

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**ESTUDIO DEL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO Y COMPONENTES  
FURÁNICOS EN ACEITES DEL TRANSFORMADOR**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELÉCTRICO**

**PRESENTADO POR:**

**GINO FRANZ DUEÑAS VARGAS**

**PROMOCIÓN  
2005-II**

**LIMA-PERU  
2013**

**ESTUDIO DEL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO Y COMPONENTES  
FURÁNICOS EN ACEITES DEL TRANSFORMADOR**

Dedicado a mis padres y a mis  
hermanos que son las razones  
de mi superación.

Agradecimiento especial al Ing.  
Javier Castro M. por su guía y  
consejos para la realización del  
presente informe.

## SUMARIO

En procedimientos del mantenimiento predictivo y como parte de las tareas programadas, es necesaria la implementación de planes de mantenimiento para el transformador de potencia de una subestación eléctrica. Esta implementación se basa fundamentalmente en pruebas que involucran parámetros propios del transformador, tal como es el análisis cromatográfico del aceite del transformador de potencia. El presente informe muestra el procedimiento, análisis e interpretación de los resultados que se registran debido a la descomposición de los gases disociados que se encuentran en el aceite y que pueden ocasionar posibles defectos que provocarían alguna falla a futuro si no se implementan planes de mantenimiento con la finalidad de detectar el tipo de gas dañino que se encuentra en mayor proporción según las recomendaciones de la norma IEEE Std C57.104 "Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers" y IEC 60599 "Guía para la interpretación de los análisis de gases disueltos y libres". La importancia de esta implementación en los planes de mantenimiento conlleva a una mejor operación del transformador de potencia en la subestación y garantiza la continuidad en el suministro eléctrico del sistema.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>MARCO DE REFERENCIA</b> .....	3
1.1 Antecedentes del problema .....	3
1.2 Identificación del problema .....	3
1.2.1 Causas del problema.....	4
1.2.2 Consecuencias del problema.....	4
1.3 Normas referenciales .....	4
1.4 Uso del aceite en el transformador de potencia.....	4
1.4.1 Propiedades del aceite dieléctrico eléctrico .....	4
1.4.2 Funciones en el transformador .....	5
1.4.3 Degradación del aceite .....	6
1.4.4 Causas de la degradación del aceite .....	6
1.4.5 Consecuencias de la degradación del aceite.....	6
1.4.6 Gases generados por degradación del aceite.....	6
1.5 Aislante sólido del transformador.....	7
1.5.1 Funciones.....	7
1.5.2 Causas de envejecimiento.....	7
1.5.3 Consecuencias del envejecimiento.....	8
1.5.4 Compuestos furánicos.....	8
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>APLICACIÓN DEL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO</b> .....	9
2.1 Planteamiento de solución.....	9
2.2 Objetivo de la solución.....	9
2.3 Interpretación del análisis de gases disueltos en el aceite.....	10
2.3.1 Interpretación cualitativa .....	10
2.3.2 Interpretación cuantitativa.....	10
2.4 Interpretación del análisis de componentes furánicos en el aceite.....	15
2.5 Toma de muestra para el análisis del aceite del transformador .....	17
2.5.1 Materiales.....	17

2.5.2	Procedimiento .....	17	
2.6	Herramienta opcional posterior al análisis cromatográfico del aceite .....	18	
2.6.1	Prueba de emisiones acústicas en el transformador.....	18	
<b>CAPÍTULO III</b>			
<b>ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS .....</b>			<b>21</b>
3.1	Análisis para casos de cromatografía de gases disueltos en el aceite.....	21	
3.1.1	Análisis de caso aplicativo 1 .....	21	
3.1.2	Análisis de caso aplicativo 2 .....	22	
3.1.3	Análisis de caso aplicativo 3.....	24	
3.2	Análisis para casos de componentes furánicos en el aceite .....	25	
3.2.1	Análisis del caso aplicativo 4 .....	25	
3.3	Beneficio de la cromatografía del aceite en el costo del plan de mantenimiento...25		
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>			<b>27</b>
<b>ANEXOS .....</b>			<b>29</b>
<b>ANEXO A .....</b>			<b>30</b>
<b>ANEXO B .....</b>			<b>33</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>			<b>39</b>

## INTRODUCCIÓN

Toda empresa dedicada a la Generación, Transmisión y Distribución de la energía eléctrica busca mejorar su sistema de mantenimiento para los transformadores de potencia que se encuentran en las subestaciones de su concesión; es por ello que se realiza el análisis cromatográfico del aceite del transformador y el análisis de componentes furánicos, los cuales permitirán conocer posibles defectos o daños futuros en el aislante sólido del transformador.

La condición de operación del transformador durante su ciclo de vida útil, irá en detrimento del aceite aislante, pues al ser un producto químico, éste se degrada con el paso del tiempo perjudicando la operación interna y el fin fundamental de su utilización al interior del transformador, aumentando las probabilidades de posibles defectos.

Es por ello que el análisis cromatográfico y la identificación de componentes furánicos en el aceite permiten detectar el deterioro del aceite, aumentar la confiabilidad y seguridad en la continuidad de operación, y asimismo disminuir la probabilidad de posibles defectos internos que puedan presentarse y ocasionar un incidente en la operación del transformador de potencia.

La problemática, solución y resultados se detallan en el informe, el cual consta de tres capítulos, anexos y bibliografía, que se describen a continuación:

En el Capítulo I se describe el marco de referencia donde se dará una noción del posible problema que puede existir antes de realizarse el análisis cromatográfico en el aceite del transformador, además se presenta el marco teórico donde se describirán las características y conceptos generales de las partes implicadas del transformador en aceite, como son el aceite dieléctrico y el aislante sólido referidas en el presente estudio.

En el Capítulo II se centra el informe en el planteamiento y objetivo de la solución al problema detectado con puntos de mejora y justificación para implementar un análisis de gases disueltos y componentes furánicos en aceite dentro del plan de mantenimiento, además la interpretación del análisis cromatográfico en el aceite con algunos de sus métodos según normas internacionales.

En el Capítulo III se describen los resultados del análisis de gases disueltos y componentes furánicos en aceite y como se llega a interpretar tales resultados en casos acontecidos en un transformador de potencia.

En el Anexo se presentan las fichas de laboratorio con los gases detectados y los diagramas de flujo de los métodos de relaciones de gases.

En la Bibliografía se presentan los textos utilizados como referencia para la realización del presente informe.



# CAPÍTULO I

## MARCO DE REFERENCIA

### 1.1. Antecedentes del problema

En una Subestación eléctrica el transformador de potencia opera de acuerdo a una demanda existente para el cual debe adecuarse y asegurarse dicho suministro. El factor de utilización (fu) es un parámetro de medición que relaciona la potencia de suministro y la potencia nominal del transformador, lo recomendable es que dicho factor sea menor a la unidad, sin embargo en determinadas situaciones puede llegar a sobrepasar dicho valor y si es continuo, ocasiona esfuerzo mecánico y eléctrico al interior del transformador de potencia.

Ante esto el personal de mantenimiento debe monitorear los valores del factor de utilización y hacer un seguimiento de los factores que puedan influir en él. Cuando la operación del transformador conlleva una sobrecarga continua en el tiempo que resulta en un sobrecalentamiento y/o su número de maniobras aplicadas son elevadas, se generará la degradación del aceite dieléctrico y por consiguiente la disociación de los enlaces químicos existentes ocasionando la aparición de gases al interior, los cuales deben ser examinados.

### 1.2. Identificación del problema

Debido a la operación no recomendada del transformador y como parte de su programa de mantenimiento, se realiza un seguimiento, tomando muestras del aceite para tener una idea de la rapidez con que se degrada el aceite. Esta muestra del aceite se analiza en un laboratorio especializado según normas internacionales que normalizan dicho procedimiento.

Los resultados de gases disueltos en el aceite del transformador amplían la visión de una posible problemática, pues de acuerdo a los tipos de gases encontrados en ppm (partes por millón) de la muestra de aceite se identifica el problema según métodos de interpretación.

Esto hará posible realizar los estudios y las investigaciones necesarias de la problemática, así como la implementación de un plan de acción para mitigar o tratar de reducir en lo posible las probabilidades de una incidencia en el transformador de potencia a futuro

### **1.2.1 Causas del problema**

Las condiciones inadecuadas de operación del transformador como la sobrecarga continua o el elevado número de maniobras pueden provocar esfuerzos eléctricos y mecánicos al interior del mismo, ocasionando la degradación del aceite y del papel celulósico y por consiguiente el rompimiento de los enlaces químicos del aceite dieléctrico con la generación de gases.

### **1.2.2 Consecuencias del problema**

La degradación del aceite dieléctrico puede ocasionar a través del tiempo y a lo largo de vida útil del transformador, la disminución de sus propiedades dieléctricas como aislante principal conllevando a la pérdida de confiabilidad en la operación y causando algún defecto que lleve a fallas internas en el transformador.

### **1.3. Normas referenciales**

Las recomendaciones para la realización de la cromatografía de gases disueltos en el aceite son las normas internacionales IEEE Std C57.104 e IEC 60599.

La norma IEEE Std C57.104 da recomendaciones para la interpretación del análisis de gases por medio de métodos de relaciones de gases detectados por la cromatografía del aceite.

La norma IEC 60599 es una guía que describe como pueden ser interpretadas las concentraciones de gases disueltos o gases libres para diagnosticar el estado de los equipos llenos con aceite aislante y con aislamiento de papel o cartón celulósico. Presenta métodos de relaciones gráficas para la interpretación de la cromatografía.

