)

Para aplicar este proceso se utilizan toberas de aspersión adecuadamente instaladas dentro del transformador de tal manera que el baño cubra todas las bobinas, aplicando al mismo tiempo vacío al transformador.

El aceite que circula dentro del transformador en éste proceso debe cumplir básicamente tres finalidades:

- ✓ Ser agente de transferencia de calor hacia el interior del transformador:
- ✓ Retirar por arrastre la humedad, la cual va a ser eliminada en la cámara de vacío
- ✓ Efectuar un buen lavado al transformador para limpiar impurezas y lodos.

Ventajas:

- ✓ Tiempo reducido del proceso de secado
- ✓ Proceso continuo
- ✓ Lavado de la parte activa del transformador cuando el índice de calidad está por encima de 600.

Desventajas:

La instalación del sistema de toberas dentro del transformador presenta dificultades. El aceite utilizado para el lavado y secado debido a la alta temperatura a que es sometido en este proceso es posible que haya perdido los componentes aromáticos que son los inhibidores naturales contra la oxidación, y los sintéticos si los tuviere ello como efecto del vacío y temperatura a que es sometido el aceite.

Método criogénico (Cold Trap)

Se efectúa por medio de una bomba criogénica que dentro de los géneros de bombas de vacío se le denomina bomba por atrapamiento debido a su principio de operación. Es un dispositivo altamente refrigerante a manera de termo (un cilindro dentro de otro cilindro) que se coloca en la línea de vacío y estimula condensación del vapor de agua que se está extrayendo del transformador mediante la utilización dentro de su cilindro interno de CO₂ sólido que a -70°C logra congelar gran parte de los vapores de agua que pasan a través de la mencionada bomba.

Ventajas:

A temperatura ambiente por encima de 10°C, no se requiere calentamiento de la parte activa, por lo tanto la instalación es simple.

El proceso es rápido y posee un parámetro de control que es la cantidad de agua extraída mediante la medición del condensado en la cámara de la bomba criogénica.

Desventajas:

Para temperaturas ambiente por debajo de 10°C se requiere un calentamiento adicional para mejorar la eficiencia, pues a baja temperatura el vacío necesario para alcanzar el rompimiento de equilibrio de las presiones de vapor de agua es muy bajo.

Regeneración del sistema de aislamiento

Se define como la recuperación de las condiciones del sistema de aislamiento papel-aceite, mediante la remoción de contaminantes y productos de degradación del aceite mineral, tales como compuestos polares ácidos, por medios químicos o adsorbentes.

Parte del principio, de que el mejor disolvente de lodos es el mismo aceite nafténico a la temperatura de punto de anilina, entendiéndose por punto de anilina (Según la Norma ASTM D-61.1) como la temperatura mínima a la cual un volumen dado de anilina es disuelta por un volumen igual de aceite. Se relaciona con el poder solvente del aceite, el cual tiene que ver con el contenido de hidrocarburos aromáticos

(inhibidores Naturales). Al utilizar solventes diferentes al mismo aceite nafténico a temperatura de punto de anilina, se corre el riesgo de afectar el factor de potencia de los aislamientos y del aceite, como también de bajar el punto de inflamación de éste arriesgando con ello la seguridad del transformador.

Proceso de regeneración

Tiene por objeto primordialmente obtener la limpieza total del transformador y en especial de la celulosa hasta dejarlo libre de contaminantes ácidos polares, y en segundo lugar la recuperación del aceite.

Se tienen varios grados de regeneración dependiendo del índice de calidad del aceite, diferenciándose uno del otro por el número de pasadas por el medio absorbente.

Regeneración con 6 a 10 recirculaciones.

Regeneración con 15 recirculaciones (limpieza con aceite caliente)

Desludificación total con recirculaciones. Es el mismo proceso de regeneración, pero con mas numero de pasadas al menos 20 con el fin de remover los ácidos pesados polimerizados, o sea los lodos impregnados en el papel, núcleo , devanados y radiadores.

Consiste en los siguientes pasos:

1. Etapa de tratamiento con tierra fuller

Tierra Fuller es una arcilla adsorbente con base en silicatos de aluminio hidratado la cual se encuentra naturalmente en forma bruta.

Mediante procesos de calcinación se obtiene un producto de gran utilidad que se comporta como sustancia adsorbente de partículas acidas, la cantidad de tierra Fuller requerida depende del estado inicial de acidez (NN) del aceite a tratar y del punto final en NN que se desea alcanzar.

Una vez que el aceite ha pasado por el proceso de tierra Fuller, debe ser tratado adecuadamente en un equipo de termovació para ser sometido a filtrado fino, calentamiento, desgasificado y deshidratado. El aceite tratado primero con la tierra Fuller y luego en el proceso de termovació es introducido nuevamente al transformador a la temperatura superior al punto de anilina (entre 75° C y 85° C) para disolver como dijimos los lodos endurecidos. Al cabo de “n” recirculaciones dependiendo del índice de calidad se habrá logrado la remoción total de las sustancias polares, productos de oxidación o los lodos endurecidos dentro del transformador y hemos logrado nuestro objetivo sin estropear los aislamientos.

2. Etapa de adición de inhibidor

Durante el proceso de tratamiento con tierra Fuller los inhibidores naturales contra oxidación que todavía posea el aceite son también absorbidos por la tierra Fuller; Por tanto es necesario recuperar la estabilidad a la oxidación del aceite. Ello se logra agregando un aditivo sintético en una proporción no mayor a 0.3 % según la Norma ASTM D-3487.

Mantenimientos con el transformador energizado (en caliente) utilizando tecnología de súper-filtración.

Secamiento del transformador

La base de la técnica con que se puede sacar el agua del papel aislante es tomar ventaja del comportamiento tanto del papel aislante como del aceite con respecto al agua en función de la temperatura siendo indispensable para ello que el transformador esté energizado. Recordemos que el papel y el aceite aislante se comportan de manera contraria en relación con el agua dependiendo de la temperatura.

La temperatura es el factor que incide para que el papel disminuya su afinidad con el agua cuando la temperatura aumenta, es decir tiende a liberar agua, mientras que el

aceite tiende a incluir más cantidad de agua bajo esa misma condición térmica. Con base en estos comportamientos y utilizando un equipo que emplee sistemas de súper-filtros con tecnología para sacar el agua disuelta del aceite, y que controle automáticamente las variables críticas que inciden en la seguridad del transformador durante el proceso, lograremos desequilibrar los contenidos de agua en los dos medios aislantes y al final se tendrá como resultado la extracción del agua del papel aislante a transformadores de cualquier potencia sin utilizar sistemas de vacío que hacen más robusto el equipo de tratamiento, menos funcional, menos seguro, y las variables críticas serán más difíciles de controlar.

Cuando se realiza este proceso es necesario tener muy en cuenta y un claro control del flujo y de las presiones de fluido, para evitar que las proporciones propias del transformador vayan actuar tales como el relé buchholz, válvula de sobrepresión, etc.

Ventajas del secado en caliente:

- No interrupción del servicio
- Se logra un secado adecuado al papel aislante.
- Mejoran por tanto los valores de contenido de agua en ppm, rigidez dieléctrica y factor de potencia.
- Se saca provecho del calor interno del transformador, factor clave para que el papel libere agua y el aceite la tome, permitiendo que el equipo extraiga el agua del aceite y, cree un beneficioso desequilibrio entre los dos medios aislantes.
- Aumenta la vida útil del aceite y del transformador.

CONCLUSIONES:

- En la elaboración de este texto hemos podido detallar lo importante que es poner práctica los programas de mantenimiento tales como: predictivo, preventivo, correctivos y el proactivo. Los mismos que nos sirven para conocer y mantener el estado de los equipos garantizando la disponibilidad y confiabilidad de estos.
- La experiencia nos dicta que la vida útil del transformador de potencia enfriado en aceite mineral está en la degradación del sistema aislante y en especial del papel debido a varios factores como son: la humedad, oxígeno, calor y contaminaciones que inciden a este deterioro.
- Aplicando los procedimientos de los mantenimientos predictivos y preventivos podemos conocer los factores que están afectando en buen estado funcional de los transformadores y que los puede llevar a niveles de fallas. Haciendo buen uso de estas herramientas que nos ayudan para poder predecir una falla y diagnosticarla mucho antes que esta suceda tomando decisiones para la ejecución de revisiones, reparaciones determinando las causas y los efectos.
- El análisis fisicoquímico de los aceites nos permite una información sobre la calidad del aceite, indicando sus condiciones químicas, mecánicas y eléctricas, además el análisis fisicoquímico se compone de un grupo de pruebas que son necesarios para determinar la calidad del aceite y establecer en qué estado se encuentra el transformador y estimar las posibles fallas que se están presentando al interior de este y poder determinar un diagnóstico preciso.

- La cromatografía, nos permite detectar a corto plazo y de una forma mucha más sensible los cambios inmediatos en las condiciones operativos del transformador, siguiendo según las metodologías de Rogers y Doernenburg y en especial el triangulo de Duval que explicamos detalladamente.
- En el mantenimiento de transformadores de potencia es necesario el análisis de aceites, ya que mediante diferentes pruebas que permitan conocer el estado funcional del mismo que evite fallas inesperadas en los transformadores.
- Una vez analizadas y estudiadas las diferentes pruebas eléctricas, físicas y químicas realizadas al sistema de aislamiento de un transformador en aceite se puede concluir que el análisis cromatográfico del aceite de un transformador constituye una herramienta poderosa a la hora de emitir un diagnostico del estado del transformador.
- Habiéndose hecho un estudio de los diferentes procesos que ayudan a eliminar la humedad del sistema de aislamiento de un transformador, se puede concluir que el más efectivo es aquel que aplica calor y vacío a dicho sistema. Adicionalmente a la eliminación de la humedad, este proceso elimina el oxígeno existente en el interior del transformador, reduciendo así la posibilidad de que ocurra la oxidación del aceite de manera más acelerada.

