



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

## FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Procedimiento para realizar e interpretar  
la prueba de cromatografía de gases en  
transformadores de potencia”**

### TESINA

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO MECÁNICO**

P R E S E N T A :

**IGNACIO REYES PÉREZ**

ASESOR: ING. AUGUSTO SANCHEZ CIFUENTES



MÉXICO D.F.

2010



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

**FACULTAD DE INGENIERIA**  
**DIVISION DE INGENIERIA MECANICA E INDUSTRIAL**  
ASUNTO: Solicitud de Jurado para Examen Profesional

MTRO. JOSE GONZALO GUERRERO ZEPEDA  
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERIA  
DE LA U.N.A.M.  
Presente

Por medio del presente, el alumno **IGNACIO REYES PÉREZ** registrado en esta facultad con el número de cuenta 300092419 en la carrera de **INGENIERIA MECANICA**.

Inscrito en la modalidad de titulación denominada:

**"TITULACION MEDIANTE TESIS O TESINA Y EXAMEN PROFESIONAL"**

quien ha cubierto los requisitos académicos necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, y habiendo presentado como trabajo escrito la **tesina** con el siguiente título:

**"PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR E INTERPRETAR LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA"**

solicita atentamente se sirva autorizar el siguiente Jurado:

ASIGNACION	NOMBRE	RFC
PRESIDENTE	M.I. JOSÉ ESTEBAN BARRIOS BONILLA	BABE-570213
VOCAL	ING. AUGUSTO SÁNCHEZ CIFUENTES	SACA-490826
SECRETARIO	ING. ALEJANDRO CORTES ESLAVA	COEA-650903
1ER. SUPLENTE	M.I. TANYA MORENO CORONADO	MOCT-760529
2DO. SUPLENTE	FIS. PEDRO RAMÍREZ MANNY	RAMP-670226

Atentamente.  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Cd. Universitaria, D.F. a 11 de noviembre de 2010

Dr. LEOPOLDO ADRIÁN GONZÁLEZ GONZÁLEZ

FIRMA DE ENTERADO

IGNACIO REYES PÉREZ

FIRMA DE ENTERADO

---

---

## AGRADECIMIENTOS

Gracias a Mi Dios por esta vida.

A mis sinodales  
por el apoyo y el tiempo brindado  
para la conclusión de este trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México  
y a cada profesor que contribuyo a mi formación académica.

A mis amigos y primos  
Genaro, Nivea, Edwin Fernando,  
Luis Enrique, Lourdes, Ignacio,  
Cesar, Vanesa, Alejandro e Ivan.  
por todo lo compartido.

A mis tíos  
por el ejemplo de tenacidad y lucha.

Ing. Fernando Mendoza Cuevas  
por el ejemplo de dedicación y  
trabajo.

---

---

## DEDICATORIAS

A mis padres:

Ignacio Reyes y Virginia G. Pérez,  
por enseñarme el valor familiar y guiarme  
por el camino del respeto y el éxito. Los amo

A mis hermanos Leodegario y Lucero,  
porque siempre han sido un ejemplo y  
un orgullo. Los quiero

Rocío Guzmán Hernández,  
por tu apoyo y amor incondicional



---

## INDICE

### INTRODUCCIÓN

#### CAPÍTULO 1

##### Transformadores de potencia

1.1 CLASIFICACIÓN	3
1.2 COMPONENTES	8
1.3 SISTEMA DE AISLAMIENTO	11
1.3.1 Aceite como aislamiento	12
1.3.2 Degradación del sistema aislante	15
1.4 MANTENIMIENTO	16
1.5 PRINCIPALES FALLAS INCIPIENTES	22

#### CAPÍTULO 2

##### Cromatografía de gases

2.1 CROMATOGRAFÍA DE GASES	28
2.2 COMPONENTES DE UN CROMATÓGRAFO	29
2.2.1 Fase móvil	30
2.2.2 Fase estacionaria	31
2.2.3 Columna cromatográfica	31
2.2.4 Horno	32
2.2.5 Detectores	32
2.3 CROMATOGRAMA	33
2.4 MÉTODOS DE INTERPRETACIÓN DEL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO	35
2.4.1 Relaciones de Doernenburg	35
2.4.2 Código de Roger	38
2.4.3 Triángulo de Duval	40



## CAPÍTULO 3

### Procedimiento para la prueba cromatografía de gases

1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN	43
2 DOCUMENTOS BÁSICOS	43
3 DEFINICIONES, SIGNOS, SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS	43
4 DESCRIPCIÓN DE LAS ETAPAS	43
A.- PROCEDIMIENTO PARA LA EXTRACCIÓN DE LA MUESTRA	44
A.1 Precauciones para el muestreo	44
A.2 Equipo para el muestreo	45
A.3 Procedimiento de muestreo	46
A.4 Identificación de la muestra	48
B.- EXTRACCIÓN DE LOS GASES DISUELTOS	49
C.- ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO	51
D.- CÁLCULOS DE RESULTADOS	52
E.- INTERPRETACIÓN DE FALLA (DIAGNÓSTICO)	53
E.1 Historial de análisis de gases disueltos	53
E.2 Guía rápida para el diagnóstico	54
E.2.1.- Primer golpe de vista	54
E.2.2.- Segundo golpe de vista	54
E.3 Aplicación de los métodos de interpretación	55
E.3.1.- Relaciones de Doernenburg	55
E.3.2.- Triángulo de Duval	55
E.3.3.- Código de Roger	56
F.- INFORME	56
5 DIAGRAMA DE FLUJO	57
5.1 Procedimiento para la prueba de cromatografía de gases.	57
5.2 Extracción de la muestra de aceite aislante	58
5.3 Interpretación de la prueba	59
6 ANEXOS	60
Anexo 6.1 Hoja de control del historial de análisis de gases disueltos	60
Anexo 6.2 Guía rápida de diagnóstico	61
Anexo 6.3 Hoja de informe de diagnóstico	62



---

## **CAPÍTULO 4**

### **Aplicación del procedimiento para la prueba de cromatografía de gases**

4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 1 [MVA]	65
4.1.1 Interpretación de resultados y diagnósticos	67
4.1.2 Informe	70
<b>CONCLUSIONES</b>	73
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	74
<b>GLOSARIO</b>	76



## INTRODUCCIÓN

---



Los transformadores de potencia son partes vitales dentro del funcionamiento de una subestación eléctrica, de ahí la necesidad de minimizar las causas que pueden provocar su fallo o salida de servicio. Para evitar esto existen muchos equipos y métodos que se utilizan para tratar de monitorear su funcionamiento, sin embargo, la mayoría actúan hasta la presencia misma de la falla, lo que conlleva a la sustitución o reparación del equipo y por consiguiente la retirada total o parcial del servicio.

De aquí que se lleve a cabo un mantenimiento predictivo y preventivo donde se realizan diversas pruebas al equipo eléctrico capaces de detectar posibles fallas antes de que estas se manifiesten de forma severa y provoquen reparaciones costosas. Una prueba que ha tenido un amplio reconocimiento a nivel mundial como método efectivo para la detección de fallas incipientes es el análisis de los gases disueltos en el aceite aislante.

Sin embargo, diferentes métodos y criterios en esta prueba presentan discrepancias en las metodologías propuestas y los resultados que brindan. Por tanto se puede asegurar que el problema presenta un gran margen de incertidumbre y la experiencia juega un papel fundamental en la solución. Lo anterior implica buscar la forma que lleve a la unificación de criterios en la forma de realizar e interpretar la prueba de cromatografía de gases al aceite aislante de transformadores de potencia, teniendo en cuenta la experiencia del personal encargado de realizar esta prueba.

El objetivo general de esta tesina es proporcionar un procedimiento que brinde las herramientas teóricas y prácticas al personal de mantenimiento de subestaciones eléctricas, para realizar el muestreo y la interpretación adecuada de los reportes de análisis cromatográfico realizado al aceite dieléctrico de transformadores; de manera particular se pretende que el personal encargado sea capaz de supervisar y diagnosticar el estado de funcionamiento de los transformadores de una forma unificada, identificando claramente el desarrollo de fallas incipientes, evitando así la generación de una falla mayor que lleve a la salida de funcionamiento del equipo.

Dentro de los equipos de potencia más importantes en los procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se encuentran los transformadores, los cuales tienen como función principal el cambiar los parámetros de la energía eléctrica variando su valor de tensión y corriente eléctrica, adicionalmente es uno de los equipos que requieren de una mayor inversión en su adquisición y puesta en servicio. Durante su vida útil los transformadores se ven expuestos a diferentes fenómenos que alteran



## INTRODUCCIÓN

---

su funcionamiento tales como descargas eléctricas, corrosión ambiental, altas temperaturas y esfuerzos eléctricos, los cuales afectan sus componentes y como consecuencia la confiabilidad y vida útil del mismo. Para evitar este deterioro el transformador cuenta con un sistema aislante que provee una barrera dieléctrica capaz de soportar las diferencias de potencial a que están sujetos sus componentes y así mantener el flujo de corriente principal por una trayectoria determinada, con el objeto de evitar trayectorias no deseadas (corto circuito).

Dentro del sistema de aislamiento se encuentra el aceite dieléctrico el cual además de funcionar como barrera dieléctrica entre los componentes del transformador y ser un refrigerante, brinda gran información del estado de funcionamiento del transformador. Con el deterioro de los materiales aislantes se forman diferentes tipos de gases que se van diluyendo en el aceite aislante y que más adelante y a la salida del rango permitido serán una clara señal de la presencia de una falla dentro del transformador, por tanto en un principio y con una buena interpretación por parte del personal de mantenimiento se puede llegar a detectar fallas incipientes y dar pronta solución, evitando así la generación de fallas mayores y pérdidas tanto en la reparación o cambio del equipo, así como en el subministro de energía.

Por lo anterior es importante determinar las condiciones en que se encuentra el aceite aislante mediante un plan de mantenimiento predictivo y preventivo, aplicando diversas pruebas al transformador, en este caso; un análisis cromatográfico al aceite aislante. Como mencionaremos en capítulos posteriores, esta prueba se basa en la separación de la muestra en sus distintos compuestos que la conforman, detectando los gases claves o característicos presentes en el aceite que nos ayuden a identificar la falla incipiente que se está generando dentro del transformador. Por otro lado es importante resaltar la importancia que se debe de tener en la interpretación de los resultados arrojados por esta prueba.

Este procedimiento utilizará tres métodos de interpretación los cuales proporcionarán un diagnóstico parcial del tipo de falla que se está presentando dentro del transformador. Cabe mencionar que esta prueba forma parte de un plan de mantenimiento a equipos eléctricos y en conjunto con otras pruebas proporcionaran el diagnóstico del estado de funcionamiento del transformador.



**Capítulo** **1**  
**Transformadores** **de**  
**Potencia**



Con el crecimiento de la industria surge la necesidad de transportar grandes cantidades de flujo eléctrico desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo, la industria eléctrica requirió de elevar la tensión en los centros de generación para llevar a cabo la transmisión de energía y reducirla al llegar a los centros de carga o de consumo. El dispositivo ideal para llevar a cabo esta tarea es el Transformador, el cual es utilizado de distintas formas a lo largo del proceso de generación, transmisión y distribución de energía.

El Transformador es un dispositivo eléctrico empleado para transferir y convertir la energía eléctrica de uno o más circuitos, aumentando o disminuyendo los niveles de tensión y corriente eléctrica hacia uno o más circuitos sin una variación de la frecuencia.

Está constituido por dos o más bobinas de alambre, por lo general aisladas entre sí eléctricamente y arrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético. La función del transformador es la de cambiar los parámetros de la energía eléctrica, de forma tal, que no sea preciso generar, transportar y consumir la energía a una misma tensión.

El transformador basa su operatividad en el fenómeno de inducción electromagnética<sup>1</sup> que se presenta entre sus bobinas. La figura 1.1 muestra un esquema del transformador en su forma más simple. Se tiene una fuente de alimentación de corriente alterna  $E_g$  y dos bobinas con  $N$  número de vueltas o espiras, la bobina presenta una reactancia por lo cual absorbe una intensidad de corriente  $I_m$  que al pasar por la bobina, crea una fuerza magnetomotriz o líneas de fuerzas electromotrices que a su vez generan un flujo  $\Phi_{m1}$ . El flujo  $\Phi_{m1}$  enlaza con su campo magnético las dos bobinas generando de esta forma una tensión  $E_2$  en la bobina secundaria. El flujo  $\Phi_{f1}$  solamente incide sobre las espiras de la bobina primaria y la podemos denominar como flujo de dispersión. El flujo  $\Phi_T$  es el flujo total, es decir la suma de los otros dos flujos ( $\Phi_{m1}$  y  $\Phi_{f1}$ ). En el caso que las bobinas estén muy separadas, el flujo  $\Phi_{m1}$  es muy reducido y estaremos hablando de un acoplamiento de bobinas débil. Sin embargo, si juntamos las dos bobinas, el flujo  $\Phi_{m1}$  aumenta respecto al flujo  $\Phi_T$  y habremos conseguido un acoplamiento entre bobinas óptimo. Esta es la razón por lo

<sup>1</sup> La inducción electromagnética es el fenómeno que origina la producción de una fuerza electromotriz (f.e.m.) en un medio o cuerpo expuesto a un campo magnético variable, o bien en un medio móvil respecto a un campo magnético estático. Es así que, cuando dicho cuerpo es un conductor, se produce una corriente inducida.

cual en la mayoría de los transformadores se realizan los devanados de las bobinas uno encima del otro, para conseguir mejorar el acoplamiento.

Falta indicar, que con un acoplamiento débil, no solamente disminuye el flujo  $\Phi_{m1}$ , también se reduce la tensión  $E_2$ . Sin embargo, al acercar las dos bobinas, se aumenta el flujo  $\Phi_{m1}$  y, por tanto, se aumenta la tensión  $E_2$ . Así, que la relación entre el flujo  $\Phi_{m1}$  y la tensión  $E_2$  es proporcional.

La configuración básica del núcleo y los devanados de un transformador se muestra en la figura 1.1, en uno de los lados del núcleo se enrolla un devanado denominado primario (P) y en el opuesto otro devanado continuo al que llamaremos secundario (S), el cual puede o no presentar el mismo número de espiras que P. En un transformador el devanado que recibe la energía es denominado primario o de entrada, con independencia de si se trata del de mayor o menor tensión, correspondiendo al otro devanado ser el secundario o de salida.

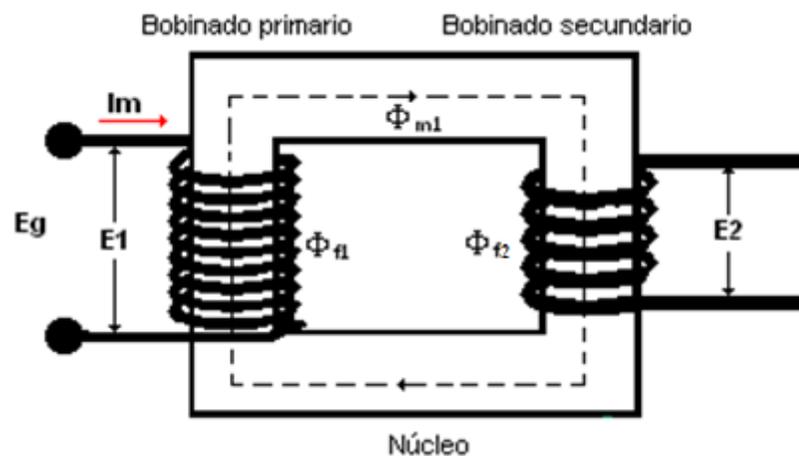


Figura 1.1.- Núcleo y devanados de un Transformador.

## 1.1 CLASIFICACIÓN

Las diferentes formas en que un transformador puede ser usado determina las diferentes formas en que puede ser clasificado, dependiendo generalmente de su operación, construcción y aplicación. Se pueden fabricar unidades monofásicas para formar un banco trifásico o pueden ser trifásicos en una sola unidad. También se pueden clasificar de acuerdo con el medio ambiente en el que operan, por su capacidad ó por la conexión de sus devanados. Es importante mencionar que para



nuestro estudio el transformador de potencia es ubicado dentro de la clasificación de operatividad teniendo la característica de tener una capacidad mayor a 500 KVA.

A continuación se muestran otras clasificaciones según el libro Transformadores de Distribución (Teoría, cálculo, construcción y pruebas)<sup>2</sup> :

- Por la operación
- Por el número de fases
- Por su utilización
- Por la construcción o forma del núcleo
- En función de las condiciones de servicio
- En función a su instalación
- Tipo de enfriamiento
- Por su capacidad
- Por su aplicación
- Por la preservación del aceite

**a) Por la operación:** Se refiere a la energía o potencia que manejan del sistema eléctrico.

- TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN.- Los que tienen capacidad desde 5 hasta 500 KVA (monofásico y/o trifásico).
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA.- Los que tienen capacidades mayores de 500 KVA.

**b) Por el número de fases:** De acuerdo a las características del sistema al que se conectara.

- MONOFÁSICO.- Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a una línea o fase y un neutro o tierra. Tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión. Se denota con  $1\phi$ .
- TRIFÁSICO.- Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a 3 líneas o fases y pueden estar o no conectados aun neutro común o a tierra. Tienen tres devanados de alta tensión y 3 de baja tensión. Se denota con  $3\phi$ .

---

<sup>2</sup> AVELINO PÉREZ, Pedro. Transformadores de Distribución (Teoría, cálculo, construcción y pruebas, segunda edición, Ed. Reverté, 2001.

- c) **Por su utilización:** De acuerdo a la posición que ocupan dentro del sistema.
- TRANSFORMADORES PARA GENERACIÓN.- Son transformadores de potencia que van conectados a la salida del generador. Proporcionan la energía a la línea de transmisión.
  - TRANSFORMADORES DE SUBESTACIÓN.- Los transformadores de potencia que se conectan al final de la línea de transmisión para reducir la tensión a nivel de subtransmisión.
  - TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.- Reduce la tensión de subtransmisión aplicables a las zonas de consumo.
  - TRANSFORMADORES ESPECIALES.- Son transformadores de potencia diseñados para las aplicaciones no incluidas en las anteriores y que pueden ser: reguladoras de tensión, transformadores para rectificador, transformadores para horno de arco eléctrico, etc.
  - TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS.- Son transformadores de potencial y transformadores de corriente que son usados en la medición, en la protección y en el control.
- d) **Por la construcción o forma del núcleo:** De acuerdo con la posición que existe entre la colocación de las bobinas y el núcleo.
- NÚCLEO ACORAZADO.- También llamado tipo “Shell”, es aquel en el que el núcleo se encuentra cubriendo los devanados de baja y alta tensión. Se muestra en la figura 1.2.

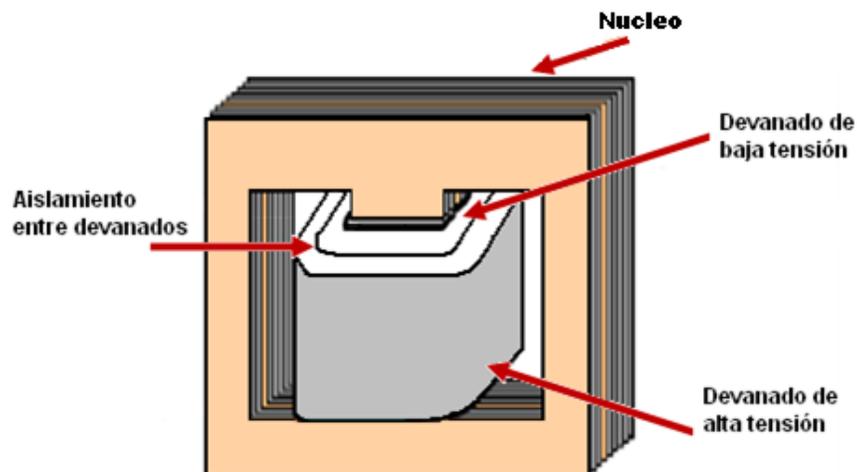


Figura 1.2.- Núcleo tipo acorazado ó Shell.

- NÚCLEO NO ACORAZADO.- También conocido como tipo columna o “Core” y es aquel en el cual las bobinas abarcan una parte considerable del circuito magnético. La figura 1.3 muestra la configuración de un núcleo tipo columna.

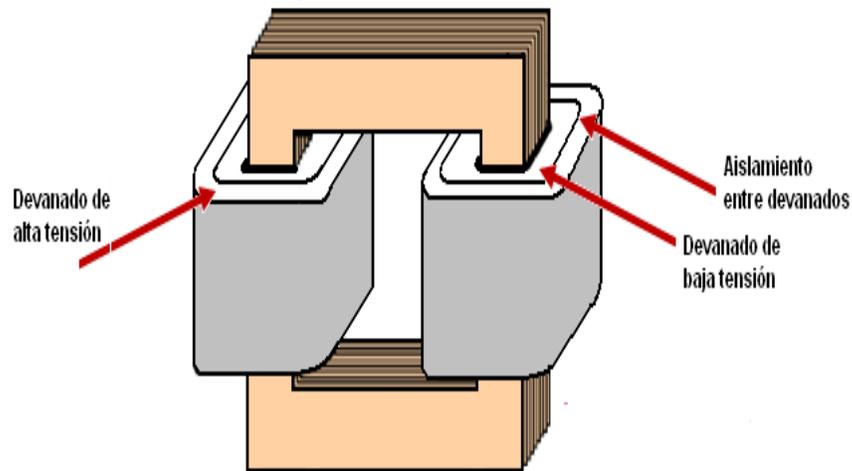


Figura 1.3.- Núcleo tipo columna ó Core.