### **1.4 Uso del aceite en el transformador de potencia**

#### **1.4.1 Propiedades del aceite dieléctrico**

El aceite aislante juega un rol importante en la condición de operación del transformador, es por ello que requiere de ciertas propiedades que posibiliten su óptimo desempeño a través del tiempo de vida útil.

Éste debe ser un aceite de origen mineral refinado de petróleo crudo que consta de las siguientes características [3]:

#### **a. Viscosidad**

Esta propiedad es importante para la refrigeración del aceite del transformador pues una viscosidad baja significa un mejor enfriamiento interno del transformador. Es por ello que se recomienda utilizar aceites con baja viscosidad.

#### **b. Densidad**

La densidad sirve para detectar la posible aparición de capas de hielo en el aceite a bajas temperatura. Dependerá del grado de refinamiento del aceite.

### **c. Solubilidad**

La solubilidad en el aceite depende de la temperatura y de los procesos de refinamiento del aceite. La cantidad de agua disuelta en el aceite se presentará con mayor rapidez cuando se incremente la temperatura del aceite.

### **d. Ruptura Eléctrica**

Para determinar esta característica, se debe realizar una prueba de descomposición sobre la capacidad de aislamiento eléctrico de aceite, que va a depender principalmente del contenido de agua en el aceite.

Dicho resultado proporcionará información sobre la capacidad del aislamiento en el aceite.

### **e. Factor de potencia (tangente delta)**

Este es un parámetro que siempre se encontrará en una especificación en el aceite del transformador. Depende de las cantidades de moléculas ionizables y polares en el aceite, lo que hará una pequeña contribución a la elevación de la temperatura del aceite en servicio.

Cuando el aceite empieza a deteriorarse, se presenta un aumento del factor de potencia pudiéndose encontrar al inicio del proceso de la oxidación y por consiguiente un aumento en el índice de las pérdidas dieléctricas.

### **f. Tensión Interfacial**

La tensión interfacial mide la fuerza de la interfaz que existe entre el aceite y el agua, además la posibilidad de tener conocimiento del grado de limpieza del aceite durante su operación. Esta propiedad es importante para la toma de decisiones relativas a cambios de aceite.

### **g. Acidez**

Es la medición de los ácidos existentes, en aceites bien refinados el valor de la acidez debe esperarse que sea inferior a 0,01 mg de KOH / g de aceite, caso contrario puede afectar las partes metálicas por la corrosión. Nos indica además la velocidad de envejecimiento.

### **h. Corrosión**

Este es un parámetro importante del aceite en la prevención de problemas de corrosión en las partes metálicas sensibles en los aparatos eléctricos.

## **1.4.2 Funciones en el transformador**

Las funciones que cumple el aceite mineral en un transformador son principalmente [2]:

- Actúa como un material aislante y dieléctrico en el equipo, proporcionado por medio de la rigidez eléctrica.

- Se encarga de la transferencia de calor y proporciona enfriamiento al sistema interno.
- Actúa como una barrera entre el papel y los efectos dañinos del oxígeno y la humedad, protegiendo al aislamiento sólido.
- Proporciona el medio para conocer las condiciones internas del equipo y como herramienta de diagnóstico para la evaluación del aislamiento sólido.

#### **1.4.3 Degradación del aceite**

El aceite mineral sufre con el paso del tiempo una degradación en su composición, afectando sus propiedades químicas, dieléctricas y la condición como aislante líquido del transformador.

#### **1.4.4 Causas de la degradación del aceite**

La principal causa de la degradación en el aceite mineral del transformador son los derivados de la oxidación que se produce debido a la reacción del aceite con el oxígeno disuelto existente.

Estos derivados interfieren con la transferencia de calor, la rigidez eléctrica y al aislamiento sólido.

#### **1.4.5 Consecuencias de la degradación del aceite**

Las principales consecuencias de la degradación del aceite son [2]:

- Aumento de la velocidad de envejecimiento del aceite.
- Disminución de la propiedad de aislante dieléctrico en el transformador y aislante sólido.
- Aumento de componentes degradantes como oxígeno, humedad, productos de oxidación, etc.

#### **1.4.6 Gases generados por degradación del aceite**

Los gases típicos generados por la degradación del aceite en el transformador son [2]:

- Hidrógeno ( $H_2$ ).
- Oxígeno ( $O_2$ ).
- Nitrógeno ( $N_2$ ).
- Metano ( $CH_4$ ).
- Monóxido de carbono ( $CO$ ).
- Etano ( $C_2H_6$ ).
- Dióxido de carbono ( $CO_2$ ).
- Etileno ( $C_2H_4$ ).
- Acetileno ( $C_2H_2$ ).

## 1.5 Aislante sólido del transformador

El aislamiento sólido en el transformador (papel Kraft y pressboard prensado) está formado por papel tratado y compuesto de fibras de celulosa, que cuentan con buenas propiedades eléctricas y mecánicas, las cuales en combinación con el aceite mineral aislante del transformador hacen que mejoren sus propiedades eléctricas que la de cualquiera de los dos componentes por separado [2].

La figura 1.1 muestra el uso del papel y cartón aislante en el transformador.



Figura 1.1 Bobinado y conexiones del transformador con material sólido aislante

### 1.5.1 Funciones

Entre las funciones principales del papel aislante en el transformador se pueden citar las siguientes:

- Proveen de resistencia mecánica a los conductores y arrollamientos del transformador.
- Proporcionan el aislamiento eléctrico en los conductores y devanados necesarios para la continuidad en la operación del transformador durante su vida útil.

### 1.5.2 Causas de envejecimiento

Las principales causas del envejecimiento del papel aislante en el transformador son:

- El contenido de agua en el aceite mineral del transformador.
- La presencia de monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en el aceite aceleran el proceso del envejecimiento térmico del papel.

- Las altas temperatura de operación del transformador provocan la oxidación de las fibras celulósicas del papel.

### **1.5.3 Consecuencias del envejecimiento**

Debido al envejecimiento del papel por la descomposición gradual de las cadenas de polímeros se producirá una reducción en la rigidez mecánica del papel que acompañado con la pérdida de la fuerza de tensión resultará en el desprendimiento de Furanos comprometiendo de esta manera al sistema de aislamiento interno del transformador.

### **1.5.4 Compuestos furánicos**

Los Furanos son una familia de componentes orgánicos formados por la degradación del papel aislante debido a los rompimientos de los enlaces por esfuerzos mecánicos o eléctricos en el papel, las altas temperaturas, la presencia de niveles de oxígeno y de humedad elevados [2].

Los principales componentes furánicos son:

- 2-furaldehído (2FAL).
- 2-furil alcohol (2FOL).
- 2-acetil furano (2ACF).
- 5-metilo-2-furaldehído (5M2F).
- 5-hidroximetilo-2-furaldehído (5H2F).

## CAPÍTULO II APLICACIÓN DEL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

### 2.1. Planteamiento de la solución

Cuando se ha identificado un problema que se puede presentar en la operación del transformador, se procede al planteamiento de la solución, el cual puede consistir en proceder a realizar un análisis cromatográfico al aceite en la cuba del transformador. Este procedimiento nos permite plantear una solución que conllevará a una profundización del seguimiento realizado anteriormente. El personal de mantenimiento sea propio de la empresa eléctrica o contratada para ese fin, extraerá una muestra del aceite que se almacenará en un envase de vidrio herméticamente cerrado y que mantendrá las condiciones para su posterior análisis. Luego del proceso del análisis se obtendrán los resultados con los gases emitidos durante la prueba.

La figura 2.1 muestra el procedimiento del laboratorio para el análisis de los gases disueltos en el aceite

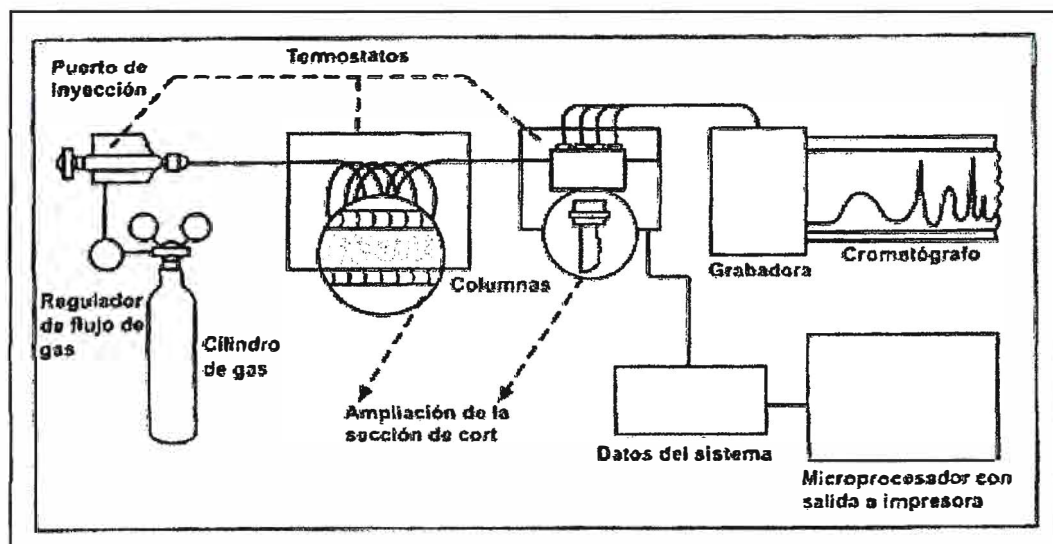


Figura 2.1 Procedimiento para el análisis de la cromatografía de gases.

### 2.2. Objetivo de la solución

El Objetivo está centrado en aumentar la confiabilidad en condición de operación al transformador de potencia, éste solo se logrará mediante planes de mantenimiento adecuados e implementados de acuerdo a políticas internas de la empresa eléctrica, el cual para el presente informe se dará con el correcto seguimiento de las mediciones

registradas para un transformador.