RECOMENDACIONES:

- Se debe tener claro que ninguno de los resultados de las pruebas, ya sean eléctricas, físico químicas o especiales, representan un condicionante irrestricto sobre el estado del transformador. Es importante un análisis que abarque diferentes pruebas cuya interpretación de los resultados deben complementarse entre sí. A más de esto es imperioso el análisis de tendencias de las mismas.
- Los análisis de las pruebas de diagnóstico del equipo, se rigen mediante una serie de normas establecidas internacionalmente. Sin embargo, es importante tomar en cuenta que no todos los transformadores son iguales, operan bajo las mismas condiciones ambientales y de carga o han tenido las mismas contingencias. Por esta razón, es necesario flexibilizar los límites de los preceptos establecidos en las condiciones que se considere necesarias.
- Se recomienda tener claro lo que se debe realizar en el transformador luego de que se ha diagnosticado alguna situación anormal.
- Se recomienda que el plan de mantenimiento efectivo, debe estar basado en un proceso de realimentación continua, es decir, que toda información generada por un proceso de análisis de novedades constituyan un referente para la continuación o modificación del plan de mantenimiento.
- Presentar indicadores de la gestión del mantenimiento para poder evaluar con criterio el proceso implementado. Es importante priorizar el manejo de la información ya que esto representa un recurso inmejorable para los análisis de efectividad de los planes de mantenimiento implantados.

- Se recomienda Implementar programas que automaticen el diagnóstico de los transformadores, tanto para pruebas físico químicas, como para pruebas eléctricas homogenizando reportes e informes, para así obtener herramientas más prácticas que ayuden en la toma de decisiones.

Bibliografía

- Mantenimiento de Transformadores. Ing. Ernesto Gallo.
- A Guide to Transformer Maintenance, SD Myers 1980.
- Pruebas de Rutina en Transformadores de Potencia CENCASEL CIA.
- ASTM “1989-1994-Electrical Insulated liquid and gases.
- www.transequipos.com
- www.Megger.com
- www.directindustry.es
- es.wikipedia.org

ANEXOS

Table 1 – Test limits for shipments of new mineral insulating oil as received from the supplier

Test and method	Limit value
Dielectric strength ^a , ASTM D1816-97, kV minimum, 1 mm gap ^b : 2 mm gap ^b :	20 35
Dissipation factor (power factor), ASTM D924-99e1 25 °C, % maximum: 100 °C, % maximum:	0.05 0.30
Interfacial tension, ASTM D971-99a, mN/m minimum:	40
Color, ASTM D1500-98, ASTM units maximum:	0.5
Visual examination, ASTM D1524-94 (1999):	Bright and clear
Neutralization number (acidity), ASTM D974-02 mg KOH/g maximum:	0.015 ^c
Water content, ASTM D1533-00 mg/kg maximum ^d :	25 ^c
Oxidation inhibitor content when specified, ASTM D2668-96 Type I oil, % maximum: Type I oil, % minimum: Type II oil, % maximum: Type II oil, % minimum:	0.08 0.0 0.3 >0.08
Corrosive sulfur, ASTM D1275-96a	Not corrosive
Relative density (specific gravity), ASTM D1298-99 15 °C/15 °C maximum:	0.91

^aOil dielectric testing in accordance with ASTM D877-00 has been replaced by ASTM D1816-97 in Table 1. See 5.2.1.

^bAlternate measurements of 0.04 in and 0.08 in respectively for gaps.

^cThis value is more stringent than the ASTM D3487-00 requirement.

^dEquivalent measurement is parts per million, ppm.

**Table 2— Test limits for new mineral insulating oil received
in new equipment, below 230 kV, prior to energization**

Test and method	Value for voltage class	
	≤ 69kV	> 69 – <230 kV
Dielectric strength ^a , ASTM D1816-97, kV minimum, 1 mm gap ^b : 2 mm gap ^b :	25 45	30 52
Dissipation factor (power factor), ASTM D924-99e1, 25 °C, % maximum: 100 °C, % maximum:	0.05 0.40	0.05 0.40
Interfacial tension, ASTM D971-99a, mN/m minimum:	38	38
Color, ASTM D1500-98, ASTM units maximum:	1.0	1.0
Visual examination, ASTM D1524-94 (1999):	Bright and clear	Bright and clear
Neutralization number (acidity), ASTM D974-02, mg KOH/g maximum:	0.015 ^c	0.015 ^c
Water Content, ASTM D1533-00, mg/kg maximum ^d :	20	10
Oxidation inhibitor content when specified, ASTM D2668-96, Type I oil, % maximum: Type I oil, % minimum: Type II oil, % maximum: Type II oil, % minimum:	- - 0.3 >0.08	0.08 0.0 0.3 >0.08
^a Oil dielectric testing in accordance with ASTM D877-00 has been replaced by ASTM D1816-97 in Table 2. See 5.2.1. ^b Alternate measurements of 0.04 in and 0.08 in respectively for gaps. ^c This value is more stringent than the ASTM D3487-00 requirement. ^d Equivalent measurement is parts per million, ppm.		

Table 3—Test limits for new mineral insulating oil processed for equipment, 230 kV class and above, prior to energization

Test and method	Value for voltage class	
	≥ 230 kV – < 345 kV	345 kV and above
Dielectric strength, ASTM D1816-97, kV minimum, 1 mm gap ^a : 2 mm gap ^a :	32 55	35 60
Dissipation factor (power factor), ASTM D924-99e1, 25 °C, % maximum: 100 °C, % maximum:	0.05 0.30	0.05 0.30
Interfacial tension, ASTM D971-99a, mN/m minimum:	38	38
Color, ASTM D1500-98, ASTM units maximum:	1.0	0.5
Visual examination, ASTM D1524-94 (1999):	Bright and clear	Bright and clear
Neutralization number (acidity), ASTM D974-02, mg KOH/g maximum:	0.015 ^b	0.015 ^b
Water content, ASTM D1533-00, mg/kg maximum ^d :	10	10
Total dissolved gas, ASTM D2945-90 (1998):	0.5% or per manufacturer's requirements ^c .	0.5% or per manufacturer's requirements ^c .
^a Alternate measurements of 0.04 in and 0.08 in respectively for gaps. ^b This value is more stringent than the ASTM D3487-00 requirement. ^c This value should be obtained from a sample collected 24 to 48 h after the transformer is filled, and applies only to transformers with diaphragm conservator systems. ^d Equivalent measurement is parts per million, ppm.		

ANEXOS

METODOS DE INTEPRETACION DE LA CROMATOGRAFIA DE GASES

GASES	RANGO NORMAL	RANGO ANORMAL	INTERPRETACIÓN
H ₂	< 150	> 1000	ARQUEO CORONA
CO ₂	< 10000	> 15000	SOBRECALENTAMIENTO SEVERO
C ₂ H ₄	< 20	> 150	SOBRECALENTAMIENTO SEVERO
C ₂ H ₆	< 10	> 35	SOBRECALENTAMIENTO LOCAL
C ₂ H ₂	< 15	> 70	ARQUEO
O ₂	0.2 - 3.5 %	NO ANORMAL	
N ₂	1.0 - 10 %	NO ANORMAL	
CH ₄	< 25	> 80	CHISPORROTEO
CO	< 500	> 1000	SOBRECALENTAMIENTO SEVERO
COMBUSTIBLES	0.03 - 0.5 %	> 0.5 %	

TABULACION DE ROGERS Y/O CEGB

CH ₄ H ₂	C ₂ H ₆ CH ₄	C ₂ H ₄ C ₂ H ₆	C ₂ H ₂ C ₂ H ₄	DIAGNOSTICO
0	0	0	0	DESGASTE NORMAL
5	0	0	0	DESCARGA PARCIAL
1 o 2	0	0	0	LIGERO SOBRECALENTAMIENTO DE 150 °C
1 o 2	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO DE 150 A 200 °C
0	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO DE 200 A 300 °C
0	0	1 o 2	0	SOBRECALENTAMIENTO DE CONDUCTORES
1	0	1	0	CORRIENTES CIRCULARES EN DEVANADO
1	0	2	0	CORR. NUCLEO Y TANQUE. UNIONES CALIENTES
0	0	0	1	FLASHEO CON BAJO FLUJO
0	0	2	2	CHISPORROTEO CONTINUO DE POTENCIAL VARIABLE
5	0	0	1 o 2	DESCARGA PARCIAL CON HUELLA
0	0	1 o 2	1 o 2	ARCO CON FUERTE FLUJO

METODO DE ROGERS

Se basa en relacionar los cinco gases primarios de la descomposición del aceite de acuerdo a su aparición según sea la temperatura relativa de la falla.

REL	RANGO	CODIGO
CH ₄ H ₂	< 0.1	5
	>0.1 < 1.0	0
	≥ 1.0 < 3.0	1
	≥ 3.0	2
C ₂ H ₆ CH ₄	< 1.0	0
	≥ 1.0	1
C ₂ H ₄ C ₂ H ₆	< 1.0	0
	≥ 1.0 < 3.0	1
	≥ 3.0	2
C ₂ H ₂ C ₂ H ₄	< 0.5	0
	≥ 0.5 < 3.0	1
	≥ 3.0	2

PRUEBAS ELECTRICAS

CENTRAL TERMICA TRINITARIA DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ELECTRICO

EQUIPO: TRANSFORMADOR PRINCIPAL MT1			
MARCA: ABB	N° SERIE:		
POTENCIA: 90/120/160 MVA		CONEX. ALTA: Y	CONEX. BAJA: Δ
FRECUENCIA: 60HZ.	VP: 138kV.	VS: 13,8 Kv	Grupo: YNd1

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

EQUIPO DE PRUEBA:	TRANSFORMER OHMMETER Ser. 46643		MARCA: AVO
TEMP: DEVAN. / ACEITE	31°C / 31°C		FECHA:
TEMP. AMB./HUMEDAD.	31°C / 65%		20/04/2009
TERMINALES ALTA	MEDICION	ESCALA	OBSERVACION TAP OPERACION: 3
U-V	0,1225	500mA/2 ohm	
V-W	0,123		
W-V	0,123		
TERMINALES BAJA	MEDICION	ESCALA	
U-V	2,07	5A/20 mohm	
U-W	2,07		
V-W	2,07		

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

EQUIPO DE PRUEBA:	MEGGER SERIE 1-5000		MARCA: AVO
TEMP. DEVAN. / ACEITE	31°C / 31°C		FECHA:
TEMP. AMB./HUMEDAD.	31°C / 65%		20/04/2009
CONEXIÓN:	ALTA-TIERRA	BAJA-TIERRA	ALTA-BAJA
VOLTAJE DE PRUEBA:	5000 Vdc	5000 Vdc	5000 Vdc
TIEMPO	GΩ	GΩ	GΩ
15"	6,2	2,3	6,5
30"	6,5	2,5	6,7
45"	6,8	3,1	7
1'	7	3,2	7,1
2'	7,5	3,4	8
3'	8	3,5	8,4
4'	8,5	3,8	8,8
5'	8,7	3,9	9,2
6'	8,8	4,1	9,4
7'	8,9	4,3	9,6
8'	9	4,5	10
9'	9,18	5	10,2
10'	9,2	5,2	10,3
INDICE DE POLARIZACION	1,31	1,62	1,45
INDICE DE ABSORCION	1,07	1,28	1,05

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

EQUIPO DE PRUEBA:	TTR	MARCA: BIDDLE	SERIE:
TEMP. AMB./HUMEDAD: 33,1°C / 52		TEMP. DEVAN. / ACEITE 31°C / 31°C	
FASES	N1/N2	I (mA)	FECHA:
fase U (H1) ~u (LX1)	6,05	8	20/04/2009
fase V (H2) ~u (LX2)	6,05	7	
fase U (H3) ~u (LX3)	6,05	8	

OBSERVACIONES:

LAS PRUEBAS INDICAN CORRECTO ESTADO ELECTRICO DEL TRANSFORMADOR
EN LOS BUSHING'S NO SE ENCONTRARON FUGAS DE ACEITE EN LOS LADOS DE 13.8kV.