- e) **En función de las condiciones de servicio:** El diseño de la subestación determina el tipo de equipos que deben utilizarse. Para transformadores de gran capacidad, prácticamente todos son del tipo intemperie. Los transformadores tipo caverna utilizados en instalaciones subterráneas son de gran capacidad y son prácticamente iguales a los instalados a la intemperie.
- PARA USO INTERIOR
  - PARA USO A LA INTEMPERIE



f) **Tipo de enfriamiento:** En la tabla 1.1 se indica la clasificación de transformadores de acuerdo con el tipo de enfriamiento, según la norma NMX-J-284-ANCE-1998<sup>3</sup>.

TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE AISLANTE		
Tipo de enfriamiento		Descripción
Designación anterior	Designación actual	
OA	ONAN	Enfriamiento natural.
OA/FA	ONAN/ONAF	Enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado.
OA/FOA/FOA	ONAN/ODAF/ODAF	Enfriamiento natural / aceite dirigido-aire forzado / aceite dirigido-aire forzado.
FOA	OFAF	Enfriamiento con aceite forzado y con aire forzado.
OW	ONWN	Enfriamiento por agua.
FOW	OFWF	Enfriamiento de aceite forzado y enfriadores de agua forzada.
TRANSFORMADOR DE TIPO SECO		
Designación IEEE	Designación IEC	
AA	AN	Ventilado con aire natural.
AFA	AF	Ventilado con aire forzado
AA/FA	ANAF	Ventilado con enfriamiento natural y aire forzado.
ANV	ANAN	Sin ventilación con enfriamiento natural.
GA	GNAN	Sellado con enfriamiento natural.

Tabla 1.1.- Clasificación de transformadores de acuerdo a su sistema de enfriamiento.

g) **Por su aplicación:** De acuerdo con su aplicación en los sistemas eléctricos, se clasifican en los siguientes tipos:

- Elevadores
- Reductores
- Para instrumentos
- Reguladores

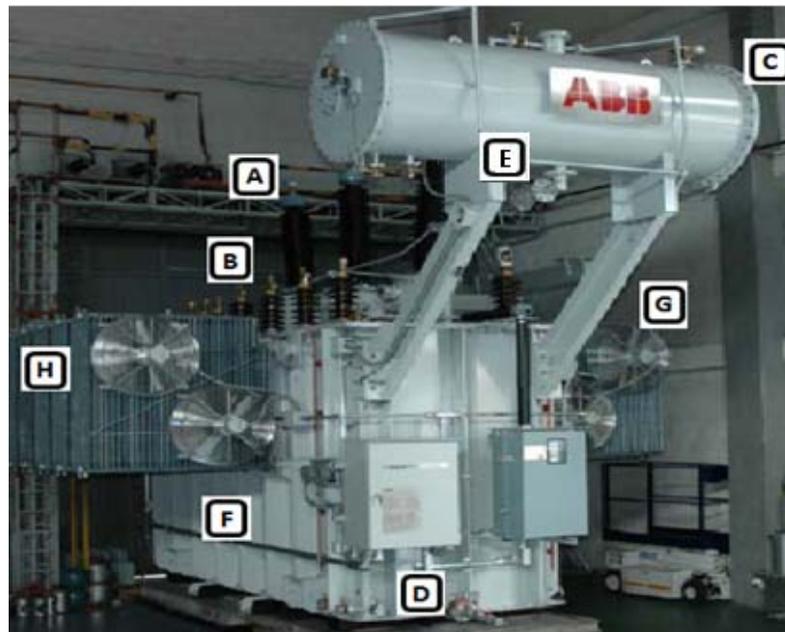
<sup>3</sup> Norma Oficial Mexicana NMX-J-284-ANCE-1998. Productos eléctricos-Transformadores de Potencia-Especificaciones.

**h) Por la preservación del aceite:** De acuerdo con el sistema utilizado para la preservación del aceite, se tienen los siguientes tipos:

- **CON TANQUE CONSERVADOR:** Los transformadores con tanque conservador, utilizan diferentes métodos para preservar las propiedades del aceite, aislándolo del medio ambiente y regulando la presión de salida de los gases.
- **SIN TANQUE CONSERVADOR:** Estos equipos no cuentan con tanque conservador, pero usan los métodos de respiración a través de silica gel o sellado con aire o Nitrógeno para la preservación del aceite.

### 1.2 COMPONENTES

Los transformadores están integrados por distintos componentes que cumplen con una función en particular. Se pueden ubicar en cuatro grandes grupos: circuito magnético, circuito eléctrico, sistema de aislamiento y tanque junto con accesorios. En cuanto a los accesorios, se clasifican en aquellos que indican las condiciones de operación y elementos de protección. En la figura 1.4 se ilustra un transformador de potencia con sus principales componentes y accesorios.



- |                                   |                        |
|-----------------------------------|------------------------|
| A. Boquillas de alta tensión.     | E. Relevador Buchholz. |
| B. Boquillas de baja tensión.     | F. Tanque.             |
| C. Tanque conservador.            | G. Ventiladores.       |
| D. Válvula de muestreo de aceite. | H. Radiadores.         |

Figura 1.4.- Partes de un transformador trifásico.



### a) Circuito magnético (núcleo)

El circuito magnético se conoce comúnmente como núcleo y servirá para conducir el flujo magnético generado, el cual concatenará magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador. El núcleo está formado por láminas de acero al silicio de grano orientado y una alta permeabilidad magnética, la cual facilita la trayectoria del flujo magnético, presentando una baja reluctancia.

### b) Circuito eléctrico (devanados)

Los componentes que integran al circuito eléctrico del transformador son los devanados, los cuales están formados por varias bobinas conectadas en serie o en paralelo, dependiendo del nivel de tensión de operación o de la corriente requerida. Las bobinas se fabrican con material conductor de Cobre o de aluminio y se encuentran aisladas entre sí.

En el transformador se identifican dos tipos de devanados: el devanado primario que está conectado a la fuente de energía y el secundario que está conectado a la carga. La función que cumple el devanado primario es la de crear un flujo magnético para inducir en el devanado secundario una fuerza electromotriz, y transferir una tensión eléctrica del primario al secundario mediante el principio de inducción electromagnética.

### c) Tanque y accesorios

Los transformadores deben ser construidos con un tanque hermético, con el objeto de la preservación en buen estado del aceite aislante y proteger las partes energizadas del transformador. Sirve también como estructura de montaje para los accesorios y equipo de control.

La Norma Oficial Mexicana NOM-J-116-ANCE-2005<sup>4</sup>, marca los accesorios requeridos para un transformador:

- Indicador magnético de nivel de aceite
- Válvula de sobrepresión

<sup>4</sup> Norma Oficial Mexicana NOM-J-116-ANCE-2005, Productos eléctricos-Transformadores-Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación- Especificaciones.



- Válvula de alivio
- Relevador de presión súbita
- Indicador de temperatura del aceite
- Indicador de temperatura del devanado
- Indicador de la temperatura máxima de operación hot spot
- Indicadores y registradores de temperatura remotos
- Gabinete de control o centralizador
- Transformadores de corriente
- Cambiador de derivaciones
- Relevador de flujo
- Sistemas de preservación del aceite
- Bombas e indicadores de flujo
- Placa de datos
- Empaques
- Punto de conexión a tierra
- Pintura

Para transformadores de potencia habrá que incluir lo siguiente:

- Termómetros de contacto y sin contacto de alarma
- Niveles de aceite con contacto y sin contacto de alarma
- Relevador Buchholz
- Ventiladores

#### **d) Sistema de aislamiento**

La función principal del sistema de aislamiento dentro del transformador es de dos tipos: aislamiento térmico; encargado de disipar el calor generado en el transcurso de la operación de la unidad y el aislamiento eléctrico, encargado de actuar como medio dieléctrico para prevenir la formación de arcos entre dos conductores con alta diferencia de potencial.

El sistema de aislamiento se puede dividir en sistema de aislamiento sólido y líquido, en el siguiente punto se verán las principales características que tienen que cumplir los materiales aislantes que conforman este sistema, así como la importancia del mismo para el buen funcionamiento del transformador.



### 1.3 SISTEMA DE AISLAMIENTO

El buen funcionamiento así como la vida útil de un transformador, dependen en mayor parte de la conservación en buen estado del sistema de aislamiento, ya que la gran mayoría de las fallas en los transformadores obedecen al deterioro de sus componentes y su propio aislamiento, provocando que el transformador deba ser sometido a un costoso y tardado mantenimiento correctivo para su rehabilitación.

El sistema de aislamiento es el encargado de aislar los devanados del transformador entre ellos y a tierra, así como las partes cercanas al núcleo y a las partes de acero que forman su estructura. La función principal de los aislamientos es crear una barrera dieléctrica capaz de soportar las diferencias de potencial a que están sujetos los componentes del transformador y así mantener el flujo de corriente principal por una trayectoria determinada, con el objeto de evitar trayectorias no deseadas.

Los aislamientos sólidos deben cumplir tres funciones importantes:

- Calidad para soportar las tensiones relativamente altas encontradas en servicio normal (esfuerzos dieléctricos).
- Calidad para soportar esfuerzos mecánicos y térmicos, los cuales acompañan a un corto circuito.
- Calidad para prevenir excesivas acumulaciones de calor (transmisión de calor).

Los principales materiales aislantes sólidos utilizados son:

- Madera (papel kraft, papel Manila, cartón prensado, cinchos de papel, etc.)
- Barnices.
- Fibra vulcanizada.
- Porcelanas.
- Baquelitas.
- Plásticos.
- Recubrimientos de polvo epóxico.

Los aislamientos líquidos o medios de inmersión que pueden ser utilizados son los aceites aislantes minerales, los compuestos de silicón y los líquidos askareles. Estos últimos están en la actualidad fuera de uso debido a su alto poder tóxico, los



compuestos a base de silicón presentan una gran estabilidad tanto eléctrica como térmica y no presentan riesgos en su manipulación, pero por ser aún novedosos son de alto costo comparados con los aceites minerales, los cuales son los más utilizados ya que proporcionan resistencia dieléctrica entre los componentes del transformador, disipan eficientemente el calor actuando como agente refrigerante y protegen el demás sistema de aislamiento.

Existen muchos factores que afectan la vida del sistema de aislamiento, teniendo principalmente las altas temperaturas, la presencia de humedad la cual reduce notablemente las propiedades dieléctricas del aceite y los campos eléctricos intensos. De hecho lo que sucede realmente con los aislamientos, es que éstos intervienen en reacciones químicas propiciadas y aceleradas por los factores mencionados. Otros factores que afectan la vida de los aislamientos son las sobre tensiones transitorias originadas por las maniobras y las descargas atmosféricas.

### 1.3.1 Aceite como aislamiento

El aceite es un componente muy importante dentro del sistema de aislamiento del transformador y para que cumpla con su función de aislante dieléctrico y refrigerante, esté debe contar con diferentes propiedades tales como con una rigidez dieléctrica suficientemente alta para resistir las sollicitaciones eléctricas que se presentan en el servicio, una viscosidad adecuada para asegurar la circulación convectiva y facilitar la transferencia de calor, un punto de escurrimiento bajo, que asegure la fluidez del aceite a bajas temperaturas, una buena estabilidad a la oxidación, un bajo factor de potencia, una estabilidad química y física y de preferencia un bajo costo. Las especificaciones físicas, químicas y eléctricas del aceite aislante para transformadores de acuerdo a NOM-J-123-ANCE-2001<sup>5</sup> se muestran en la tabla 1.2.

<sup>5</sup> Norma Oficial Mexicana NOM-J-123-ANCE-2001, Aceite aislante no inhibido para transformadores.



## CAPÍTULO 1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA



CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	ESPECIFICACIÓN	MÉTODO DE PRUEBA INCISO DE REFERENCIA
<b>FÍSICAS</b>			
APARIENCIA VISUAL	----	Brillante y transparente (sin sólidos suspendidos)	6.1
COLOR	----	1 MAX.	6.2
DENSIDAD RELATIVA A 20/4° C	----	0.840 A 0.880	6.3
TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO	° C	-26 MAX.	6.4
TEMP. DE INFLAMACIÓN 101.3 KPA (mm de Hg)	° C	145 MIN.	6.5
TENSIÓN INTERFACIAL A 25 ± 1° C	mN/m (dinas/cm)	40 MIN.	6.6.
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 40°C	cSt ,(SSU)	10.4 MAX. , (60)	
<b>QUÍMICAS</b>			
AZUFRE CORROSIVO	----	NO CORROSIVO	6.7
AZUFRE TOTAL	% EN PESO	0.10 MAX.	6.8
CARBONES AROMÁTICOS	% EN PESO	8.0 A 12.0	6.9
CLORUROS Y SULFATOS	----	NEGATIVOS	6.10
CONTENIDO DE AGUA	ppm	35 MAX.	6.11 ó 6.11.8
CONTENIDO DE INHIBIDORES	----	NEGATIVO	6.12 ó APENDICES A ó B
ENVEJECIMIENTO ACELERADO:			
– NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN	mg KOH/G	0.40 MAX.	6.13 ó APENDICE D
– DEPÓSITOS	% EN PESO	0.10 MAX.	
NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN	mg KOH/G	0.03 MAX.	6.14
<b>ELÉCTRICAS</b>			
FACTOR DE POTENCIA A 60 Hz:			
– A 25°C	%	0.05 MAX.	6.15
– A 100°C	%	0.3 MAX.	
TENSIÓN DE RUPTURA DIELECTRICA			
– ELECTRODOS PLANOS (2.54 MM)	kV	30 MIN.	6.16
– ELECTRODOS SEMIESFÉRICOS (1.02MM)	kV	20 MIN.	
TENDENCIA A LA GASIFICACIÓN	----	DEBE ABSORBER GAS	6.17

Tabla 1.2.- Especificaciones del aceite aislante no inhibido para transformadores.



La materia prima para la fabricación de aceites aislantes, está constituida por hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos; variando el porcentaje de cada uno de ellos, dependiendo del crudo básico y del proceso de refinación, así mismo se encuentran presentes en concentraciones muy bajas compuestos de Azufre, Nitrógeno y Oxígeno (compuestos polares) que dan al aceite su inestabilidad a la oxidación.

Los hidrocarburos aromáticos son más estables desde el punto de vista eléctrico y presentan una menor tendencia a gasificarse, que los del tipo parafínico. En cambio, los nafténicos tienen mayor estabilidad con el aumento de la temperatura y un bajo punto de congelación.

Los procesos existentes para la obtención de aceites aislantes, se han desarrollado para eliminar los componentes indeseables y conservar los deseables de las materias primas. Existen dos tipos de aceites aislantes: los aceites artificiales y los derivados del petróleo.

### a) Aceites artificiales

Comúnmente se les llama askareles y son compuestos sintéticos no flameables, los cuales una vez descompuestos por arqueo eléctrico, solamente producen mezclas gaseosas no flameables. Por lo mismo son muy estables y difíciles de destruir, son contaminantes ambientales y tóxicos; además producen acné por contacto o disturbios al hígado o riñones por inhalación de los gases producidos. Los más comunes son el tricloro difenil, pentacloro difenil y triclorobenceno, actualmente se encuentra prohibida su utilización.

El problema principal del askarel al estar en operación es el agua, ya que sólo una pequeña porción, se disuelve en el aceite y el resto flota sobre la superficie. La resistencia dieléctrica del askarel disminuye rápidamente conforme la concentración de humedad tiende a la saturación. Un arqueo severo reduce también la resistencia dieléctrica de los askareles produciendo su descomposición, con lo cual el fluido se oscurece debido a las partículas de carbón. No es económico tratar de recuperar la calidad de un askarel que fue expuesto a un arqueo severo, por lo que debe ser desechado. Hasta el momento la única manera de deshacerse de los askareles es ponerlo en tambores herméticos y enterrarlo a profundidad; aunque algunas compañías han desarrollado una tecnología experimental para destruirlos.



b) Aceites derivados del petróleo

Básicamente son dos, los de base nafténica, que normalmente son los de importación y que tienen un bajo punto de congelación ideal para usarlos en lugares donde la temperatura ambiente es muy baja; y los de base parafínica a los que pertenece al aceite nacional.

El aceite aislante también contiene otros compuestos con estructura similar a los hidrocarburos, pero en ellos, algún átomo de carbón está reemplazado con átomos de Azufre, oxígeno o Nitrógeno, a ellos se les llama heteroátomos. Estos hetero-compuestos pueden ser ácidos carboxílicos, ésteres, éteres, amidas, amidas, mercaptanos, etc.

Todos los crudos del petróleo contienen Azufre y compuestos de Azufre, el cual varía de 1 hasta 20%<sup>6</sup>, dependiendo de su origen. Estos compuestos de Azufre influyen en las propiedades de los aceites y obligan a tratamientos en el proceso del crudo, ya que se requiere la ausencia de compuestos de Azufre para evitar la corrosión del Cobre, principal metal utilizado en la construcción de equipo eléctrico. El crudo del petróleo contiene también cantidades relativamente pequeñas de compuestos de Nitrógeno. Sin embargo cualquier compuesto de Nitrógeno sin importar la cantidad, jugará un papel importante en el proceso de oxidación.

### 1.3.2 Degradación del sistema aislante

El aceite de aislamiento se deteriora gradualmente por la absorción de la humedad del aire y de partículas extrañas que entran en el aceite, teniendo como principal efecto la oxidación, la cual se acelera por el aumento de la temperatura del transformador y por el contacto con metales tales como el Cobre, el Hierro, etc. Además de lo anterior, el aceite sufre una serie de reacciones químicas tales como la descomposición y la polimerización, que producen partículas que no se disuelven en el aceite y que se precipitan en el núcleo y bobinados. Los sedimentos no afectan directamente la rigidez dieléctrica, pero los depósitos que se forman sobre los devanados impiden su normal refrigeración.

<sup>6</sup> RAS, Enrique. Transformadores de potencia de media y de protección, séptima edición.



Esta oxidación provoca que el aceite empeore en cuanto a características aislantes y refrigerantes, llegando con el tiempo a su degradación total. Para alargar el proceso, modernamente se emplean productos químicos denominados inhibidores los cuales son sustancias que son agregadas en el proceso de refinación del aceite, estos materiales de procedencia natural retardan la oxidación del aceite mientras se consumen, una desventaja es que los inhibidores artificiales tienen un tiempo de vida útil, es decir se consumen en un tiempo que depende de las condiciones de operación y tipo de transformador.

El deterioro del sistema de aislamiento no solo se refiere a la degradación de la parte líquida, sabemos que la vida de servicio del papel aislante depende de la estabilidad del aceite, por tanto al afectarse las características del aceite aislante el papel también sufre alteraciones en su composición, acelerando la degradación de las fibras de la celulosa y generando diferentes tipos de gases, los cuales se convertirán en evidencia de que existe una o más fallas en el transformador.

Tomando en cuenta que es muy difícil el evitar la degradación del sistema aislante, se hace notar la importancia de vigilar su estado con la programación de un buen mantenimiento para una rápida detección y solución de las fallas presentadas en su más temprana edad dentro del transformador.

### **1.4 MANTENIMIENTO**

Dentro de los equipos eléctricos más importantes en el proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se encuentra los transformadores de potencia; los cuales adicionalmente son uno de los equipos que requieren una mayor inversión en su adquisición y puesta en servicio. Durante su vida útil los transformadores se encuentran sometidos a diferentes estados de cargabilidad y de solicitaciones transitorias, así como a fenómenos naturales tales como descargas eléctricas, corrosión ambiental y fallas propias de operación que inevitablemente influyen en el grado de envejecimiento de los aislantes, afectando sus componentes y como consecuencia la confiabilidad y vida útil del mismo.



El Procedimiento GOD-3537 “Manual de mantenimiento a transformadores de potencia hasta 138 KV”<sup>7</sup>, señala que la edad media para los transformadores en general es del orden de 25-30 años. En la figura 1.5 se presenta la curva de vida-muerte de un transformador, se puede observar que al principio de su operación el equipo pasa por un período de mortalidad infantil donde se reducen sus posibilidades de falla, después pasa a una etapa de estabilidad llamada período de vida útil, donde el equipo se estabiliza y presenta el menor número de fallas, para posteriormente pasar a un periodo de envejecimiento donde crecen nuevamente sus posibilidades de falla.