En base al seguimiento constante de los análisis cromatográficos realizados, se logrará obtener un marco de solución más amplia y así mejorar las condiciones de operación y alargar de alguna manera la vida útil del transformador.

El planteo o replanteo del mantenimiento del transformador buscará mejorar las condiciones de operación del transformador, continuando con la expectativa de su vida útil. Entre los planes de solución y dependiendo del nivel de solución que se pueda implementar al transformador, puede realizarse un análisis de su factor de utilización (FU), análisis de armónicos, inspección de los ventiladores, hasta la implementación de controles más rigurosos como la regeneración del aceite en la cuba del transformador.

### **2.3. Interpretación del análisis de gases disueltos en el aceite**

El método de gases disueltos es la más importante herramienta que permite obtener información básica sobre la cantidad de gases presentes en una muestra de aceite ya sea por operación normal del transformador o por algún defecto acontecida.

Como buen indicador de algún posible problema es posible identificar un defecto incipiente debido al sobrecalentamiento y deterioro del papel y/o del aceite, descargas parciales, arcos eléctricos y corrientes circulantes.

Se utilizan varios métodos para la interpretación del análisis de gases disueltos y estos pueden realizarse cualitativamente y cuantitativamente.

En la Tabla 2.1 se muestran condiciones asociadas a gases resultantes de la cromatografía [2].

#### **2.3.1 Interpretación cualitativa**

##### **a. Gases claves**

La técnica de los gases claves que es mostrada en la Figura 2.2, se caracteriza por un análisis cualitativo en base a la determinación de tipos de falla en presencia de gases típicos o predominantes. Los gases combustibles para las relaciones son el hidrógeno ( $H_2$ ), metano ( $CH_4$ ), monóxido de carbono ( $CO$ ), etano ( $C_2H_6$ ), etileno ( $C_2H_4$ ) y acetileno ( $C_2H_2$ ).

#### **2.3.2 Interpretación cuantitativa**

##### **a. Concentraciones de gases combustibles totales (TDCG)**

En base a los riesgos presentados en los transformadores y a las concentraciones individuales y totales de los gases combustibles, se clasifican en cuatro (04) condiciones que son las siguientes [5]:

- **Condición 1:** Si TDGC < 720 ppm (partes por millón), indica que el transformador se encuentra operando satisfactoriamente. Cualquier gas combustible individual que exceda niveles especificados debe tener investigación adicional.



Tabla 2.1 Tipos de fallas asociadas a gases presentes en cromatografía [2].

Gases detectados	Interpretaciones
Nitrógeno más 5% o menos de oxígeno.	Operación normal del transformador sellado.
Nitrógeno y más de 5% de oxígeno..	Revisar hermeticidad de un transformador sellado.
Nitrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono o todos.	Sobrecarga del transformador u opera caliente, lo que produce composición de la celulosa. Revisar condiciones de operación*
Nitrógeno e hidrógeno.	Descarga parcial, electrólisis del agua u oxidación.
Nitrógeno, hidrógeno, dióxido de carbono y monóxido de carbono.	Descarga parcial que supone daño a la celulosa o grave sobrecarga del transformador*
Nitrógeno, hidrógeno, metano con pequeñas cantidades de etano y etileno.	Chispas u otras fallas menores que causan cierta descomposición del aceite.
Nitrógeno, hidrógeno, metano con dióxido de carbono y pequeñas cantidades de otros hidrocarburos; por lo general sin presencia de acetileno.	Chispas u otras fallas menores en presencia de la celulosa*
Nitrógeno con gran cantidad de hidrógeno y otros hidrocarburos incluido el acetileno.	Arcos de alta energía que causan rápido deterioro del aceite.
Nitrógeno con gran cantidad de hidrógeno, metano, gran cantidad de etileno y algo de acetileno.	Arcos a altas temperaturas del aceite, pero en un área confinada, como por ejemplo, conexiones deficientes o cortos entre espiras.
Igual que el anterior, sólo que además hay presencia de monóxido de carbono y dióxido de carbono.	Igual que el anterior, excepto que los arcos son en combinación con la celulosa*
*Verificar si hay compuestos furánicos.	

- **Condición 2:** Si TDGC es mayor que 721 ppm y menor que 1920 ppm, indica nivel mayor a lo normal del gas combustible. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla debe tener investigación adicional. Una avería puede estar presente.
- **Condición 3:** Si TDGC es mayor a 1921 ppm y menor que 4639 ppm, indica un alto nivel de descomposición de la celulosa y/o aceite. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla debe tener investigación adicional. Alguna falla o fallas están probablemente presentes.

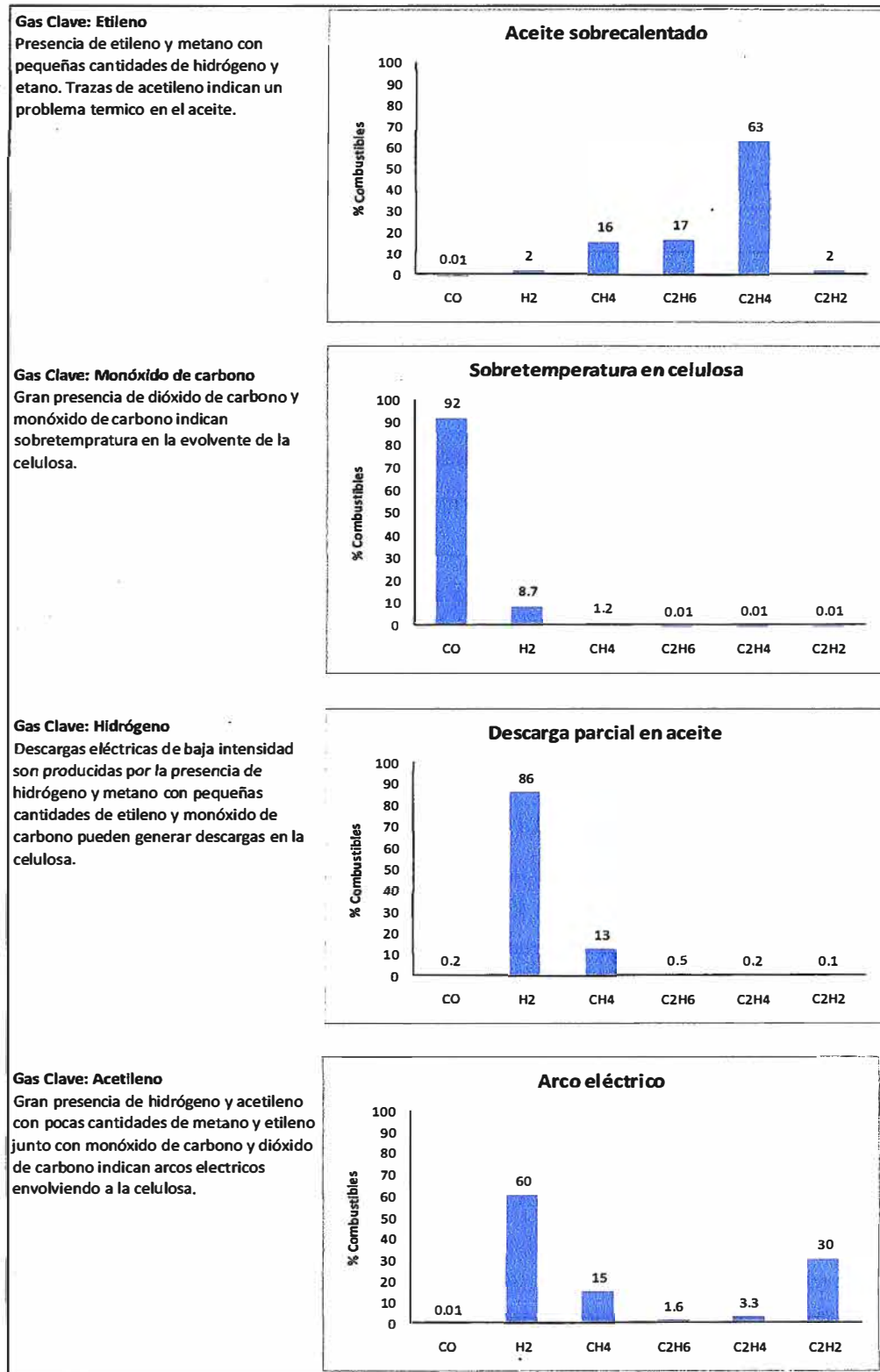


Figura 2.2 Perfiles de diagnóstico de gases claves.

- **Condición 4:** Si TDGC es mayor a 4631 ppm, indica descomposición excesiva. La operación continuada puede dar lugar a una posible falla en la operación del transformador.

En la Tabla 2.2 se muestran los valores de las concentraciones de gas disuelto en partes por millón.

Tabla 2.2 Concentraciones de gases disueltos [5].

Estado	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	TDGC*
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101 – 700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condición 3	701 – 1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	> 1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

\* CO<sub>2</sub> no está incluido en el TDCG porque no es un gas combustible.

### b. Método de las relaciones de gases de Rogers

Este método se basa en la correlación de los resultados de un gran número de fallos investigados para cada caso con el análisis de gases [5].

Se consideran las concentraciones de metano, etileno, etano, hidrógeno y acetileno. No se consideran las concentraciones de monóxido de carbono y dióxido de carbono. En la Tabla 2.3 se muestra las relaciones de gases utilizadas en el método de Rogers.

Tabla 2.3 Relación de gases para el método de Rogers [5].