Realizado por:	Aprobado por:
----------------	---------------

CENTRAL TERMICA TRINITARIA
DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ELECTRICO

EQUIPO: TRANSFORMADOR PRINCIPAL MT1			
MARCA: ABB	N° SERIE:		
POTENCIA: 90/120/160 MVA	CONEX. ALTA: Y	CONEX. BAJA: Δ	
FRECUENCIA: 60HZ.	VP: 138kV.	VS: 13,8 Kv	Grupo: YNd1

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS			
EQUIPO DE PRUEBA:	TRANSFORMER OHMETER Ser. 46643	MARCA: AVO	
TEMP. DEVAN. / ACEITE	30°C / 30°C	FECHA:	
TEMP. AMB./HUMEDAD.	33,9°C / 55%	20/03/2008	
TERMINALES ALTA	MEDICION	ESCALA	OBSERVACION TAP OPERACION: 3
U-V	0,1225	500mA/2 ohm	
V-W	0,123		
W-V	0,123		
TERMINALES BAJA	MEDICION	ESCALA	
U-V	2,07	5A/20 mohm	
U-W	2,07		
V-W	2,07		

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

EQUIPO DE PRUEBA:	MEGGER SERIE 1-5000		MARCA: AVO
TEMP. DEVAN. / ACEITE	30°C / 30°C		FECHA:
TEMP. AMB./HUMEDAD.	33,1°C / 52%		20/03/2008
CONEXIÓN:	ALTA-TIERRA	BAJA-TIERRA	ALTA-BAJA
VOLTAJE DE PRUEBA:	5000 Vdc	5000 Vdc	5000 Vdc
TIEMPO	GΩ	GΩ	GΩ
15"	6,14	2,48	6,75
30"	6,66	2,78	6,98
45"	6,99	3,03	7,13
1'	7,18	3,31	7,33
2'	7,85	3,86	8,17
3'	8,2	3,72	8,58
4'	8,67	3,91	8,94
5'	8,9	4,05	9,32
6'	9,1	4,03	9,6
7'	8,87	4,6	9,78
8'	8,87	4,5	10,2
9'	9,18	5,14	10,3
10'	9,15	5,13	10,6
INDICE DE POLARIZACION	1,27	1,55	1,45
INDICE DE ABSORCION	1,08	1,19	1,05

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

EQUIPO DE PRUEBA:	TTR	MARCA: BIDDLE	SERIE:
TEMP. AMB./HUMEDAD: 33,1°C / 52		TEMP. DEVAN. / ACEITE 30°C / 30°C	
FASES	N1/N2	I (mA)	FECHA:
fase U (H1) -u (LX1)	6,0359	8	20/03/2008
fase V (H2) -u (LX2)	6,0359	6	
fase U (H3) -u (LX3)	6,0359	8	

OBSERVACIONES:

LAS PRUEBAS INDICAN CORRECTO ESTADO ELECTRICO DEL TRANSFORMADOR
EN LOS BUSHING'S NO SE ENCONTRARON FUGAS DE ACEITE EN LOS LADOS DE 13.8KV.

Realizado por:	Aprobado por:
----------------	---------------

CENTRAL TERMICA TRINITARIA
DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ELECTRICO

EQUIPO: TRANSFORMADOR PRINCIPAL MT1			
MARCA: ABB	N° SERIE:		
POTENCIA: 90/120/160 MVA		CONEX. ALTA: Y	CONEX. BAJA: Δ
FRECUENCIA: 60HZ.	VP: 138kV.	VS: 13,8 Kv	Grupo: Yd1

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS			MARCA: AVO
EQUIPO DE PRUEBA:	TRANSFORMER OHMETER Ser. 48843		FECHA: 08/08/2007
TEMP: DEVAN. / ACEITE	30°C / 30°C		
TEMP. AMB./HUMEDAD.	35,5°C / 65%		
TERMINALES ALTA	MEDICION	ESCALA	OBSERVACION TAP OPERACION: 3
U-T	0,121	500mA/2 ohm	
V-T	0,121		
W-T	0,121		
TERMINALES BAJA	MEDICION	ESCALA	
U-V	2,06	5A/20 mohm	
U-W	2,06		
V-W	2,06		

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

EQUIPO DE PRUEBA:	MEGGER SERIE 5000 V.		MARCA: AVO
TEMP: DEVAN. / ACEITE	26°C / 30°C		FECHA:
TEMP. AMB./HUMEDAD.	35,5°C / 65%		08/08/2007
CONEXIÓN:	ALTA-TIERRA	BAJA-TIERRA	ALTA-BAJA
VOLTAJE DE PRUEBA:	5000 Vdc	5000 Vdc	5000 Vdc
TIEMPO	GΩ	GΩ	GΩ
15"	2,74	1,14	7,79
30"	3,07	1,2	8,24
45"	3,31	1,23	8,51
1'	3,47	1,26	9,71
2'	3,86	1,3	10,3
3'	4,2	1,35	10,6
4'	4,48	1,39	11,9
5'	4,63	1,41	12,4
6'	4,89	1,53	12,8
7'	5,06	1,56	13,1
8'	5,41	1,66	13,2
9'	5,74	1,86	13,8
10'	5,52	1,83	13,8
INDICE DE POLARIZACION	1,59	1,45	1,42
INDICE DE ABSORCION	1,13	1,05	1,17

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

EQUIPO DE PRUEBA:	TTR	MARCA: MEGGER	SERIE: 9912577
TEMP. AMB./HUMEDAD: 26°C / 60%		TEMP: DEVAN. / ACEITE 28°C / 28°C	
FASES	N1/N2 = 6,0245	I (mA)	FECHA: 25/07/2007
fase U (H1) -u (LX1)	6,0332	5,96	
fase V (H2) -u (LX2)	6,0325	4,89	
fase U (H3) -u (LX3)	6,0333	6,381	

OBSERVACIONES:

LAS PRUEBAS INDICAN CORRECTO ESTADO ELECTRICO DEL TRANSFORMADOR

SE CORRIJE UNA FUGA DE ACEITE POR RADIADOR

SE CAMBIA EL RELE BUCCHHOLZ

Realizado por:	Aprobado por:
-----------------------	----------------------

CENTRAL TERMICA TRINITARIA
DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ELECTRICO

EQUIPO: TRANSFORMADOR PRINCIPAL MT1			
MARCA: ABB	N° SERIE:		
POTENCIA: 90/120/160 MVA	CONEX. ALTA: Y	CONEX. BAJA: Δ	
FRECUENCIA: 60HZ.	VP: 138kV.	VS: 13,8 Kv	Grupo: Yd1

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

EQUIPO DE PRUEBA:	TRANSFORMER OHMETER Ser. 46643		MARCA: AVO
TEMP: DEVAN. / ACEITE	30°C / 30°C		FECHA:
TEMP. AMB./HUMEDAD.	33,5°C / 65%		01/09/2006
TERMINALES ALTA	MEDICION	ESCALA	OBSERVACION TAP OPERACION: 3
U-T	0,121	500mA/2 ohm	
V-T	0,121		
W-T	0,121		
TERMINALES BAJA	MEDICION	ESCALA	
U-V	2,11	5A/20 mohm	
U-W	2,11		
V-W	2,11		

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

EQUIPO DE PRUEBA:	MEGGER SERIE 5000 V.		MARCA: AVO
TEMP: DEVAN. / ACEITE	30°C / 31,1°C		FECHA:
TEMP. AMB./HUMEDAD.	33,5°C / 66%		01/09/2006
CONEXIÓN:	ALTA-TIERRA	BAJA-TIERRA	ALTA-BAJA
VOLTAJE DE PRUEBA:	5000 Vdc	5000 Vdc	5000 Vdc
TIEMPO	GΩ	GΩ	GΩ
15"	6,7	4,5	3,8
30"	7,2	5,4	3,8
45"	8,2	5,9	4,1
1'	9,5	6,5	4,25
2'	11,4	6,8	4,8
3'	12	7,25	5,5
4'	12,8	7,56	5,8
5'	13,5	8,21	5,9
6'	14,5	8,54	6,1
7'	14,9	9,1	6,21
8'	15,2	9,78	6,45
9'	16,2	10,4	6,87
10'	17,4	12,4	6,9
INDICE DE POLARIZACION	1,83	1,91	1,62
INDICE DE ABSORCION	1,31	1,2	1,11

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

EQUIPO DE PRUEBA:	TTR	MARCA: BIDDLE	
TEMP. AMB./HUMEDAD: 26°C / 60%		TEMP: DEVAN. / ACEITE 29°C / 29°C	
FASES	N1/N2 = 6,0246	I (mA)	FECHA:
fase U (H1) -u (LX1)	6,037	9	01/09/2006
fase V (H2) -u (LX2)	6,037	7	
fase U (H3) -u (LX3)	6,037	9	

OBSERVACIONES:

LAS PRUEBAS INDICAN CORRECTO ESTADO ELECTRICO DEL TRANSFORMADOR

Realizado por:	Aprobado por:
----------------	---------------

CENTRAL TÉRMICA TRINITARIA
DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ELECTRICO

EQUIPO: TRANSFORMADOR PRINCIPAL MT1			
MARCA: ABB	N° SERIE:		
POTENCIA: 90/120/160 MVA	CONEX. ALTA: Y	CONEX. BAJA: Δ	
FRECUENCIA: 60HZ.	VP: 138kV.	VS: 13,8 Kv	Grupo: Yd1

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

EQUIPO DE PRUEBA:	TRANSFORMER OHMETER Ser. 46643		MARCA: AVO
TEMP: DEVAN. / ACEITE	24°C / 24°C		FECHA:
TEMP. AMB./HUMEDAD.	25,5°C / 67%		03/07/2004
TERMINALES ALTA	MEDICION	ESCALA	OBSERVACION TAP OPERACION: 3
U-T	0,125	50mA/2 ohm	
V-T	0,125		
W-T	0,125		
TERMINALES BAJA	MEDICION	ESCALA	
U-V	2,03	5A/20 mohm	
U-W	2,034		
V-W	2,034		

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

EQUIPO DE PRUEBA:	MEGGER SERIE 1-5000		MARCA: AVO
TEMP: DEVAN. / ACEITE	31°C / 32°C		FECHA:
TEMP. AMB./HUMEDAD.	31°C / 66%		03/03/2004
CONEXIÓN:	ALTA-TIERRA	BAJA-TIERRA	ALTA-BAJA
VOLTAJE DE PRUEBA:	5000 Vdc	5000 Vdc	5000 Vdc
TIEMPO	Gn	Gn	Gn
15"	15,3	10,2	2,65
30"	16,2	10,5	4,22
45"	17	12,4	4,73
1'	17,8	13,9	5,15
2'	20,4	15,7	6,56
3'	22,4	17,3	6,86
4'	24	18,5	7,24
5'	25,4	19,7	7,61
6'	62,2	20,7	7,78
7'	27,1	21,7	7,92
8'	27,9	22,5	8,24
9'	28,7	23,5	8,35
10'	29,4	24	8,53
INDICE DE POLARIZACION	1,65	1,73	1,66
INDICE DE ABSORCION	1,1	1,32	1,22

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

EQUIPO DE PRUEBA:	TTR	MARCA: BIDDLE	SERIE:
TEMP. AMB./HUMEDAD: 31°C / 70%		TEMP: DEVAN. / ACEITE 29°C / 29°C	
FASES	N1/N2	I (A)	FECHA:
fase U (H1) -u (LX1)	6,035	8	03/03/2004
fase V (H2) -u (LX2)	6,035	6	
fase U (H3) -u (LX3)	6,035	8	

OBSERVACIONES:

LAS PRUEBAS INDICAN CORRECTO ESTADO ELECTRICO DEL TRANSFORMADOR

Realizado por:	Aprobado por:
----------------	---------------

CENTRAL TERMICA TRINITARIA

DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ELECTRICO

EQUIPO: TRANSFORMADOR PRINCIPAL MTI			
MARCA: ABB	N° SERIE:		
POTENCIA: 90/120/160 MVA	CONEX. ALTA: Y	CONEX. BAJA: Δ	
FRECUENCIA: 60HZ.	VP: 138kV.	VS: 13,8 Kv	Grupo: YNd1

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

EQUIPO DE PRUEBA:		MEGGER SERIE 1-5000		MARCA: AVO
TEMP: DEVAN. / ACRITE		28°C / 28°C		FECHA: 27/05/2002
TEMP. AMB./HUMEDAD.		27°C / 67%		
TERMINALES ALTA	MEDICION	ESCALA		OBSERVACION TAP OPERACION: 3
U-T	0,128	500mA/2 ohm		
V-T	0,129			
W-T	0,129			
TERMINALES BAJA	MEDICION	ESCALA		
U-V	2,06	5A/2 mohm		
U-W	2,07			
V-W	2,06			

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

EQUIPO DE PRUEBA:	MEGGER SERIE 1-5000		MARCA: AVO
TEMP: DEVAN. / ACEITE	28°C / 28°C		FECHA:
TEMP. AMB./HUMEDAD.	27°C / 67%		27/05/2002
CONEXIÓN:	ALTA-TIERRA	BAJA-TIERRA	ALTA-BAJA
VOLTAJE DE PRUEBA:	5000 Vdc	5000 Vdc	5000 Vdc
TIEMPO	Gn	Gn	Gn
15"	8,12	0,335	11,5
30"	9,21	0,35	12,5
45"	10	0,361	12,7
1'	10,6	0,366	14
2'	11,7	0,422	16,6
3'	12,7	0,435	17,7
4'	13,3	0,43	18,8
5'	13,6	0,415	19,5
6'	13,8	0,416	19,1
7'	14,7	0,414	21,1
8'	15	0,49	21,2
9'	15,5	0,49	22
10'	15,9	0,5	20,6
INDICE DE POLARIZACION	1,5	1,37	1,47
INDICE DE ABSORCION	1,15	1,05	1,12

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

EQUIPO DE PRUEBA:	TTR	MARCA: BIDDLE	SERIE:
TEMP. AMB./HUMEDAD: 33°C / 70%	TEMP: DEVAN. / ACEITE 29°C / 29°C		
FASES	N1/N2	I (mA)	FECHA: 28/05/2002
fase U (H1) -u (LX1)	6,0388	8	
fase V (H2) -u (LX2)	6,037	6	
fase U (H3) -u (LX3)	6,037	8	

OBSERVACIONES: Observar los valores obtenidos en la prueba con conexión

BAJA-TIERRA los datos de resistencia de aislamiento se incrementan y luego disminuyen

Realizado por:	Aprobado por:
----------------	---------------

PRUEBAS FISICA-QUIMICA

INFORME DE RESULTADOS DE ANÁLISIS FÍSICO - QUÍMICOS

N° 4972 - 10

Cliente: Celec -Central Térmica Trinitaria *Atención:* Ing. Wilson Leones
Dirección: Av. 6 de diciembre y Orellana esquina. Edf. Transelectric

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

<i>Fecha Recepción:</i> 4 de Febrero de 2010	<i>Fecha Análisis:</i> 18 de Febrero de 2010
<i>Código Muestra:</i> 4659-10	<i>Tipo de Muestra:</i> Aceite Aislante
<i>Equipo:</i> Transformador MT1	<i>Serie:</i> 88546
<i>Ubicación:</i> S/E Boca Toma	<i>% de Carga:</i> 96%
<i>Fabricante:</i> ABB	<i>Año Fabricación:</i> 1996
<i>Potencia:</i> 160000 KVA	<i>Tensión:</i> 144/13.8 KV

RESULTADOS

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES (*)	RESULTADOS
1	Color	°n	D-1500	Aceptable: < 3.5 Inaceptable: ≥ 3.5	0.5
2	Examen Visual	-	D-1524	--	Claro Brillante
3	Gravedad Específica	60/60 °F	D-1298	Aceptable: 0.84-0.91 Cuestionable: < 0.84 Inaceptable: > 0.91	0.8811
4	Contenido de Agua	ppm	D-1533	Aceptable: < 30 Cuestionable: 30 - 34.9 Inaceptable: ≥ 35	15.01
5	Rigidez Dieléctrica	KV	D-877	Mínimo: 30	44.9
6	Punto de Inflamación	°C	D-92	Mínimo: 140	
7	Viscosidad a 40 °C	cSt	D-445	Máximo: 12	
8	Número de Acidez	mg KOH/gr	D-974	Aceptable: ≤ 0.05 Cuestionable: 0.06 - 0.1 Inaceptable: > 0.1	0.006
9	Tensión Interfacial	Dinas/cm	D-971	Aceptable: ≥ 32 Cuestionable: 28 - 31.9 Inaceptable: < 27.9	35.66
10	Índice de Calidad	-	-	-	5943
11	Factor de Potencia 25 °C	%	D-924	Ac. Nuevos - Máx.: 0.05	
12	Factor de Potencia 100 °C	%	D-924	Ac. Nuevos - Máx.: 0.3	
13	Contenido de PCB's	ppm	USEPA SW-846	No contaminado: < 50 Contaminado: 50 - 500 PCB's puro: ≥ 500	5.82
14	Azufre Corrosivo	-	D-1275	Corrosivo: C No Corrosivo: NC	
15	Punto de Anilina	°C	D-611	Aceites Nuevos: 92	71

(*) Criterios de la Cia S.D. Myers - USA, estimados a partir de la base de datos de investigación en más de 200 000 muestras por año.

Observaciones: Por el Índice de Calidad el aceite es considerado: **Aceite Bueno**

Se recomienda realizar un nuevo análisis físico - químico de control en un año.

Realizado por:

Supervisado por:

Ing. Patricia Yépez
ANALISTA QUÍMICA

Ing. Sonia Álvarez
GERENTE - SERTINLAB

INFORME DE RESULTADOS DE ANÁLISIS FÍSICO - QUÍMICOS

Nº 4448 - 09

Cliente: CELEC - Electroguayas

Central: Térmica Trinitaria

Dirección: Cooperativa Santiaguito Roldós - Guayaquil

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción: 11 de Junio de 2009

Fecha Análisis: 11 de Junio de 2009

Código Muestra: 3665-09

Tipo de Muestra: Aceite Aislante

Equipo: Transformador MT1

Serie: 88.546

Ubicación: Boca Toma

% de Carga: 100

Fabricante: ABB

Año Fabricación: 1996

Potencia: 160000 KVA

Tensión: 13.8/144 KV

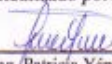
RESULTADOS

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARÁMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	Color	°n	D-1500	Acceptable: < 3.5 Inacceptable: ≥ 3.5	0.5
2	Examen Visual	-	D-1524	--	Claro Brillante
3	Gravedad Específica	60/60 °F	D-1298	Acceptable: 0.84-0.91 Cuestionable: < 0.84 Inacceptable: > 0.91	0.8816
4	Contenido de Agua	ppm	D-1533	Acceptable: < 30 Cuestionable: 30 - 34.9 Inacceptable: ≥ 35	12.33
5	Rigidez Dieléctrica	KV	D-877	Mínimo: 30	42.6
6	Punto de Inflamación	°C	D-92	Mínimo: 140	
7	Viscosidad a 40 °C	cSt	D-445	Máximo: 12	
8	Número de Acidez	mg KOH/gr	D-974	Acceptable: ≤ 0.05 Cuestionable: 0.06 - 0.1 Inacceptable: > 0.1	0.006
9	Tensión Interfacial	Dinas/cm	D-971	Acceptable: ≥ 32 Cuestionable: 28 - 31.9 Inacceptable: < 27.9	33.45
10	Índice de Calidad	-	-	-	5970
11	Factor de Potencia 25 °C	%	D-924	Ac. Nuevos - Máx.: 0.05	
12	Factor de Potencia 100 °C	%	D-924	Ac. Nuevos - Máx.: 0.3	
13	Contenido de PCB's	ppm	USEPA SW-846	No contaminado: < 50 Contaminado: 50 - 500 PCB's puro: ≥ 500	
14	Azufre Corrosivo	-	D-1275	Corrosivo: C No Corrosivo: NC	
15	Punto de Anilina	°C	D-611	Aceites Nuevos ≈ 92	

Observaciones: Por el Índice de Calidad el aceite es considerado: **Aceite Bueno**

Se recomienda realizar un nuevo análisis físico - químico de control en un año.