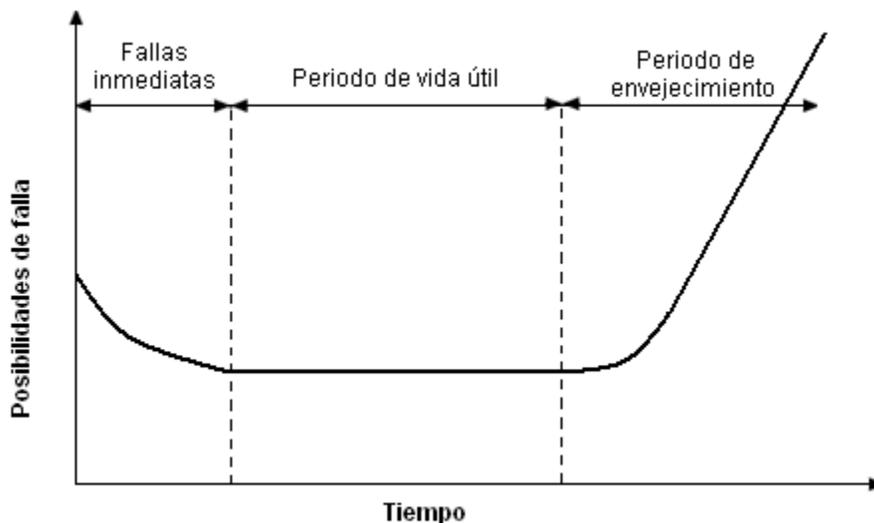


Figura 1.5.- Curva de vida-muerte típica de un Transformador.

De lo anterior se deriva la importancia de implementar un programa de mantenimiento que garantice la disponibilidad del transformador durante un largo tiempo, que permita obtener una alta confiabilidad y continuidad de la energía y por ende el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales.

El mantenimiento predictivo y preventivo del equipo eléctrico; en este caso de los transformadores de Potencia, es una tarea sistemática que realizan las empresas eléctricas, así como la industria en general que cuenta con este tipo de dispositivos, esto con la finalidad tanto de mantener en condiciones de operación óptimas los

<sup>7</sup> Dirección de Operación Subdirección de Distribución CFE. GOD-3537. Manual de mantenimiento a transformadores de potencia hasta 138 KV, 2008, p.3-1.



equipos, como de identificar posibles condiciones de operación crítica, las cuales pueden desencadenar diferentes fallas en los equipos. Mediante el mantenimiento predictivo se tiene una detección oportuna de una posible falla franca en el equipo, logrando así ahorros importantes en los costos operativos de las redes eléctricas.

Como ya fue mencionado los transformadores son uno de los componentes más importantes dentro de los sistemas eléctricos de potencia y la falla de estos equipos implica asumir elevados costos, no solo por el reemplazo de la unidad sino por el costo que implica el tener en fuera de servicio el equipo, afectando el suministro de la electricidad.

A partir de los diferentes análisis de fallas en Transformadores, se ha concluido que las operaciones de mantenimiento deben estar orientadas a mejorar la eficiencia del aislamiento mediante acciones predictivas y preventivas, de manera que se alcance el ideal de operación sin fallas a lo largo de su vida útil.

Desde el aspecto económico, las pruebas que se realizan durante el mantenimiento, representan un costo bajo comparado con el del transformador y a los montos ocasionados por la salida de servicio.

La vida útil de los transformadores de potencia depende fuertemente del estado de su aislamiento, controlando su estado en lapsos regulares o bien ocasiones especiales, se pueden predecir fallas incipientes, evitando de esta manera consecuencias catastróficas. En otras palabras, con un programa de mantenimiento adecuado es posible incrementar la confiabilidad del transformador de potencia, y con ello la del sistema en el que se encuentra conectado.

En los sistemas de potencia la técnica de mantenimiento debe necesariamente desarrollarse bajo el concepto de reducir los tiempos de intervención sobre cada equipo, con el fin de obtener la menor indisponibilidad para el servicio. A partir de ello y basándose en la predicción y diagnóstico del estado de cada equipo, debe realizarse el mantenimiento predictivo de manera programada.

Con base en los resultados obtenidos de pruebas realizadas al equipo eléctrico, el personal responsable del mantenimiento tiene los argumentos suficientes para tomar la decisión de energizar o retirar de servicio un equipo que requiera mantenimiento.



Para el mantenimiento del equipo, es conveniente considerar los aspectos siguientes:

- a) Archivo histórico, análisis de resultados y tendencias obtenidas en inspecciones y pruebas.
- b) Las condiciones operativas de los equipos y las recomendaciones de los fabricantes.
- c) Establecer las necesidades de mantenimiento, refacciones y herramienta especial requerida para cada equipo.
- d) Formular las actividades de los programas de mantenimiento.
- e) Determinar actividades con prioridad de mantenimiento para cada equipo en particular.
- f) Contar con personal especializado y competente para realizar el mantenimiento al equipo y establecer métodos para su control.

Al mejorar las técnicas de mantenimiento, se logra una productividad mayor, se incrementa la seguridad del personal y operativa del equipo, además se reducen los costos de los mismos.

Los tipos de mantenimientos que se pueden aplicar al equipo en operación, son los siguientes: Mantenimiento correctivo, Mantenimiento preventivo y Mantenimiento predictivo.

El procedimiento GOD-3538 “Criterios para la elaboración de programas de mantenimiento en subestaciones de distribución”<sup>8</sup>, describe la clasificación de mantenimiento de la siguiente forma:

- Mantenimiento correctivo.

Este mantenimiento tiene lugar luego que ocurre una falla o avería, es decir, solo se actuará cuando se presenta una falla potencial en los equipos de la subestación. 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 las fallas. Este mantenimiento trae consigo las siguientes consecuencias:

- Tener fuera de servicio el equipo.
- Si es un equipo esencial para la operación de la subestación se dejara sin energía eléctrica a los usuarios en caso de que esté falle.
- Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados.

---

<sup>8</sup> Dirección de Operación Subdirección de Distribución CFE. GOD-3538 “Criterios para la elaboración de programas de mantenimiento en subestaciones de distribución”, 2008, p.2-2.



- Mantenimiento preventivo.

Este mantenimiento 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 responsables en determinar el momento necesario para llevar a cabo dicho procedimiento; el fabricante también puede estipular el momento adecuado a través de los manuales técnicos. Este tipo de mantenimiento presenta las siguientes características:

- 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 equipo de repuesto.
  - Cuenta con una fecha programada, además de un tiempo de inicio y de terminación preestablecido.
  - Esta destinado a un área en particular y a ciertos equipos específicamente.
  - Permite contar con un historial de todos los equipos, además brinda la posibilidad de actualizar la información técnica de estos.
  - Permite contar con un presupuesto aprobado para dichas actividades.
- Mantenimiento predictivo

El tipo de mantenimiento predictivo, tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento anteriores; para lograr el máximo tiempo de operación del equipo, se aplican técnicas de revisión y pruebas más avanzadas, requiere de controles rigurosos para su planeación y ejecución. Además durante los últimos años, se han venido desarrollando diversas técnicas de diagnóstico tanto en línea como por muestreo que no requiere desenergizar al equipo primario, difiriendo los periodos de atención de aquellas pruebas tradicionales consideradas dentro del mantenimiento preventivo y que requieren necesariamente sacar de servicio el equipo.

Para los programas de mantenimiento se hace imprescindible contar con un historial del equipo y con reportes lo más completo y confiable posible, en virtud de ser la fuente de información que ayude a determinar en cualquier momento el estado real y actual del transformador.



La detección de una falla en algún elemento o parte del transformador de potencia es detectado por la operación de sus propias protecciones, liberando y aislando el equipo, tanto en el lado de alta como en el de baja tensión, quedando fuera de servicio y disponible bajo libranza para su revisión, pruebas y análisis de falla. La detección de la falla se hace con la revisión de la operación de una o más de las siguientes protecciones propias del transformador de potencia.

- a) Protección diferencial (87)
- b) Protección Buchholz (63)
- c) Protección por sobrepresión
- d) Protección por sobretensión (49)
- e) Protección por sobrecorriente de fase (51)
- f) Protección por sobrecorriente de neutro (51 N)

El transformador de potencia fallado y ya liberado deberá ser sujeto a una inspección visual externa con mucho detalle, para determinar en primer término las protecciones eléctricas operadas como son: a), e) y f) y en seguida la operación de las protecciones propias directas b), c) y d). A continuación se realiza la inspección física del propio transformador para determinar sus condiciones externas en cuanto a fugas de aceite, deformaciones y sobrecalentamiento en el tanque, daños en boquilla o en algún otro accesorio externo, asimismo se requiere revisar si hubo incendios y daños a equipos aledaños. Posteriormente a la inspección visual se debe realizar una serie completa de pruebas eléctricas de acuerdo a los procedimientos establecidos (ver procedimiento GOD-3531 “Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución”<sup>9</sup>) para determinar el tipo de falla, así como su ubicación en el transformador de acuerdo a los resultados y análisis de las mismas; estas pruebas serán las siguientes:

- a) Resistencia de aislamiento.
- b) Pruebas de factor de potencia a devanados.
- c) Pruebas de factor de potencia a boquillas.
- d) Prueba de relación de transformación.
- e) Corriente de excitación.
- f) Rigidez dieléctrica del aceite.
- g) Factor de potencia del aceite.
- h) Cromatografía de gases disueltos en el aceite.

<sup>9</sup> Dirección de Operación Subdirección de Distribución CFE. GOD-3531. Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución, 2007, p. 2-1.



Con los resultados obtenidos en la realización de las pruebas mencionadas y de su interpretación, se podrá determinar si hay falla de aislamiento entre devanados o entre cualquiera de ellos a tierra, falla entre espiras, desplazamientos internos, fallas de boquilla y contaminación de aceite aislante.

Si los resultados de todas las pruebas son satisfactorios, se deberá investigar si la operación incorrecta de las protecciones es imputable al propio esquema o dispositivo de protección, y una vez encontradas las causas y sean corregidas, se considerará al transformador de potencia en condiciones para volver a operar.

La realización de las pruebas de cromatografía de gases disueltos en el aceite auxilia en la conformación del tipo de falla y en la determinación de la participación del propio aceite aislante, papel y núcleo durante el desarrollo de la falla. Normalmente la cromatografía se usa como prueba rutinaria para detectar oportunamente fallas incipientes cuando aún no alcanzan el grado de hacer operar cualquiera de las protecciones del transformador de potencia.

La frecuencia de monitoreo del aceite corresponde según al plan de mantenimiento previsto por la empresa, aunque de igual forma se puede apoyar en la concentración del Total de Gases Combustibles (TGC) como lo menciona la norma NMX-J-308-ANCE-2004<sup>10</sup>, la frecuencia de monitoreo se muestra en la tabla 1.3.

TGC (ppm)	Frecuencia de análisis
0 – 600	Anual
601 – 1500	Semestral
1501 – 2500	Bimestral
Mayor a 2501	Semanal

Nota: TGC=  $H_2+CH_4+C_2H_2+C_2H_4+C_2H_6+CO$

Tabla 1.3.- Frecuencia de monitoreo del aceite aislante.

<sup>10</sup> Norma Oficial Mexicana NOM-J-308-ANCE-2004. Transformadores-Guía para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de aceites minerales aislantes para transformadores en servicio, p. 50.



## 1.5 PRINCIPALES FALLAS INCIPIENTES

Como se menciona anteriormente los aislamientos del transformador se descomponen en gases, dependiendo de la energía presente a su alrededor. Además de que todos los transformadores generan algún tipo de gases durante su operación, debido a que en ellos es normal que exista una energía térmica, proveniente de la disipación propia de sus partes activas y del calentamiento ambiental. Esta energía es suficiente para que el aislamiento sólido y líquido se descomponga lentamente. Los gases formados se disuelven en el aceite y se concentran en rangos normales a lo largo de la vida operativa del transformador. La salida de rango de los gases es muestra de un comportamiento anormal y posiblemente la generación de una falla incipiente del transformador, la cual además de los factores ya expuestos anteriormente, también se puede provocar por:

- Una instalación defectuosa.
- Un escaso, nulo o erróneo mantenimiento.
- Defectos en el diseño o durante la fabricación que no fueron detectados en las primeras inspecciones de pruebas.
- Mala operación o sincronía fuera de fase.

Estas situaciones aumentan la energía dispersa y afectan la operación del transformador, disminuyendo su vida útil, sus efectos pueden ser momentáneos o pueden permanecer durante un periodo determinado.

Las fallas incipientes más comunes en un transformador son arqueo, efecto corona, descargas de baja energía y sobrecalentamiento general o puntos calientes. Cada uno de estos fenómenos puede presentarse individual o simultáneamente y resultar en la degradación de los materiales aislantes, dando lugar a la formación de gases combustibles y no combustibles. No importando por que situación este pasando el transformador, los aislamientos siempre realizan su función de disipar cualquier expresión de energía y muy frecuentemente a costa de su descomposición, por ello que es preciso tener un control de los rangos de gases formados.

La dependencia que existe entre la temperatura con la formación de los diferentes gases, proporciona la base para determinar los tipos de fallas que se pueden presentar dentro del transformador durante su funcionamiento. Estos gases característicos son denominados "Gases Clave" y son una evidencia de la presencia de



una falla en especial. Las Figuras 1.6 a la 1.9 presentan estos gases y sus proporciones relativas para algunos tipos de fallas.

- Efecto corona

Al haber falla de corona en el aceite, se tendrá suficiente energía para producir hidrógeno, ya que los enlaces carbono-hidrógeno requieren relativamente poca energía para romperse. De menor cantidad pero siendo este el gas característico se produce Acetileno ( $C_2H_2$ ) y pequeñas cantidades de Metano ( $CH_4$ ) y Etileno ( $C_2H_4$ ). También se pueden formar Monóxido y Dióxido de Carbono si la falla afecta a la celulosa.

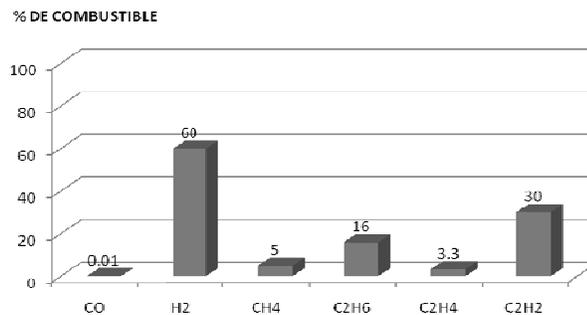


Figura 1.6.- Gas clave Acetileno ( $C_2H_2$ ).

- Pirólisis de aceite

En este tipo de falla se pueden distinguir dos etapas, la de alta y la de baja temperatura, dependiendo de la cantidad relativa de energía que se esté disipando. En baja temperatura se pueden romper enlaces interiores carbono-carbono en la molécula del aceite formando Metano y Etano. Con alta temperatura, los gases carbono-hidrógeno del Etano se rompen y se forma un doble enlace para producir Etano e Hidrógeno.

- Descargas parciales

Las descargas eléctricas de baja energía producen Hidrógeno ( $H_2$ ) y Metano ( $CH_4$ ), con pequeñas cantidades de Etano ( $C_2H_6$ ) y Etileno ( $C_2H_4$ ). Si las descargas ocurren en la celulosa, pueden resultar cantidades comparables de Monóxido y Dióxido de Carbono.

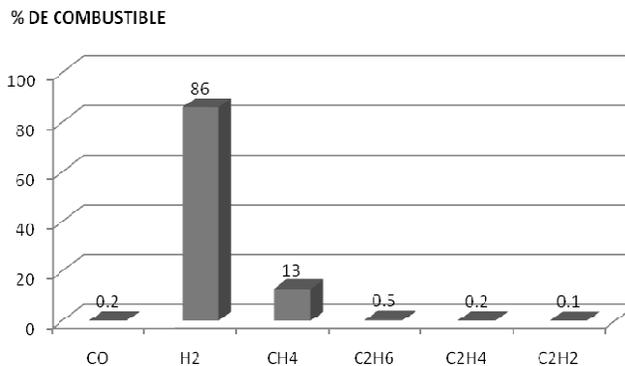


Figura 1.7.- Gas clave Hidrógeno (H<sub>2</sub>).

– Punto caliente

La energía térmica suministrada por una situación anormal como un punto caliente, provocará la descomposición del aceite con un incremento notable de los gases, más la presencia de Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) en mayor concentración que el Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>). Los productos de la descomposición incluyen Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) y Metano (CH<sub>4</sub>), junto a cantidades menores de Hidrógeno (H<sub>2</sub>) y Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>). Si las fallas son graves o si afectan a contactos eléctricos, pueden formarse indicios de Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>).

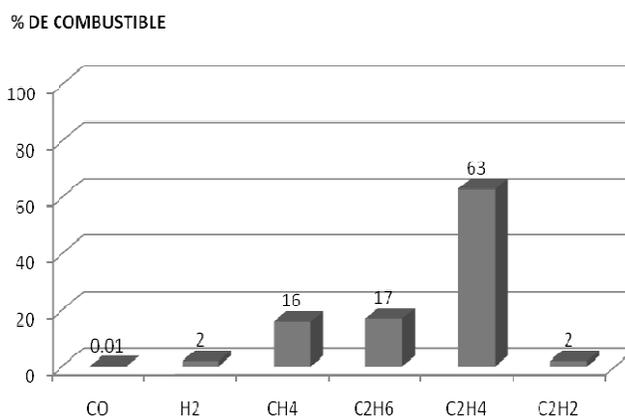


Figura 1.8.- Gas clave Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>).



- Pirólisis de la celulosa

La celulosa del papel es termodinámicamente inestable, es decir, siempre se está descomponiendo en presencia de calor, sin embargo en operación normal de un transformador el deterioro es lento. La celulosa es un compuesto relativamente complejo, sin embargo, los productos de su descomposición son bastantes sencillos, como el Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ), agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) y hasta Monóxido de Carbono ( $\text{CO}$ ), si es que la degradación es rápida y el contenido de Oxígeno ( $\text{O}_2$ ) es pequeño. Cantidades considerables de Dióxido y Monóxido de Carbono presentes en el aceite pueden ser señal clara de un deterioro en la celulosa o que una falla está involucrada a la misma, por tal razón, es preciso vigilar las relaciones entre Dióxido/Monóxido y Monóxido /Dióxido, ya que un valor alto en la primera relación puede indicar oxidación del papel a alta temperatura en presencia de suficiente cantidad de Oxígeno ( $\text{O}_2$ ), mientras que un valor alto en la segunda relación puede señalar que la celulosa se está descomponiendo rápidamente.

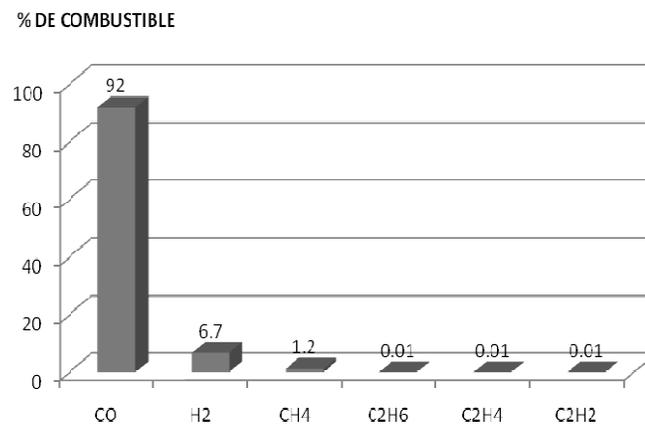


Figura 1.9.- Gas clave Monóxido de Carbono (CO).

Existen variadas condiciones que causan la generación o combinación típica de gases en el aceite, con estas ideas podemos establecer interpretaciones que correlacionen el contenido de gases con el comportamiento del transformador. Con la detección de fallas incipientes en su más temprana presencia y la capacidad de evaluar pequeños cambios aparentemente insignificantes en los rangos de los gases clave, se puede llegar a dar un correcto mantenimiento al transformador antes de que se altere la operación del equipo.



**Capítulo 2**  
**Cromatografía de**  
**gases**



El diagnóstico de fallas incipientes a partir de la detección de los gases generados dentro del transformador de potencia se basa principalmente en el análisis de los gases muestreados en el relevador Buchholz o la válvula de muestreo. Esto es, ciertos gases se generan conforme el transformador se somete a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales debido a la degradación del sistema aislante mezclándose directamente en el aceite, convirtiéndose en una clara evidencia de un funcionamiento anormal.

El tipo y las concentraciones de gases generados son importantes, ya que a pesar de que el envejecimiento normal produce cantidades extremadamente pequeñas de gases, las fallas incipientes generan cantidades fuertes de estos gases. La mayoría de estas proporcionan evidencias, y por tanto, pueden detectarse cuando el transformador está sujeto a análisis periódicos del aceite. La cromatografía de gases es el método más usado para identificar los gases que salen fuera de su rango. Ya que determina cualitativa y cuantitativamente los gases disueltos en el aceite del transformador.

### 2.1 CROMATOGRAFÍA DE GASES

La cromatografía es un método físico de separación de mezclas en el cual los componentes a ser separados son distribuidos entre dos fases, una de las cuales es estacionaria mientras la otra se mueve en una dirección definida. El movimiento de las sustancias durante la cromatografía es el resultado de dos fuerzas contrarias; la fuerza de arrastre de la fase móvil y la fuerza resistente o acción de retardo del adsorbente ubicado en la fase estacionaria. La fuerza de arrastre mueve las sustancias del origen de la columna en dirección del flujo de la fase móvil mientras que la acción de retardo impide el movimiento de las sustancias arrastrándolas del flujo y adhiriéndolas al adsorbente. Las moléculas se encuentran alternando entre mantenerse pegadas al adsorbente o ser arrastradas por el flujo, esto da como consecuencia que pese a que el flujo es constante, solo una fracción de las moléculas se están moviendo. Las sustancias que se mueven más lentamente es porque están siendo unidas más fuertemente a la fase estacionaria, mientras que aquellas que se mueven más rápidamente es porque presentan poca afinidad con la fase estacionaria.