Caso	R2 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	R1 CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	R5 C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Diagnóstico sugerido de falla
0	< 0.1	>0.1 y > 1.0	< 1.0	Unidad normal
1	< 0.1	< 0.1	< 1.0	Descarga parcial-arco de baja densidad de energía *
2	> 0.1 y < 3.0	0.1 – 1.0	> 3.0	Arco-Descargas de alta energía
3	< 0.1	> 0.1 y <1.0	1.0 - 3.0	Sobrecalentamiento térmico a baja temperatura
4	< 0.1	> 1.0	1.0 - 3.0	Térmica de alta temperatura menos de 700°C
5	< 0.1	> 1.0	> 3.0	Térmica de alta temperatura menos de 700°C

\* Habrá una tendencia para las relaciones R2 y R5 cuando se incrementen los valores por encima de 3.00 como una descarga desarrollada en intensidad.

En la Figura A.1 del Anexo A se muestra el diagrama de flujo para el método de Rogers.

### c. Método de las relaciones de Doernenburg

Este método requiere niveles significativos para que el diagnóstico sea válido y. Utiliza las relaciones R1, R2, R3 y R4 con el análisis de gases hidrógeno, metano, acetileno, etileno y etano [5].

A continuación se detallan los pasos a seguir para la interpretación del diagrama de flujo presentado en la figura A.2 del Anexo A:

- **Paso 1:** Se obtiene las concentraciones de gases por medio de la cromatografía.
- **Paso 2:** Si al menos una de las concentraciones de gases (en ppm) para H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> y C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, supera el doble del valor para el límite L1 (Tabla 2.4) y uno de los otros tres gases supera los valores límite L1, la unidad se considera defectuosa y se procede con el paso 3 para determinar la validez del procedimiento.
- **Paso 3:** Determinando la validez del procedimiento: Si al menos uno de los gases en cada relación R1, R2, R3 o R4 excede el límite L1, el procedimiento es válido, caso contrario, las relaciones no son significativas y la unidad debe ser investigada por procedimientos alternativos.
- **Paso 4:** Asumiendo que el análisis de la relación es válida, cada relación sucesiva es comparada con los valores obtenidos de la Tabla 2.5 en orden R1, R2, R3 y R4.
- **Paso 5:** Si todas las relaciones sucesivas para un tipo de falla específica cae dentro de los valores dados en la Tabla 2.5, el diagnóstico sugerido es válido.

Tabla 2.4 Concentración de gas disuelto [5].

Gas Clave	Concentración L1 (ppm)
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	100
Metano (CH <sub>4</sub> )	120
Monóxido de carbono (CO)	350
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	35
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	50
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	65

Tabla 2.5 Relación de gases claves – Doernenburg.

Diagnóstico de falla sugerido	R1 CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>		R2 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>		R3 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub>		R4 C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	
Descomposición térmica	> 1.0	> 0.1	< 0.75	< 1.0	< 0.3	< 0.1	> 0.4	> 0.2
Corona (Descargas parciales de baja intensidad)	< 0.1	< 0.01	No significativo		< 0.3	< 0.1	> 0.4	> 0.2
Arcos (Descargas parciales de alta intensidad)	> 0.1 < 1.0	> 0.01 < 0.1	> 0.75	> 1.0	> 0.3	> 0.1	< 0.4	< 0.2

#### d. Método del triángulo de Duval

Este método fue desarrollado por Michel Duval en base a una data de más de 10000 transformadores y similar número de análisis de gases disueltos realizados y diagnosticados con problemas de fallas

El método se basa en concentraciones en porcentajes en ppm de metano (CH<sub>4</sub>),

etileno ( $C_2H_4$ ), y acetileno ( $C_2H_2$ ) del total de los tres gases, procediéndose a trazar líneas a partir de los valores obtenidos en cada eje triangular que corresponda. El punto obtenido a partir de la intersección de las tres líneas trazadas ubicará la zona y el tipo probable de falla que se podría detectar en la muestra para ese grupo de concentraciones.

Las zonas presentes en el triángulo de Duval son [1]:

- **PD:** Descarga parcial.
- **T1:** Defecto térmico menor a 300 °C.
- **T2:** Defecto térmico entre 300 °C y 700 °C.
- **T3:** Defecto térmico mayor a 700 °C.
- **D1:** Descargas de baja energía.
- **D2:** Descargas de alta energía.
- **DT:** Mezcla de fallas térmicas y eléctricas.

En la figura 2.3 se muestra el triángulo de Duval referido para este método.

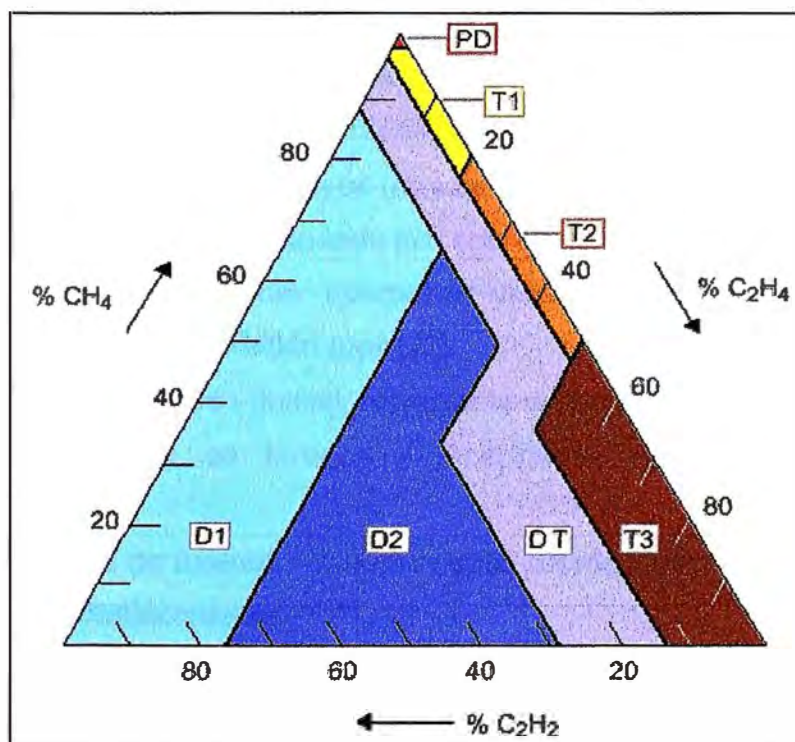


Figura 2.3 Triángulo de Duval.

#### 2.4. Interpretación del análisis de componentes furánicos en el aceite

Durante la degradación de la celulosa un grupo de compuestos que contienen anillos de furano son parcialmente solubles en aceite y se pueden medir por cromatografía de altas eficiencias (HLPC) [3].

La Figura 2.4 muestra la estructura molecular del polímero de fibra de celulosa, en el cual cada anillo está formado por moléculas de glucosa.

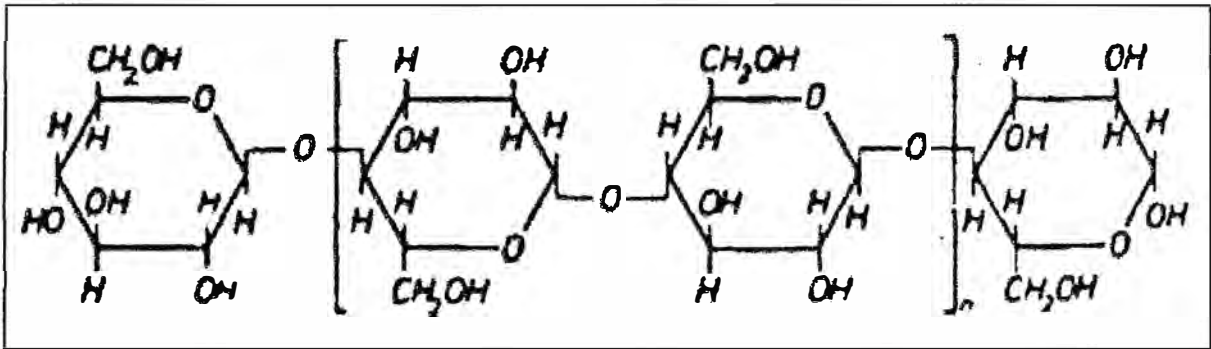


Figura 2.4 Estructura molecular de la celulosa.

El envejecimiento del aislamiento sólido está afectado por la temperatura, el agua, el oxígeno, asimismo niveles de monóxido de carbono y dióxido de carbono en los análisis de gases en el aceite aportan indican el grado de deterioro de papel.

Se realizan pruebas para cinco productos de furanos que son causa de diferentes problemas, estos son [6]:

- 5H2F (5-hidroximethyl-2 furaldehido) causado por oxidación (envejecimiento y calentamiento) del papel.
- 2FOL (2- furfuroil (2-furfuryl alcohol) causado por alta humedad en el papel.
- 2FAL (2-furaldehido) causado por sobrecalentamiento.
- 2ACF (2-acetylfuran) causado por rayos (rareza encontrada en DGA).
- 5M2F (5-methyl-2-furaldehido) causado por sobrecalentamiento local severo.

Para un primer análisis y poder interpretar valores obtenidos, se utilizan los siguientes patrones en partículas por billón (ppb) [2]:

- De 0 a 20 ppb total de furanos – Inicial, representa un transformador nuevo.
- De 21 a 100 ppb total de furanos – Aceptable, representa un ritmo de envejecimiento normal.
- De 101 a 250 ppb total de furanos – Cuestionable, representa la probabilidad de un ritmo acelerado de envejecimiento.
- Mayor a 251 ppb total de furanos – Inaceptable, representa un ritmo muy acelerado de envejecimiento.

La aparición de compuestos furánicos en el aceite sirven para predecir el grado de polimerización del aceite (DP) que da una idea del tiempo de vida usada para el transformador.

Para transformadores que no cuentan con papel mejorado térmicamente, la estimación del DP se realiza mediante el contenido de 2-furaldehido (2FAL). Para transformadores que cuentan con papel térmicamente mejorado, el cálculo se realiza en base al total de furanos.

La Tabla 2.6 se resumen las relaciones para la estimación de la vida útil del

transformador a partir de los compuestos furánicos.

Tabla 2.6 Relación de compuestos furánicos con el tiempo de vida útil del transformador [6].

Papel no mejorado térmicamente 2FAL (ppb)	Papel mejorado térmicamente Total de furanos (ppb)	Grado de polimerización (DP) calculado	Por ciento de vida promedio ya usada (%)	Interpretación
58	51	800	0	Tasa de envejecimiento normal
130	100	700	10	
292	195	600	21	
654	381	500	34	Tasa de envejecimiento acelerado
1464	745	400	50	
1720	852	380	54	
2021	974	360	58	
2374	1113	340	62	Excesivo envejecimiento peligroso
2789	1273	320	66	
3277	1455	300	71	
3851	1664	280	76	Alto riesgo de falla
4524	1902	260	81	
5315	2175	240	87	Fin de la vida esperada del aislamiento del papel y del transformador
6245	2487	220	93	
7337	2843	200	100	

## 2.5. Toma de muestra para el análisis del aceite del transformador

### 2.5.1 Materiales

Los principales materiales que se deben tener en cuenta para la toma de muestra de aceite dieléctrico del transformador son las siguientes [8]:

- Acoples de conexión para los tanques de almacenamiento.
- Mangueras de tygón de diferentes tamaños y diámetros.
- Herramientas para las componentes del transformador.
- Para la recolección de la muestra se recomienda jeringas hipodérmicas de vidrio de 50 ml y frascos de vidrio de color ámbar con tapas roscadas de 500, 120 y/o 50 ml.
- Recipiente para recolección de derrames, residuos y materiales de desecho.
- Recipiente para embalaje de muestras.
- Telas o materiales oleofílicos para la limpieza de válvulas y derrames de aceite.
- Termómetro para la medición de temperatura el momento de la toma de muestra.
- Rótulos de marcación.

### 2.5.2 Procedimiento

Para un correcto procedimiento de la toma de muestras del aceite se debe tomar las precauciones necesarias para la no contaminación del aceite, así también se deberá tomar nota de la temperatura al momento de la extracción de la muestra y del medio ambiente [8].

**a. Recolección de muestra de aceite utilizando jeringas de vidrio**

- Se adapta la válvula de muestreo hasta la jeringa en posición horizontal, dejando llenar la jeringa hasta un 60% de su volumen.
- Con la jeringa en posición vertical se procede a remover cualquier burbuja de aire que se encuentre dentro de la jeringa de tal modo que solo el aceite llene el espacio entre el extremo del émbolo y la base del cuerpo de la jeringa.
- Con la jeringa en posición horizontal se abre la válvula de muestreo para que el aceite del transformador ingrese a la jeringa, una vez llenada la jeringa, se procede al cerrado de la válvula de muestreo.
- Se separa la jeringa y se verifica que no existan burbujas de aire. Verificar que no queden rastros o fugas de aceite.
- Se procede a la rotulación de la jeringa con la información de control de muestras.
- Se coloca la jeringa en su embalaje para protegerla de la luz solar.

**b. Recolección de muestra de aceite utilizando frascos de vidrio**

- Se conecta la manguera de tygón con la válvula de muestreo hasta el fondo del recipiente para evitar la formación de burbujas de aire. Cuando el aceite esté parcialmente lleno se retira, y se lava, desechando el aceite.
- El aceite debe entrar suavemente desde el fondo del frasco hasta que se rebose el recipiente.
- Se cierra la válvula lentamente y se retira la manguera del frasco.
- Deberá dejarse un espacio libre en la parte superior del frasco para evitar que explote por los cambios de temperatura que pueda acontecerse durante el traslado de la muestra.
- Tapar inmediatamente el frasco y proceder a la rotulación del frasco con la información de control de muestras.

En la información del rotulado se indicará la fecha de extracción del aceite, la temperatura ambiente, la temperatura del aceite, la humedad y el número de recipiente. Luego se enviará la muestra al laboratorio para su posterior análisis.

**2.6. Herramienta opcional posterior al análisis cromatográfico del aceite.**

**2.6.1 Prueba de emisiones acústicas en el transformador**

Una herramienta cuando los resultados del análisis cromatográfico del aceite señalan un posible defecto incipiente en el transformador, es aplicar la prueba de emisiones acústicas [4].

Ésta herramienta consiste en la detección de emisiones acústicas producidas por descargas parciales al interior del transformador por medio de sensores de alta



frecuencia instalados sobre las paredes del transformador según norma ASTM-E-650 [7].

La Figura 2.5 muestra los sensores colocados sobre el transformador.

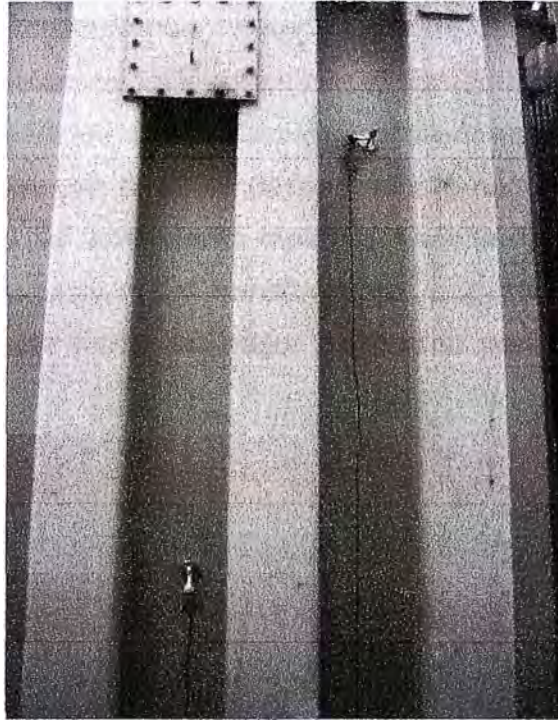


Figura 2.5 Sensores acústicos en cuba del transformador.

El registro de las señales de las descargas parciales proporcionará el diagnóstico para la detección, localización y caracterización de fuentes de generación de gases. Para ello se modela al transformador como un cuerpo en tres dimensiones en el cual se obtendrá la localización de algún posible defecto que ocasione una falla incipiente en relación con los resultados de la cromatografía del aceite realizado anteriormente.

La Figura 2.6 muestra los registros de las emisiones acústicas captadas por los sensores de la prueba.

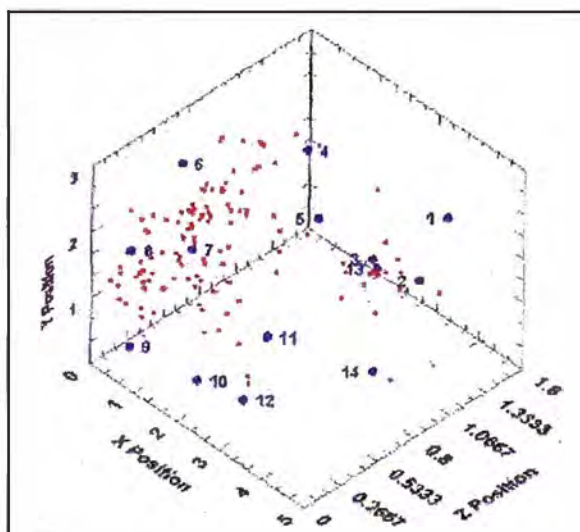


Figura 2.6 Localización en tres dimensiones de los eventos de emisión acústica.

Los registros también se encuentran relacionados con la temperatura del devanado del transformador, la carga del transformador, la operación de bombas/ventiladores y las operaciones del cambiador de derivaciones bajo carga, donde se analizara la influencia de estos parámetros con el aumento de registro de eventos.

Finalmente los resultados de la prueba se presentaran mediante la detección de señales acústicas asociadas con posibles descargas internas de media o alta intensidad, la formación de burbujas y del movimiento rápido del aceite debido a sobrecalentamiento local, pudiéndose localizar dentro del transformador una zona de ocurrencia de esos eventos, obteniendo de este modo un mejor panorama para determinar el estado del transformador en estudio.

### CAPÍTULO III ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se procederá a analizar resultados de cromatografías realizadas a transformadores de una empresa eléctrica de distribución de Lima, Para la interpretación del análisis cromatográfico del aceite se analizarán con los métodos de relaciones de Doernenburg, método de relaciones de gases de Rogers y el método de gases claves. Para el análisis de compuestos furánicos se procederá a la interpretación según Tabla 2.6 y así predecir el posible envejecimiento del papel aislante.

Este capítulo concluye con el beneficio que trae a la empresa eléctrica implementar un programa de análisis cromatográfico del aceite como parte de su plan de mantenimiento del transformador.

#### 3.1. Análisis para casos de cromatografía de gases disueltos en el aceite

##### 3.1.1 Análisis del caso aplicativo 1

La ficha con resultados del análisis cromatográfico del aceite se muestra en la Figura B.1 del Anexo B. Para este caso se analizan los registros de la última medición (24/03/2012), que es mostrada en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Registro de datos del caso aplicativo 1 (Fig. B.1 - Anexo B).

Gases	Registros Obtenidos
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	ND
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	32217
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	158550
Metano (CH <sub>4</sub> )	26
Monóxido de Carbono (CO)	1520
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	44
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	9156
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	26
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	ND

El término ND indica que el valor del gas no ha sido registrado por el límite de detección del equipo de cromatografía del laboratorio. Para el análisis puede ser aproximado al valor una unidad.

El análisis de los resultados que se han realizado para el presente caso se muestran a continuación:

- **Método de relaciones de gases de Rogers:** Según norma IEEE Std C57.104 recomienda la aplicación de otro método cuando no se ajustan a los criterios R1, R2 y R5,

En la Tabla 3.2 se muestran los valores obtenidos para cada relación R1, R2 y R5 de acuerdo a sus valores base.

Tabla 3.2 Resultados de las relaciones R1, R2 y R5 (elaboración propia).

Resultados por análisis del método de Rogers		
R1	CH <sub>4</sub> / H <sub>2</sub>	26.00
R2	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0.04
R5	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.59

El valor de R5 no se ajusta al criterio del diagrama de flujo mostrado en la Figura A.1 del Anexo A.

- **Método de relaciones de Doernenburg:** No es aplicable este método al no cumplir con el Paso 2 de la interpretación del método. Ninguno de los gases H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> y C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, son mayores al doble del límite L1, como muestra la Tabla 2.4. Por lo tanto según el diagrama de flujo de la Figura A.2 del anexo A indica la no posible existencia de falla.
- **Gases claves:** Según los resultados presentados en la Tabla 3.3, se observa un alto porcentaje de monóxido de carbono. Además de gran presencia de dióxido de carbono en la muestra, puede ocurrir en un posible sobrecalentamiento de la celulosa, según referencia de la Figura 2.2.

Tabla 3.3 Resultados de Gas clave (elaboración propia).

Resultados por análisis del método de Gases Claves	
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0.06%
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	1.61%
CO	93.94%
H <sub>2</sub>	0.06%

El diagnóstico del laboratorio (ver Figura B.1 del Anexo B) indica la detección de gran cantidad de monóxido de carbono y la realización de un nuevo análisis en tres meses.

### 3.1.2 Análisis del caso aplicativo 2

La ficha con resultados del análisis cromatográfico del aceite ara este caso se muestra en la Figura B.2 del Anexo B. Para este caso se analizan los registros de la última medición (24/03/2012), que es mostrada en la Tabla 3.4.

Al igual que el caso aplicativo 1, el término ND para este caso es considerado como el valor de una unidad.

Tabla 3.4 Registro de datos del caso aplicativo 2 (Fig. B.2 – Anexo B).

Gases	Registros Obtenidos
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	23
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	10258
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	56748
Metano (CH <sub>4</sub> )	6
Monóxido de Carbono (CO)	901
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	20
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	15021
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	50
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	ND

Los análisis con los resultados para este caso son los siguientes:

- **Método de relaciones de gases de Rogers:** Por medio de este método y aplicando la interpretación con el diagrama de flujo de la Figura A.1 del Anexo A, indica la no existencia de falla. Los resultados de las relaciones se muestran en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Resultados de las relaciones R1, R2 y R5 (elaboración propia).

Resultados por análisis del método de Rogers		
R1	CH <sub>4</sub> / H <sub>2</sub>	0.26
R2	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0.02
R5	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2.50

- **Método de relaciones de Doernenburg:** Verificando los registros de los gases H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> y C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, no cumplen con el Paso 2 de la interpretación del método. Al no ser mayores al doble del límite L1, según Tabla 2.4. Por lo tanto según el diagrama de flujo de la Figura A.2 del anexo A indica la no posible existencia de falla.
- **Gases claves:** Al existir la presencia de un alto porcentaje de monóxido de carbono. puede indicar la existencia de un posible sobrecalentamiento de la celulosa, según hace referencia en la Figura 2.2.

La Tabla 3.6 muestra los resultados en porcentajes para el presente método.

Tabla 3.6 Resultados de Gas clave (elaboración propia).

Resultados por análisis del método de Gases Claves	
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0.10%
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	5.00%
CO	90.01%
H <sub>2</sub>	2.30%

El diagnóstico del laboratorio (ver Figura B.2 del Anexo B) indica una gran presencia de monóxido de carbono y dióxido de carbono en la muestra y la realización de

un nuevo análisis en tres meses.

### 3.1.3 Análisis del caso aplicativo 3

La ficha con resultados del análisis cromatográfico del aceite para este caso se muestra en la Figura B.4 del Anexo B. Los registros de la cromatografía es mostrada en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Registro de datos del caso aplicativo 3 (Fig. B.4 – Anexo B).

Gases	Registros Obtenidos
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	70
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	13500
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	65900
Metano (CH <sub>4</sub> )	10
Monóxido de Carbono (CO)	536
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	13
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	9460
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	12
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	ND

Al igual que los casos aplicativos 1 y 2, el término ND (no detectado) será considerado como el valor de la unidad.

Los análisis con los resultados de cada método realizados para este caso son los siguientes:

- **Método de relaciones de gases de Rogers:** Haciendo el seguimiento de las relaciones R1, R2 y R5 para este método y en relación a la interpretación del diagrama de flujo de la Figura A.1 del Anexo A, indica la no existencia de falla. Los resultados de las relaciones se muestran en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Resultados de las relaciones R1, R2 y R5 (elaboración propia).

Resultados por análisis del método de Rogers		
R1	CH <sub>4</sub> / H <sub>2</sub>	0.14
R2	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0.08
R5	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.92

- **Método de relaciones de Doernenburg:** Los registros de los gases H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> y C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, no cumplen con el Paso 2 de la interpretación del método por consiguiente no son mayores al doble del límite L1 exigido, según muestra la Tabla 2.4. Por lo tanto según el diagrama de flujo de la Figura A.2 del anexo A indica la no posible existencia de falla.
- **Gases claves:** El alto porcentaje de monóxido de carbono en la muestra con presencia de dióxido de carbono en la muestra puede indicar la existencia de un posible sobrecalentamiento de la celulosa, según hace referencia en la Figura 2.2.

La Tabla 3.8 muestra los resultados realizados para el presente método.

Tabla 3.8 Resultados de Gas clave (elaboración propia).

<b>Resultados por análisis del método de Gases Claves</b>	
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0.16%
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	1.87%
CO	83.49%
H <sub>2</sub>	10.90%

El diagnóstico del laboratorio (ver Figura B.3 del Anexo B) indica una gran presencia de monóxido de carbono y dióxido de carbono en la muestra y la realización de un nuevo análisis en tres meses.

### 3.2. Análisis para casos de componentes furánicos en el aceite

#### 3.2.1 Análisis del caso aplicativo 4

La ficha del presente caso para el análisis de componentes furánicos se muestra en la Figura B.5 del Anexo B.

Tabla 3.9 Registro de datos del caso aplicativo 4 (Fig. B.5 – Anexo B).

<b>Componentes</b>	<b>Concentraciones (ppb)</b>
5-hydroxymethyl-2-furaldehyde (5M2F)	<5
2-furyl-alcohol (2FOL)	<5
2-furaldehyde (2FAL)	866
2-acetyl furan (2ACF)	<5
5-methyl-2-furaldehyde (5M2F)	<5

El análisis se realizará en base al componente furánico 2-furaldehído (2FAL) presente debido a que el transformador en estudio por su antigüedad contiene aislante sólido sin tratamiento térmico.

El valor en 866 ppb (parte por billón) del 2FAL en la muestra apunta, según Tabla 2.6, a un posible comienzo de envejecimiento del papel aislante. Los demás componentes no llegan a los límites de detección del equipo cromatográfico. La Figura B.3 del Anexo B muestra el diagnóstico del laboratorio realizado y la recomendación que el aceite sea tratado con tierra Fuller.

### 3.3. Beneficio de la cromatografía del aceite en el costo del plan del mantenimiento

El transformador de potencia es el equipo más caro en toda subestación eléctrica de generación, transmisión o generación, es por ello que no contar con un plan de mantenimiento apropiado para el equipo ocasionar pérdidas económicas para la empresa eléctrica. El costo del análisis cromatográfico en el aceite del transformador se estima entre 100 y 250 dólares en un laboratorio, dependiendo su certificación y procedencia

(nacional o extranjera), esto sumado a los costos de horas/hombre del personal de mantenimiento y repuestos resulta de un gran beneficio para la empresa eléctrica si lo comparamos con los altos costos de compra de un transformador nuevo que dependiendo de su potencia nominal y tensión de operación puede llegar hasta un millón de dólares americanos.



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### A. CONCLUSIONES

- Se concluye que la implementación y aplicación de un programa de mantenimiento al transformador donde se incluya la cromatografía de gases disueltos y componentes furánicos en el aceite sirve para mejorar el nivel de operación continua del transformador y la calidad del servicio. Disminuye riesgos de posibles defectos en el equipo por medio de una adecuada interpretación de los análisis de cromatografía, el cual, requiere de la estrategia de mantenimiento y la experiencia del ingeniero encargado.
- En los análisis realizados para los casos aplicativos en el presente informe, se concluye que al no obtener la aplicación del método de relaciones de gases de Rogers y del método de relaciones de Doernenburg, es una buena herramienta de interpretación el método de gases claves, tal como lo recomienda la IEEE Std C57.104 u otro método según corresponda y de este modo obtener un marco de referencia más amplio para el diagnóstico de un posible defecto interno que conduzca a una mejor interpretación.
- Se concluye que la realización del análisis cromatográfico y componentes furánicos en el aceite por parte de un laboratorio especializado y que forme del programa de mantenimiento de una empresa eléctrica resulta una gran ventaja económica a su favor, ya que si se compara con los altos costos de pérdida y compra de un transformador nuevo da como resultado un ahorro beneficioso para la empresa eléctrica.

### B. RECOMENDACIONES

- Las recomendaciones de las normas IEEE C57.104 y IEC 60599 para la interpretación del análisis cromatográfico deben ser consideradas por el personal de mantenimiento como elementos de referencia de la condición de operación del transformador pero no como un resultado concluyente, es por ello que se recomienda luego de efectuado el análisis cromatográfico y que ésta diagnostique algún posible defecto interno, revisar las condiciones de operación del transformador como presencia de armónicos o ventilación y hacerle seguimiento para ver la evolución del diagnóstico dado.

- Luego del diagnóstico realizado por el análisis cromatográfico del aceite, se recomienda realizar otros tipos de pruebas, como es el caso de la prueba de emisión acústica en el transformador, que es un proyecto del instituto de investigaciones eléctricas de Estados Unidos (EPRI) que comenzó en el año 2001. Esta prueba permite la localización de algún posible defecto diagnosticado por la cromatografía y así ampliar el panorama para tomar las acciones que mejoren la condición de operación del transformador antes de la ocurrencia de una avería, producto de un defecto con daño.
- El uso de programas computacionales en la interpretación del análisis cromatográfico y componentes furánicos en el aceite son unas grandes herramientas de ayuda, ya que pueden hacer cálculos en menor tiempo solo con el ingreso de los valores registrados en cada análisis, por lo que se recomienda su implementación en el departamento de mantenimiento de la empresa eléctrica.

## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**DIAGRAMAS DE FLUJO DE LOS MÉTODOS DE RELACIONES DE ROGERS Y**  
**DOERNENBURG SEGÚN NORMA IEEE Std C57.104**

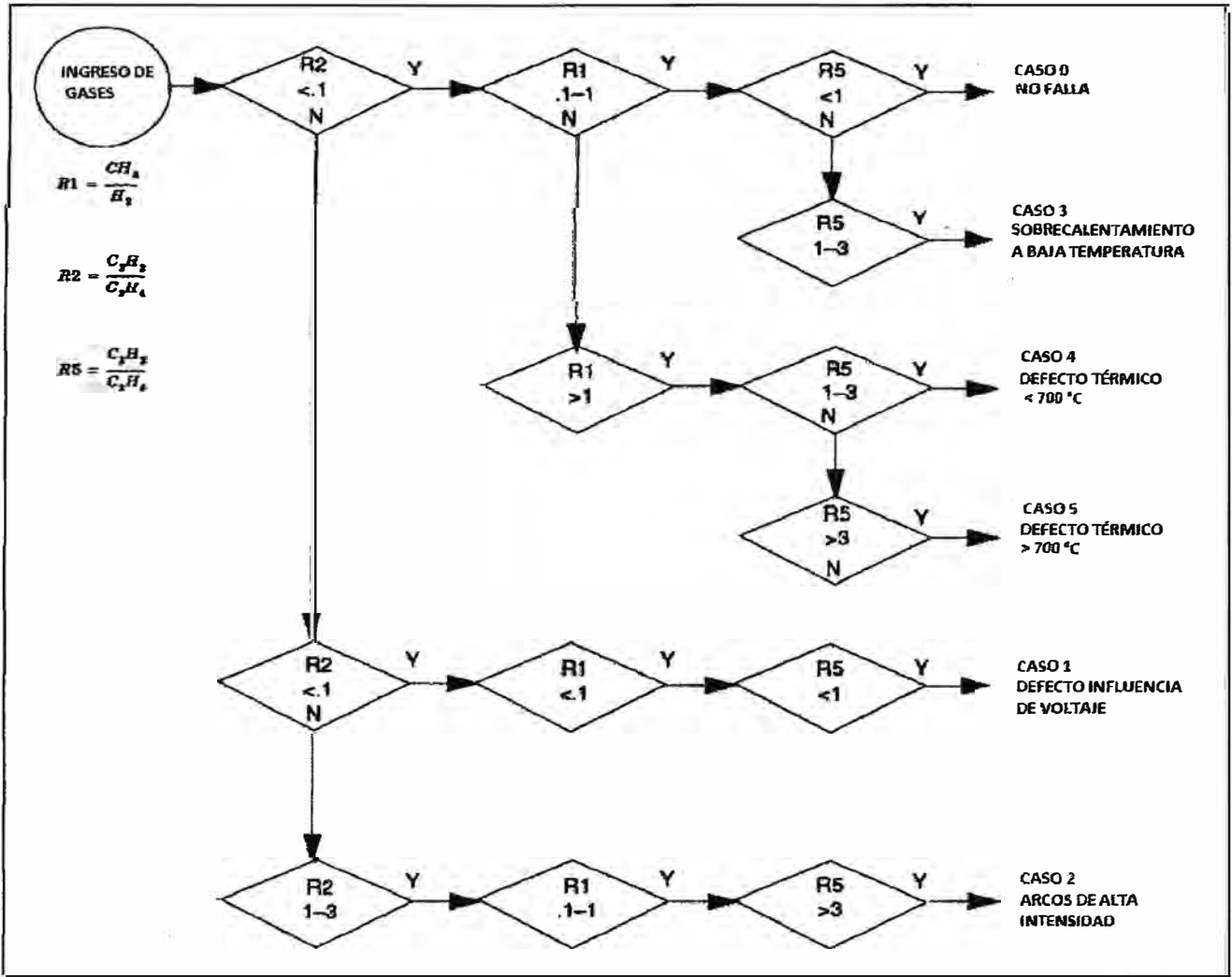


Figura A.1 Diagrama de flujo para el método de relaciones de Rogers.

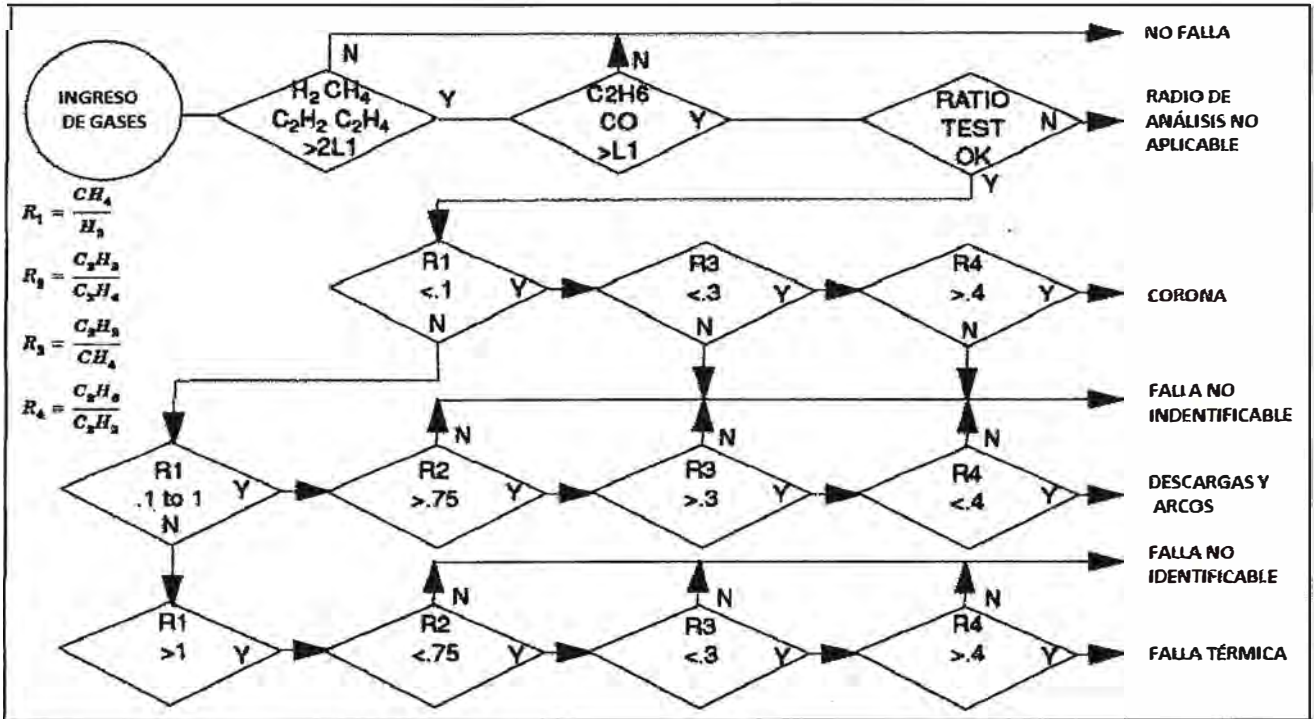


Figura A.2 Diagrama de flujo para el método de relaciones de Doernenburg.

**ANEXO B**  
**FICHAS DE CROMATOGRAFÍA DE GASES EM EL ACEITE**

SERIE:		TIPO DE EQUIPO:	TRANSFORMADOR		CANTIDAD DE ACEITE:	12200 Kg				
SUBESTACION:		TIPO DE ACEITE:	NYNAS ORION I		PUNTO DE MUESTREO:	INFERIOR				
FABRICANTE:	ABB	AÑO DE FABRICACION:	2007		TEMP. ACEITE (°C)	60				
TENSION:	60/22.5/10 KV	CONVUT. BAJO CARGA:	SI		TEMP. AMBIENTE (°C)	24				
POTENCIA:	40 MVA	TANQUE CONSERVADOR:	SI		HUMEDAD RELATIVA (%)	72				
NRO DE MUESTRA										
FECHA DE MUESTREO										
EN OPERACION										
TEMPERATURA DE MUESTRA (°C)										
			12/0725	12/0620	12/0325	11/0454-0409	18/0617			
			24/03/2012	23/02/2012	25/01/2012	19/04/2011	18/05/2010			
			SI	SI	SI	SI	SI			
			36	28	39	29	24			
NORMA ASTM										
	GAS	UNID.	VALORES		ORIENTACION					
D3812	HIROGENO (H2)	ppm	150	máximo	ND	ND	-	13	-	-
	OXIGENO (O2)	ppm	-	-	32217	4657	-	918	-	-
	NITROGENO (N2)	ppm	-	-	158250	23857	-	31699	-	-
	METANO (CH4)	ppm	130	máximo	26	15	-	12	-	-
	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	ppm	600	máximo	1620	1329	-	1690	-	-
	DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	ppm	14000	máximo	9458	8536	-	8531	-	-
	ETILENO (C2H4)	ppm	280	máximo	28	ND	-	ND	-	-
	ETANO (C2H6)	ppm	90	máximo	44	ND	-	ND	-	-
	ACETILENO (C2H2)	ppm	20	máximo	ND	ND	-	ND	-	-
	TOT. GASES COMBUSTIBLES	ppm	-	-	1618	1344	-	1915	-	-
TOTAL DE GASES	ppm	-	-	201630	38834	-	43363	-	-	
DIAGNOSTICO CROMATOGRAFICO IEC60598:1999+A1:2007 (MUESTRA 12-0725):										
* La cantidad de monóxido de carbono detectado se encuentra fuera del valor de referencia dado por la Norma IEC60598:1999+A1:2007.										
* Haciendo referencia a la Norma IEC60598:1999+A1:2007 se debería realizar un nuevo análisis en tres meses.										

Figura B.1 Ficha de cromatografía para el caso aplicativo 1.



SERIE:		TIPO DE EQUIPO:	TRANSFORMADOR	CANTIDAD DE ACEITE:	12200 Kg
SUBESTACION:		TIPO DE ACEITE:	SHELL DIALA D	PUNTO DE MUESTREO:	INFERIOR
FABRICANTE:	ABB	AÑO DE FABRICACION:	1998	TEMP. ACEITE (°C)	58
TENSION:	60/10 KV	CONMUT. BAJO CARGA:	SI	TEMP. AMBIENTE (°C)	30
POTENCIA:	40 MVA	TANQUE CONSERVADOR:	SI	HUMEDAD RELATIVA: (%)	55
<b>NRO DE MUESTRA</b>					
		120726	120621	120327	110153-0408
<b>FECHA DE MUESTREO</b>					
		24/03/2012	29/02/2012	25/01/2012	18/04/2011
<b>EN OMPRACION</b>					
		SI	SI	SI	SI
<b>TEMPERATURA DE MUESTRA (°C)</b>					
		31	33	34	26
<b>NDMA ASTM</b>					
NDMA ASTM	GAS	UND.	VALORES ORIENTACION		
D3612	HIDROGENO (H2)	ppm	150 máximo	23	15
	OXIGENO (O2)	ppm	-	10258	7974
	NITROGENO (N2)	ppm	-	58748	42416
	METANO (CH4)	ppm	130 máximo	6	15
	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	ppm	500 máximo	904	840
	DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	ppm	14000	15024	7135
	ETILENO (C2H4)	ppm	280 máximo	50	35
	ETANO (C2H6)	ppm	90 máximo	20	18
	ACETILENO (C2H2)	ppm	20 máximo	ND	ND
	TOT. GASES COMBUSTIBLES	ppm	-	1090	932
TOTAL DE GASES	ppm	-	83027	58457	

DIAGNOSTICO CROMATOGRAFICO IEC60599:1999+A1:2007 (MUESTRA 12.0726):

- La cantidad de monóxido y dióxido de carbono detectado se encuentran fuera del valor de referencia dados por la Norma IEC60599:1999+A1:2007.
- Haciendo referencia a la Norma IEC60599:1999+A1:2007 se debería realizar un nuevo análisis en tres meses.

Figura B.2 Ficha de cromatografía para el caso aplicativo 2.

**CONTROL DE CALIDAD  
ANÁLISIS DE ACEITE DIELECTRICO  
PRUEBAS DE APARATOS ELECTRICOS DE MT Y AT  
SERVICIOS DE MANTENIMIENTO**

Q-1153-2006  
29/11/2006

Señores:

Presente.

Atención

Asunto : INFORME ANALISIS DE ACEITE DE CUBA TRANSFORMADOR  
ABB, 25 MVA, 58/22.5M0 KV, 1996.

Referencia :

Adjunto al presente los siguientes reportes del transformador de la referencia.

REPORTE Nº	FECHA	ANALISIS	
J687-6	23/11/2006	ANALISIS DE GASES DISUELTOS	G
J687-6	24/11/2006	ANALISIS FISICO QUIMICO	FQ
J687-6	23/11/2006	CONTENIDO DE AGUA	W
J687-6	24/11/2006	FACTOR DE POTENCIA A 25°C y 100°C	D-E
J687-6	27/11/2006	ANALISIS DE FURANOS	F

Guia 6569370075

**RESULTADOS**

- G : Monóxido de Carbono (CO) y Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) indica envejecimiento de la celulosa.  
 FQ : Tensión interfacial y Acidez en nivel marginal  
 F : Valor índice de deterioro de la celulosa.

**CONCLUSIÓN**

Condición Operativa : OBSERVADO

**RECOMENDACION**

Tratar aceite con Tierra Fuller (Regenerado).

Atentamente,

[Redacted Signature]

Figura B.3 Ficha de cromatografía para los casos aplicativos 3 y 4.

Analysis Date: November 23, 2006  
 Client Number: [REDACTED]  
 MS Reference Number: J687-6

Analyzed by: *AP*  
 Verified by: *AP*

---

**TRANSFORMER GAS ANALYSIS REPORT**  
 Method: ASTM D3612

**SAMPLE IDENTIFICATION**

EQUIP. DESC.: Trafo-3ph	APP. TYPE:	LOCATION:	[REDACTED]
MANUFACTURER: abb	WORK ORDER:	SERIAL NO.:	[REDACTED]
YR: 59	SYNCHRO NO: 40055	DATE (MM/YY):	11/17/2006
YVA: 25		SAMPLING POINT:	Total Interior
Oil Temp (deg. C): 70		SAMPLED BY:	JV
YOUR REMARKS: Over: [REDACTED] 6/4/25/25/10, HV: 50/22.5/10, b. in 1996, 10550kg			

---

COMPONENT	PPM	LEVEL DS BR	NOTES
H2 (Hydrogen)	70	- -	"PPM" Parts per million by volume of dissolved gas at 273K and 760 torr;
O2/A (Oxygen + Argon)	13500	- -	"nd" Not detectable.
N2 (Nitrogen)	65900	- -	"DS" Dornenberg and Stritzmatter, U.S. Bureau of Reclamation.
CO (Carbon Monoxide)	536	+ -	"+" Component is above the warning level.
CH4 (Methane)	10	- -	"+" Component is below the warning level.
CO2 (Carbon Dioxide)	9450	+ -	
C2H4 (Ethylene)	12	- -	
C2H6 (Ethane)	13	- -	
C2H2 (Acetylene)	< 2	nd	
<b>TOTAL GAS CONTENT</b>	<b>8.96%</b>		

**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 = 17.65 PROBABLY NORMAL AGING	

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, \$19.98 and Morgan-Schaefer Tech. Bull. MS-25

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

Figura B.4 Ficha de cromatografía para el caso aplicativo 3.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Analysis Date: November 27, 2006  
 Client Number: [REDACTED]  
 MS Reference Number: J687-6

Analyzed by: *FM*  
 Verified by: *RP*

---

**FURANS ANALYSIS (ASTM D-5837)**

---

**SAMPLE IDENTIFICATION**

EQUIP. DESC.: Trafo-3yb	APP. TYPE:	LOCATION:	[REDACTED]
MANUFACTURER: ABB	WORK ORDER:	SERIAL NO.:	[REDACTED]
KV: 58	SYRINGE #: A0855	DATE (M/D/Y):	11/17/2006
EW: 25		SAMPLING PORT:	Tosa Inferior
OFL TEMP (deg. C): 70		SAMPLED BY:	JV

YOUR REMARKS: Over: [REDACTED], MVA: 25/25/10, KV: 58/22.5/10, b. in 1995, 10950Kg

---

**FURANS ANALYSIS (ASTM D-5837)**

Component	Concentration (PPB)	25/05/06
5-Hydroxyethyl-2-furaldehyde (5-HMF)	<5	3
Furfuryl alcohol (2-FOL)	<5	5
2-Furaldehyde (2-FAL)	856	474
2-Acetyl furan (2-ACF)	<5	5
5-Methyl-2-furaldehyde (5-MEF)	<5	14

*J*

\*Warning: Paper insulation degradation is occurring.

Figura B.5 Ficha de compuestos furánicos para el caso aplicativo 4.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEC 60599 – 1999-03, “Guía para la interpretación de los análisis de gases disueltos y libres” IEC
- [2] M. Horning, J. Kelly, S. Myers, R. Stebbins, “Guía para el mantenimiento del Transformador” 3ra edición, División de S.D.Myers, Inc, 2005.
- [3] Nynas Naphtenics AB, “Transformer Oil Handbook”, 2004.
- [4] EPRI, “Guidelines for the Life Extension of Substations”, 2000.
- [5] IEEE C57.104.1991, “Guide for interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers”.
- [6] Facilities Instructions, Standards, and Techniques Volume 3-31, “Transformer Diagnostics”, United States Department of the Interior Bureau of Reclamation, 2003.
- [7] Physical Acoustics Corporation, “Prueba de Emisión Acústica en Transformadores de Potencia”, 2007.
- [8] Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., “Guía para toma de muestras de aceites”, 2006.