Realizado por:


Ing. Patricia Yépez
ANALISTA QUÍMICA



Supervisado por:


Ing. Sonia Álvarez
GERENTE - SERTINLAB

INFORME DE RESULTADOS DE ANÁLISIS FÍSICO - QUÍMICOS

N° 3209 - 08

Cliente: Electroguayas

Central: Térmica Trinitaria

Dirección: Coop. Santiaguito Roldós - Guayaquil

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha Recepción: 5 de Mayo de 2008

Fecha Análisis: 7 de Mayo de 2008

Código Muestra: 1601-08

Tipo de Muestra: Aceite Aislante

Equipo: Transformador MT1

Serie: 88.546

Ubicación: Boca Toma

% de Carga: 70

Fabricante: ABB Transformer

Año Fabricación: 1996

Potencia: 160000 KVA

Tensión: 13.8 / 144 KV

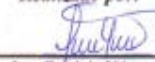
RESULTADOS

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARÁMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	Color	"n	D-1500	Acceptable: < 3.5 Inaceptable: ≥ 3.5	0.5
2	Examen Visual	-	D-1524	--	Claro Brillante
3	Gravedad Específica	60/60 °F	D-1298	Acceptable: 0.84-0.91 Cuestionable: < 0.84 Inaceptable: > 0.91	0.8877
4	Contenido de Agua	ppm	D-1533	Acceptable: < 30 Cuestionable: 30 - 34.9 Inaceptable: ≥ 35	12.18
5	Rigidez Dieléctrica	KV	D-877	Mínimo: 30	57
6	Punto de Inflamación	°C	D-92	Mínimo: 140	
7	Viscosidad a 40 °C	cSt	D-445	Máximo: 12	
8	Número de Acidez	mg KOH/gr	D-974	Acceptable: ≤ 0.05 Cuestionable: 0.06 - 0.1 Inaceptable: > 0.1	0.007
9	Tensión Interfasial	Dinas/cm	D-971	Acceptable: ≥ 32 Cuestionable: 28 - 31.9 Inaceptable: < 27.9	32.32
10	Índice de Calidad	-	-	-	4646
11	Factor de Potencia 25 °C	%	D-924	Ac. Nuevos - Máx.: 0.05	
12	Factor de Potencia 100 °C	%	D-924	Ac. Nuevos - Máx.: 0.3	
13	Contenido de PCB's	ppm	USEPA SW-846	No contaminado: < 50 Contaminado: 50 - 500 PCB's puro: ≥ 500	
14	Azufre Corrosivo	-	D-1275	Corrosivo: C No Corrosivo: NC	
15	Punto de Anilina	°C	D-611	Aceites Nuevos = 92	70.4

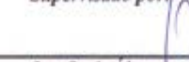
Observaciones: Por el Índice de Calidad el aceite es considerado: **Aceite Bueno**

Se recomienda realizar un nuevo análisis físico - químico de control en un año.

Realizado por:


Ing. Patricia Yépez
ANALISTA QUÍMICA

Supervisado por:


Ing. Sonia Álvarez
GERENTE - SERTINLAB

- Los resultados contenidos en este reporte corresponden a la muestra analizada bajo las condiciones de prueba.
- Se prohíbe la reproducción total o parcial de este documento sin autorización previa.

James Gonzales
Sist. digital de control
Calle el Zurriago 2-06
Cuenca Ecuador

Analysis Date: July 12, 2007
Client Number: ZSD01
MS Reference Number: L608-2
Analyzed by: YG
Verified by: PH

OIL TEST REPORT

SAMPLE IDENTIFICATION

EQUIPT DESC.:	MT-1 Trans. P.	APP. TYPE:	LOCATION:	Electroguayas/Trinitaria	
MANUFACTURER:		WORK ORDER:	SERIAL No:	NO.00546	
KV:	149	SYRINGE NO:	5446	SAMPLING DATE:	07/06/2007
MVA:	160			SAMPLING PORT:	Valv. Inf.
OIL TEMP (DEG. C):	56			SAMPLED BY:	P.L.
YOUR REMARKS: Built in 1996, 30600 Kg. Ing. M. Andrade					

TESTS

DIELECTRIC BREAKDOWN	(ASTM D-877)	48.8 KV
ACIDITY	(ASTM D-974)	0.003 mg KOH/g
COLOUR	(ASTM D-1524)	0.5
INTERFACIAL TENSION	(ASTM D-971)	29.3 Dynes/cm
DENSITY	(ASTM D-1298)	0.887 Grams/cc
VISUAL CONDITION		Clear
SEDIMENTS		Large amount
FREE WATER		None

SERTINLAB S.A.

SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS PARA LA INDUSTRIA

FECHA DE RECEPCIÓN: 07-03-06
FECHA DE REALIZACIÓN: 10-03-06

IDENTIFICACION DE MUESTRA:

EMPRESA: ELECTROGUAYAS
UBICACIÓN: PATIO DE TRANSFORMADORES
EQUIPO: TRF. PRINCIPAL MT1
MARCA: ABB
SERIE: 88546
POTENCIA: 160000 KVA
TENSION: 13800 V
CARGA: 88 %
AÑO: 1996

ITEM	ANALISIS REALIZADOS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	acep: <30 cuest: 30-34,9 inac: >=35	16.64
2	EXAMEN VISUAL	--	D-1524	-	Claro y Brillante
3	COLOR	nº	D-1500	acep: <=3,5 inac: >3,5	0..5
4	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	acep: 0,84-0,91 cues: <0,84 inac: >0,91	0.8862
5	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mgKOH/gr	D-974	acep: <=0,05 cuest: 0,06-0,1 inac: >0,10	0.154 0.0154
6	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	D-971	acep: >=32 cuest: 28-31,9 inac: <27,9	31.0
7	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877-	Min: 30	46
8	INDICE DE CALIDAD	nº	-	-	1476

OBSERVACIONES: Por el indice de calidad obtenido se tiene: **aceite bueno**. La tensión esta un poquito baja. Hacer el seguimiento del aceite.

Realizado por:

Ing. Patricia Yépez
LABORATORIO QUIMICO

Aprobado por:

Ing. Sonia Alvarez
GERENTE SERTINLAB

SERTINLAB
SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
PARA LA INDUSTRIA
QUITO - ECUADOR

ANÁLISIS DIELECTRICO Y FISICOQUÍMICO REPORTE N° ADFQ-18106-05

Resolución 5807 TC de ADOT de 2011

Muestra N°	A-360/05	T.DEV (°C)			
Potencia (kVA)	90.000	T. ACEITE (°C)			
N° de serie	88546	% de carga			
Marca	ABB	Año de Fab.	1.996		
Voltajes	13800/114000 V	T(C) Abajo	30		
Vol. Aceite Galones	10.568	Fecha de Análisis	19-abr-2005		
Observaciones		Fecha de Reporte	22-abr-2005		
Fecha de muestreo	13-abr-2005	Muestreado por	Cliente .		
CONDICIONES DE PRUEBA					
Temperatura Ambiente (°C)	22,0	Humedad Relativa (%)	59,0		
Presión Barométrica (mm Hg)	570,0	Temperatura del Aceite (°C)	22,0		
PRUEBA	UNIDAD	EQUIPO DE PRUEBA	VALOR MEDIDO	RANGOS DE ACEPTABILIDAD PARA ACEITES USADOS, CRITERIOS S.D. MYERS	PROPIEDADES REQUERIDAS PARA ACEITES NUEVOS NORMA ASTM D-3487-98 (TABLA 1)
RIGIDEZ DIELECTRICA [NORMA ASTM D-877]	kV/2.5 mm	CHISPÓMETRO HIPOTRONICS OCD-90	49,10	ACEPTABLE >= 30, CUEST. 25-30 INACEPTABLE<25	ACEPTABLE >= 30
RIGIDEZ DIELECTRICA [NORMA ASTM D-1816]			-----	ACEPTABLE >= 56, INACEPTABLE<56	ACEPTABLE >= 56°
RIGIDEZ DIELECTRICA [NORMA ASTM D-1816]			-----	ACEPTABLE >= 28, INACEPTABLE<28	ACEPTABLE >= 28°
CONTENIDO DE AGUA (NORMA ASTM D-1533)	PPM	COULÓMETRO METROHM 684 KF	25,8	ACEPTABLE < 30, CUEST. 30-34,9 INACEPTABLE>=35	ACEPTABLE < 30
NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN [NORMA ASTM D-874]	mgKOH/ g	BURETA SCHOTT GERATTE TZ-50/6	0,0109	ACEPTABLE <= 0,05, CUEST. 0,06-0,10 INACEPTABLE > 0,10	ACEPTABLE <= 0,03
GRAVEDAD ESPECÍFICA A 15° C [NORMA ASTM D-1298]		AERÓMETRO 0,7-1,0	0,880	ACEPTABLE 0,84-0,91, CUEST. < 0,84 INACEPTABLE > 0,91	ACEPTABLE <= 0,91
TENSIÓN INTERFACIAL [NORMA ASTM D-871]	DIN/cm	TENSIÓMETRO FISHER SF-20	36,97	ACEPTABLE>=32, CUEST. 28-31,9 INACEPTABLE<27,9	ACEPTABLE >= 40
COLOR [NORMA ASTM D-1500]		COLORÍMETRO GERING	<0,5	ACEPTABLE<=3,5, INACEPTABLE>3,5	ACEPTABLE <= 3,5
AZUFRE CORROSIVO [NORMA ASTM D-1275]			-----	ACEPTABLE NO CORROSIVO, INACEPTABLE CORROSIVO	ACEPTABLE: NO CORROSIVO
FACTOR DE POTENCIA AL ACEITE A 25° C [NORMA ASTM D-924]			-----	ACEPTABLE<=0,5%, INACEPTABLE>0,5%	ACEPTABLE <= 0,05%
FACTOR DE POTENCIA AL ACEITE A 100° C [NORMA ASTM D-924]			-----	ACEPTABLE <=7 VECES VALOR A 25°C, INACEPTABLE >7 VECES VALOR A 25°C	ACEPTABLE <= 0,3%

NOTA: LOS LÍMITES DE ESTE MÉTODO SON APLICABLES ÚNICAMENTE PARA ACEITES NUEVOS QUE HAN SIDO FILTRADOS, DESHIDRATADOS Y DESGASIFICADOS.