Para la cromatografía de gases se utiliza un gas inerte como fase móvil denominada gas portador, quien se encarga de arrastrar la muestra a lo largo de la columna y a través de la fase estacionaria, la cual puede presentarse como un líquido (CGL) o un sólido



(CGS). En ambos casos la retención de los componentes de la muestra sobre la fase estacionaria se debe a fenómenos consecutivos de adsorción y desorción.

La cromatografía de gases usa comúnmente la elución como medio de separación, en el cual el gas portador circula a lo largo de la columna de un modo continuo durante el proceso. En un momento dado se introduce en la corriente del gas portador una muestra de la mezcla a determinar en estado gaseoso. El gas portador arrastra a los componentes a lo largo de la columna, donde se producen de forma paulatina y sucesiva los procesos de adsorción y desorción de los componentes, esto dependiendo del poder de atracción que muestre la fase estacionaria sobre cada uno de ellos. Como resultado los componentes migran a lo largo de la columna a velocidades diferentes, por lo cual, dado que todos recorrerán la misma distancia, que es la longitud de la columna, se realizará su separación y elución en diferentes tiempos.

## 2.2 COMPONENTES DE UN CROMATÓGRAFO

Desde el punto de vista analítico es conveniente separar dos acciones que se llevan a efecto en el cromatógrafo de gases. La visión cualitativa de una mezcla de componentes se debe primordialmente a la columna, donde se realiza la separación de los mismos en diferentes tiempos de retención, quedándole al detector el informar de los momentos en que emergen los componentes de la columna. Por otro lado la visión cuantitativa de las proporciones en los que los componentes integran una muestra dada se debe fundamentalmente al detector que mide la concentración de cada componente en el gas portador, o bien la cantidad del mismo a lo largo del tiempo, proporcionando una señal determinada en magnitud por tal concentración o cantidad.

Los componentes principales de un cromatógrafo de gases están marcados en la norma NMX-J-308-ANCE-2004<sup>11</sup> y son los siguientes:

- Fuente de gas acarreador, Argón o Helio son los más comúnmente usados (si se usa Nitrógeno, este gas no puede detectarse en la muestra).
- Regulador de presión.
- Puerto de inyección de muestra.
- Columnas cromatográficas.

<sup>11</sup> *Ibidem*, p. 36.

- Medidores de flujo.
- Detectores y registradores o integradores. Un detector de ionización de flama, además de un detector de conductividad térmica, se utilizan para detectar hidrocarburos debido a su mayor sensibilidad para esos componentes.
- Jeringas para gas, de aguja fija para transferir los gases.
- Contenedores de muestra: pueden ser jeringas de vidrio o cilindros metálicos.
- Jeringas de vidrio con capacidad de 50 ml o 100ml, terminadas en pivote de tipo Luer, el cual es conectado a la válvula de tres vías.
- Cilindros metálicos: estos contenedores son de acero inoxidable y están provistos de válvulas en cada una de sus terminales, su capacidad puede ser de 150 ml. a 1000ml.

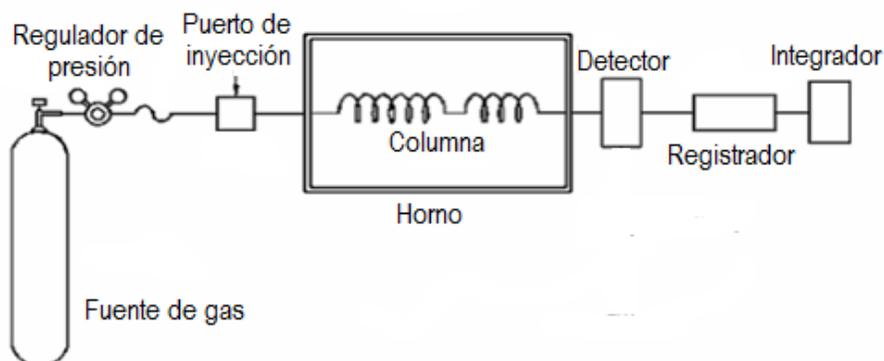


Figura 2.1.- Principales componentes de un cromatógrafo de gases.

### 2.2.1 Fase móvil

En la cromatografía de gases la fase móvil recibe el nombre de gas portador, teniendo como propósito transportar los componentes de la muestra a través de la columna. Una característica importante del gas portador es la de ser inerte y no reaccionar ni con la muestra ni con la fases estacionaria. Es importante que el gas portador sea de alta pureza ya que la presencia de impurezas altera químicamente a la muestra y modifican los tiempos de retención. En la cromatografía de gases se utiliza comúnmente un gas inerte como el Helio, Argón o Nitrógeno<sup>12</sup>. Un parámetro importante a controlar es el

<sup>12</sup> RONALD C. Denny. Adictionary of Chromatography. Ed. The Macmillan Press Lod, 1976.



flujo del gas portador ya que son esenciales tanto para la eficiencia de la columna como para el análisis cualitativo, los valores de flujo dependen del diámetro interno de la columna y varían entre los 1 a 90 [ml/min]<sup>13</sup>.

### 2.2.2 Fase estacionaria

La fase estacionaria es un adsorbente estático que retiene momentánea y diferencialmente los compuestos de la mezcla. La fase estacionaria puede ser un sólido permanente o bien un material que se torna en líquido a la temperatura de operación del análisis.

### 2.2.3 Columna cromatográfica

La columna para la cromatografía de gases está formada por un tubo dentro del cual se dispone la fase estacionaria. A lo largo de la columna se lleva a cabo la adsorción y desorción entre la fase estacionaria y los compuestos.

Se fabrica de diferentes materiales, diámetros y longitudes. Existiendo dos tipos básicos de columnas cromatográficas de uso común: las columnas de relleno y las columnas capilares.

La mayor o menor eficiencia de una columna cromatográfica depende de un conjunto de factores como son el largo de la columna, diámetro de la columna, tamaño de la partícula de relleno, naturaleza de las fases, cantidad de fase estacionaria, temperatura de la columna, velocidad del gas portador y la cantidad de muestra inyectada. Un factor muy importante es la temperatura, esta deberá ser suficientemente alta para que el análisis se efectúe en un plazo razonable y suficientemente baja para lograr la separación deseada, el tiempo de retención se duplica por cada 30 [C] que disminuye la temperatura<sup>14</sup>, a medida que la temperatura aumenta disminuyen los tiempos de retención. La temperatura se lleva regularmente en forma programada lo cual significa un aumento lineal de la temperatura con el tiempo, la programación de la temperatura es muy útil para muestras de mezclas con puntos de ebullición muy distintos.

<sup>13</sup> ARENAS V., Miguel y J. Victorino Cisneros A. Cromatografía de gases, p.8.

<sup>14</sup> *Ibíd.* p.13.



#### 2.2.4 Horno

En el interior del horno se sitúa la columna, donde se debe tener una buena regulación de la temperatura. Dentro del horno la columna se conecta en un extremo al puerto de inyección mientras que el otro extremo al detector. La columna debe estar en el centro del horno sin tener contacto con las paredes. Como se ha visto el horno juega un papel muy importante, ya que es el encargado de poner en óptimas condiciones a la columna para el análisis. Comúnmente la temperatura con la que trabaja el horno es programable.

#### 2.2.5 Detectores

El detector cromatográfico es un dispositivo localizado a la salida de la columna de separación, este mide la concentración de cada uno de los componentes de la muestra y genera una señal eléctrica proporcional a dicha concentración.

En principio el detector hace uso de cualquier diferencia en las propiedades físicas como método de detección entre el gas portador puro y el gas portador más el vapor del soluto, otros basan su funcionamiento en medir directamente las propiedades del componente en el gas portador o en algunos casos la del componente solo.

El papel del detector es el de indicar los momentos de emersión de los componentes y de proporcionar una indicación cuantitativa de los mismos. La acción del detector se traduce en una señal de tipo eléctrico, que posteriormente se amplificará e interpretará mediante un registrador gráfico que pondrá de manifiesto los aspectos cualitativos y cuantitativos de dicha señal.

Varias son las características generales que debe reunir un detector para ser utilizado en la cromatografía y que se pondrán de manifiesto en la generación y calidad de la señal del mismo.

Las características importantes de un buen detector son <sup>15</sup>:

- Estabilidad.- La estabilidad esta determinada por la señal de fondo o ruido de fondo, que se debe a perturbaciones instantáneas de la señal por causas ajenas a la presencia del componente. La estabilidad de la señal indica la calidad de la misma,

<sup>15</sup> J.M. Storch de Gracia y Asensio. Fundamentos de la cromatografía de gases, Ed. Alhambra.



## CAPÍTULO 2 CROMATOGRAFÍA DE GASES

---

por ello el detector no debe ser susceptible de pequeños cambios en un ambiente externo.

- Sensibilidad.- Indica la respuesta del mismo ante un cambio de la propiedad física que mide; a su vez, este cambio de propiedad física se deberá a la presencia de una menor o mayor cantidad de componente en el detector. Por ello, la sensibilidad del mismo se debe considerar también como la respuesta frente a la variación de la cantidad del componente.
- Linealidad.- La linealidad del detector considera que la respuesta de mismo; la señal, sea proporcional a la variación en la cantidad del componente que en un momento dado se encuentre en el detector. Esta característica del detector permite eliminar la necesidad de calibraciones frecuentes.
- Tiempo de respuesta.- Es el tiempo que transcurre entre un cambio de cantidad del componente en el detector y la manifestación de tal cambio en el cromatograma. Muchas veces este tiempo se ve afectado por varios factores. El más importante es el volumen muerto que se genera entre la conexión de salida de la columna y el detector. Si el volumen muerto es grande, permite una mayor difusión del soluto, produciendo picos de forma anormal y pérdida en la resolución. Otro factor que influye es la velocidad de entrada del soluto al detector, lo ideal es que se detecte toda la cantidad de un compuesto en un tiempo lo más corto posible.
- Respuesta equivalente a todas las especies Químicas.- Esta es la propiedad más deseable en los detectores, pero también es la más difícil de lograr en la práctica. Solo los detectores de masa son detectores absolutos, todos los demás requieren de un conocimiento previo de los constituyentes de la muestra y calibraciones antes del análisis cuantitativo.

### 2.3 CROMATOGRAMA

Como se menciona anteriormente la muestra es transportada por la fase móvil a lo largo de la columna que contiene a la fase estacionaria distribuida. Los compuestos de la muestra experimentan interacciones repetidas (repartos) entre la fase móvil y la fase estacionaria. Cuando ambas fases se han escogido en forma apropiada los componentes de la muestra se separan gradualmente en bandas en la fase móvil. Al final del proceso los componentes separados emergen en orden creciente de interacción con la fase estacionaria. El componente menos retardado emerge primero, el retenido más fuertemente eluye al último. El reparto entre fases aprovecha las



diferencias entre las propiedades físicas y/o químicas de los componentes de la muestra.

Existen diferentes formas de cromatogramas que resultan de las diferentes técnicas de cromatografía, en la técnica de elución se presentan los cromatogramas de escalones y los cromatogramas de picos. En la figura 2.2 se muestra un cromatograma de picos típico y puede usarse para ilustrar los resultados que se obtienen en un análisis de cromatografía de gases. Un cromatograma es el registro gráfico donde se indican los componentes y el grado de concentración en que estaban presentes en determinado tiempo. Cuando solo sale de la columna el gas portador utilizado como eluyente, aparecerá dibujada una línea recta la cual es denominada línea base; cuando se eluyen los picos de la muestra, se dibuja el perfil de su concentración y se obtienen los parámetros siguientes:

- Pico de aire: es el que corresponde a la detección de una cantidad muy pequeña de aire que entra a la columna cuando se introduce la muestra en el cromatógrafo.
- Línea base: es la parte del registro que corresponde al gas portador puro.
- Área de pico (S): es la comprendida entre el pico y la prolongación de la línea de base. El área pico permite determinar la concentración de cada componente separado en la columna, depende de la concentración de la muestra.
- Tiempo muerto ( $t_0$ ): es el tiempo requerido para eluir un soluto que no se retiene en la fase estacionaria, tiempo que un soluto permanece en la fase móvil, representa el espacio vacío de la columna.
- Tiempo de retención ( $t_R$ ): es el tiempo transcurrido desde la inyección de la muestra hasta que se obtiene el máximo del pico.
- Tiempo de retención ajustado ( $t_R'$ ): es el tiempo que el componente permanece en la fase estacionaria.
- Altura del pico (h): es la distancia entre la cima del pico y la prolongación de la línea de base. En el caso de que el pico sea de vértice redondeado se trazan rectas tangentes a los puntos de inflexión de las laderas; el punto de corte determina la altura del pico.
- Anchura del pico (a): es la longitud del tramo de la prolongación de la línea base, comprendida entre las interacciones con la misma de las laderas del pico o en su caso de las líneas tangentes antes mencionadas.
- Anchura del pico en la semialtura ( $a_{h/2}$ ): es la distancia paralela a la línea base, entre las dos laterales del pico, tomada a la mitad de altura del pico.

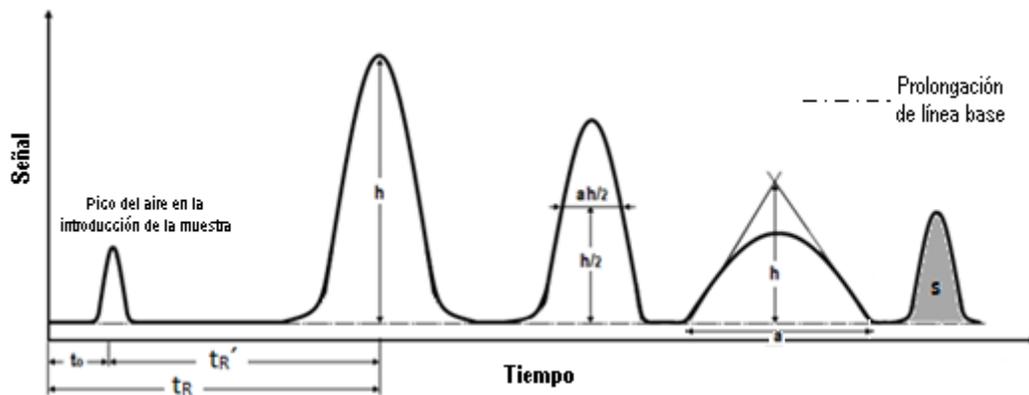


Figura 2.2.- Cromatograma típico.

## 2.4 MÉTODOS DE INTERPRETACIÓN DEL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

Una vez obtenidas las concentraciones a través de la cromatografía de gases se usan varias técnicas para diagnosticar la condición del transformador. Existen diversas maneras de interpretar los resultados de la cromatografía de gases: a partir de las concentraciones de cada gas o por las relaciones entre gases. A continuación se presentan algunos de los métodos y diagnósticos más conocidos y utilizados para establecer una predicción del estado de funcionamiento del transformador.

Aunque la formación de gases obedece a las teorías cinéticas y termodinámicas, al final, los criterios establecidos acaban siendo una correlación entre los datos obtenidos, así como el tipo y frecuencia de las fallas.

En casos anormales, se deberá utilizar todos los métodos de diagnóstico, actuando con cautela, porque estos métodos son solo guías, es imprescindible auxiliarse de antecedentes, aplicar mediciones y pruebas alternas que confirmen el diagnóstico para llegar a una conclusión general. Si la decisión final es la inspección interna, se debe comparar con lo pronosticado y sobre todo, se debe documentar la experiencia.

### 2.4.1 Relaciones de Doernenburg

El método de Doernenburg utiliza gases combustibles presentes en el aceite y usa dos relaciones entre gases para el análisis ( $CH_4/H_2$ ) y ( $C_2H_2/C_2H_4$ ).

Este método unifica dos tipos de diagnóstico, el primero basado en concentraciones independientes de cada gas y el segundo en la combinación de relaciones. Para el primer tipo se establecen los valores de concentraciones de los gases en partes por



## CAPÍTULO 2 CROMATOGRAFÍA DE GASES

millón (1ml/1000 ml) y son comparados con los valores patrón mostrados en la tabla 2.1 según la ANSI/IEEE C57.104-1991<sup>16</sup>, si al menos una de las concentraciones de los gases combustibles excede el valor del doble de los valores patrón y una de las concentraciones de los demás gases excede el límite mostrado, la unidad puede considerarse defectuosa y con ello establecer que existe realmente un problema con el transformador, y se determina que se puede aplicar un diagnóstico a base de relaciones. Al confirmar lo anterior se establecen las relaciones de gases y son comparadas con valores límites marcados en la gráfica de Doernenburg para así obtener un diagnóstico.

Gases disueltos	Concentración de gases (p.p.m.)
Hidrógeno	100
Metano	120
Acetileno	35
Etileno	30
Etano	65
Monóxido de carbono	350

Tabla 2.1.- Concentración de gases disueltos.

Este método diagnostica el estado de un transformador mediante una gráfica con escala logarítmica en ambos ejes. Cada eje está asociado a la relación de dos gases, como lo muestra la figura 2.3, en el eje vertical se encuentra la relación ( $C_2H_2/C_2H_4$ ) y en el eje horizontal tenemos la relación ( $CH_4/H_2$ ).

Dentro de la gráfica existen tres áreas bien definidas, las cuales corresponden a tres tipos de fallas en el transformador. Los de tipo Térmico, que van de relaciones ( $C_2H_2/C_2H_4$ ) menor a 0.75 y ( $CH_4/H_2$ ) mayores a 1.0. Los de tipo Arqueo que se encuentran en relaciones de ( $C_2H_2/C_2H_4$ ) mayores a 0.75 y ( $CH_4/H_2$ ) entre 0.1 a 1. Y por último los defectos de Descargas parciales localizados en relaciones ( $CH_4/H_2$ ) menores a 0.1. Los diagnósticos de este método se muestran de igual forma en la tabla 2.2.

<sup>16</sup> American National Standard ANSI/IEEE C57.104-1991, Guide for the detection and interpretation of generated gases in oil-immersed transformers and their relation to the serviceability of the equipment.



## CAPÍTULO 2 CROMATOGRAFÍA DE GASES

Como ya se menciono el método de Doernenburg, sugiere la existencia de tres tipos de falla:

- Falla térmica: descomposición térmica del aceite mineral que se genera en un rango de temperatura entre 150 y 500 [C].
- Corona Falla eléctrica: Descarga de baja intensidad.
- Arqueo Falla eléctrica: Arcos de alta intensidad, que por lo general se presentan en rango de 700 a 1800 [C].

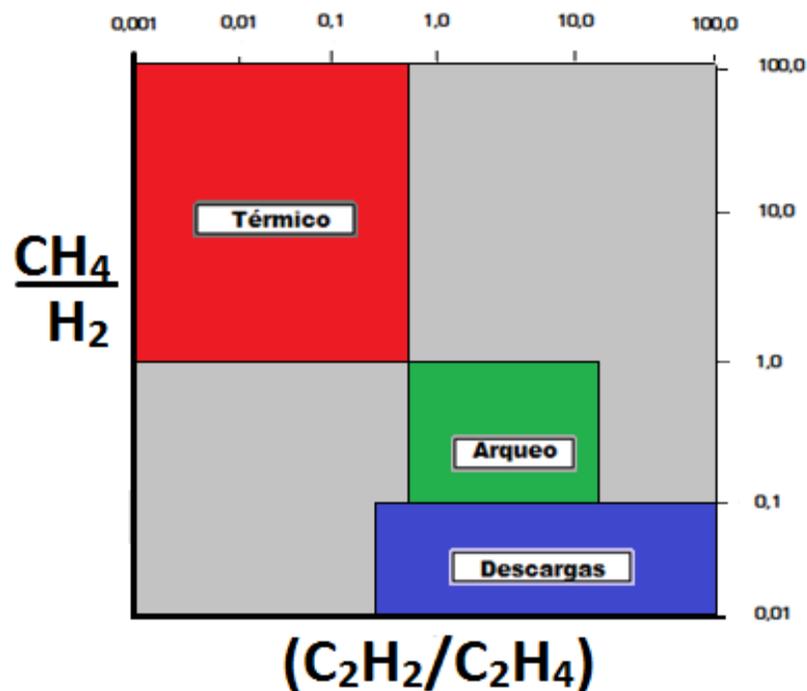


Figura 2.3.- Gráfica de Doernenburg.

Diagnóstico	$(CH_4/H_2)$	$(C_2H_2/C_2H_4)$
Falla térmica	>1.0	<0.75
Arqueo	>0.1 <1.0	>0.75
Descarga parcial	<0.1	No trasciende

Tabla 2.2.- Tabla de diagnóstico de Doernenburg.



Doernenburg propuso el método de las relaciones para evitar que las unidades de concentración de los límites máximos permitidos dadas en partes por millón (p.p.m.) dependieran del volumen del transformador, ya que para un transformador de mayor volumen, un mismo volumen de gas producido por una determinada falla se diluirá más que en un transformador de menor volumen.

La gran desventaja de este método, es que existen combinaciones entre relaciones de gases que no arrojan resultados y el método no identifica si existe falla y solo recomienda la toma de una nueva muestra, lo que reduce la fiabilidad del método.

#### 2.4.2 Código de Roger

Este método se basa en tres relaciones entre los cinco gases principales formados por la descomposición del aceite de acuerdo a su aparición: Hidrógeno ( $H_2$ ), Metano ( $CH_4$ ), Acetileno ( $C_2H_2$ ), Etileno ( $C_2H_4$ ) y Etano ( $C_2H_6$ ). El método de Roger considera que la concentración de Etano proporciona información para diferenciar los problemas térmicos en varias categorías. Usando este gas, Roger propone las relaciones entre ( $CH_4/H_2$ ), ( $C_2H_4/C_2H_6$ ) y ( $C_2H_2/C_2H_4$ ), fijando para cada relación ciertos límites. Esta búsqueda se simplifica al asignar un código para cada relación proporcionado en la tabla 2.3, dependiendo del código asignado, se cuenta con un diagnóstico de falla.

Es importante mencionar que las relaciones pueden dar resultados que no coincidan con los códigos de diagnóstico o no exista una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones ( $C_2H_2/C_2H_4$ ) y ( $C_2H_4/C_2H_6$ ).

El diagnóstico obtenido mediante el método de Roger es cualitativo del tipo de falla, ya que no considera la magnitud de las concentraciones de gases.



## CAPÍTULO 2 CROMATOGRAFÍA DE GASES

RANGO DE RELACIONES		(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	(CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> )	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )
< 0.1		0	1	0
0.1 – 1		1	0	0
1 – 3		1	2	1
>3		2	2	2
Caso	DIAGNÓSTICO DE FALLA	Código		
1	Descargas parciales por baja energía.	1	1	0
2	Descargas parciales por alta energía.	1	1	0
3	Descargas de baja energía, chispeo y arco.	1 - 2	0	1 - 2
4	Descargas de alta energía arco.	1	0	2
5	Falla térmica por temp. inferiores a 150 [C].	0	0	1
6	Falla térmica por temp. entre 150 y 300 [C].	0	2	0
7	Falla térmica por temp. entre 300 y 700 [C].	0	2	1
8	Falla térmica por temp. superior a 700 [C].	0	2	2

Tabla 2.3.- Relaciones de gases método Roger.

- Descargas parciales de baja energía: Descargas eléctricas en burbujas, causadas por inclusiones en el aislamiento o saturación o alto contenido de humedad en el aceite (burbujas de vapor de agua).
- Descargas parciales con alta energía: Semejante al anterior, pero principalmente caracterizada por perforaciones del aislamiento solido vías arco o chispeo. Generalmente produce CO y CO<sub>2</sub>.
- Descargas parciales de baja energía, chispeo: Continuo chispeo en el aceite entre conexiones de diferente potencial o entre potenciales flotantes. Rotura en el aceite entre materiales sólidos.
- Descargas de alta energía, arco: Descargas repetitivas. Ruptura del aceite por arqueo entre devanados o bobinas, o entre bobinas y tierra.
- Falla térmica a temperatura menor a 150 [C]: Sobrecalentamiento de conductor aislado.
- Falla térmica a temperatura entre 150 a 700 [C]: Sobrecalentamiento localizado en el núcleo debido a concentraciones de flujo. Incremento de temperatura en puntos calientes; sobrecalentamiento del Cobre debido a corrientes circulantes, falsos contactos/uniones (formación de carbón debido a Pirólisis).

Los métodos que involucran las relaciones de Roger, no deben ser utilizados con el fin de detectar la falla, estos métodos sirven esencialmente para analizar una falla existente, una vez detectada por un análisis paralelo, un análisis de tendencias o un análisis de concentraciones individuales.

### 2.4.3 Triángulo de Duval

Este método basa su diagnóstico con el empleo de las concentraciones de sólo tres gases Metano, Etileno y Acetileno. Considerando que la suma de las concentraciones de estos tres gases representa un 100%, se calculan nuevos porcentajes de participación para cada uno de estos gases. En la figura 2.4 se muestra el Triángulo de Duval donde cada lado representa una escala desde cero a 100% de cada gas. Los porcentajes calculados son ubicados en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, se ubica el punto de intersección entre estas tres líneas, el cual representa el 100%. Este punto se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

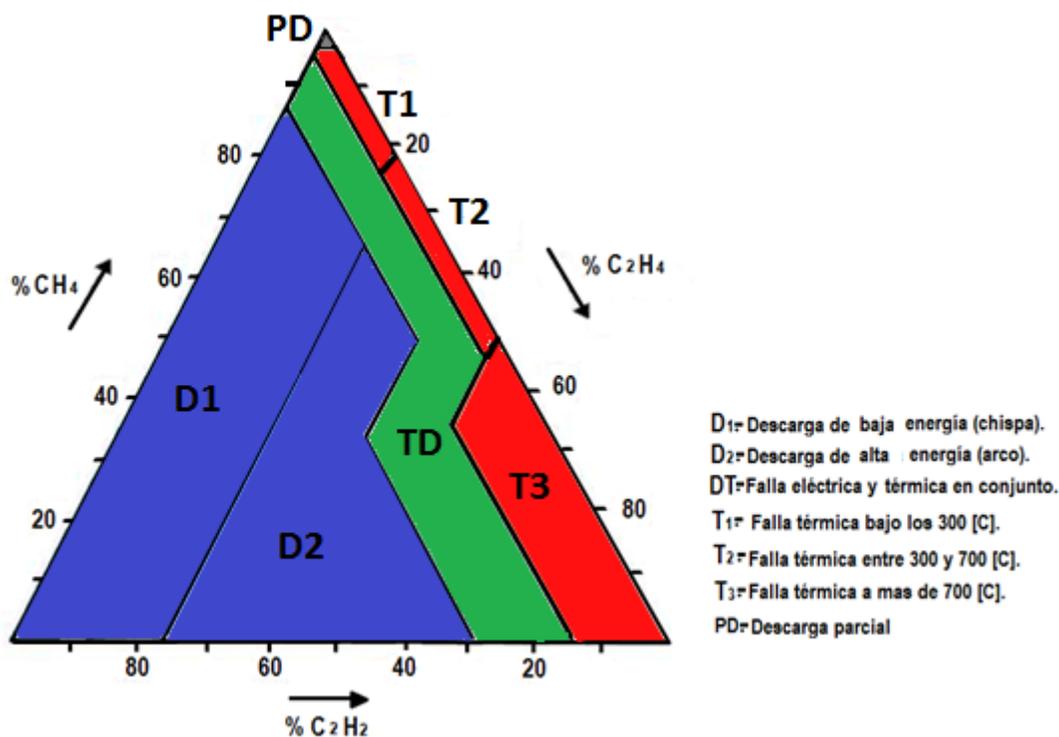


Figura 2.4.- Triángulo de Duval.



## CAPÍTULO 2 CROMATOGRAFÍA DE GASES

---

Los porcentajes de partición para cada gas es calculado mediante las siguientes formulas:

$$\% C_2H_4 = \left[ \frac{100y}{x+y+z} \right], \quad \% C_2H_2 = \left[ \frac{100x}{x+y+z} \right], \quad \% CH_4 = \left[ \frac{100z}{x+y+z} \right]; \text{ donde:}$$

x= Concentración de Acetileno en ppm.

y= Concentración de Etileno en ppm.

z= Concentración de Metano en ppm.



# **Capítulo 3**

## **Procedimiento para la prueba cromatografía de gases**



## 1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN

Proporcionar una herramienta teórica y práctica para realizar y diagnosticar de manera unificada la prueba de cromatografía de gases aplicada al aceite dieléctrico de transformadores de potencia, con base a la realización de un buen muestreo y una buena interpretación de los resultados.

Su aplicación será dentro del plan de mantenimiento predictivo y preventivo a transformadores de potencia en subestaciones eléctricas.

## 2 DOCUMENTOS BÁSICOS

- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE 2005. “Instalaciones Eléctricas”.
- Norma Oficial Mexicana NOM-J-308-ANCE-2004. “Transformadores-Guía para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de aceites minerales aislantes para transformadores en servicio”.
- American National Standard ANSI/IEEE C57.104-1991. “Guide for the detection and interpretation of generated gases in oil-immersed transformers and their relation to the serviceability of the equipment”.
- Dirección de Operación Subdirección de Distribución CFE. GOD-3537 “Manual de mantenimiento a transformadores de potencia hasta 138 KV”. 2008.
- Dirección de Operación Subdirección de Distribución CFE. GOD-3531 “Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución”. 2007.

## 3 DEFINICIONES, SIGNOS, SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE 2005. “Instalaciones Eléctricas”.

## 4 DESCRIPCIÓN DE LAS ETAPAS

Se describirán brevemente las etapas que se deben realizar para la prueba de cromatografía de gases al aceite aislante de transformador de potencia, las etapas tratadas en este punto son las siguientes:



- A.- Procedimiento para la extracción de la muestra.
- B.- Extracción de los gases disueltos.
- C.- Análisis cromatográfico.
- D.- Cálculos de resultados.
- E.- Interpretación de resultados y diagnóstico.
- F.- Informe.

### **A.- PROCEDIMIENTO PARA LA EXTRACCIÓN DE LA MUESTRA**

El propósito principal de esta etapa es la obtención de una muestra representativa del aceite contenido en el tanque del transformador, teniendo en cuenta que la muestra debe estar libre de burbujas y sin contaminantes como polvo, agua o cualquier otra sustancia que pueda alterar los resultados de la prueba. Si después de usar este procedimiento la muestra contiene burbujas de gas o si se han formado burbujas después del muestreo, estas no deben eliminarse ya que forman parte del estado en que se encuentra el aceite.

Con el fin de unificar el procedimiento de extracción de la muestra de aceite y asegurar que la muestra refleje claramente el estado del transformador, basamos el procedimiento en el manual “Aplicación y recomendaciones para el muestreo de aceite aislante en equipo eléctrico en las 13 divisiones de distribución”<sup>17</sup>.

#### **A.1- Precauciones para el muestreo**

Para la toma de la muestra del aceite se deben seguir ciertas consideraciones y recomendaciones, las cuales nos ayudarán a obtener una muestra de aceite representativa, libre de burbujas y contaminantes externos:

- Las conexiones entre la válvula del transformador y la jeringa deben estar unidas herméticamente para evitar la contaminación con la atmósfera.
- El muestreo debe efectuarse en condiciones atmosféricas favorables, sin lluvia y con una humedad relativa no mayor al 60%.

<sup>17</sup> Dirección de Operación Subdirección de Distribución Departamento de Subestaciones y Líneas. CFE. Aplicación y recomendaciones para el muestreo de aceite aislante en equipo eléctrico en las 13 divisiones de distribución. 2001.



## CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES



- La manguera utilizada entre la válvula del transformador y la jeringa deben ser lo más corta posible.
- La tubería de hule o plástico debe ser impermeable al gas.
- El punto de muestreo para este procedimiento será en la válvula de muestreo ubicada en la parte baja del transformador.
- La muestra deberá tomarse en consideraciones de trabajo normal del equipo, lo que es importante al evaluar la velocidad de producción de gases.
- La muestra tomada deberá enviarse lo más rápido posible al laboratorio, si es posible ese mismo día.
- La conexión en la válvula se debe realizar con un apriete normal, sin llegar a esforzar la conexión hacia la válvula, ya que esto nos provoca una expansión en la rosca de la válvula, lo que llevaría en posteriores muestreos a un mal sellado y posteriormente a un gasto por el cambio de la misma.

### A.2.- Equipo para el muestreo

A continuación se enlista el equipo que se usa para realizar el muestreo del aceite del transformador.

- Manguera de hule o plástico impermeable al aceite.
- Reducciones de varios tamaños y herramientas para su instalación.
- Tela que no suelte pelusa o hilos.
- Jeringa hipodérmica de vidrio con capacidad de 50 a 100 mililitros.
- Válvula de 3 vías ajustable a la jeringa. El funcionamiento de la válvula de tres vías se muestra esquemáticamente en la figura 3.1.
- Recipiente de aluminio para recibir el derrame de aceite.
- Estuche para el traslado de las jeringas, con el fin de evitar el movimiento brusco de estas en el transporte.

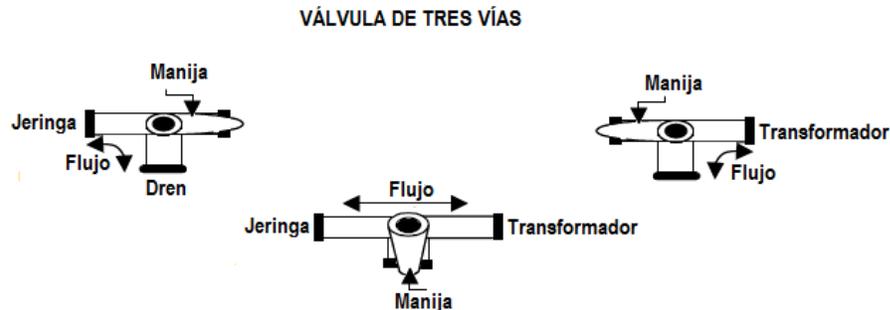


Figura 3.1.- Esquema del funcionamiento de la conexión jeringa–válvula – transformador.

Nota: En una válvula de tres vías la dirección que este apuntando la manija será la salida que quedará cerrada, quedando las otras dos en comunicación directa.

### A.3.- Procedimiento de muestreo

La obtención de la muestra es uno de los pasos más importantes en el análisis, ya que de esto depende la confiabilidad de los resultados de la prueba, a continuación se citan los principales puntos para proceder a la toma de muestra de aceite.

1. Ubicar la válvula de muestreo en el transformador y limpiar el área de la válvula donde se tomará la muestra con la finalidad de eliminar polvo y excesos de materias acumuladas en la parte exterior.
2. Retirar el tapón de la válvula de muestreo y limpiar sin utilizar solventes con una manta limpia.
3. Seleccionar del equipo de conexiones las cuales ajusten de acuerdo al diámetro de la válvula, considerar el uso de cinta de teflón a partir del segundo hilo de la rosca, esto nos permite una limpieza en la toma de la muestra así como también un flujo libre de aceite a través de la conexión sin obstáculos.
4. Hacer la conexión entre la manguera y la válvula de muestreo, el apriete debe ser normal sin llegar a esforzar la conexión de la rosca hacia la válvula.
5. Abrir la válvula de muestreo y purgar aproximadamente cuatro litros de aceite, con la finalidad de evitar tomar una muestra que no sea representativa, ya que en esta área el aceite que se encuentra cercano a la válvula inferior puede presentar

sedimentos, además que presenta menor movimiento de circulación con respecto al volumen total del tanque.

6. Verificar que la jeringa junto con la válvula de tres vías cumplan con los siguientes puntos:
  - La jeringa debe estar con él embolo totalmente hacia adentro, evitando tener espacios dentro de esta.
  - La válvula de tres vías debe estar obstruyendo el flujo de aceite hacia la jeringa, permitiendo el paso de aceite del transformador al dren.
  - En caso de que la jeringa venga identificada, verificar que el número de serie de la jeringa corresponde a la muestra a tomar.
7. Reunidas las condiciones anteriores se debe proceder a conectar el conjunto manguera–válvula-jeringa. La figura 3.2 muestra un esquema de esta conexión.

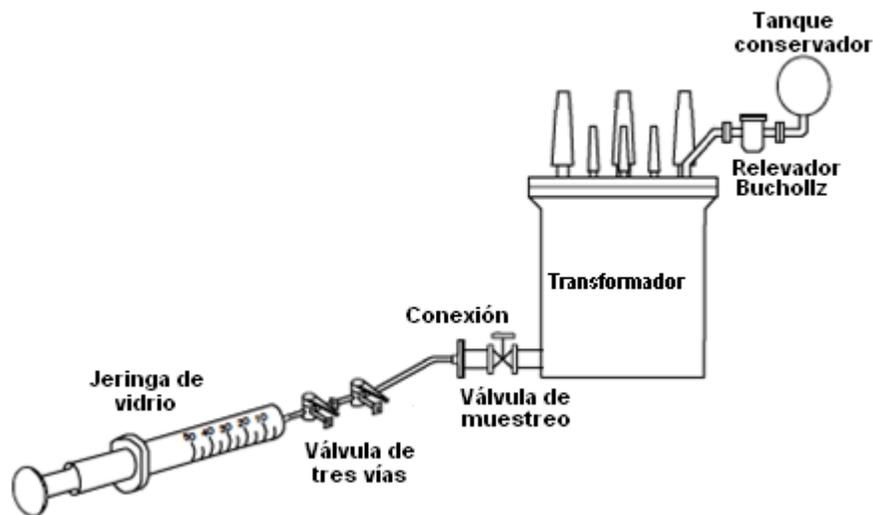


Figura 3.2.- Esquema de conexión jeringa–válvula –transformador.

8. Hacer un lavado de la jeringa con el propio aceite, para realizar esta actividad permita el paso del aceite del transformador hacia la jeringa. Llene la jeringa con aceite dejando deslizar el embolo con lentitud, empujado únicamente por la presión del aceite proveniente del transformador hasta alcanzar la capacidad máxima de volumen de la jeringa. Una vez llena la jeringa cambie la posición de la



## CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES



válvula, cerrando el paso del aceite del transformador y permitiendo el paso del aceite de la jeringa al dren. Al tener la jeringa vacía después del primer lavado, permitir el paso de un poco de aceite del transformador hacia el dren para llenar el espacio del conducto de la válvula, posteriormente dejar pasar el aceite hacia la jeringa repitiendo el proceso de lavado de la jeringa mínimo 3 veces.

9. Se debe eliminar las burbujas presentes en el aceite, para lograr la expulsión de las burbujas se requiere poner la jeringa en posición vertical y con pequeños movimientos oscilatorios las burbujas serán expulsadas a través del conducto de drenado.
10. Realizar la toma de la muestra de aceite; para realizar esta actividad permitir el paso del aceite del transformador hacia la jeringa. Llenar la jeringa con aceite dejando deslizar el embolo con lentitud hasta alcanzar la capacidad máxima de volumen de la jeringa. Una vez llena la jeringa cambiar la posición de la válvula, cerrando el paso del aceite del transformador hacia la jeringa. En este punto se debe cerrar la válvula de muestreo, espere que drene el aceite y retire cuidadosamente el conjunto de manguera–válvula–jeringa. Si la muestra presenta burbujas o sedimentos desechar el aceite por el dren y repetir el proceso a partir del paso 8.
11. Limpiar la parte exterior de la jeringa únicamente con manta limpia y empacar adecuadamente para su traslado.
12. Retirar los accesorios utilizados.
13. Identificar y enviar la muestra al laboratorio.

### **A.4.- Identificación de la muestra**

La identificación de la muestra cuenta con los principales datos del transformador analizado. La muestra de aceite se debe enviar al laboratorio acompañado de la siguiente información, la tabla 3.1 se muestra el esquema de identificación de la muestra.

- a) Nombre de la Subestación, Zona y División.
- b) Identificación del Transformador:
  - Capacidad en litros



CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES



- Voltaje de operación
  - N° de serie
  - Marca de aceite (si es conocida)
  - Marca de equipo
  - Capacidad MVA's
- c) Finalidad del muestreo.
- d) Fecha de muestreo.
- e) Nombre de la persona que realiza el muestreo.
- f) Carga de aparato al tiempo del muestreo.
- g) Lugar físico donde se tomo la muestra.
- h) Antecedentes de operación (sobrecargas, calentamientos, mantenimiento, cambio de aceite, etc.)

MUESTRA DE ACEITE DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
<b>Subestación:</b> _____	
<b>División:</b> _____	<b>Fecha del Muestreo:</b> _____
<b>Zona:</b> _____	
<b>N° de serie:</b> _____	<b>Voltaje de operación [V]:</b> _____
<b>Marca del TR:</b> _____	<b>Capacidad [MVA]:</b> _____
<b>Capacidad [I]:</b> _____	
<b>Lugar físico donde se tomo la muestra:</b> _____	
<b>Finalidad de muestreo:</b> _____	
<b>Antecedentes de operación:</b> _____	
<b>Nombre de la persona que realiza el muestreo:</b> _____	

Tabla 3.1.- Identificación de la muestra de aceite.

**B.- EXTRACCIÓN DE LOS GASES DISUELTOS**

Esta etapa es la primera parte del análisis, ya que consiste en la extracción de los gases disueltos en la muestra de aceite aislante mediante un equipo de desgasificación. En la actualidad existen equipos que al inyectar la muestra de aceite la extracción de los gases se realiza internamente en forma automática. Con base en la norma NOM-J-308-



## CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES



ANCE-2004<sup>18</sup> se mencionarán los principales puntos para la extracción de los gases disueltos y se muestra en la figura 3.3 el equipo de desgasificación requerido.

- Calcular la relación de colección volumétrica ( $R_{cv}$ ) mediante la siguiente fórmula.

$$R_{CV} = \frac{V_c}{V_t - V_o} ; \text{ Donde:}$$

$V_c$  = Volumen del espacio colector.

$V_t$  = Volumen total del equipo de extracción.

$V_o$  = Volumen de la muestra del aceite.

Esta relación será posteriormente utilizada para hacer una corrección al volumen de gas extraído.