ELABORÓ:
Edwin Silva
Auxiliar de Laboratorio

REVISÓ:
Herney Londoño
Jefe de Laboratorio

APROBÓ:
Ing. Ernesto Gallo
Gerente General

REPORTE ORIGINAL FIRMADO - LOS RESULTADOS CONTENIDOS EN ESTE INFORME DE ENSAYO AFECTAN ÚNICAMENTE AL ACEITE SOMETIDO A ENSAYO. PROPIEDAD INTELECTUAL DE TRANSEQUIPOS LTDA. NO PODRÁ SER COPIADO SIN AUTORIZACIÓN DE TRANSEQUIPOS LTDA.



ASEA BROWN BOVERI LTDA.	FECHA : Enero 30 de 2004
CLIENTE: ECABB ELECTROGUAYAS	INTERVENTOR:
REFERENCIA ABB No: PT4006	ORDEN DE COMPRA No : 4176

ANALISIS FISICOQUÍMICO

EQUIPO: TRANSFORMADOR
TENSION (V) : 136.8/13.8 Kv
AÑO DE FAB. : 1996
VOL. ACEITE : 38600 Kg
LOCALIZACION : S/E TRINITARIA

No SERIE : 88546
FABRICANTE : ABB
POTENCIA : 160 MVA
MUESTRA No : 0033/04
FECHA TOMA : 09/01/04

ENSAYOS	UNIDAD	RESULTADOS	REFERENCIA	
			Aceite en uso	Aceite Nuevo
COLOR ASTM D-1500		0.5		<0.5
GRAVEDAD ESPECÍFICA ASTM D-1298		0.8801		0.860-0.900
INDICE DE NEUTRALIZACION ASTMD-974	mg de KOH/g	0.0067	0.25 max.	0.03 max.
TENSION INTERFACIAL ASTM D-971	Dinas/cm	42.4	25 min.	40 min.
CONTENIDO DE HUMEDAD ASTM D-1533	PPM	17.5	35 max.	35 max.
RIGIDEZ DIELECTRICA ASTM D-877	KV	43.4	32 min.	32 min.
FACTOR DE POTENCIA 25°C ASTM D-924	%	-----	0.5 max	0.05 max.

DIAGNOSTICO

- Los resultados indican normal envejecimiento del aceite aislante, la tensión interfacial y el índice de neutralización se encuentran dentro de los valores de referencia.
- El contenido de humedad y la Rigidez Dieléctrica se encuentran dentro de los valores permitidos

RECOMENDACIÓN

- Realizar toma de muestra en un año.

ELABORO :
 Heiber Varón Arenas
 Laboratorio de Aceites

F01-ITPTQ034

PRUEBAS CROMATOGRÁFICAS

INFORME DE RESULTADOS DE ANÁLISIS DE CROMATOGRÁFICA DE GASES DISUELTOS EN ACEITE AISLANTE - NORMA ASTM D-3612 - A

N° 1700 - 10

Cliente: CELEC - U.N. Electroguayas *Central:* Térmica Trinitaria
Dirección: Av. 6 de Diciembre y Orellana Esquina. Ed. Transelectric

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

<i>Fecha de Recepción:</i> 4 de febrero de 2010	<i>Fecha de Análisis:</i> 12 de febrero de 2010
<i>Código de la Muestra:</i> 4659-10	<i>Año de Fabricación:</i> 1996
<i>Equipo:</i> Transformador MT1	<i>Fabricante:</i> ABB
<i>Ubicación:</i> S/E Boca Toma	<i>Serie:</i> 88546
<i>Tensión:</i> 14413.8 KV	<i>Vol. Aceite:</i> 38600 Kg
<i>Potencia:</i> 160000 KVA	<i>Temp. Aceite al Muestrear:</i> 66 °C
<i>% Carga:</i> 95 %	<i>Observaciones:</i>

<i>Vol. Aceite Muestreado:</i> 28 cm ³	<i>Vol. Gas Colectado:</i> 5.4 cm ³
<i>Vol. Gas Corregido TPS:</i> 4.35 cm ³	<i>Gases en el Aceite:</i> 15.55 %
<i>Gases Combustibles:</i> 0.54 %	<i>Gases No Combustibles:</i> 99.46 %

<i>Condiciones Laboratorio:</i> <i>Presión Atm.:</i> 546.6 mmHg	<i>Temperatura:</i> 23 °C	<i>H_R:</i> 46%
---	---------------------------	---------------------------

RESULTADOS

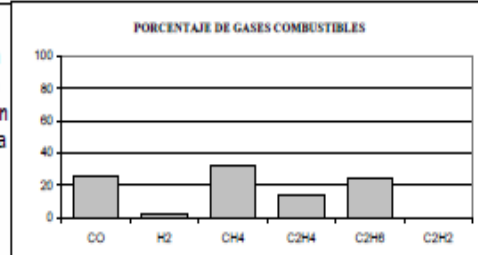
COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES		
HIDROGENO	H ₂	19	CH ₄ METANO	11.11	C ₂ H ₆ ETANO 0.00
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	2861	H ₂ HIDROGENO		C ₂ H ₂ ACETILENO
ETILENO	C ₂ H ₄	94	C ₂ H ₆ ETANO	0.73	C ₂ H ₂ ACETILENO 0.00
ETANO	C ₂ H ₆	155	CH ₄ METANO		CH ₄ METANO
ACETILENO	C ₂ H ₂	ND	C ₂ H ₄ ETILENO	0.61	CO 0.058
OXIGENO	O ₂	12448	C ₂ H ₆ ETANO		CO ₂
NITROGENO	N ₂	103484	C ₂ H ₂ ACETILENO	0.00	O ₂ 0.12
METANO	CH ₄	211	C ₂ H ₄ ETILENO		N ₂
MONOXIDO DE CARBONO	CO	166			

Observaciones: ND = NO DETECTADO

Nota: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

Diagnóstico y Recomendaciones:

De acuerdo al método de la CSUS, la generación de gases: Etano > 35 ppm = Sobrecalentamiento local, Metano > 80 ppm = Chisporroteo. Sin embargo tomando en cuenta los años de operación del transformador y de acuerdo con los niveles de seguridad recomendados la generación de gases se encuentra dentro de los rangos normales. Se sugiere realizar un nuevo análisis cromatográfico de control en seis meses para determinar la velocidad de generación de estos gases.



Realizado por:

Tcnlgo. Norberto Macancela

Aprobado por:

Ing. Sonia Alvarez C.

INFORME DE RESULTADOS DE ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES DISUELTOS EN ACEITE AISLANTE - NORMA ASTM D-3612 - A

N° 1386 - 09

Cliente: CELEC - Electroguayas **Central:** Térmica Trinitaria
Dirección: Cooperativa Santiaguito Roldós - Guayaquil

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha de Recepción: 11 de junio de 2009	Fecha de Análisis: 15 de junio de 2009
Código de la Muestra: 3665-09	Año de Fabricación: 1996
Equipo: Transformador MT1	Fabricante: ABB
Ubicación: Boca Toma	Serie: 88.546
Tensión: 13.8/144 KV	Vol. Aceite: 38600 Kgs.
Potencia: 160 MVA	Temp. Aceite al Muestrear: 57 °C
% Carga: 100 %	Observaciones:
Vol. Aceite Muestreado: 42 cm ³	Vol. Gas Colectado: 5.2 cm ³
Vol. Gas Corregido TPS: 4.10 cm ³	Gases en el Aceite: 9.77 %
Gases Combustibles: 0.88 %	Gases No Combustibles: 99.12 %

Condiciones Laboratorio: Presión Atm.: 546.6 mmHg Temperatura: 20 °C H_R: 56%

RESULTADOS

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	75	CH ₄ METANO	2.61
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	2417	H ₂ HIDROGENO	50.67
ETILENO	C ₂ H ₄	80	C ₂ H ₆ ETANO	0.73
ETANO	C ₂ H ₆	144	CH ₄ METANO	0.01
ACETILENO	C ₂ H ₂	3	C ₂ H ₄ ETILENO	0.56
OXIGENO	O ₂	4697	C ₂ H ₆ ETANO	0.066
NITROGENO	N ₂	67093	C ₂ H ₂ ACETILENO	0.07
METANO	CH ₄	197	C ₂ H ₄ ETILENO	0.04
MONOXIDO DE CARBONO	CO	159		

Observaciones: ND = NO DETECTADO

Nota: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

Diagnóstico y Recomendaciones:

De acuerdo al método de la CSUS (California State University Sacramento), la generación de Etano C₂H₆ > 35 ppm = sobrecalentamiento local, Metano CH₄ > 80 ppm = chisporroteo. Sin embargo de acuerdo a los niveles de seguridad recomendados Morgan Schaffer, la generación de gases se encuentra dentro de los rangos normales. Se recomienda realizar un nuevo análisis cromatográfico de control en seis meses para evaluar la velocidad de generación de gases.

Realizado por:

Tcnlgo. Norberto Macancela

Aprobado por:

SERTINLAB
SERVICIOS TÉCNICOS Y LABORATORIOS
PARA LA INDUSTRIA

Ing. Sonja Alvarez C.

INFORME DE RESULTADOS DE ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES DISUELTOS EN ACEITE AISLANTE - NORMA ASTM D-3612 - A

N° 780 - 08

Cliente: Electoguayas **Central:** Trinitaria
Dirección: Cooperativa Santiaguito Roldós- Guayaquil

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA

Fecha de Recepción: 2 de junio de 2008	Fecha de Análisis: 13 de junio de 2008
Código de la Muestra: 1762-08	Año de Fabricación: 1996
Equipo: Trafo Principal MFI	Fabricante: ABB Transformer
Ubicación: Bocatoma	Serie: 88546
Tensión: 13800/144000 V	Vol. Aceite: 38600 Kg
Potencia: 160000 KVA	Temp. Aceite al Muestrear: 52 °C
% Carga: 100 %	Observaciones: T _{amb} = 32°C H _R = 60%

Vol. Aceite Muestreado: 40 cm ³	Vol. Gas Colectado: 6 cm ³
Vol. Gas Corregido TPS: 4.75 cm ³	Gases en el Aceite: 11.87 %
Gases Combustibles: 0.71 %	Gases No Combustibles: 99.29 %

Condiciones Laboratorio: Presión Atm.: 546.6 mmHg	Temperatura: 20 °C	H_R: 56%
--	---------------------------	---------------------------

RESULTADOS

COMPONENTE	ppm (V/V)	RELACIONES
HIDROGENO H ₂	15	CH ₄ METANO 11.62 C ₂ H ₆ ETANO 93.71
DIOXIDO DE CARBONO CO ₂	1534	H ₂ HIDROGENO C ₂ H ₂ ACETILENO
ETILENO C ₂ H ₄	69	C ₂ H ₆ ETANO C ₂ H ₂ ACETILENO 0.01
ETANO C ₂ H ₆	120	CH ₄ METANO CH ₄ METANO
ACETILENO C ₂ H ₂	1	C ₂ H ₄ ETILENO CO 0.090
OXIGENO O ₂	5932	C ₂ H ₆ ETANO CO ₂
NITROGENO N ₂	64474	C ₂ H ₂ ACETILENO O ₂ 0.09
METANO CH ₄	170	C ₂ H ₄ ETILENO N ₂
MONOXIDO DE CARBONO CO	138	

Observaciones: ND = NO DETECTADO

Nota: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

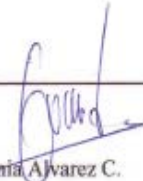
Diagnóstico y Recomendaciones:

De acuerdo al método de la CSUS (California State University Sacramento), la generación de Etano C₂H₆ > 35 ppm = Sobrecalentamiento Local, Metano CH₄ > 80 ppm = Chisporroteo. De acuerdo a los criterios dados por Morgan Schaffer tomando en cuenta el número de años de operación del transformador la generación de gases está dentro de los niveles de seguridad. Se recomienda realizar el control cromatográfico en un año

Realizado por:


Tenlgo Norberto Macancela

Aprobado por:


SERTINLAB
SERVICIOS TÉCNICOS Y LABORATORIOS
PARA LA INDUSTRIA

Ing. Sonia Alvarez C.

- Los resultados contenidos en este reporte corresponden a la muestra analizada bajo las condiciones de prueba.
- Se prohíbe la reproducción total o parcial de este documento sin autorización previa.

James Gonzales
Sist. digital de control
Calle el Zurriago 2-06
Cuenca Ecuador

Analysis Date: July 13, 2007
Client Number: ZSD01
MS Reference Number: L608-2
Analyzed by: **PS**
Verified by: **FW**

TRANSFORMER GAS ANALYSIS REPORT

Method: ASTM D3612

SAMPLE IDENTIFICATION

EQUIP. DESC.: MT-1 Trans. P.	APP. TYPE:	LOCATION: Electroguayas/Trinitaria
MANUFACTURER:	WORK ORDER:	SERIAL NO.: NO.88546
KV: 149	SYRINGE NO: 5446	DATE (M/D/Y): 07/06/2007
MVA: 160		SAMPLING PORT: Valv. Inf.
OIL TEMP (deg. C): 56		SAMPLED BY: P.L.
YOUR REMARKS: Built in 1996, 38600 Kg. Ing. N. Andrade		

COMPONENT	PPM	LEVEL DS BR	NOTES
H2 (Hydrogen)	25	- -	"PPM" Parts per million by volume of dissolved gas at 273K and 760 torr.
O2/A (Oxygen + Argon)	2500		"nd" Not detectable.
N2 (Nitrogen)	62300		"DS" Dornenburg and Strittmatter.
CO (Carbon Monoxide)	163	- -	"BR" U.S. Bureau of Reclamation.
CH4 (Methane)	205	+ +	"+" Component is above the warning level.
CO2 (Carbon Dioxide)	2260	- -	"-" Component is below the warning level.
C2H4 (Ethylene)	91	+ +	
C2H6 (Ethane)	143	+ +	
C2H2 (Acetylene)	< 2 nd	- -	

TOTAL GAS CONTENT 6.78%

WATER CONTENT (ASTM D1533)

19 PPM (W/W)

RATIO DIAGNOSIS

A ratio is calculated only if at least one component is above a warning level.

C2H2/H2: NOT CALCULATED	C2H6/C2H2 = 71.50 DISCHARGE AND HEATING
H2/C2H6 = 0.17 OVERHEATING	CH4/H2 = 8.20 OVERHEATING
C2H2/CH4 = 0.01 DISCHARGE AND HEATING	C2H4/C2H2 = 45.50 OVERHEATING
CO2/CO: NOT CALCULATED	

IMPORTANT: The age and history of the transformer **MUST** be considered in evaluating dissolved fault gas data. The most important factor is the **RATE OF CHANGE** of fault gas levels.
For more information on interpretation see ASTM publication, STP 998 and Morgan-Schaffer Tech. Bull. MS-25.

ppm = parts per million by volume at 273 K and 760 torr n.d. = not detectable

SERTINLAB S.A.

SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS PARA LA INDUSTRIA

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 087 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	ELECTROGUAYAS S.A. - CENTRAL TÉRMICA TRINITARIA		
FECHA DE MUESTREO:	6 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	14 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	Central Térmica Trinitaria	EQUIPO:	TRANSFORMADOR PRINCIPAL MT1
		FABICANTE:	ABB
		AÑO DE FAB.:	1996
		N° SERIE:	88546
POTENCIA:	160000 KVA	TENSION:	13800 V
% CARGA:	83	VOL. ACEITE:	38600 kg.
		OBSVR:	Hr = 40% Tamb= 34 ° C

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	69 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	31,6 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	2,6 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	1,73 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	5,47 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,37 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,63 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES			
HIDROGENO	H ₂	12,34	CH ₄ METANO	3,61	C ₂ H ₆ ETANO	5127,14
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	841,85	H ₂ HIDROGENO		C ₂ H ₂ ACETILENO	
ETILENO	C ₂ H ₄	6,05	C ₂ H ₆ ETANO	0,81	C ₂ H ₂ ACETILENO	0,00
ETANO	C ₂ H ₆	36,31	CH ₄ METANO		CH ₄ METANO	
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0071	C ₂ H ₄ ETILENO	0,17		
OXIGENO	O ₂	4788,37	C ₂ H ₆ ETANO			
NITROGENO	N ₂	44205,27	C ₂ H ₂ ACETILENO	0,00		
METANO	CH ₄	44,57	C ₂ H ₄ ETILENO			
MONOXIDO DE CARBONO	CO	84,27	CO	0,10	O ₂	0,11
			CO ₂		N ₂	

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Ligero sobrecalentamiento de 150 °C**

Correlaciones de CIEGB: **Sobrecalentamiento bajo 150 °C**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: **Térmico** de la tabulación:

Método de la CSUS:

La generación de etano > 35 ppm, indica un sobrecalentamiento local. Los demás gases están dentro del rango normal

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

REALIZADO POR: Ing. Sonia Alvarez G.

SERTINLAB
SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
PARA LA INDUSTRIA
QUITO - ECUADOR

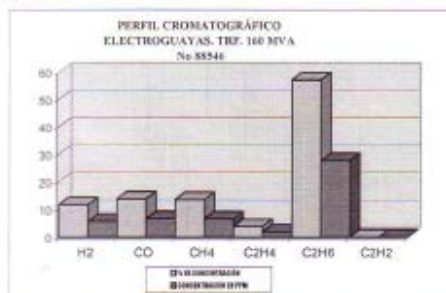
DIAGNÓSTICO DE ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES DISUELTOS EN ACEITE. NORMA ASTM D-3612

REPORTE	CGD-5493-04	POTENCIA (MVA)	160
EMPRESA	ELECTROGUAYAS	NRO. SERIE	88546
ENCARGADO	ING. MAGNO BRIONES P	MARCA	ABB
CARGO		VOLTAJES	144/13,8 kV
DIRECCION		VOL. ACEITE.GLS	11722
TELEFONO		AÑO DE FAB.	-
CIUDAD	GUAYAQUIL (ECUADOR)	AÑO DE PRUEBA	2004
UBICACION	-	EDAD	
MUESTRA No	C-493/04	EQUIPO DE PRUEBA	CROMATÓGRAFO HP 6890

FECHA MUESTREO: 8-jul-04	MUESTREADO POR: ING. MAGNO BRIONES	Temp. Amb. 24.0 ° Humedad Rel. 49.0%
JERINGA # 2885	PUNTO DE MUESTREO:	Presión Barométrica: 568.0 mm Hg
GASES		
CONCENTRACIÓN (ppm en aceite)		% de gases combustibles
Oxígeno (O2)	671,0	0,0%
Nitrógeno (N2)	5.622,3	0,0%
Hidrógeno (H2)		5,7 11,7% CONDICION NORMAL
Monóxido de Carbono (CO)		6,7 13,8% CONDICION NORMAL
Metano (CH4)		6,6 13,6% CONDICION NORMAL
Etileno (C2H4)		1,8 3,7% CONDICION NORMAL
Etano (C2H6)		27,8 57,2% CONDICION NORMAL
Acetileno (C2H2)		0,0 0,0% CONDICION NORMAL
Dióxido de Carbono (CO2)	1.190,1	0,0% CONDICION NORMAL
SUBTOTAL GASES COMBUSTIBLES (ppm)	48,6	100,0%
TOTAL DE GASES (ppm)	7.532,0	

RELACIONES			
DORNBURG		ROGERS	
CH4/H2	1,158	CH4/H2	1,158 DETERIORO NORMAL
C2H2/C2H4	0,000	C2H6/CH4	4,212
C2H6/C2H2	278000,000	C2H4/C2H6	0,065
C2H2/CH4	0,000	C2H2/C2H4	0,000

[] INVESTIGAR
 [X] TOMAR MUESTRAS EN : 2 Y 6 SEMANAS [] TRES MESES [] SEIS MESES [] DOCE MESES [X]
 [] ACEITE AISLANTE: REACONDICIONAR [] REGENERAR [] CAMBIAR []



ELABORÓ

ING. MIGUEL ÁNGEL RAMÍREZ
DEPTO TÉCNICO

DIAGNÓSTICO: CONDICIÓN NORMAL, TOMAR MUESTRA EN 12 MESES.

APROBÓ

ING. ERNESTO GALLO M.
GERENTE

LOS RESULTADOS CONTENIDOS EN ESTE INFORME DE ENSAYO AFECTAN ÚNICAMENTE AL ACEITE SOMETIDO AL ENSAYO.
 PROPIEDAD INTELECTUAL DE TRANSEQUIPOS LTDA. NO PODRÁ SER COPIADO PARCIALMENTE SIN AUTORIZACIÓN POR ESCRITO DEL
 LABORATORIO.

BOGOTÁ: Autopista Norte No. 101-95 PBX: +57(1)6364000, +57(1)6180578 FAX: +57(1)6112820 A.A.93732 - CEL Of: 310-2550885
 E-MAIL: info@transequipos.com - SITIO WEB: www.transequipos.com
 MEDELLÍN: Cra 55 No. 40A-20 Of 908 Edif. Nuevo Centro Alpujarra TELS: +57(4)3815351, +57(4)2620258 - CEL: (310) - 2550884
 FAX: +57(4)2610241 E-MAIL: tame@transequipos.com



Transequipos Ltda.

TRANSFORMADORES DIAGNOSTICO Y MANTENIMIENTO

R-03-08-0.2
REVISIÓN 1
26-AGO-1999



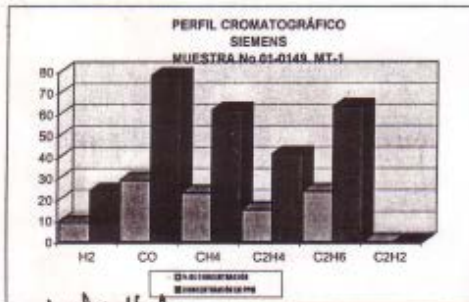
DIAGNÓSTICO DE ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES DISUELTOS EN ACEITE. NORMA ASTM D-3612-96

REPORTE	CGD-02897-01	POTENCIA (KVA)	
EMPRESA	SIEMENS	NRO. SERIE	MUESTRA No 01-0149 MT-1
ENCARGADO	ING. YUDY A. VEGA	MARCA	
CARGO	LABORATORIO DE CONTROL DE CALIDAD	VOLTAJES	
DIRECCION		VOL. ACEITE-GLS	
TELEFONO		AÑO DE FAB.	
CIUDAD	BOGOTÁ D.C.	AÑO DE PRUEBA	2001
UBICACION		EDAD	
MUESTRA No	C-584/01	EQUIPO DE PRUEBA	CROMATÓGRAFO HP 6890

FECHA MUESTREO: Ago-01	MUESTREO POR: CLIENTE	CONTROL:																																				
JERINGA #: 1156	PUNTO DE MUESTREO:																																					
<table><thead><tr><th>GASES</th><th>CONCENTRACIÓN (ppm en aceite)</th><th>% de gases combustibles</th></tr></thead><tbody><tr><td>Oxígeno (O2)</td><td>450.13</td><td>0.00%</td></tr><tr><td>Nitrógeno (N2)</td><td>4,992.46</td><td>0.00%</td></tr><tr><td>Hidrógeno (H2)</td><td></td><td>23.95 8.93% CONDICION NORMAL</td></tr><tr><td>Monóxido de Carbono (CO)</td><td></td><td>77.95 29.06% CONDICION NORMAL</td></tr><tr><td>Metano (CH4)</td><td></td><td>61.71 23.01% CONDICION NORMAL</td></tr><tr><td>Etileno (C2H4)</td><td></td><td>41.08 15.31% CONDICION NORMAL</td></tr><tr><td>Etano (C2H6)</td><td></td><td>63.57 23.70% CONDICION NORMAL</td></tr><tr><td>Acetileno (C2H2)</td><td></td><td>0.00 0.00% CONDICION NORMAL</td></tr><tr><td>Dióxido de Carbono (CO2)</td><td>4,449.31</td><td>0.00% MUY ALTO, ORDENAR OTRA CROMATOGRAFIA</td></tr><tr><td>SUBTOTAL GASES COMBUSTIBLES (ppm)</td><td>268.26</td><td>100.00%</td></tr><tr><td>TOTAL DE GASES (ppm)</td><td>10,160.15</td><td></td></tr></tbody></table>			GASES	CONCENTRACIÓN (ppm en aceite)	% de gases combustibles	Oxígeno (O2)	450.13	0.00%	Nitrógeno (N2)	4,992.46	0.00%	Hidrógeno (H2)		23.95 8.93% CONDICION NORMAL	Monóxido de Carbono (CO)		77.95 29.06% CONDICION NORMAL	Metano (CH4)		61.71 23.01% CONDICION NORMAL	Etileno (C2H4)		41.08 15.31% CONDICION NORMAL	Etano (C2H6)		63.57 23.70% CONDICION NORMAL	Acetileno (C2H2)		0.00 0.00% CONDICION NORMAL	Dióxido de Carbono (CO2)	4,449.31	0.00% MUY ALTO, ORDENAR OTRA CROMATOGRAFIA	SUBTOTAL GASES COMBUSTIBLES (ppm)	268.26	100.00%	TOTAL DE GASES (ppm)	10,160.15	
GASES	CONCENTRACIÓN (ppm en aceite)	% de gases combustibles																																				
Oxígeno (O2)	450.13	0.00%																																				
Nitrógeno (N2)	4,992.46	0.00%																																				
Hidrógeno (H2)		23.95 8.93% CONDICION NORMAL																																				
Monóxido de Carbono (CO)		77.95 29.06% CONDICION NORMAL																																				
Metano (CH4)		61.71 23.01% CONDICION NORMAL																																				
Etileno (C2H4)		41.08 15.31% CONDICION NORMAL																																				
Etano (C2H6)		63.57 23.70% CONDICION NORMAL																																				
Acetileno (C2H2)		0.00 0.00% CONDICION NORMAL																																				
Dióxido de Carbono (CO2)	4,449.31	0.00% MUY ALTO, ORDENAR OTRA CROMATOGRAFIA																																				
SUBTOTAL GASES COMBUSTIBLES (ppm)	268.26	100.00%																																				
TOTAL DE GASES (ppm)	10,160.15																																					

RELACIONES			
DORNENBURG		ROGERS	
CB4/B2	2.577	CB4/B2	2.577 DETERIORO NORMAL
C2H2/C2H4	0.000	C2H6/CH4	1.030
C2H6/C2H2	635670.000	C2H4/C2H6	0.646
C2H2/CB4	0.000	C2H2/C2H4	0.000

[X] INVESTIGAR
[X] TOMAR MUESTRAS EN : 2 Y 6 SEMANAS [] TRES MESES [] SEIS MESES [] DOCE MESES [X]
[] ACEITE AISLANTE: REACONDICIONAR [] REGENERAR [] CAMBIAR []



DIAGNÓSTICO: CONDICIÓN NORMAL, TOMAR MUESTRA EN 12 MESES.

ELABORADO
MIGUEL A. RAMIREZ
DEPTO TÉCNICO

APROBÓ
ING. ERNESTO GALLO M
GERENTE

Froilan Rios
R & R Impometro Ltda.
Carondelet 641 Y
Villalega Quito
ECUADOR

Analysis Date: April 16, 1998
Client Number: ZITO1
MS Reference Number: T459-5
Analyzed by: BK
Verified by: QT

TRANSFORMER GAS ANALYSIS REPORT

SAMPLE IDENTIFICATION

EQUIP. DESC.: TR Elevacion	SAMPLING PORT: R. Buchols	KV: 13.8
LOCATION: Central-Trinitaria Transf Ppal /	SAMPLED BY: F.R.	MVA: 160
MANUFACTURER: A.B.B. ✓	DATE (M/D/Y): 04/06/1998	OIL TEMP (deg C): 52
SERIAL NO.: 88546 ✓	SYRINGE NO.: 1967	
YOUR REMARKS: Built 1996, 38600 kgs		

COMPONENT	PPM	LEVEL DS BR	NOTES
H2 (Hydrogen)	85	- -	"PPM" Parts per million by volume of dissolved gas at 273K and 760 torr.
O2/A (Oxygen + Argon)	1220	- -	"nd" Not detectable.
N2 (Nitrogen)	4690	- -	"DS" Dornenburg and Strittmatter.
CO (Carbon Monoxide)	98	- -	"BR" U.S. Bureau of Reclamation.
CH4 (Methane)	10	- -	"+" Component is above the warning level.
CO2 (Carbon Dioxide)	1120	- -	"-" Component is below the warning level.
C2H4 (Ethylene)	5	- -	
C2H6 (Ethane)	10	- -	
C2H2 (Acetylene)	< 2 nd	- -	
TOTAL GAS CONTENT	0.72%		

RATIO DIAGNOSIS

A ratio is calculated only if at least one component is above a warning level.

C2H2/H2: NOT CALCULATED	C2H6/C2H2: NOT CALCULATED
H2/C2H6: NOT CALCULATED	CH4/H2: NOT CALCULATED
C2H2/CH4: NOT CALCULATED	C2H4/C2H2: NOT CALCULATED
CO2/CO: NOT CALCULATED	

IMPORTANT: The age and history of the transformer MUST be considered in evaluating dissolved fault gas data. The most important factor is the RATE OF CHANGE of fault gas levels.
For more information on interpretation see ASTM publication, STP 998 and Morgan-Schaffer Tech. Bull. MS-25.