- Se debe someter el sistema del matraz colector y matraz de desgasificación a vacío, con una presión absoluta de 130 [mPa] o menor.
- Conectar la jeringa con la muestra en la válvula de tres vías del matraz de desgasificación mediante una manguera de material inerte.
- Expulsar el aire contenido en la conexión, haciendo salir una pequeña cantidad de aceite a través de la manguera y la válvula de enjuagar.
- En el caso de existir una burbuja dentro de la muestra evitar que esta drene durante el enjuague.
- Cerrar las válvulas hacia las bombas de vacío y permitir el paso del aceite al matraz de desgasificación, abriendo lentamente la válvula de tres vías (este volumen de aceite es  $V_o$ ).
- Accionar el agitador magnético vigorosamente por aproximadamente 10 min.
- Cerrar la válvula de paso del matraz colector y permitir que el mercurio fluya dentro del matraz colector.
- Abrir la válvula de columna de referencia y por medio de bombeo manual igualar el nivel de mercurio en la columna de referencia con el nivel en la bureta colectora.
- Medir el volumen de gas extraído en la bureta y corregir por la eficiencia de colección, mediante la división del volumen de gas extraído ( $V_{ge}$ ) entre la relación de colección volumétrica ( $R_{cv}$ ) calculada anteriormente.

<sup>18</sup> Norma Oficial Mexicana NOM-J-308-ANCE-2004. [Transformadores-Guía para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de aceites minerales aislantes para transformadores en servicio.](#)

- Determinar el volumen de aceite desgasificado en el matraz de desgasificación y registrar el contenido de gas como un porcentaje del aceite en volumen.

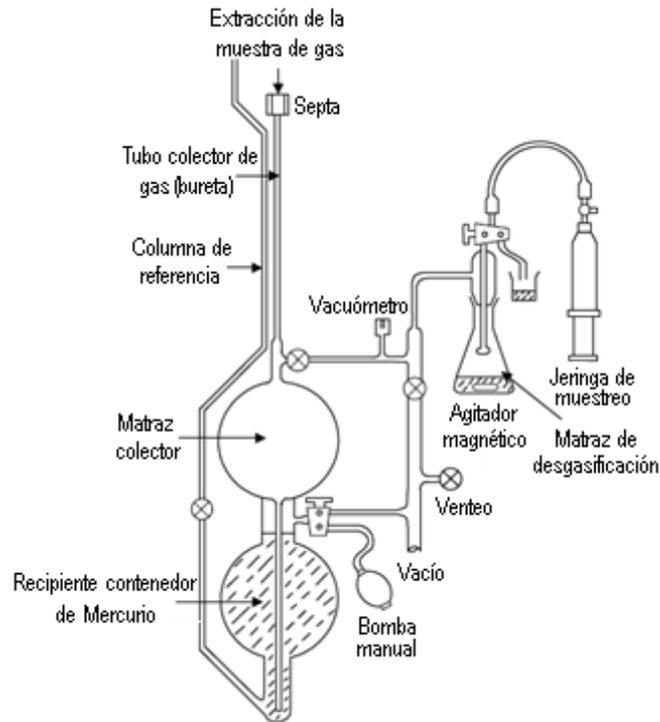


Figura 3.3.- Esquema de equipo de desgasificación.

### C.- ANÁLISIS CROMATOGRFICO

En esta atapa del análisis se realizará la inyección de un volumen preestablecido de una mezcla de gas de referencia certificada en el cromatógrafo y se determinará el patrón de tiempos de retención para los componentes de la mezcla de referencia, así como se establecerá las condiciones de operación y tamaño. Para ello el cromatógrafo se debe preparar de acuerdo con las condiciones del fabricante y estabilizarlo a determinadas condiciones de operación capaces de separar los gases indicados.

Como ya se dijo estos parámetros son establecidos por el fabricante del equipo cromatográfico, por lo cual es necesario contar con los procedimientos y manuales indicados dependiendo del equipo a utilizar.



## CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES



El procedimiento para la operación del sistema de análisis de cromatografía de gases disueltos en aceite aislante<sup>19</sup>, marca ciertas condiciones para el sistema TOGAS instalado en el laboratorio de pruebas.

- Para el transporte de la muestra gaseosa a través del sistema cromatográfico, se utiliza como gas portador Argón de la más alta pureza y un flujo de 30 (ml/min).
- La inyección de la muestra al sistema se efectúa con una válvula de muestreo automática de 0.25 ml, calentada con una temperatura de 120 [C].
- Las columnas son de acero inoxidable de 1/8 “.
- La base estacionaria es la combinación de absorbentes sólidos de PORAPAK N y Molecular 13x.
- La identificación de los compuestos se realiza con un detector de conductividad térmica (DCT) no destructivo y un detector para compuestos orgánicos, detector de ionización de flama (DIF) destructivo, ambos calentados a 200 [C].
- El detector de ionización de flama quema los compuestos de la mezcla con una flama generada por la combustión entre el Hidrógeno y el aire, teniendo flujos de 45 (ml/min) y 400 (ml/min) respectivamente.

### D.- CÁLCULOS DE RESULTADOS

El cromatograma resultante del análisis suministra tres unidades de información importantes para cada pico: posición, altura y anchura. Estos parámetros permitirán realizar una determinación cuantitativa de cada componente, ya que el área bajo el pico es proporcional a la cantidad del soluto contenida en la zona eluida. Existen varios métodos para el cálculo cuantitativo de cada componente, pero la realización de estos cálculos no es tema primordial de este procedimiento, ya que los equipos actuales realizan el proceso en forma automatizada mediante la utilización de integradores digitales.

Además de la concentración de cada gas, también se calcula la concentración total de gases combustibles (TGC).

$$TGC= H_2+CH_4+C_2H_2+C_2H_4+C_2H_6+CO$$

<sup>19</sup> Subdirección de Distribución División Golfo Centro CFE. Procedimiento para la operación del sistema de análisis de cromatografía de gases disueltos en aceite aislante. 2000.



Por último y para la parte de interpretación se calcula todas las relaciones de gases a utilizar en los métodos de diagnósticos.

### **E.- INTERPRETACIÓN DE FALLA (DIAGNÓSTICO)**

En esta etapa de la prueba se debe determinar si existe alguna irregularidad dentro del transformador, la interpretación correcta de los resultados arrojados por la prueba de cromatografía de gases es de suma importancia para la corrección a tiempo de las fallas que se puedan presentar.

Los encargados de diagnosticar el estado del transformador deberán proceder como marcan los siguientes puntos:

- E.1.- Historial de análisis de gases disueltos.
- E.2.- Guía rápida para el diagnóstico.
- E.3.- Aplicación de un método de interpretación.

#### **E.1.- Historial de análisis de gases disueltos**

Es imprescindible contar con un historial del equipo lo más completo y confiable posible, en virtud de ser la fuente de información que nos lleve a determinar en cualquier momento el estado real del transformador de potencia. Los resultados arrojados por la prueba cromatográfica serán registrados en la hoja de Control del historial de análisis de gases disueltos, mostrada en el anexo 6.1.

- Anotar las características que identifican al transformador:
  - Localización
  - Marca
  - Voltaje
  - Equipo
  - Nº de serie
  - Volumen
- Registrar la fecha de realización de la prueba y las concentraciones de cada gas en partes por millón.



- Anotar un comentario sobre la situación actual del equipo, para ello se debe revisar y utilizar los parámetros de los gases clave mostrados en la Guía rápida para el diagnóstico.

## **E.2.- Guía rápida para el diagnóstico**

Estos dos pasos nos ayudaran a interpretar y a dar un diagnóstico preliminar de una forma rápida y sencilla, esto tomando en cuenta las concentraciones tanto de los gases clave como la aparición de Monóxido y Dióxido de carbono. Un diagrama de la guía se muestra en el anexo 6.2.

### **E.2.1.- Primer golpe de vista**

Primeramente se debe atender el contenido de tres gases clave: Hidrógeno, Etileno y Acetileno. La revisión del estado de estos gases clave resulta ser una indicación sencilla, rápida y clara, la cual al presentarse una irregularidad se deberá requerir de un mayor estudio. En caso de presentarse los parámetros dentro de los rangos establecidos según la ANSI/IEEE C57.104-1991<sup>20</sup> se podrá decir que el transformador está trabajando de una forma adecuada.

### **E.2.2.- Segundo golpe de vista**

La siguiente observación después de encontrar un contenido anormal de un gas clave, es revisar las cantidades de Monóxido y Dióxido de Carbono. Esto es con la intención de estimar la participación de la celulosa, ya que junto con el gas clave nos puede dar una idea del lugar de la falla. Los valores límites para estos gases son 1000 y 10000 ppm, pero una mejor indicación es la relación  $CO_2/CO$ , si el contenido de CO es mayor a la décima parte del contenido de  $CO_2$ , ( $CO_2/CO < 10$ ) es muy probable que contemos con Carbón o papel quemado. Por lo general el origen de estos gases es la combustión del papel aislante, pero no hay que olvidar otros materiales sólidos como el cartón, la madera, el lino, la baquelita, etc.

<sup>20</sup> American National Standard ANSI/IEEE C57.104-1991. Guide for the detection and interpretation of generated gases in oil-immersed transformers and their relation to the serviceability of the equipment.



En caso de que la concentración de los gases clave se presente fuera de los rangos establecidos, se procederá a la aplicación de tres métodos de interpretación. Por otro lado la aplicación de los métodos de interpretación en caso de que las concentraciones de los gases estén dentro de los rangos establecidos dependerá del criterio del encargado, tomando en cuenta que la falta del historial de la unidad llevará a la aplicación inmediata de los métodos.

### E.3- APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE INTERPRETACIÓN

En esta etapa de la prueba se pretende determinar la posible irregularidad dentro del transformador, así como su origen y su gravedad. Para ello se usaran tres métodos de interpretación que en conjunto nos ayudarán a determinar con mayor exactitud el tipo de falla.

#### E.3.1.- Relaciones de Doernenburg

- Determinar la relación de concentración del Acetileno entre el Etileno ( $C_2H_2/C_2H_4$ ) y la relación del Metano entre el Hidrógeno ( $CH_4/H_2$ ).
- Ubicar el punto obtenido en la gráfica de Doernenburg, la cual proporcionara un diagnóstico de la falla parcial que se está presentando dentro del transformador, se debe tomar en cuenta que esta gráfica se diseñó sobre la base de un estudio estadístico por lo que existen zonas sin diagnóstico.

#### E.3.2.- Triángulo de Duval

- Determinar el porcentaje de Acetileno ( $C_2H_2$ ), Metano ( $CH_4$ ), Etileno ( $C_2H_4$ ), Calculado con las siguientes formulas:

$$\%C_2H_2 = \left[ \frac{100X}{X + Y + Z} \right], \%CH_4 = \left[ \frac{100Z}{X + Y + Z} \right], \%C_2H_4 = \left[ \frac{100Y}{X + Y + Z} \right]$$

Donde;

X=Concentración de Acetileno en ppm

Y= Concentración de Etileno en ppm

Z= Concentración de Metano en ppm



## CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES



- Ubicar los porcentajes calculados en su respectivo lado del Triángulo de Duval y trazar una línea perpendicular al eje correspondiente, las tres líneas coinciden en un punto que representará el 100%.
- El diagnóstico será dado por este punto, el cual proporcionará la condición del transformador.

### E.3.3.- Código de Roger

- Determinar la relación de concentración entre Metano/Hidrógeno ( $\text{CH}_4/\text{H}_2$ ), Etano/Metano ( $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$ ), Etileno/Etano ( $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ ), Acetileno/Etileno ( $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ ).
- En la tabla de Roger obtener el código de concentración.
- Con base al código obtenido, determinar el diagnóstico del transformador en la tabla de diagnóstico de Roger.

### F.- INFORME

Con base al procedimiento descrito anteriormente, el laboratorio elabora un informe en el que detalla el nivel de concentración de los gases disueltos y un diagnóstico parcial, el anexo 6.3 muestra la Hoja de informe de diagnóstico donde se establecen los resultados arrojados por los tres métodos.

Como parte del informe, también se fórmula una recomendación sobre el período al cabo del cuál se debe tomar la siguiente muestra al transformador. En caso de que los gases se presenten fuera de su rango es conveniente determinar la tasa de formación de estos gases con tomas mas frecuentes, especialmente cuando se carece de información sobre el equipo en cuestión. La frecuencia de monitoreo del aceite esta marcada por su concentración de gases combustibles (TGC), los cuales menciona la norma NOM-J-308-ANCE-2004<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Norma Oficial Mexicana NOM-J-308-ANCE-2004. Transformadores-Guía para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de aceites minerales aislantes para transformadores en servicio.

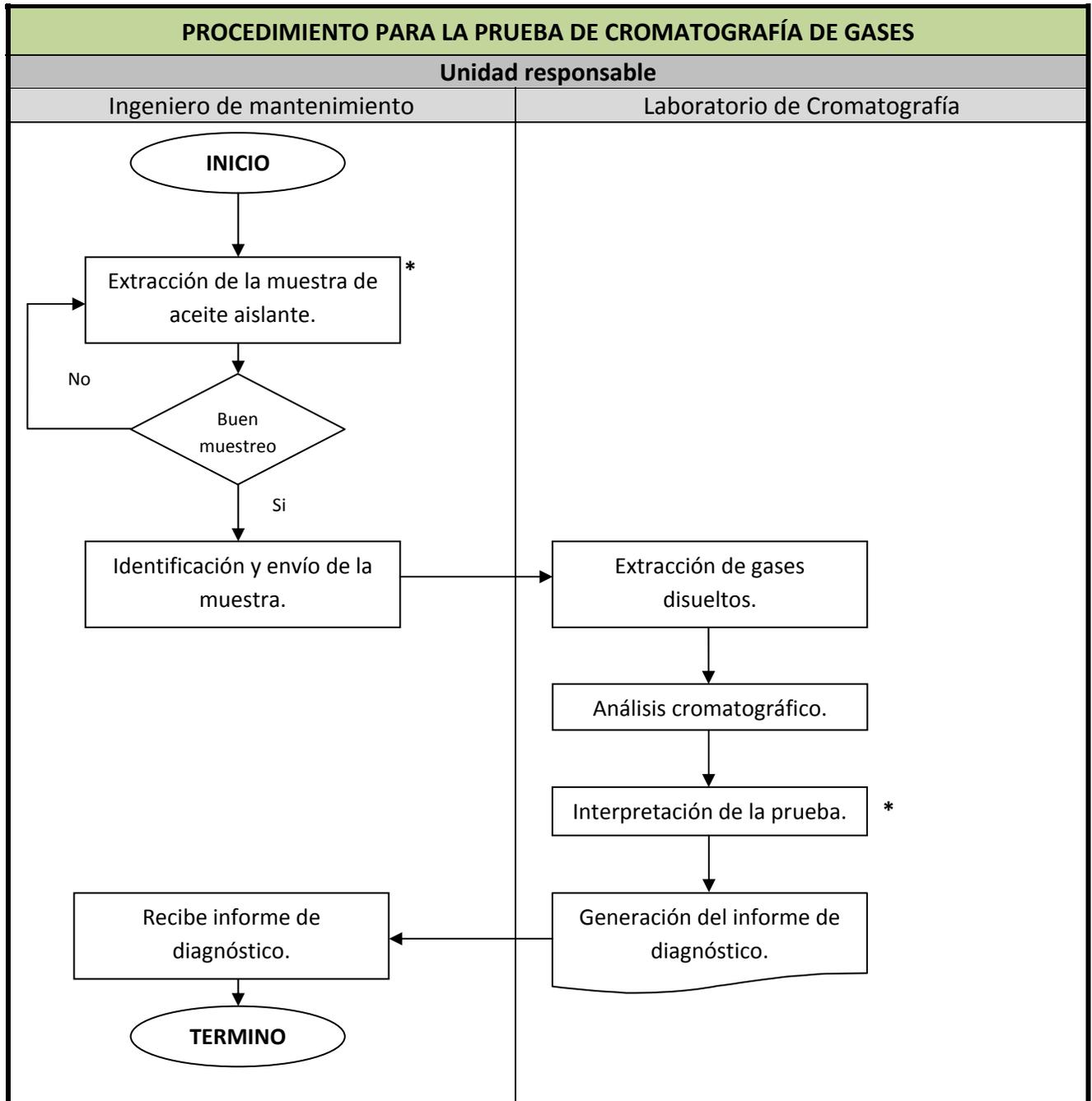


### CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES



#### 5 DIAGRAMA DE FLUJO

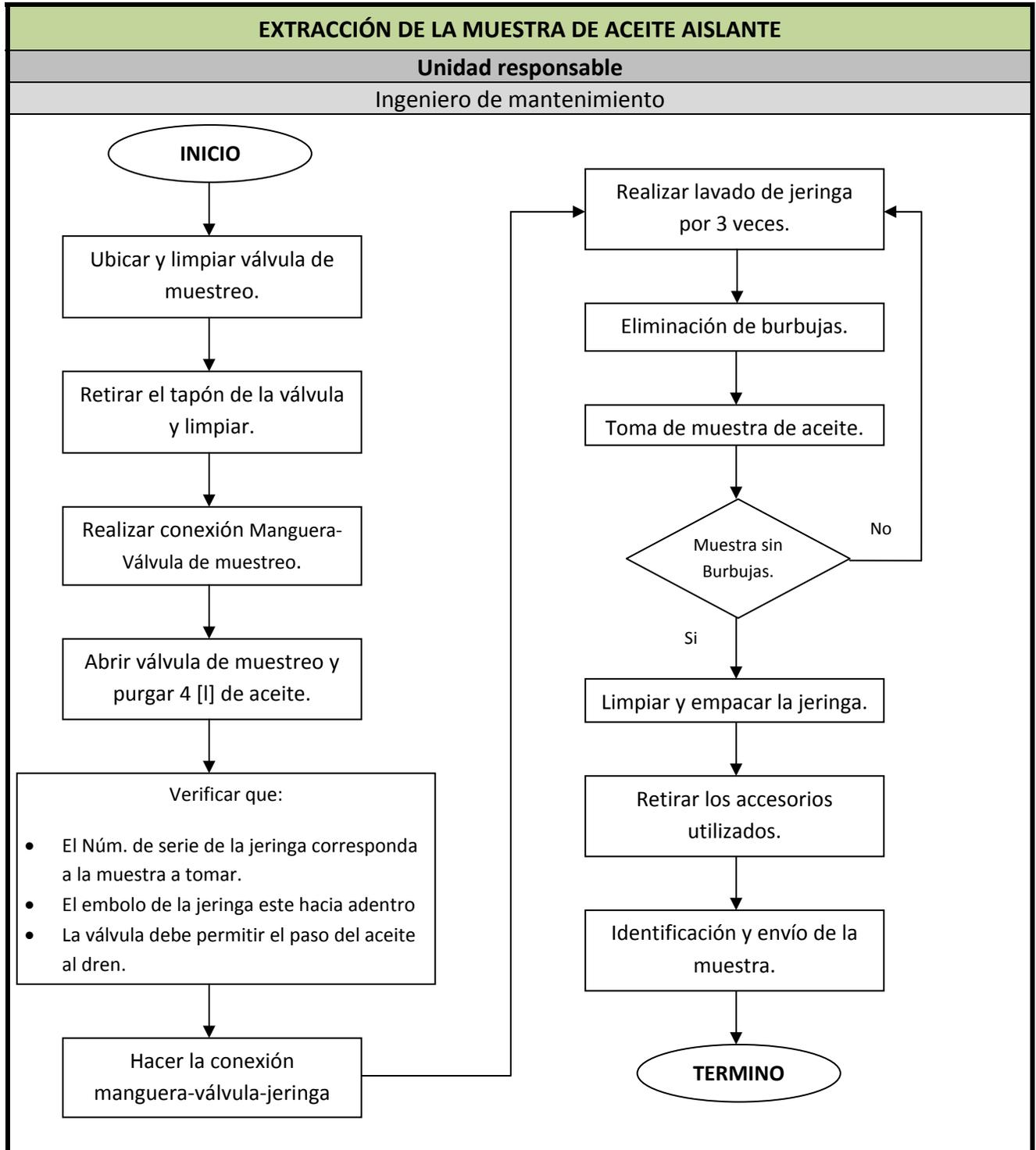
##### 5.1 Diagrama de flujo del procedimiento para la prueba de cromatografía de gases.



\* Se cuenta con diagrama de flujo adicional, anexo 5.2 y 5.3.

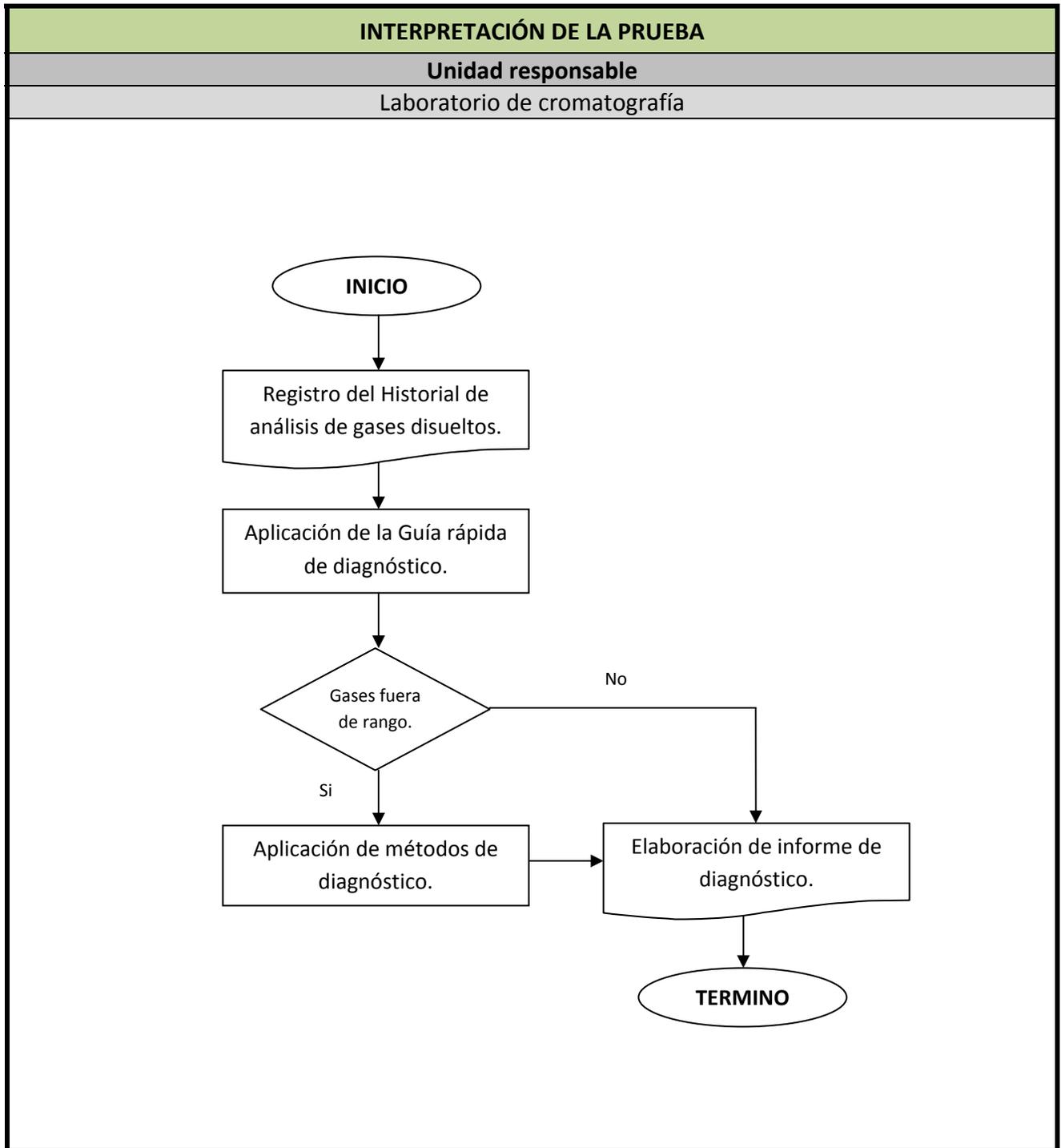


### 5.2 Diagrama de flujo de extracción de la muestra de aceite aislante





### 5.3 Diagrama de flujo de Interpretación de la prueba





**CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE  
CROMATOGRAFÍA DE GASES**



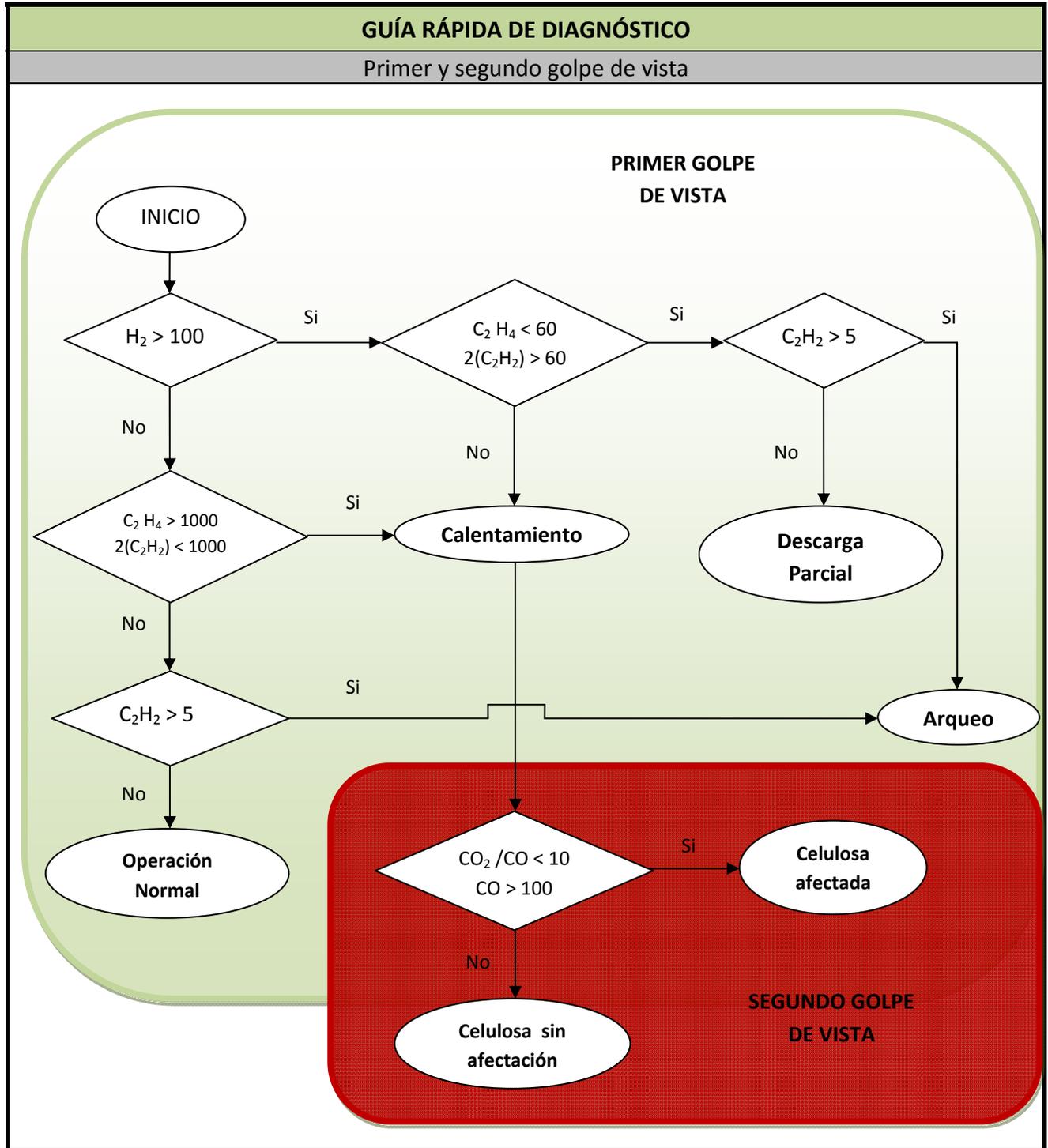
**6 ANEXOS**

**Anexo 6.1 Hoja de control del historial de análisis de gases disueltos**

CONTROL DEL HISTORIAL DE ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS DEPARTAMENTO DE SE´s Y LT´s Laboratorio de Cromatografía											
Localización:						Equipo:					
Marca:						Voltaje:					
Nº serie:						Volumen:					
Fecha	Hidrógeno H <sub>2</sub>	Oxígeno O <sub>2</sub>	Nitrógeno N <sub>2</sub>	Metano CH <sub>4</sub>	Acetileno C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Etileno C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Etano C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Monóxido de carbono CO	Dióxido de carbono CO <sub>2</sub>	TGC	Comentarios



Anexo 6.2 Guía rápida de diagnóstico





CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE  
CROMATOGRAFÍA DE GASES



Anexo 6.3 Hoja de informe de diagnóstico

<b>REPORTE DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO</b> <b>Hoja de informe de diagnóstico</b> Laboratorio de Cromatografía <span style="float: right;">Hoja 1</span>																																																	
Procedencia: _____ Subestación: _____ Voltaje [ Kv]: _____ Carga [MW]: _____  Temperatura [C]: _____ Presión barométrica [kPa]: _____ Total de gases disueltos: _____ TGC: _____	Banco: _____ Capacidad [MVA]: _____	Marca: _____ N° de serie: _____ Tipo de enfriamiento: _____  Fecha del muestreo: _____ Fecha de recepción: _____ Fecha de análisis: _____ N° de análisis: _____																																															
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #d9ead3;"> <th rowspan="2">GAS</th> <th rowspan="2">Concentración (ppm)</th> <th colspan="2">Limites en ppm</th> </tr> <tr style="background-color: #d9ead3;"> <th>Max.</th> <th>Critico</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Hidrógeno (H<sub>2</sub>)</td> <td></td> <td style="text-align: center;">200</td> <td style="text-align: center;">1000</td> </tr> <tr> <td>Oxígeno (O<sub>2</sub>)</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td>Nitrógeno (N<sub>2</sub>)</td> <td></td> <td style="text-align: center;">Balance</td> <td style="text-align: center;">Balance</td> </tr> <tr> <td>Metano (CH<sub>4</sub>)</td> <td></td> <td style="text-align: center;">120</td> <td style="text-align: center;">500</td> </tr> <tr> <td>Monox. Carb. (CO)</td> <td></td> <td style="text-align: center;">350</td> <td style="text-align: center;">1000</td> </tr> <tr> <td>Diox. Carb. (CO<sub>2</sub>)</td> <td></td> <td style="text-align: center;">2500</td> <td style="text-align: center;">10000</td> </tr> <tr> <td>Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>)</td> <td></td> <td style="text-align: center;">50</td> <td style="text-align: center;">150</td> </tr> <tr> <td>Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>)</td> <td></td> <td style="text-align: center;">65</td> <td style="text-align: center;">500</td> </tr> <tr> <td>Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>)</td> <td></td> <td style="text-align: center;">35</td> <td style="text-align: center;">180</td> </tr> <tr> <td>% Gases combustible</td> <td></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table>				GAS	Concentración (ppm)	Limites en ppm		Max.	Critico	Hidrógeno (H <sub>2</sub> )		200	1000	Oxígeno (O <sub>2</sub> )		-	-	Nitrógeno (N <sub>2</sub> )		Balance	Balance	Metano (CH <sub>4</sub> )		120	500	Monox. Carb. (CO)		350	1000	Diox. Carb. (CO <sub>2</sub> )		2500	10000	Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )		50	150	Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )		65	500	Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )		35	180	% Gases combustible		-	-
GAS	Concentración (ppm)	Limites en ppm																																															
		Max.	Critico																																														
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )		200	1000																																														
Oxígeno (O <sub>2</sub> )		-	-																																														
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )		Balance	Balance																																														
Metano (CH <sub>4</sub> )		120	500																																														
Monox. Carb. (CO)		350	1000																																														
Diox. Carb. (CO <sub>2</sub> )		2500	10000																																														
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )		50	150																																														
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )		65	500																																														
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )		35	180																																														
% Gases combustible		-	-																																														
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #d9ead3;"> <th colspan="2">Relaciones de Doernenburg y Roger</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">CH<sub>4</sub>/ H<sub>2</sub></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/ C<sub>2</sub>H<sub>4</sub></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">CO<sub>2</sub> /CO</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Relaciones de Doernenburg y Roger		CH <sub>4</sub> / H <sub>2</sub>		C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>		C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> /CO		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #d9ead3;"> <th colspan="2">Porcentaje de Duval</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">% CH<sub>4</sub></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">% C<sub>2</sub>H<sub>4</sub></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">% C<sub>2</sub>H<sub>2</sub></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Porcentaje de Duval		% CH <sub>4</sub>		% C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>		% C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>																													
Relaciones de Doernenburg y Roger																																																	
CH <sub>4</sub> / H <sub>2</sub>																																																	
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>																																																	
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>																																																	
CO <sub>2</sub> /CO																																																	
Porcentaje de Duval																																																	
% CH <sub>4</sub>																																																	
% C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>																																																	
% C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>																																																	



CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES



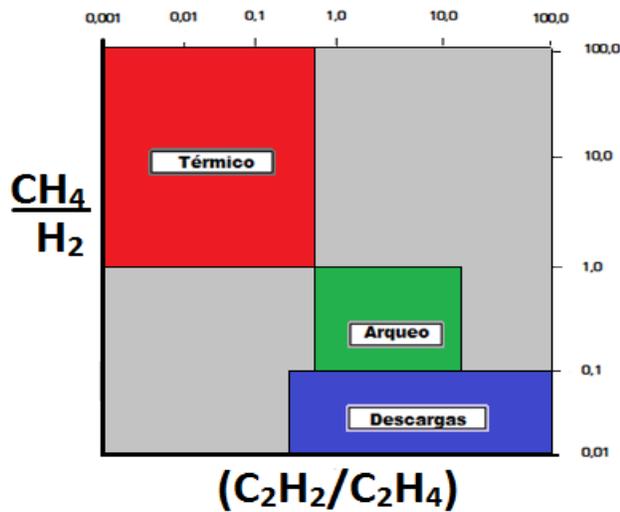
REPORTE DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

Hoja de informe de diagnóstico

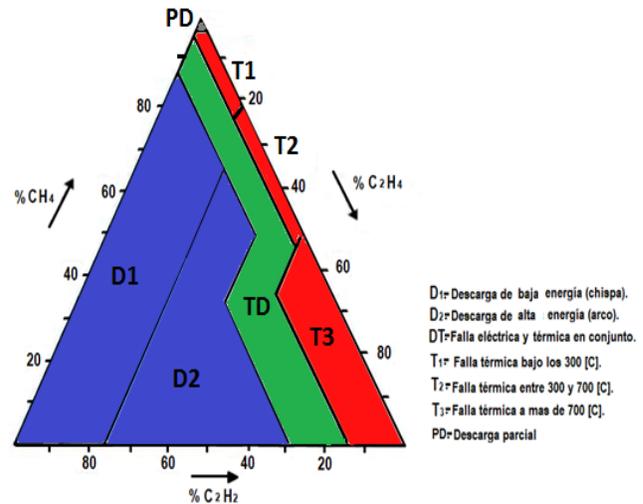
Laboratorio de Cromatografía

Hoja 2

Relaciones de Doernenburg



Triángulo de Duval



Código de Roger

Rango de relaciones		(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	(CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> )	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )
	< 0.1	0	1	0
	0.1 – 1	1	0	0
	1 – 3	1	2	1
	>3	2	2	2
Caso	Diagnóstico de falla	Código		
1	Descargas parciales por baja energía.	1	1	0
2	Descargas parciales por alta energía.	1	1	0
3	Descargas de baja energía, chispeo y arco.	1 - 2	0	1 - 2
4	Descargas de alta energía arco.	1	0	2
5	Falla térmica por temp. inferiores a 150 [C].	0	0	1
6	Falla térmica por temp. entre 150 y 300 [C].	0	2	0
7	Falla térmica por temp. entre 300 y 700 [C].	0	2	1
8	Falla térmica por temp. superior a 700 [C].	0	2	2

Diagnóstico y Recomendaciones:

Análisis: \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_



# Capítulo 4

Aplicación del Procedimiento  
para la prueba de  
Cromatografía de gases



## CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES

En capítulos anteriores se expuso el papel que juega el aceite dieléctrico dentro del sistema de aislamiento en un transformador de potencia, además de sus funciones de aislamiento y refrigerante se observó lo útil que es para generar un diagnóstico del estado de funcionamiento del transformador en tiempo real a partir de un análisis a los gases disueltos en este, además se observó la vital importancia que tiene un análisis cromatográfico aplicado al aceite aislante dentro de los planes de mantenimiento del equipo eléctrico en subestaciones eléctricas y como lo marca el objetivo de esta tesis se estableció un procedimiento que explica y unifica tanto la forma de realizar el muestreo de aceite, como la generación de un diagnóstico parcial del estado de funcionamiento del transformador de potencia apoyados con tres métodos de interpretación. Como último tema de esta tesis se expondrá la aplicación del procedimiento y se obtendrá un diagnóstico parcial de un transformador de potencia.

### 4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 1 [MVA]

Se le realizó el análisis del aceite por cromatografía de gases al transformador de potencia de capacidad de 1 [MVA], dentro del plan de mantenimiento preventivo de una subestación eléctrica. La toma de la muestra se realizó como lo marca el “Procedimiento para el muestreo e interpretación de la prueba de cromatografía de gases en transformadores de potencia” propuesto en esta tesis, resultando un muestreo satisfactorio, lo cual dio lugar al análisis de los gases disueltos dentro de la muestra para generar un diagnóstico del estado de funcionamiento del transformador. La tabla 4.1 muestra los resultados de los gases disueltos arrojados por dicha prueba.

GAS	Concentración (ppm)	Límites en ppm	
		Max.	Critico
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	35	200	1000
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	5423		
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	150010	Balance	Balance
Metano (CH <sub>4</sub> )	44	120	500
Monox. Carb. (CO)	358	350	1000
Diox. Carb. (CO <sub>2</sub> )	2457	2500	10000
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	2	50	150
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	23	65	500
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	0	35	180

Tabla 1.4.- Resultados de las concentraciones de gases.

## CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES

La aplicación del procedimiento para el diagnóstico de falla en su primera etapa usando la guía rápida de diagnóstico, arroja un estado normal del transformador como lo muestra la figura 1.4, pero la presencia de monóxido y dióxido de carbono muy cercano a su rango máximo y la falta del historial del transformador, provocó la implementación de los tres métodos de diagnóstico.

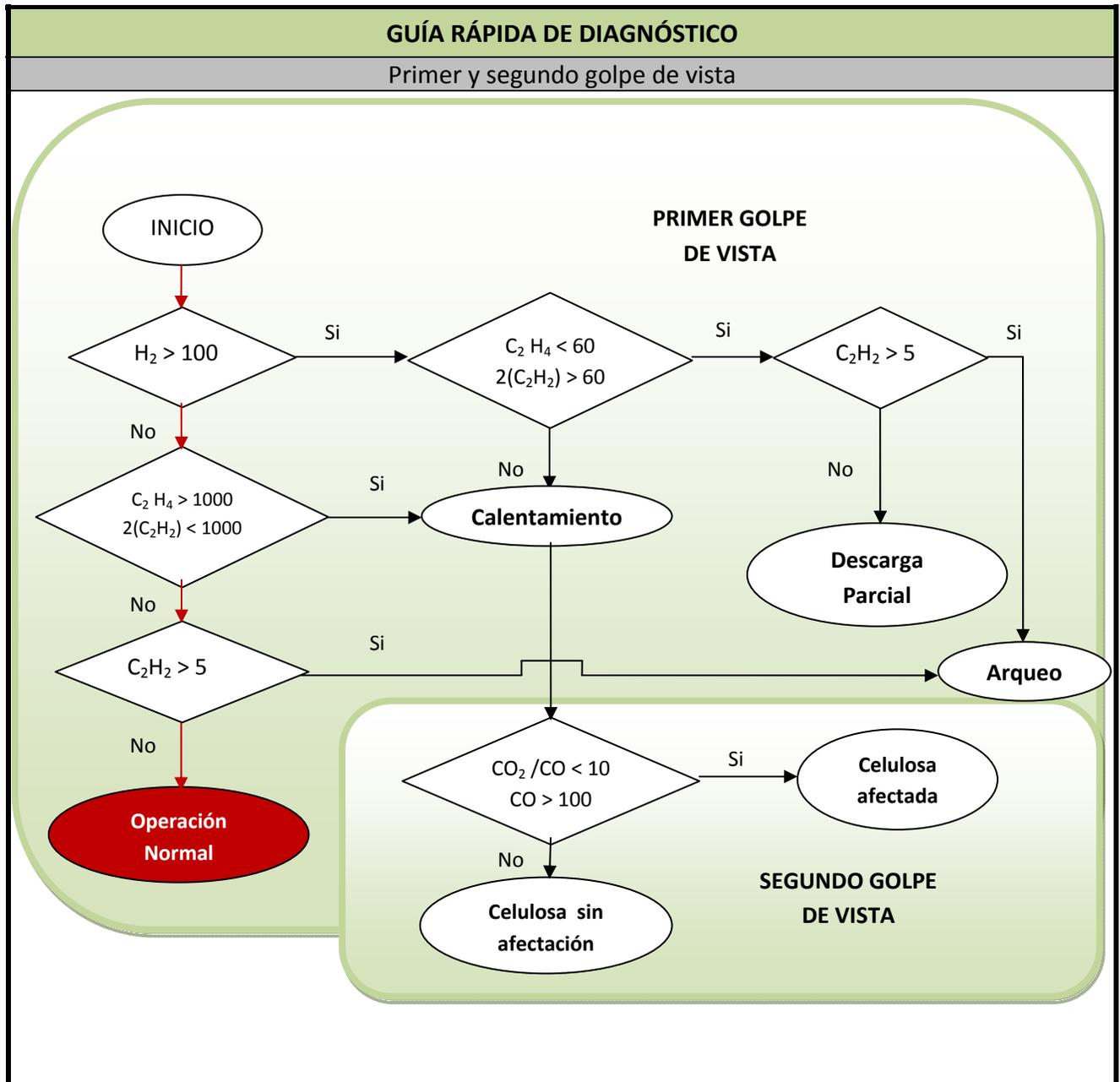


Figura 1.4.- Aplicación de la Guía rápida de Diagnóstico.



CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES

4.1.1 Interpretación de resultados y diagnósticos

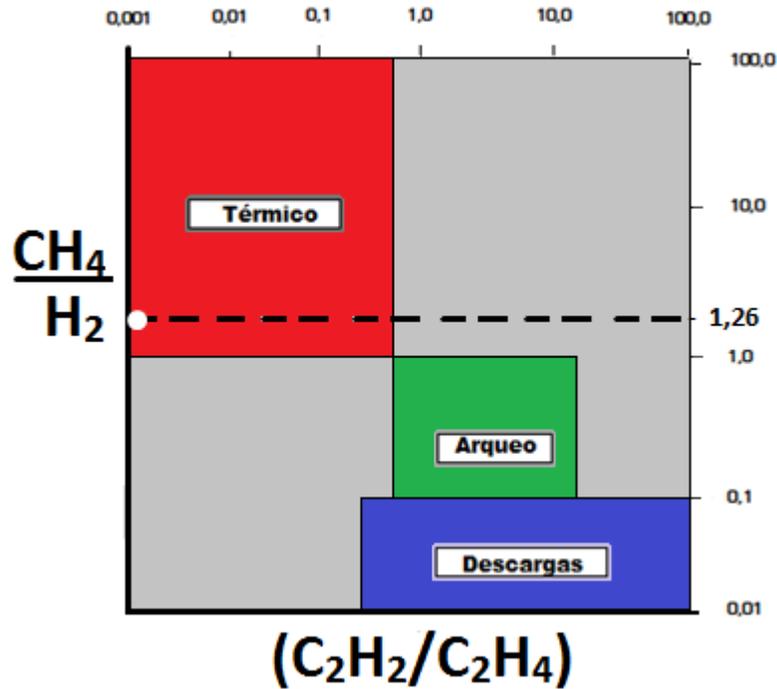
Como lo marca el procedimiento se procedió a la aplicación de los tres métodos de interpretación establecidos, obteniendo los siguientes diagnósticos parciales:

a) Relaciones de Doernenburg

Cálculos de relaciones de gases:

$$\frac{CH_4}{H_2} = \frac{44}{35} = 1.26, \quad \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{0}{2} = 0$$

Se ubican los puntos en la grafica y en la tabla de diagnóstico.



Diagnóstico	$(\frac{CH_4}{H_2})$	$(\frac{C_2H_2}{C_2H_4})$
Falla térmica	>1.0	<0.75
Arqueo	>0.1 <1.0	>0.75
Descarga parcial	<0.1	No trasciende

El diagnóstico arrojado por el método de Doernenburg es de FALLA TÉRMICA, el cual será corroborado por los otros métodos.



## CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES



### b) Triángulo de Duval

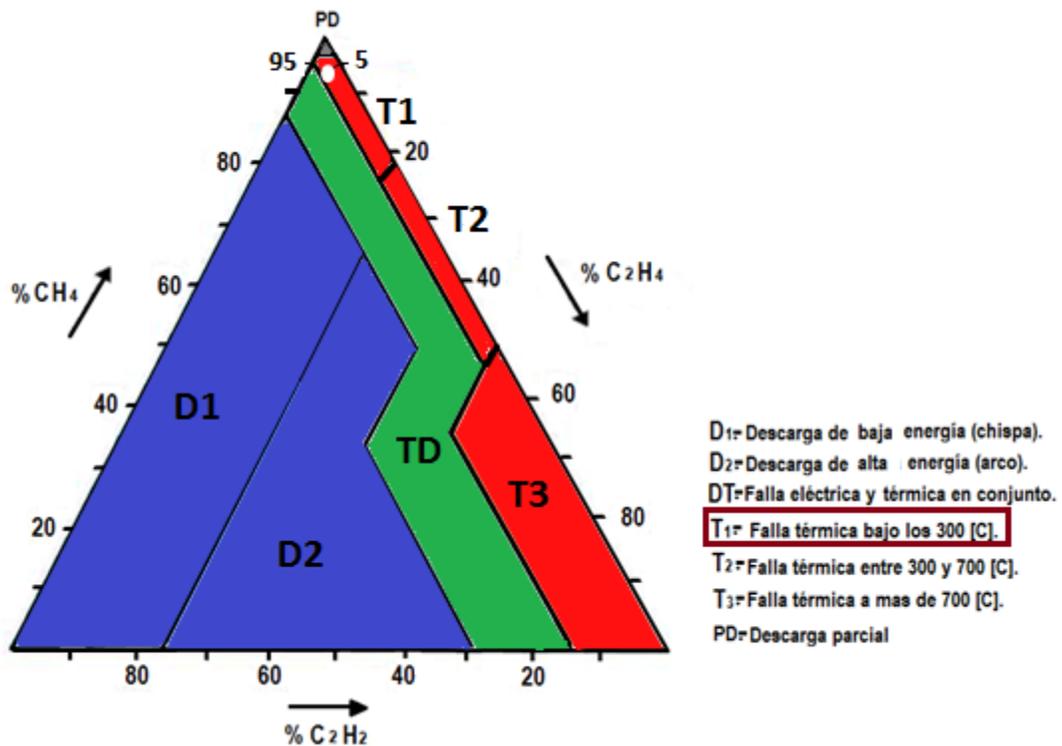
Cálculos de los porcentajes de concentración.

$$\%C_2H_4 = \left[ \frac{100y}{x + y + z} \right] = \left[ \frac{100(2)}{0 + 2 + 44} \right] = \left[ \frac{200}{46} \right] = 4.34\%$$

$$\%C_2H_2 = \left[ \frac{100x}{x + y + z} \right] = \left[ \frac{100(0)}{0 + 2 + 44} \right] = \left[ \frac{0}{46} \right] = 0\%$$

$$\%CH_4 = \left[ \frac{100z}{x + y + z} \right] = \left[ \frac{100(44)}{0 + 2 + 44} \right] = \left[ \frac{4400}{46} \right] = 95.65\%$$

Se ubica el punto de concentración en la gráfica y se establece un diagnóstico.



El diagnóstico determinado por el método del Triángulo de Duval es FALLA TÉRMICA a temperatura menor a 300 [C].



CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES



c) Código de Roger

Cálculos de relaciones de gases:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{0}{2} = 0, \quad \frac{CH_4}{H_2} = \frac{44}{35} \approx 1.26, \quad \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{2}{23} \approx 0.1$$

Se determina el código y el diagnóstico de falla.

Rango de relaciones		(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	(CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> )	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )
< 0.1		0	1	0
0.1 – 1		1	0	0
1 – 3		1	2	1
>3		2	2	2
Caso	Diagnóstico de falla	Código		
1	Descargas parciales por baja energía.	1	1	0
2	Descargas parciales por alta energía.	1	1	0
3	Descargas de baja energía, chispeo y arco.	1 - 2	0	1 - 2
4	Descargas de alta energía arco.	1	0	2
5	Falla térmica por temp. inferiores a 150 [C].	0	0	1
6	Falla térmica por temp. entre 150 y 300 [C].	0	2	0
7	Falla térmica por temp. entre 300 y 700 [C].	0	2	1
8	Falla térmica por temp. superior a 700 [C].	0	2	2

El diagnóstico arrojado por el Código de Roger es del caso número seis: FALLA TÉRMICA a temperatura entre 150 y 300 [C], sobrecalentamiento localizado en el núcleo debido a concentraciones de flujo.



## CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES



### d) Total de gases combustibles (TGC)

Se determina el total de gases combustibles para establecer la fecha del siguiente análisis cromatográfico según lo marca el procedimiento.

$$TGC = H_2 + CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4 + C_2H_6 + CO$$

$$TGC = 35 + 44 + 0 + 2 + 23 + 358 = 462 \text{ ppm}$$

TGC (ppm)	Frecuencia de análisis
0 – 600	Anual
601 – 1500	Semestral
1501 – 2500	Bimestral
Mayor a 2501	Semanal

### 4.1.2 Informe

La aplicación de los métodos de interpretación del análisis cromatográfico a la muestra del aceite dieléctrico del transformador de potencia de 1 [MVA], establece que la condición del equipo es anormal. Después de la aplicación de los tres métodos de interpretación de resultados coinciden en un diagnóstico de FALLA TÉRMICA, posiblemente un sobrecalentamiento en núcleo y bobinas. Las cantidades de Monóxido y Dióxido de Carbono muy cercanas a sus rangos máximos nos indican deterioro de celulosa. Hay que tomar en cuenta que el hecho de que todos los gases están dentro del rango permitido, nos indica que puede tratarse de una falla en una muy temprana edad, por lo cual se recomienda un monitoreo del aceite anual y empezar a tener un estudio de la tendencia de la generación de gases.



CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA  
LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES

**REPORTE DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO**

**Hoja de informe de diagnóstico**

Laboratorio de Cromatografía

Hoja 1

<b>Procedencia:</b> _____	<b>Banco:</b> T-1	<b>Marca:</b> _____
<b>Subestación:</b> _____	<b>Capacidad [MVA]:</b> 1	<b>N° de serie:</b> B-23
<b>Voltaje [ Kv]:</b> 23/20		<b>Tipo de enfriamiento:</b> OA
<b>Carga [MW]:</b> 1		
<b>Temperatura [C]:</b> 39		<b>Fecha del muestreo:</b> 10-Mar-09
<b>Presión barométrica [kPa]:</b> _____		<b>Fecha de recepción:</b> 10-Mar-09
<b>Total de gases disueltos:</b> 158352		<b>Fecha de análisis:</b> 10-Mar-09
<b>TGC:</b> 462		<b>N° de análisis:</b> _____

GAS	Concentración (ppm)	Limites en ppm	
		Max.	Critico
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	35	200	1000
Oxigeno (O <sub>2</sub> )	5423	-	-
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	150010	Balance	Balance
Metano (CH <sub>4</sub> )	44	120	500
Monox. Carb .(CO)	358	350	1000
Biox. Carb. (CO <sub>2</sub> )	2457	2500	10000
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	2	50	150
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	23	65	500
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	0	35	180
% Gases combustibles	29	-	-

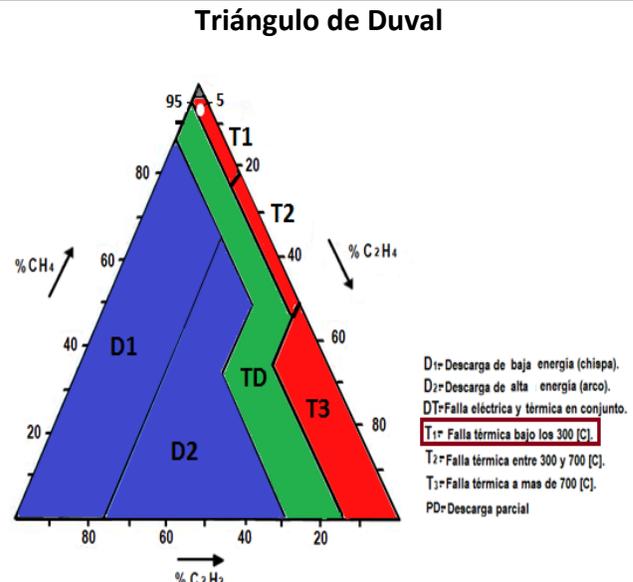
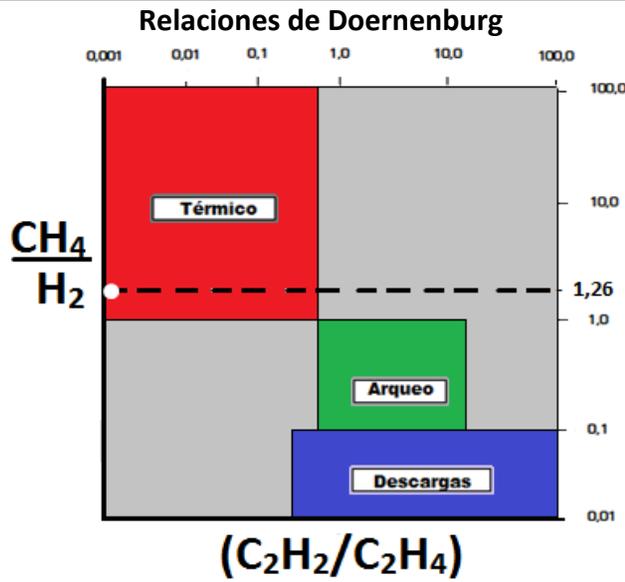
Relaciones de Doernenburg y Roger	
CH <sub>4</sub> / H <sub>2</sub>	1.26
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.10
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0
CO <sub>2</sub> /CO	6.87

Porcentaje de Duval	
% CH <sub>4</sub>	95
% C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	5
% C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0



CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES

**REPORTE DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO**  
**Hoja de informe de diagnóstico**  
 Laboratorio de Cromatografía Hoja 2



**Código de Roger**

Rango de relaciones		(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	(CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> )	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )
< 0.1		0	1	0
0.1 – 1		1	0	0
1 – 3		1	2	1
>3		2	2	2
Caso	Diagnóstico de falla	Código		
1	Descargas parciales por baja energía.	1	1	0
2	Descargas parciales por alta energía.	1	1	0
3	Descargas de baja energía, chispeo y arco.	1 - 2	0	1 - 2
4	Descargas de alta energía arco.	1	0	2
5	Falla térmica por temp. inferiores a 150 [C].	0	0	1
6	Falla térmica por temp. entre 150 y 300 [C].	0	2	0
7	Falla térmica por temp. entre 300 y 700 [C].	0	2	1
8	Falla térmica por temp. superior a 700 [C].	0	2	2

**Diagnóstico y Recomendaciones:**

La condición del equipo es anormal; se establece sobrecalentamiento (núcleo y bobinas). Las cantidades de monóxido y dióxido de carbono nos indican deterioro de celulosa ocasionada por descarga parcial. Hay que tomar en cuenta que el hecho de que todos los gases están dentro del rango permitido esto indica que puede tratarse de una falla en una muy temprana edad.

**Análisis:**

**Fecha:**



---

## CONCLUSIONES

1. Se logro elaborar un procedimiento que marca y unifica los criterios para realizar la prueba de cromatografía de gases al aceite aislante de transformadores de potencia con base en un buen muestreo y una correcta interpretación de los resultados, con el fin obtener un diagnóstico parcial del estado de funcionamiento del transformador.
2. La realización de un buen muestreo y la interpretación adecuada del análisis como marca este procedimiento reflejará claramente el verdadero estado del transformador y junto con otras pruebas se detectarán fallas en su más temprana edad, lo que implica evitar gastos mayores tanto en la reparación o sustitución del equipo, así como en los gastos al consumidor por la falta de energía.
3. Los criterios establecidos en estos métodos de interpretación son empíricos, ya que son una correlación entre los datos obtenidos, así como el tiempo y frecuencia de fallas. Los métodos de interpretación son solo guías, por lo cual es imprescindible auxiliarse de antecedentes y aplicar otras pruebas alternas que confirmen el diagnóstico para llegar a una conclusión general.
4. Ninguno de los resultados de las pruebas, ya sean eléctricas, físico químicas o especiales por si solas nos brindan el diagnóstico exacto sobre el estado del transformador, es importante hacer notar que es necesario un análisis que englobe diferentes pruebas cuya interpretación de los resultados se complementen entre si.
5. A pesar que las pruebas de diagnóstico a transformadores se rigen mediante una serie de normas establecidas. Es imprescindible que las empresas eléctricas cuenten con procedimientos, manuales e instructivos de operación que marquen la forma y los parámetros para realizar las pruebas e inspecciones a sus equipos eléctricos dentro de sus planes de mantenimiento. Y así como lo marca este procedimiento tener un acervo documentado de todas las experiencias e historiales de cada equipo eléctrico, en virtud de que estas herramientas juegan un papel importante para generar un diagnóstico de falla.



---

---

## BIBLIOGRAFÍA

- ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Transformadores, Ed. Limusa, 2006.
- AVELINO PÉREZ, Pedro. Transformadores de Distribución (Teoría, cálculo, construcción y pruebas, segunda edición, Ed. Reverté, 2001.
- RAS, Enrique. Transformadores de potencia de media y de protección, séptima edición.
- M.V. Dabrio Bañuls, F. Farré Rius, M. Gassiot Matas, J.A. García Domínguez, R. Martínez Utrilla. Cromatografía de gases 1, Ed. Alhambra, 1979.
- RONALD C. Denny. Adictionary of Chromatography. Ed. The Macmillan Press Lod, 1976.
- ARENAS V., Miguel y J. Victorino Cisneros A. Cromatografía de gases.
- J.M. Storch de Gracia y Asensio. Fundamentos de la cromatográfica de gases, Ed. Alhambra.

## NORMAS OFICIALES

- Norma Oficial Mexicana NMX-J-284-ANCE-1998. Productos eléctricos-Transformadores de Potencia- Especificaciones.
- Norma Oficial Mexicana NOM-J-116-ANCE-2005. Productos eléctricos-Transformadores-Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación-Especificaciones.
- Norma Oficial Mexicana NOM-J-123-ANCE-2001. Aceite aislante no inhibido para transformadores.
- Norma Oficial Mexicana NOM-J-308-ANCE-2004. Transformadores-Guía para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de aceites minerales aislantes para transformadores en servicio.
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE 2005. Instalaciones Eléctricas.
- American National Standard ANSI/IEEE C57.104-1991. Guide for the detection and interpretation of generated gases in oil-immersed transformers and their relation to the serviceability of the equipment.



---

---

## PROCEDIMIENTOS Y MANUALES OPERATIVOS

- Dirección de Operación Subdirección de Distribución CFE. GOD-3531. Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución, 2007.
- Dirección de Operación Subdirección de Distribución CFE. GOD-3537. Manual de mantenimiento a transformadores de potencia hasta 138 KV, 2008.
- Dirección de Operación Subdirección de Distribución CFE. GOD-3538 “Criterios para la elaboración de programas de mantenimiento en subestaciones de distribución, 2008.
- Dirección de Operación Subdirección de Distribución CFE. GOD-3538 Criterios para la elaboración de programas de mantenimiento en subestaciones de distribución.2008
- Dirección de Operación Subdirección de Distribución Departamento de Subestaciones y Líneas. CFE. Aplicación y recomendaciones para el muestreo de aceite aislante en equipo eléctrico en las 13 divisiones de distribución. 2001.
- Subdirección de Distribución División Golfo Centro CFE. Procedimiento para la operación del sistema de análisis de cromatografía de gases disueltos en aceite aislante. 2000.

## PÁGINAS WEB

- <http://www.cfe.gob.com>
- <http://www.equipo-de-pruebas.com>
- <http://www.voltran.com.mx/transformadores/potencia/>
- <http://www.textoscientificos.com/fisica/transmision-energia/>
- <http://www.sener.gob.mx/>



## GLOSARIO

Arco eléctrico.- Descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial en una atmosfera gaseosa.

Askarel.- Es un aceite oscuro, no flamable, utilizado como aislante y refrigerante debido a sus resistencias a temperaturas extremas (bajas o altas). Por el gran potencial tóxico y contaminante es altamente peligroso y carcinógeno.

Celulosa.- La celulosa constituye la materia prima del papel y de los tejidos de fibras naturales

Corto Circuito.- Camino conductor accidental o intencional entre dos o más partes conductoras que fuerzan a las diferencias de potenciales eléctricos entre estas partes conductoras a ser iguales o cercanas a cero.

Descarga parcial.- Es un fenómeno de rotura eléctrica que esta confinado y localizado en la región de un medio aislante, entre dos conductores que se encuentran a diferente potencial.

Dieléctrico.- Sustancia cuya propiedad electromagnética básica se polariza por medio de un campo eléctrico.

Efecto corona.- Consiste en la ionización del aire que rodea a los conductores de alta tensión y baja corriente. Este fenómeno tiene lugar cuando el gradiente eléctrico supera la rigidez dieléctrica del aire y se manifiesta en forma de pequeñas chispas o descargas.

Falla.- Cese de la aptitud de un elemento para realizar una función requerida.

Falla Crítica.- Falla considerada susceptible de producir heridas a personas, daños materiales significativos u otros de consecuencias inaceptables.

Falla incipiente.- Falla en su mas temprana edad, no ha causado gran daño y al ser detectadas a tiempo se evitara la generación de fallas criticas.

Mantenimiento.- Combinación de acciones técnicas y administrativas, destinadas a mantener o restablecer un elemento en un estado de funcionalidad requerido.

Materiales ferromagnético.- Son materiales que pueden ser magnetizados permanentemente por la aplicación de un campo magnético externo. Este campo externo puede ser tanto un imán natural o un electroimán. Son los principales materiales magnéticos, el hierro, el níquel, el cobalto y aleaciones



Partes por millón (ppm).- Es el medio conveniente para expresar bajas concentraciones de una sustancia en una mezcla o bajos niveles de contaminante en un producto puro. Aplicado a gases PPM significa moles de un componente por millón de moles totales.

Permeabilidad.- Capacidad de un material para que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.

Pirólisis.- La pirólisis es la descomposición térmica de la materia orgánica en ausencia de oxígeno u otros gases gasificantes.

Reactancia inductiva.- Es la oposición o resistencia que ofrecen al flujo de la corriente por un circuito eléctrico cerrado las bobinas. Esta reactancia representa una “carga inductiva” para el circuito de corriente alterna donde se encuentra conectada.

Rigidez dieléctrica.- Es el valor límite de la intensidad del campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aisladora y pasa a ser conductor.

TGC.- Total de gases combustibles.

Viscosidad.- Propiedad de un fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza.