



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL ADOLFO LÓPEZ MATEOS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PREDICCIÓN DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA MEDIANTE LA TÉCNICA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES

TESIS
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Presentan
DANIEL BRAMBILA TELLO
LLUXIL VIRIDIANA GIJON OLIVARES

Asesores
ING. JUAN DE JESÚS NERI ESCUTIA GÓMEZ
M. en C. RENÉ TOLENTINO ESLAVA



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN
DEBERA (N) DESARROLLAR**

**INGENIERO ELECTRICISTA
TESIS COLECTIVA Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
C. DANIEL BRAMBILA TELLO
C. LLUXIL VIRIDIANA GIJON OLIVARES**

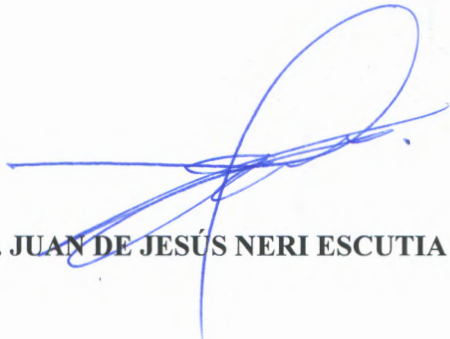
**“PREDICCIÓN DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA MEDIANTE LA
TÉCNICA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES”.**

**DESARROLLAR UNA METODOLOGÍA PARA LA PREDICCIÓN DE POSIBLES FALLAS EN UN TRANSFORMADOR
DE POTENCIA EMPLEANDO LA CROMATOGRAFÍA DE GASES EN EL ACEITE DIELECTRICO.**

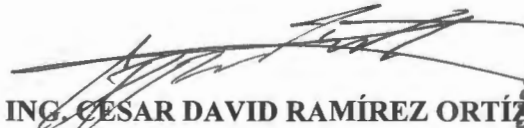
- ❖ **RESUMEN**
- ❖ **INTRODUCCIÓN**
- ❖ **GENERALIDADES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA**
- ❖ **PRINCIPIOS DE LA CROMATOGRAFÍA DE GASES**
- ❖ **TÉCNICAS PARA LA PREDICCIÓN DE FALLAS EN LOS GASES EN EL ACEITE DEL TRANSFORMADOR.**
- ❖ **METODOLOGÍA PARA PREDICCIÓN DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES**
- ❖ **CONCLUSIONES**

MÉXICO, D.F. A 13 DE ENERO DE 2016.

ASESORES


ING. JUAN DE JESÚS NERI ESCUTIA GÓMEZ


M. EN C. RENÉ TOLENTINO ESLAVA


ING. CÉSAR DAVID RAMÍREZ ORTIZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA



Le agradezco a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias, retos y sobre todo felicidad.

A Mis padres José Luis y Magda, por apoyarme en todo momento, por los valores que me han inculcado, y por haberme dado la oportunidad de tener una educación excelente en el transcurso de mi vida. Sobre todo por ser mis guías y mi ejemplo de vida a seguir.

A mis hermanas. Ana, por darme un ejemplo de desarrollo profesional a seguir, a Claudia por llenar mi vida de alegrías y amor cuando más lo he necesitado. Sobre todo por ser parte importante en mi vida y representar la unidad familiar.

A mi abuela Mauricia que aunque ya no se encuentre con nosotros físicamente, siempre estará presente en mi corazón, por haber creído en mí hasta el último momento. ¡Si se pudo abue, Ya soy ingeniera!

A mi amigo, Pablo por siempre motivarme y confiar en mí. Por haberme apoyado en las buenas y en las malas. Pero sobre todo por su paciencia y amor incondicional.

Agradezco a todas las personas que nos brindaron su apoyo para la realización de esta tesis. En especial A los Ingenieros de la Carrera de Ingeniería Eléctrica. Al Ing. Juan de Jesús Neri Escutia Gómez por el apoyo brindado para el desarrollo de este proyecto.

Con especial mención al Ing. René Tolentino Eslava y Ing. Teresa Retana, por haber confiado en nosotros, y habernos brindado la oportunidad de realizar nuestra tesis. Por todo el apoyo y la dedicación constante, por motivarnos a dar lo mejor día a día, y por darnos la oportunidad de crecer profesionalmente y aprender cosas nuevas. Por convertirse en un ejemplo profesional a seguir y dejar grandes aportaciones en mi vida.

A mí compañero de tesis, Daniel Brambila, por no rendirse en este proyecto. Sobre todo por ser mi amigo.

Lluxil Viridiana Gijon Olivares.

Al finalizar un trabajo tan arduo y lleno de dificultades como el desarrollo de una tesis. Sin embargo esto no hubiera sido posible sin la participación de personas e instituciones que han facilitado las cosas para que éste trabajo se finalice. Por ello es un placer utilizar este espacio para ser justo con ellas, expresándole mis agradecimientos.

Debo agradecer en primera instancia a Dios que me ha brindado la oportunidad de estudiar ésta carrera, que ha sido muy anhelada por mí. A mi familia, especialmente a mi mamá y hermana, quienes me han acompañado a lo largo de mi vida y durante éstos cuatro años y medio me han brindado su apoyo incondicional. A mi compañera de tesis Viridiana que ha sido más que una compañera, ha sido una amiga que con esfuerzo y dedicación me brindo su apoyo para que éste trabajo sea una realidad. A mis asesores de tesis y sinodales, quienes con sus críticas constructivas y revisiones, nos hicieron crecer y y esforzarnos para concluir éste trabajo.

Daniel Brambila Tello.



CONTENIDO

RESUMEN	i
INTRODUCCIÓN	ii
OBJETIVO	iv
RELACIÓN DE FIGURAS	v
RELACIÓN DE TABLAS	vi

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1.1 Funcionamiento del transformador de potencia.	2
1.1.1 Transformador y principio de funcionamiento.	2
1.1.2 Clasificación del transformador.	5
1.1.3 Operación y aplicación del transformador de potencia.	6
1.2 Construcción y componentes del transformador.	7
1.2.1 Tipos de construcción.	7
1.2.2 Componentes de un transformador.	8
1.2.3 Componentes anexas de los transformadores de potencia	9
1.3 Pruebas al aceite dieléctrico en los transformadores de potencia.	10
1.3.1 Gases disueltos.	11
1.3.2 Rigidez dieléctrica del líquido aislante	11
1.3.3 Tensión interfacial.	11
1.3.4 Contenido de humedad.	12
1.3.5 Factor de potencia.	12
1.3.6 Color o índice colorímetro.	12
1.3.7 Densidad relativa.	12
1.3.8 Viscosidad.	13
1.3.9 Aspecto visual.	13
1.3.10 Gravedad específica.	13
1.3.11 Punto de inflamación.	13
1.3.12 Azufre corrosivo.	14
1.3.13 Inhibidor de oxidación.	14
1.3.14 Número de acidez del aceite	14
1.4 Principales fallas en los transformadores de potencia por los gases disueltos en el aceite.	14
1.4.1 Arqueo.	15
1.4.2 Descargas parciales.	15
1.4.3 Efecto corona.	15
1.4.4 Falla eléctrica.	15
1.4.5 Falla térmica.	15
1.4.6 Sobrecargas.	16



CAPÍTULO 2. PRINCIPIOS DE LA CROMATOGRAFÍA DE GASES.

2.1 Cromatografía de gases.	18
2.2 Aplicación de la cromatografía de gases.	19
2.3 Partes básicas y tipos de cromatógrafos de gases.	21
2.4 Métodos de la cromatografía de gases.	26
2.4.1 Columna tubular abierta de pared cubierta (WCOT)	27
2.4.2 Columna tubular abierta de capa porosa (PLOT)	27
2.4.3 Columna con soporte cubierto (SCOT)	28
2.4.4 Cromatografía líquido-sólido (LSC)	28
2.4.5 Cromatografía de fase enlazada (BPC)	28
2.4.6 Cromatografía de intercambio iónico (IEC)	28
2.4.7 Cromatografía de disolución molecular (SEC)	28
2.5 Gases analizados en una cromatografía.	30

CAPÍTULO 3. TÉCNICAS PARA LA PREDICCIÓN DE FALLAS EN LOS GASES EN EL ACEITE DEL TRANSFORMADOR.

3.1 Diagrama de flujo.	32
3.2 Triángulo de Duval.	33
3.3 Límites, tasas y valores de TDCG.	36
3.4 Relaciones de Dornenburg.	40
3.5 Método de Rogers.	42

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA PARA LA PREDICCIÓN DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES.

4.1 Pasos para realizar el estudio de cromatografía de gases en el aceite de los transformadores.	48
4.2 Primer caso a analizar por la técnica de cromatografía de gases a un transformador con capacidad de 1000 KVA.	51
4.3 Segundo caso a analizar por la técnica de cromatografía de gases a un transformador con capacidad de 20 MVA.	56
4.4 Diagrama de flujo para la predicción de fallas.	60
4.5 Estimación de costos y beneficios de la cromatografía de gases en transformadores de potencia.	62
4.5.1 Cotización de un transformador de potencia y un cromatógrafo de gases	62
4.5.2 Beneficios en la resolución de fallas mediante la cromatografía de gases	69
4.5.3 Situación actual del proyecto.	71

CONCLUSIONES	74
FUENTES DE CONSULTA	75
APÉNDICE A FORMATOS TÉCNICOS	77
APÉNDICE B FICHA TÉCNICA DEL CROMATÓGRAFO DE GASES	78
APÉNDICE C NORMAS Y MANUALES	81



RESUMEN

Se analizaron los gases principales de dos muestras de aceite dieléctrico de dos transformadores de potencia, mediante la técnica de cromatografía de gases. Se emplearon diferentes técnicas como son: triángulo de Duval, Límites, tasas y valores TDGC, relación de Dornenburg, la técnica de Rogers y Gases claves; mediante las cuales se detectaron los gases incipientes a las fallas que podrían presentar los transformadores. Al obtener las muestras del aceite dieléctrico de los transformadores, las muestras fueron transportadas a un laboratorio, ya que los transformadores no contaban con un cromatógrafo en línea.

Las muestras se analizaron en un cromatógrafo de gases, y los resultados obtenidos por el cromatograma se analizaron con las técnicas ya mencionadas. Los resultados empezaron a compararse con los niveles permitidos por el método de gases claves, una vez comparados todos los gases se comenzó a relacionar cada una de las condiciones mencionadas por el método de gases clave, estas condiciones mencionan la posible solución a la avería que pueda presentarse, de igual indican si es necesario hacer otro tipo de análisis extra, o simplemente volver a repetir la prueba de cromatografía de gases para otro día. Si es necesario realizar otro tipo de análisis, se hace dependiendo de los resultados obtenidos en las relaciones de los gases existentes en la muestra del aceite dieléctrico. De los resultados obtenidos se recomienda la técnica a utilizar, para que esta sea la más favorable al brindar una solución. Es recomendable tomar otra técnica de análisis para poder comparar los resultados, y así asegurar el tipo de falla y obtener un diagnóstico más confiable.

Se consideraron dos transformadores a los cuales se les aplicó la prueba de cromatografía de gases, esto con el fin de entender la importancia de tener en óptimas condiciones al transformador de potencia. El caso número 1, se realizó la extracción de la muestra de aceite dieléctrico. Los valores arrojados por el cromatograma indican que no es necesario un análisis detallado de los gases ya que el transformador se encuentra en óptimas condiciones; pero se optó por realizar el análisis para poder comparar los dos casos analizados por la técnica de Cromatografía de gases. Se procedió a analizar con los métodos del triángulo de Duval y la técnica de Rogers, ambas indican que el transformador está trabajando de manera correcta y no es necesario realizar ningún mantenimiento o sacarlo de operación.

Para el segundo caso fue necesario realizar dos extracciones de muestra de aceite dieléctrico del transformador, las dos muestras arrojaron valores similares en los gases, se procedió a analizar primero con el método de los gases claves, después se utilizó la técnica del triángulo de Duval y la técnica de Rogers, estas técnicas indican que el transformador presenta una falla térmica mayor a 700 °C. Esta falla es ocasionada por malas conexiones o corrientes entre el tanque y el núcleo.

Mediante las diferentes técnicas de análisis de la cromatografía de gases, se puede encontrar una solución ante una posible avería que pueda presentarse en el transformador sin que sea necesario sacarlo de operación.



INTRODUCCIÓN

El transformador de potencia es uno de los elementos principales en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Siendo utilizado en todas sus etapas como lo son: generación, transmisión y distribución; con el fin de suministrar energía eléctrica continuamente a los usuarios que la requieran. Es por eso su importancia de mantenerlo en óptimas condiciones.

Es poco común que un transformador salga de operación por su envejecimiento o por el fin de su vida útil. La razón principal de esto son las averías que pueden ser causadas por algún accesorio del transformador, por el sistema o por el aislamiento dieléctrico. La causa principal de estas averías es no realizar un diagnóstico correcto del estado actual del transformador.

Anteriormente para efectuar el diagnóstico del estado del transformador, éste era sacado de operación para realizarle pruebas como son: Medición de la resistencia de aislamiento, medición de la resistencia óhmica en los devanados y la determinación de las características del aislamiento. En la actualidad se han utilizado nuevas técnicas como la termografía y la cromatografía de gases, que permiten conocer el estado en el que funciona el transformador sin necesidad de sacarlo de operación.

La técnica de cromatografía de gases es una manera confiable al realizar pruebas a los transformadores para conocer el estado en el que operan regularmente, debido a que permite conocer una gran diversidad de averías en el transformador. Por medio de los resultados de los análisis de la cromatografía, se puede deducir si es necesario realizar el mantenimiento al transformador. El costo de una cromatografía está alrededor de los \$ 2,500.00 pesos; convirtiéndose en una manera muy accesible, si es comparada con el costo de un transformador de potencia, si éste no se diagnostica de la manera adecuada.

Siendo el transformador de potencia un elemento fundamental en los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Es importante la detección anticipada de fallas que puedan sacarlo de operación. El no hacerlo, puede ser perjudicial en la transmisión de energía eléctrica y en el aspecto económico que le propicia a la empresa encargada.

La cromatografía de gases permite el análisis del aceite dieléctrico del transformador de potencia. Obteniendo como resultado los distintos gases que se han generado en el aceite y éstos se compararán con las referencias de los gases en particular que son provocados por distintas averías en el sistema.

Una correcta interpretación de los resultados del uso de la técnica de cromatografía de gases, permitiría hacer un diagnóstico eficiente ante una falla posible, y así brindar un mantenimiento predictivo adecuado al transformador de potencia, para evitar que éste equipo salga de operación. Utilizando las técnicas más conocidas como son: el triángulo de Duval, límites tasas y valores TDCG de la norma IEEE C57.104.2008, relaciones de Dornenburg, relaciones de Rogers, límites y relaciones IEC 60599. Estos métodos serán aplicados a los transformadores de potencia con una potencia mayor a 1 MVA y a 23 kV.



Al presentar una propuesta integral para el análisis de los gases disueltos en el aceite dieléctrico, siendo los gases más importantes: Hidrógeno (H_2), Metano (CH_4), Etileno (C_2H_4), Acetileno (C_2H_2), Oxígeno (O), Etano (C_2H_6) y Monóxido de carbono (CO) se puede realizar el análisis a los transformadores. Se podrán detectar fallas como son arcos, descargas parciales, arcos de baja energía, sobrecargas severas, falla de motores de recirculación del aceite y el sobrecalentamiento en el aislamiento.

La tesis está integrada por cuatro capítulos como se mencionan a continuación.

CAPÍTULO 1. Se menciona que es un transformador de potencia, las partes que lo conforman, su funcionamiento, la clasificación, así como su operación y aplicación.

CAPÍTULO 2. Se presenta la técnica de cromatografía de gases, así como su aplicación, las partes básicas del cromatógrafo, los diferentes métodos a emplear para la detección de los diferentes gases que se presentan en el aceite dieléctrico del transformador.

CAPÍTULO 3. Se muestran las técnicas más empleadas para predecir fallas en el transformador, mediante los gases analizados en la muestra de aceite dieléctrico.

CAPÍTULO 4. Se desarrolla la metodología para llevar a cabo la predicción de fallas en un transformador de potencia. Así como los beneficios y costos que conlleva realizar una cromatografía.



OBJETIVO

Desarrollar una metodología para la predicción de posibles fallas en un transformador de potencia empleando la cromatografía de gases en el aceite dieléctrico.



RELACIÓN DE FIGURAS

Figura	Titulo	Página
1.1	Sistema Eléctrico de Potencia	2
1.2	Diagrama de un transformador	3
1.3	Forma de onda senoidal con respecto al flujo	4
1.4	Núcleo tipo acorazado o tipo “Shell”	7
1.5	Núcleo no acorazado o tipo “Core”	8
1.6	Partes del transformador	8
1.7	Componentes principales de un transformador de potencia	10
2.1	Proceso de una Cromatografía de gases	20
2.2	Extracción de la muestra para la técnica de cromatografía de gases	21
2.3	Esquema de un cromatógrafo de gases	21
2.4	Detector de ionización de llama	23
2.5	Detector de conductividad térmica	24
2.6	Detector termoiónico de llama	25
2.7	Detector de captura de electrones	25
2.8	Detector de emisión atómica	26
2.9	Clasificación de los métodos en una cromatografía de gases	27
2.10	Columna tubular abierta de pared cubierta	28
2.11	Columna tubular abierta de capa porosa	29
2.12	Columna con soporte cubierto	29
3.1	Diagrama de flujo para la Técnica de cromatografía de gases	34
3.2	Triángulo de Duval	35
3.3	Construcción del triángulo de Duval	38
3.4	Equilibrio térmico de las presiones parciales	39
3.5	Método de Dornenburg	41
3.6	Proporciones relativas de los gases	44
4.1	Triángulo de Duval con el diagnóstico primer caso	54
4.2	Triángulo de Duval con el diagnóstico segundo caso	59
4.3	Diagrama de flujo para predicción de fallas	61
B-1	Ficha técnica CDG	78
C-1	Manual SOM-3531-CFE	81
C-2	Norma NMX-J-284-ANCE-2006	85
C-3	Norma NMX-J-308-ANE-2004	89
C-4	Norma IEEE C57.104-2008	93



RELACIÓN DE TABLAS

Tabla	Titulo	Página
1.1	Clasificación de los transformadores de acuerdo a su sistema de enfriamiento	6
1.2	Gases generados y posibles fallas	16
2.1	Gases generados por fallas en transformadores	30
3.1	Concentraciones de gases disueltos	32
3.2	Acciones basadas en la técnica de cromatografía de gases	33
3.3	Fallas en el triángulo de Duval	37
3.4	Límite de zonas	36
3.5	Límites de concentración de gases disueltos	41
3.6	Diagnóstico de fallas por el método de Dornenburg	42
3.7	Gases claves	43
3.8	Relaciones de Rogers	45
3.9	Diagnósticos de Rogers	45
4.1	Ficha técnica del transformador eléctrico	51
4.2	Resultados obtenidos en la prueba AGD	51
4.3	Concentraciones de gases disueltos	52
4.4	Comparación de los resultados obtenidos	52
4.5	Acciones basadas en la TDCG	53
4.6	Concentración de los gases por el método del triángulo de Duval	53
4.7	Relaciones de Rogers	55
4.8	Relación y código de los valores encontrados	55
4.9	Diagnóstico de Rogers	56
4.10	Ficha técnica del transformador eléctrico	57
4.11	Resultados obtenidos en la prueba de AGD	57
4.12	Comparación de los resultados obtenidos	58
4.13	Concentraciones de los gases por el método del triángulo de Duval	58
4.14	Relación y código de los valores encontrados	60
4.15	Diagnóstico de Rogers	60
4.16	Costos del transformador de potencia	63
4.17	Cotización cromatógrafo de gases modelo 7890A	63
4.18	Datos del transformador y sus beneficios	70
4.19	Costos de fallas del transformador	70
4.20	Equipos necesarios para el análisis	72
4.21	Calendario de actividades	72
a	Formato de la extracción de la muestra	77
b	Formato de los gases de la técnica de cromatografía de gases	77

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Para que la energía eléctrica llegue de las centrales generadoras a los centros de consumo se hace uso de las subestaciones eléctricas. Una de los elementos principales en una subestación eléctrica son los transformadores, los cuales se usan para el aumento o la disminución en los parámetros de la tensión eléctrica, estos pueden ser de baja, media y alta tensión.

En este capítulo se encuentra el principio de operación del transformador así como la construcción y sus componentes principales, las pruebas que se deben realizar en el aceite dieléctrico, y las principales fallas que son causadas por los gases generados en el aceite del transformador.

1.1 FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Los transformadores a lo largo de los tiempos han tomado una gran importancia en el SEN (Sistema Eléctrico Nacional). Éstos son utilizados para aumentar o disminuir parámetros de tensión y corriente, lo cual los hace esenciales en el sistema.

Es importante conocer la aplicación y funcionamiento de los transformadores, por eso en éste capítulo se presentan los transformadores de potencia. Debido a que en éstos será en donde se predecirán las fallas por medio de la técnica de cromatografía de gases. En la figura 1.1 se muestra el esquema del Sistema Eléctrico de Potencia.

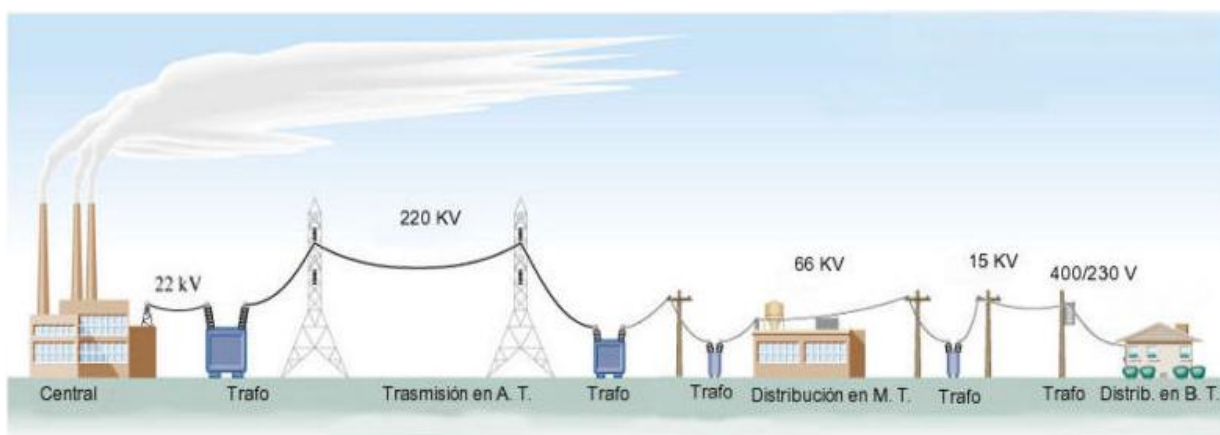


Figura 1.1 Sistema Eléctrico de Potencia [39].

1.1.1 Transformador y principio de funcionamiento

El transformador es una máquina eléctrica estática que funciona por medio de inducción electromagnética utiliza principalmente la frecuencia de la corriente alterna. Este permite reducir o aumentar parámetros de tensión y corriente.

Es constituido principalmente por dos devanados denominados primario y secundario, los cuales también son conocidos como inductor e inducido respectivamente. Éstos son enrollados en un núcleo generalmente fabricado de acero al silicio.

Su funcionamiento es en base a la inducción electromagnética que se presenta entre sus dos bobinas. En la figura 1.2 se muestra el diagrama de un transformador. Donde se encuentra una fuente principal E_p , y dos bobinas una primaria y una secundaria con un N número de espiras.

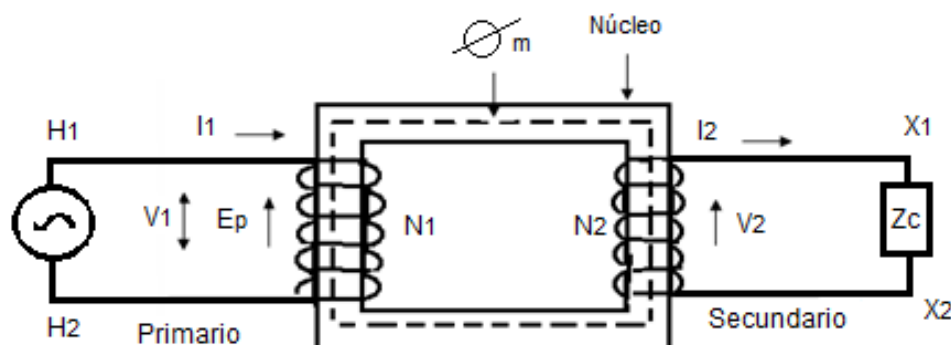


Figura 1.2 Diagrama de un transformador [9].

Una de las leyes principales de la inducción electromagnética es la Ley de Faraday. La cual menciona que si un conductor es atravesado por un flujo magnético ϕ_m es inducida una f.e.m, la cual es una diferencia de potencial entre dos puntos. Obteniendo como resultado una tensión entre terminales indicadas como H_1 y H_2 . Por medio del núcleo circula una corriente i_1 , la cual es sometida a una fuerza para desplazarse a través del campo.

El cambio del flujo se obtiene aplicando corriente alterna a la bobina. El flujo cambiante con el tiempo que se aplica a los devanados induce la tensión E_1 del lado primario del transformador. Mediante la ley de inducción se tiene que la tensión inducida E_1 en el devanado primario y también al índice de cambio del flujo en la bobina genera la relación siguiente:

$$V_1 = -E_1 \dots \quad (1.1)$$

$$E_1 \propto N_1 \left(\frac{\phi}{t} \right)$$

Donde:

V_1 : Tensión del lado primario del transformador.

E_1 : Tensión inducida en el devanado primario.

N_1 : Número de espiras en el devanado primario.

ϕ : Flujo.

t : Tiempo.

De la misma forma el flujo también cambia en la bobina secundaria del transformador. Este cambio induce el flujo E_2 el cual es proporcional al número de espiras N_2 en el devanado secundario. Se considera que no se tiene carga conectada del lado secundario del transformador, la tensión inducida E_2 equivale a la tensión que aparece en las terminales X_1, X_2 por lo que se tiene:

$$V_2 = E_2 \dots \quad (1.2)$$

$$E_2 \propto N_2 \left(\frac{\phi}{t} \right)$$

Donde:

V_2 : Tensión del lado secundario del transformador.

E_2 : Tensión inducida en el devanado secundario.

N_2 : Número de espiras en el devanado secundario.

Las dos bobinas pertenecen al mismo circuito magnético, los factores de proporcionalidad son iguales:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \dots \quad (1.3)$$

Si se aplica una onda senoidal de tensión en el lado primario, el flujo también varía en forma senoidal. La tensión promedio inducida es:

$$E_{\text{prom.}} = N \left(\frac{\phi}{t} \right) \dots \quad (1.4)$$

Donde:

N : Número de espiras.

ϕ : Flujo (Webers).

t : Tiempo (s).

En la forma de onda senoidal se encuentra que el cambio del flujo durante el primer cuarto de ciclo va de cero líneas al máximo de líneas, este cambio ocurre durante cada cuarto de ciclo o durante un tiempo $t = \frac{1}{4f}$, por lo que el valor de la tensión promedio es la misma durante cada cuarto de ciclo. En la figura 1.3 se muestra la forma de onda senoidal.

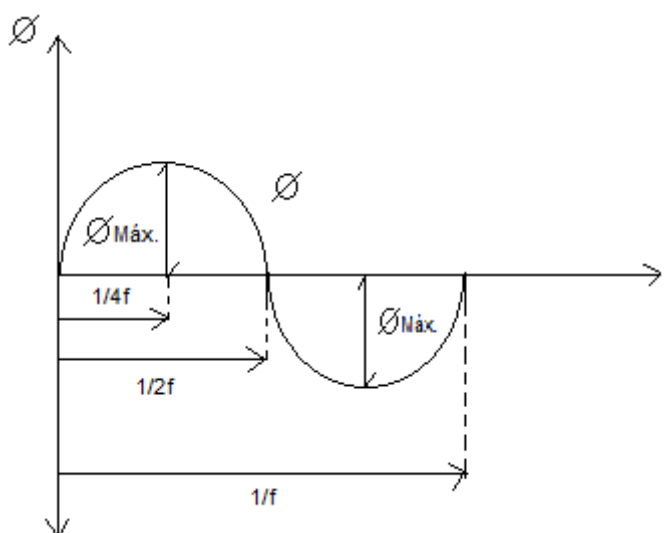


Figura. 1.3 Forma de onda senoidal con respecto al flujo [2].



La ecuación para la tensión promedio queda de la siguiente manera:

$$E_{\text{prom.}} = \left(\frac{\phi_{\text{máx}}}{\frac{1}{4f}} \right) \dots \quad (1.5)$$
$$E_{\text{prom.}} = N 4f \phi_{\text{máx}}$$

En el caso particular de la onda senoidal, la relación del valor eficaz y la del valor promedio es 1.11, por lo que se puede expresar la tensión promedio de la siguiente manera:

$$E = 4.44 N f \phi_{\text{máx}} \dots \quad (1.6)$$

Si el flujo se expresa en líneas o en maxwell, las ecuaciones 1.6 se describe de la siguiente forma.

$$E = 4.44 N f \phi_{\text{máx}} \times 10^{-8} \dots \quad (1.7)$$

Si la ecuación 1.7 se aplica a los devanados primario y secundario del transformador, las ecuaciones serían las siguientes respectivamente:

$$E = 4.44 N_1 f \phi_{\text{máx}} \times 10^{-8} \dots \quad (1.8)$$

$$E = 4.44 N_2 f \phi_{\text{máx}} \times 10^{-8} \dots \quad (1.9)$$

1.1.2 Clasificación del transformador

Al tener una gran diversidad de uso del transformador que va desde transformadores utilizados en electrónica, hasta aquellos que son utilizados en el SEN. También se pueden clasificar por su construcción. Es importante que de acuerdo a estas clasificaciones el estudio de los transformadores se llevará a cabo a partir de tener una capacidad mayor a los 1 MVA. A continuación se mencionan algunas de las clasificaciones del transformador.

- **Por la operación:** Es principalmente referida a la cantidad de potencia que es transmitida o distribuida en el sistema. Se divide principalmente en dos:
 - **Transformación de distribución:** Aquellos que tienen una capacidad desde 5 kVA hasta 500 kVA.
 - **Transformadores de potencia:** Tienen capacidades mayores de 500 kVA.
- **Por su utilización:** Dependiendo a la etapa en la que se encuentran dentro del Sistema Eléctrico Nacional es como se clasificaran.
 - **Transformadores para generación:** Son transformadores que van interconectados directamente a los generadores en las plantas y centrales eléctricas de generación, generalmente son elevadores.
 - **Transformadores para subestación:** Son aquellos que se conectan al final de la línea de transmisión. Principalmente son reductores.



- **Transformadores para distribución:** Reduce la tensión a las regiones de consumo.
- **Tipo de enfriamiento:** De acuerdo a la norma NMX-J-284-ANCE-2006 “transformadores y autotransformadores de potencia-Especificaciones” se clasifican de la siguiente manera como se muestra en la tabla 1.1.
- **Por la preservación del aceite:** Con respecto al sistema utilizado para la preservación del aceite, se tienen los siguientes tipos:
 - **Con tanque conservador:** Los transformadores con tanque conservador, tienen diferentes métodos para preservar las propiedades de los aceites aislándolos del medio ambiente y regulando la presión de salida de los gases.
 - **Sin tanque conservador:** No cuentan con tanque conservador pero tienen métodos de respiración de silica gel, sellado con aire o Nitrógeno para la preservación del aceite.

Tabla 1.1 Clasificación de los transformadores de acuerdo a su sistema de enfriamiento [14].

TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE AISLANTE	
Tipo de enfriamiento	Descripción
ONAN	Auto-enfriado
ONAN/ONAF	Auto-enfriado y enfriado por aire forzado.
ONAN/ODAF/ODAF	Auto-enfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire forzado
ONAN/ONAF/OFAF	Auto-enfriamiento, enfriado por aire forzado y enfriado por aire y líquido aislante forzados
ONAN/OFAF/OFAF	Auto-enfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire y líquidos aislantes forzados
ONWF	Enfriado por agua forzada
OFWF	Enfriado por agua y líquido aislante forzados
ODWF	Enfriado por agua forzada y líquido aislante forzado y dirigido
OFAF	Enfriado por aire y líquidos aislantes forzados
ODAF	Enfriado por aire forzado y líquido aislante forzado y dirigido

1.1.3 Operación y aplicación del transformador de potencia

Los transformadores trabajan por medio de la inducción electromagnética la cual induce a dos devanados para generar una f.e.m. Lo anterior permite que los transformadores tengan una gran aplicación, siendo los principales:

- Elevadores
- Reductores
- Para instrumentos
- Reguladores

1.2 CONSTRUCCIÓN Y COMPONENTES DEL TRANSFORMADOR

Después de conocer de qué manera funciona el transformador. En el subcapítulo 1.2 se conocerá cuál es su construcción y que componentes esenciales son los que tienen los transformadores.

1.2.1 Tipos de construcción

Para conocer los tipos de construcción, se sabe que de acuerdo a la posición de los devanados en el núcleo del transformador es como se clasifican. Ya sea que éstos sean cubiertos totalmente por el núcleo o los devanados cubran al núcleo.

- **Núcleo acorazado:** También conocido como tipo “Shell”, es aquel que se encuentra cubriendo los devanados de tensión baja y alta. Como se muestra en la figura 1.4.

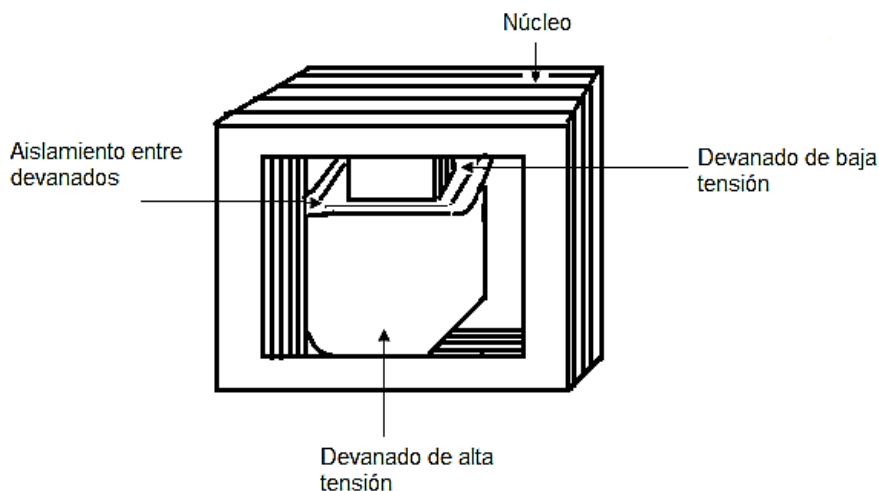


Figura 1.4 Núcleo tipo acorazado o tipo “Shell” [9].

- **Núcleo no acorazado:** También conocido como tipo columna o “Core”. Es aquel donde las bobinas se encuentran alrededor del núcleo, cubriendo gran parte del circuito magnético. La figura 1.5 muestra ésta configuración.

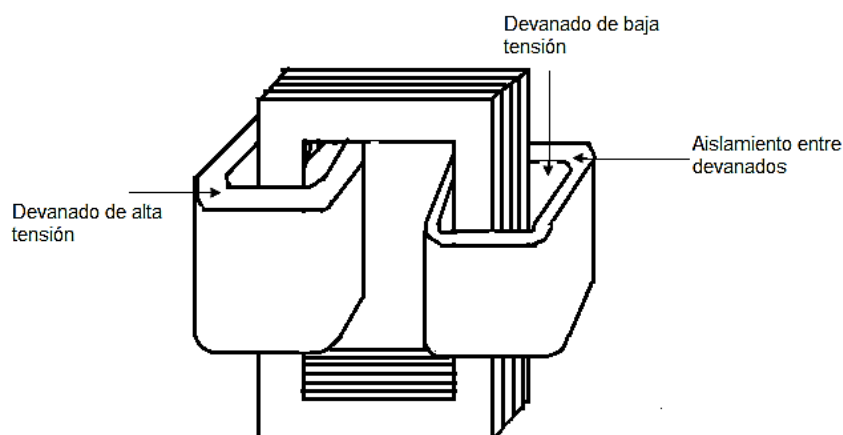


Figura 1.5 Núcleo no acorazado o tipo "Core" [9].

1.2.2 Componentes de un transformador

El conocer los componentes de un transformador es muy importante ya que éstos son una parte esencial al funcionamiento correcto de un transformador. En la figura 1.6 se indican los componentes generales del transformador así como la descripción del funcionamiento que tiene cada parte constructiva del transformador.

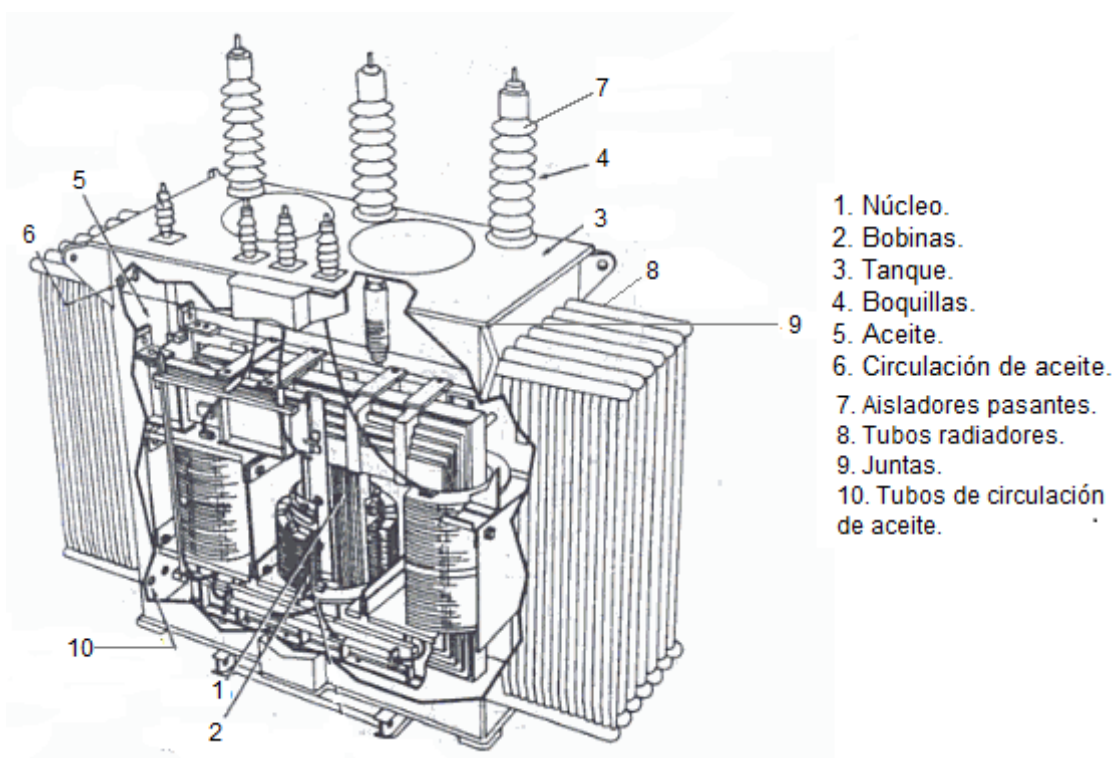


Figura 1.6 Partes del transformador [12].



1. **Núcleo:** Es la parte más importante ya que es donde se montan los devanados de alta y baja tensión y las culatas.
2. **Bobinas:** Es un hilo de cobre enrollado alrededor del núcleo en uno de los extremos está cubierto por una capa de aislante.
3. **Tanque:** Es el depósito que contiene el aceite dieléctrico, y en el cual se sumergen los bobinados y el núcleo metálico del transformador.
4. **Boquillas:** Son bornes que permiten alimentar al transformador.
5. **Aceite:** Exhibe propiedades dieléctricas las cuales se oponen al paso de la corriente eléctrica, lo cual funciona como aislante y refrigerante.
6. **Circulación de aceite:** Son partes por donde el aceite circula dentro del transformador.
7. **Aisladores pasantes:** Permiten el paso aislado de un conductor a través de una pared no aislante.
8. **Tubos radiadores:** Contienen líquido refrigerante. Ayudan al proceso de enfriamiento del transformador.
9. **Juntas:** Son aisladores del tipo papel impregnado con aceite.
10. **Tubos de circulación de aceite:** transportan el aceite que circula a través del transformador.

1.2.3 Componentes anexas de los transformadores de potencia

Un transformador de potencia tiene como características principales las siguientes partes, ya que únicamente se encuentran en éstos. En la figura 1.7 se muestran los componentes principales de un transformador de potencia.

1. **Deposito de expansión:** Sirve como cámara de expansión para el aceite, evita una falla en el transformador por presión excesiva. Se encuentra ubicado en la superior del transformador.
2. **Cambiador de derivaciones:** Permite cambiar la relación de tensión en el transformador.
3. **Desecador de aire:** Expulsa el aire que entra en el transformador, su principal función es evitar el ingreso de partículas de agua en el aceite.
4. **Relevador Buchholz:** Protección empleada en transformadores que poseen tanque conservador. Es un dispositivo que en el caso de haber corrientes parásitas, sobrecalentamiento o descargas parciales dentro del transformador,

detecta el volumen de estos gases y al momento que éste aumenta considerablemente, activa una alarma.

5. **.Ventiladores:** Pertenecen al grupo de enfriamiento. Cuando la temperatura interna del transformador aumenta, éstos por medio de un sensor se activan y comienzan a introducir aire frío a los radiadores.

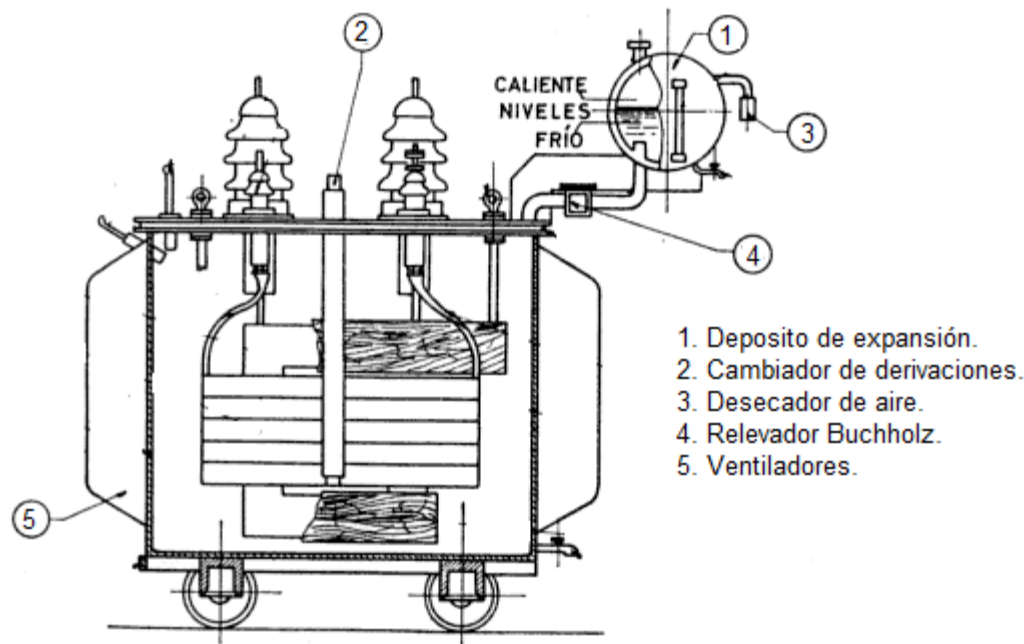


Figura 1.7 Componentes principales de un transformador de potencia [13].

1.3 PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Es necesario hacer pruebas al aceite dieléctrico del transformador ya que se requiere hacer un análisis adecuado a éste, antes de que el deterioro del aceite se vuelva un problema severo en el transformador. Estas pruebas comúnmente se realizan mediante un análisis Físico – Químico – Eléctrico en donde se analizan las partes del transformador así como también los agentes contaminantes que estos podrían aparecer por causa de averías en el sistema.

Se debe tener en cuenta que para hacer un análisis y juzgar si el aceite tiene buenas propiedades como aislante, debe de contar con una escasa tendencia a la sedimentación, pérdidas nulas a la evaporación, estabilidad química, variación de la viscosidad en diferentes temperaturas, peso específico bajo, coeficiente de dilatación bajo, temperatura de inflamación alta, temperatura de congelamiento baja, absorción de viscosidad nula, rigidez dieléctrica elevada, resistividad eléctrica alta, conductividad térmica y calor específico bajo.



1.3.1 Gases disueltos

Durante el período de operación del transformador, el aceite y los demás materiales dieléctricos sufren procesos de descomposición química, estas son originadas por la acción de la temperatura y de las tensiones eléctricas, y esto da origen a la aparición de gases. Estos gases se disuelven total o parcialmente en el aceite y este los transporta por todos los puntos con los que entra en contacto el aceite. La prueba se realiza a través de la cromatografía, a partir de la extracción de una muestra de aceite.

Esta prueba ayuda a detectar fallas incipientes en el transformador provocadas por: arqueo, descargas parciales, chisporroteo, sobrecalentamiento, fallas térmicas de alta y baja temperatura. La concentración de los gases a determinar por este análisis son Hidrógeno (H_2), Oxígeno (O_2), Nitrógeno (N_2), Metano (CH_4), Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO_2), Etileno (C_2H_6), Etano (C_2H_4) y Acetileno (C_2H_2).

1.3.2 Rigidez dieléctrica del líquido aislante

La rigidez dieléctrica del aceite es la capacidad que posee el aceite para soportar los esfuerzos eléctricos necesarios a los cuales el aceite permite la formación de un arco y el paso de la corriente eléctrica. Esta prueba ayuda a identificar de manera precisa el estado de las propiedades del aceite, conforme los valores encontrados en la prueba. Un valor de rigidez dieléctrica bajo indica la presencia de partículas contaminantes (agua, polvo, partículas conductoras, lodo, etc.).

Esta prueba se realiza aplicando una tensión de C.A. entre dos electrodos sumergidos en aceite a una cierta distancia y calibrados a una distancia especificada (dependiendo la norma utilizada ASTM D-877 "Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes; tensión de ruptura dieléctrica usando electrodos", ASTM D-1816 "Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using VDE Electrodes; Tensión dieléctrica de disparo para líquidos aislantes usando electrodos VDE", VDE-370) estos se encuentran inmersos en el fluido aislante al cual se le hará la prueba. Cada método tiene sus limitaciones y según la norma NMX-J-308-ANCE-2004 "Guía para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de aceites minerales para transformadores en servicio" es de 25 kV mínimo.

1.3.3 Tensión interfacial

La tensión interfacial es un fenómeno que se produce por las fuerzas de atracción entre las moléculas de dos fluidos. La prueba mide la tensión superficial que el aceite mantiene frente al agua. Esta prueba ayuda a detectar sensitivamente la presencia de los contaminantes polares solubles y los productos de la oxidación. La prueba consiste en medir el rompimiento de la interfase en dinas por centímetro entre las superficies conformadas por el aceite a ser probado y el agua destilada.

Los límites de los valores de la tensión interfacial del aceite dieléctrico se pueden ver con el método de la norma ASTM D-971 "Interfacial Tension of Oil Against Water by The Ring Method; Tensión interfacial del aceite contra el agua mediante el método del anillo", la



norma NMX-J-308-ANCE-2004 y según la norma NMX-J-308-ance-2004 es de 19.0% mínimos de la tensión interfacial.

1.3.4 Contenido de humedad

El contenido de humedad ayuda a determinar la cantidad de agua que existe en el aceite. La mayor parte de la humedad se localiza en el papel aislante y el resto se encuentra en el aceite. La prueba se realiza con el método de la norma ASTM D-1533 *“Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration; Contenido de humedad en líquidos aislantes por el método Karl Fischer”*, esta prueba consiste en medir el nivel de contenido de humedad, con el fin de mantener bajas las características de pérdidas dieléctricas y a su vez minimizar la corrosión interna en el transformador. Los límites de humedad se pueden ver en la Norma NMX-J-308-ANCE-2004, el método más utilizado es el de Karl Fisher. Los límites según la NMX-J-308-ANCE-2004 son de 30.0 mg/kg (ppm) máximos.

1.3.5 Factor de potencia

El factor de potencia es la relación de la potencia disipada en el aceite y el producto de la tensión aplicada y la corriente resultante (cuando el aceite es probado bajo condiciones predeterminadas). Con esta prueba se mide la corriente de fuga que existe en el aceite del transformador. La prueba se realiza con un medidor de factor de potencia de aislamiento. Los límites según la NMX-J-308-ANCE-2004 van del 1.0% máximo a 25 °C, y 5.0% máximos a 100 °C.

1.3.6 Color o índice colorímetro

El color del aceite de un transformador es por lo regular claro o transparente si este es nuevo, de tal manera que se pueda revisar el interior del equipo al cual protege. La prueba ayuda a detectar la contaminación o el deterioro del aceite e inclusive la formación de lodo, esta prueba se realiza comparando el color del aceite con colores patrones que van enumerados de 0.5 a 8.0 (Método indicado en la norma ASTM D-1500 *“Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale; Color de los Productos derivados del Petróleo (ASTM Escala Color)”*).

1.3.7 Densidad Relativa

Se le conoce a la densidad relativa como la relación del peso de un volumen de aceite, al peso del volumen igual de agua. Ayuda a verificar la contaminación por diferentes fluidos en el aceite del transformador (lodo, polvo, partículas conductoras, etc.). Esta prueba se realiza con un medidor de densidad relativa, llamado hidrómetro o con un picnómetro, con la ayuda de la norma ASTM D-1298 *“Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method; Densidad, Densidad Relativa, o API Gravedad de Petróleo Crudo y Productos Líquidos de Petróleo mediante el Método por Hidrómetro”*. Los límites según la NMX-J-308-ANCE-2004 están en los intervalos 0.840 - 0.890.



1.3.8 Viscosidad

Se comprende por viscosidad el tiempo en que tarda en fluir una cierta cantidad de líquido a través de un capilar normal, por efecto de la gravedad, esto se da bajo condiciones controladas. La viscosidad representa en el transformador la capacidad que se tiene para la transferencia de calor en el aceite.

Esta prueba ayuda a detectar el deterioro en el arranque de transformadores de respaldo y los transformadores de reemplazo en climas fríos, también se detecta la impregnación de celulosa que se genera con el tiempo. La prueba se realiza con el método de la norma ASTM D-455 *"Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids; Viscosidad Cinematica de Líquidos Opacos y Transparentes"*, y los límites los indica la norma NMX-J-308-ANCE-2004. Los límites según la NMX-J-308-ANCE-2004 es 10.0 mm²/s máximo.

1.3.9 Aspecto visual

El color y el aspecto visual que se puede apreciar en el aceite dieléctrico del transformador ayuda a determinar cualquier normalidad que se presenta como la presencia de agua, impurezas (fibras o partículas sólidas). Por lo general la apariencia visual del aceite es brillante y transparente. Si es que se llegará a detectar cualquier anomalía en el aspecto visual, se realizan pruebas opcionales en laboratorios aplicando el método de la norma ASTM D-1524 *"Visual Examination of Used Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin in the Field; Examen visual de los aceites aislantes dieléctricos de origen petrolífero usados en campo"* y para saber los límites se tienen de la norma NMX-J-308-ANCE-2004.

1.3.10 Gravedad Específica

Se conoce como gravedad específica a la relación que existe entre la masa del volumen dado del aceite y la masa de un volumen en condiciones iguales a la temperatura del aceite. Esta prueba ayuda a detectar contaminantes en el aceite dieléctrico como pueden ser poli-clorhidrato e hidrocarburos saturados. La prueba se realiza con la norma ASTM D-1298. Los valores adecuados para la gravedad específica en un aceite nuevo se encuentra entre 0.875, si ésta llega a 1, se dice que el aceite posee algún tipo de contaminante. Si ésta es menor que 0.84, se dice que el aceite es parafínico (familia de hidrocarburos).

1.3.11 Punto de inflamación

El punto de inflamación es la cantidad mínima a la cual en condiciones normalizadas los vapores que son producidos en la superficie del líquido el cual al aproximarle una llama, no se genere ninguna combustión cuando se retire la llama. Esta prueba se realiza con una muestra que se va agitando de forma gradual y lentamente de manera continua, a intervalos regulares de tiempo se deja de agitar y se dirige la llama hacia la superficie del recipiente en donde se encuentra la muestra, y se toma como punto de inflamación la



temperatura menor a la cual la llama provoco el punto de inflación de los vapores sobrenadantes.

1.3.12 Azufre corrosivo

Esta prueba ayuda a detectar el contenido de compuestos de azufre inestables que se encuentran en el aceite. La prueba se realiza sumergiendo en el caite una lámina de cobre desnudo y se somete a 150 °C durante 48 horas, en el análisis se usa cobre con papel aislante sumergido en aceite este se coloca a 150 °C por 72 horas, se utiliza el método de la norma ASTM D-130 "*Corrosiveness to Copper from Petroleum Products by Copper Strip Test; Corrosividad de Cobre a partir de Productos derivados del Petróleo mediante la Prueba de la Tira de Cobre*", ASTM D-1275B "*Corrosive Sulfur Test Methods; Método de Prueba del Azufre Corrosivo* " y se utiliza la norma IEC 625350 "*Corrosive Sulfur Test Methods; Método de Prueba del Azufre Corrosivo*".

1.3.13 Inhibidor de oxidación

Los inhibidores de oxidación son sustancias que retardan la oxidación del aceite del transformador, hasta que estos se consumen. Esto depende de la cantidad de oxígeno existente, de la cantidad de contaminantes, de agentes catalíticos y la temperatura del aceite.

1.3.14 Número de acidez del aceite

El número de neutralización o la acidez del aceite dieléctrico es una medida de los componentes ácidos existentes en el aceite. La cantidad de ácido encontrado se expresa en mg de KOH (número de miligramos de hidróxido de potasio), como base, que se necesita para neutralizar los ácidos existentes en un gramo de muestra de aceite. Esta prueba ayuda a detectar ácidos en el aceite así como las condiciones en las que es posible la formación de lodo en el transformador (los ácidos atacan a los metales, barnices, celulosa, esto hace que se forme el lodo). Esta prueba se realiza con indicadores para poder determinar el número de pH de la sustancia (norma ASTM D-974 "*Acid and Base Number by Color-Indicator Titration; Acido e Indicador de Base Numérico de Color*", norma NMX-J-308-ANCE-2004).

1.4 PRINCIPALES FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA POR LOS GASES DISUELTOS EN EL ACEITE

Las fallas en un transformador de potencia son la razón principal de que tenga que ser sacado de operación. Por eso en éste subcapítulo se hablará de las principales fallas que se generan en un transformador de potencia. Así como las razones por las que son generadas.



1.4.1 Arqueo

Esta falla es provocada por sobretensiones causadas por descargas parciales, fallas externas o maniobras de Switcheo en el sistema, por el movimiento de los devanados bajo la acción de fuerzas electromagnéticas durante un corto circuito externo. Ésta puede presentarse entre los devanados y el núcleo, así como en el tanque y entre espiras.

1.4.2 Descargas parciales

Una descarga parcial, es una ruptura de la rigidez dieléctrica del aislamiento sin importar si éste es líquido o sólido. A diferencia del efecto corona en los conductores, que se presenta de una forma más o menos estable. En un material aislante suelen iniciarse en huecos rellenos de gas dentro del dieléctrico.

En donde el campo eléctrico es muy superior en el hueco que dentro del material. Éstas inician en el momento en que la tensión dentro del hueco está por encima del límite de la tensión de efecto corona. Una vez que comienzan las descargas parciales los aislantes sufren un deterioro, causando fallas de aislamiento.

1.4.3 Efecto corona

Es una falla interna, esta falla se produce internamente en los devanados del transformador. Esto sucede cuando el aislamiento dieléctrico ya sea líquido o gaseoso, pierde sus propiedades, ocurriendo la ionización de éstos. Se manifiesta de una forma luminosa alrededor de los devanados, de ahí su nombre de efecto corona.

Al momento de que las moléculas que componen el aislamiento dieléctrico se ionizan, éstas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por el conductor pasan a circular por el aislamiento dieléctrico. La intensidad provoca un incremento de temperatura en el gas provocando que superen sus límites, lo cual ayuda a ser detectado por la cromatografía.

1.4.4 Falla eléctrica

Se consideran las fallas eléctricas más severas en los transformadores. Las cuales son:

- Fallas en los contactos de los cambiadores de derivación que produce puntos calientes, o bien, cortocircuito entre derivaciones.
- Sobretensiones dinámicas.
- Descargas eléctricas.

1.4.5 Falla térmica

Estas fallas son ocasionadas por sobre corrientes y sobre tensiones. Ya sea por un circuito corto o incluso por una descarga atmosférica respectivamente. Éstas provocan que el sistema de enfriamiento se vea forzado al intentar disipar la temperatura dentro del



transformador lo cual provoca una descomposición del aceite dieléctrico. Ésta descomposición del aceite mineral se da entre los 150 °C a los 500 °C, lo que lleva a producir gases como son: Hidrógeno, Metano, Etileno y Etano.

1.4.6 Sobrecargas

Las sobrecargas pueden ser provocadas por un aumento inconsciente en el número de cargas que son alimentadas simultáneamente o por un aumento de la potencia solicitada por una o varias cargas. Esto provoca un aumento de la corriente que circula por los conductores principales del transformador, incluidos los devanados. Al ser una mayor cantidad de corriente que en ocasiones supera los límites que soporta el transformador, generan una máxima intensidad de larga duración, lo que provoca un aumento de la temperatura, provocando así que el aislamiento dieléctrico que tiene el transformador ya sea líquido o sólido se vea afectado considerablemente.

En la tabla 1.2, que se muestra a continuación se puede observar una clasificación de las fallas que se pueden generar en un transformador de potencia mediante los gases que se encuentran en el aceite dieléctrico del transformador.

Tabla 1.2 Gases generados y posibles fallas.

Gases disueltos	Posible falla
Hidrógeno (H_2)	Arqueo Corona
Metano (CH_4)	Chisporroteo
Monóxido de Carbono (CO)	Sobrecarga severa
Bióxido de Carbono (CO_2)	Sobrecarga severa
Etileno (C_2H_4)	Sobrecalentamiento severo
Etano (C_2H_6)	Sobrecalentamiento local
Acetileno (C_2H_2)	Arqueo

CAPÍTULO 2

PRINCIPIOS DE LA CROMATOGRAFÍA DE GASES



Este capítulo tiene como objetivo entender la funcionalidad de la técnica de cromatografía de gases y así poder aplicarla como una forma de supervisión constantes para evitar fallas en alguna parte del transformador.

Se abordan temas principales acerca de la cromatografía de gases como la aplicación de esta técnica en ciertos campos a través del paso del tiempo, así como las partes constructivas y básicas en un cromatógrafo de gases, los métodos empleados en el uso de la cromatografía así como los gases analizados por estos métodos los cuales indican que tipo de avería puede presentar el transformador.

2.1 CROMATOGRAFÍA DE GASES

La cromatografía de gases (CG) es una técnica analítica de separación (de gases), de gran utilidad para resolver problemas en varios campos de la industria. Puede ser empleada como técnica de rutina y de control, ya que, a diferencia de otras técnicas, ofrece mayor capacidad para la identificación de compuestos orgánicos volátiles en una mezcla determinada.

Existen dos tipos generales de una CG, la cromatografía de gas sólido (CGS) y la cromatografía de gas líquido (CGL). La separación en una CGS se basa en la volatilidad del soluto y la separación de una CGL en que tan soluble y volátil es el soluto. El cromatógrafo de gases destaca como instrumento ya que realiza dos funciones la separación y la determinación cualitativa y cuantitativa de los solutos. Por lo tanto este cuenta con un sistema de detección continuo.

Los pesos moleculares pueden variar desde 2 Dalton a más de 1000 Dalton. Cuenta con detectores sensibles, como el detector de ionización en el cual se puede cuantificar hasta 50 ppb (partes por billón) de compuestos orgánicos con una desviación estándar relativa de aproximadamente 5%. Las columnas son tan eficientes que proporcionan alta resolución, ya que estas pueden separar más de 450 componentes.

En la cromatografía de gases (CG) existen dos fases, la fase móvil y la fase estacionara, de las cuales, la temperatura en las fases es un parámetro importante para la veracidad del análisis. Se conoce como fase móvil a un gas, y la fase estacionaria puede ser un sólido adsorbente, líquido retenido en un soporte sólido o impregnado en las paredes de una columna abierta.

Las ventajas generales de esta técnica se reducen a que se puede hacer un análisis rápido (en minutos), es muy eficiente ya que proporciona una resolución alta, permite la detección de solutos ppm y algunos ppb, realiza un análisis cuantitativo de alta precisión y las muestras que se necesitan son pequeñas.

Existen ciertas desventajas por la cuales no se utiliza tanto la técnica de la CGS, unas de estas es por la falta de linealidad lo que provoca picos asimétricos, los tiempos de retención son grandes lo que afecta la estabilidad térmica de los solutos, la falta de



reproductibilidad debido a que los sólidos adsorbentes son más difíciles de preparar. Aunque también existen algunos puntos por los cuales es válido utilizar esta técnica, una de estas es que su selectividad es mayor en la separación de los gases, los sólidos son más estables frente a la temperatura y el oxígeno que una mezcla líquida.

El proceso cromatográfico se puede entender mejor con la figura 2.1 la cual muestra este proceso, por medio de líneas horizontales las cuales representan las columnas, cada línea es un instante en diferente tiempo del proceso. En la primera instantánea, la muestra conformada por A y B se introduce en la columna en una zona estrecha esta es llevada por la fase móvil de izquierda a derecha.

Cada división de los componentes entre las dos fases, se muestra por las distribuciones por arriba o debajo de la línea, los picos que se encuentran arriba de la columna representan la cantidad del componente particular de la fase móvil y los picos que se encuentran debajo de la línea representan la cantidad de un componente en la fase estacionaria. La separación de la mezcla se realiza a medida que viajan a través de la columna. Los componentes salen de la columna y pasan a través de un detector. La señal de salida del detector da como resultado un cromatograma.

La tendencia de un componente para ser atraído por la fase estacionaria se expresa por la constante de equilibrio (K_e), también conocido como coeficiente de partición. Al principio la constante de distribución es similar al coeficiente de partición que controla una extracción líquido-líquido. Entre más grande sea el valor de la constante, mayor es la atracción a la fase estacionaria. La atracción puede clasificarse por el tipo de relación que existe en la retención por el soluto.

La retención en la superficie de la fase estacionaria se le denomina adsorción y en la mayor parte de una fase líquida estacionaria se le denomina absorción. Aunque este método o técnica se le conoce como partición. La constante de distribución proporciona el valor numérico para la retención total del soluto sobre una fase estacionaria.

2.2 APLICACIÓN DE LA CROMATOGRAFÍA DE GASES

La cromatografía de gases ha experimentado un desarrollo importante en su historia desde sus inicios en los años cincuenta. Se ha utilizado para resolver problemas en la industria, medicina, biología y para un análisis ambiental empleándose como una técnica de rutina y control.

Se ha convertido en la técnica principal de separación y análisis de compuestos volátiles. Es por eso que se hace mención de que su capacidad de análisis es muy amplia, ya que se ha utilizado para analizar gases, líquidos, sólidos y sólidos que se encuentran disueltos en solventes volátiles (gases y líquidos).

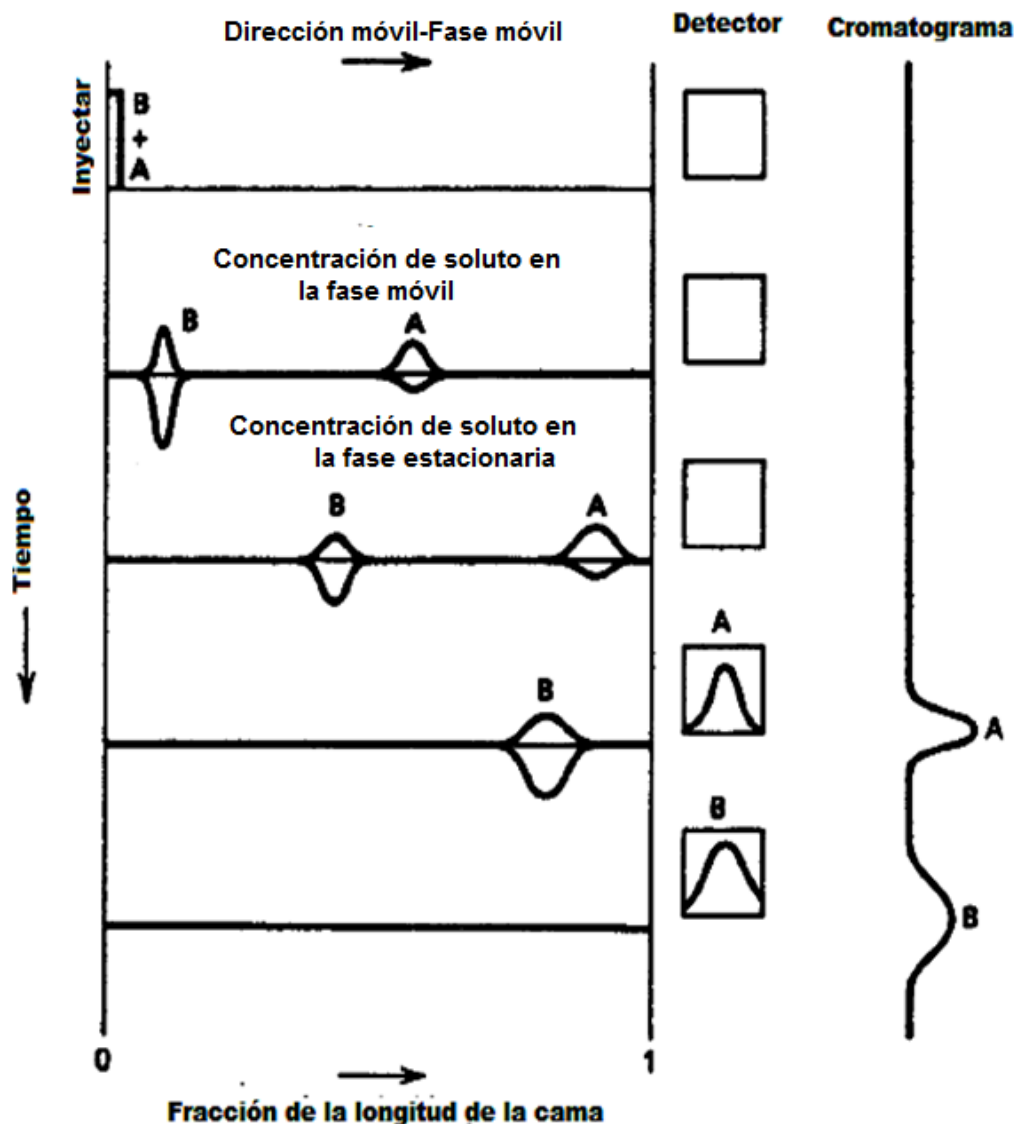


Figura 2.1 Proceso de una cromatografía de gases [4].

Es por esto que esta técnica puede ser aplicada en diferentes campos de investigación, como ayuda en técnicas de evaluación como son: estudios cinéticos (rapidez de reacción bajo condiciones variables), análisis de adsorción (medición de las concentraciones específica de un material en una mezcla). Esta técnica también tiene un lugar en el campo para la detección de contaminantes en el agua como son los insecticidas y los pesticidas, como se muestra en la figura 2.2.



Figura 2.2 Extracción de la muestra para la técnica de cromatografía de gases

2.3 PARTES BÁSICAS Y TIPOS DE CROMATÓGRAFOS DE GASES

La CG se realiza mediante una mezcla de solutos que se van a separar, una vez que se volatiliza la muestra esta se pasa a través de la columna (tubo largo y estrecho) con la ayuda de un gas aportador inerte. Dependiendo de la velocidad de cada soluto es que se hace la separación, los cuales llegan al sistema de detección. Las salidas de las señales del detector originan picos que dan lugar al cronograma. La posición de los picos se utiliza para fines cualitativos, y el tamaño de los picos se relaciona con la concentración de los solutos. En la figura 2.3 se muestra un esquema de las partes básicas de un cromatógrafo de gases.

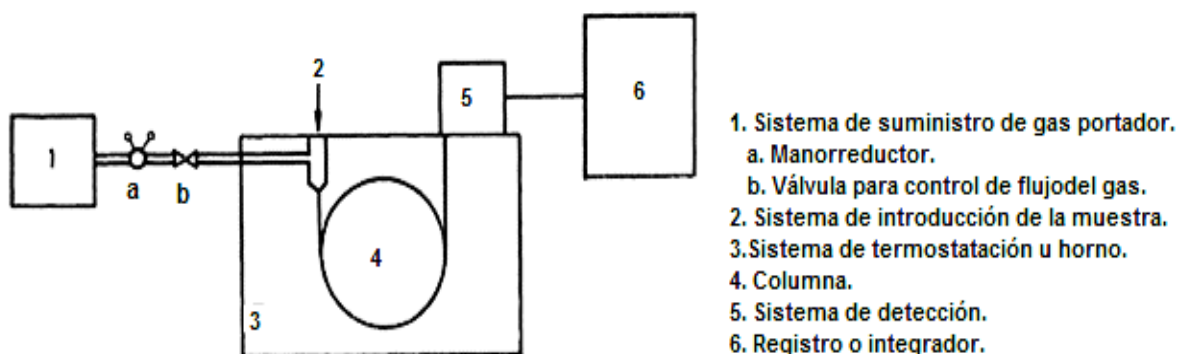


Figura 2.3 Esquema de un cromatógrafo de gases [5].



A continuación se describe cada una de las partes de un cromatógrafo.

1. Sistema de suministro de gas portador: Esta tiene como propósito transportar los componentes de la mezcla a través de la columna. El gas se divide en dos flujos antes de que llegue al sistema de introducción de la muestra, un flujo se dirige al detector (actúa como referencia), y la otra parte se dirige a la columna (este transporta la muestra).

Como característica principal no reacciona ni con la muestra ni con la fase estacionaria ya que es un gas inerte. Es una bala o botella de gas a presión la cual a su salida cuenta con un manorreductor (regulador de presión) y un sistema de regulación y medida de caudal. A la salida de esta se encuentra lo que es el manorreductor y la válvula para el control del flujo.

- a. Manorreductor: Permite controlar la presión de la mezcla de gases.
- b. Válvula para controlar el flujo del gas portador: Controla la cantidad de fluido que pasa por una sección determinada.

2. Sistema de introducción de la muestra: Es el punto crítico en el cual la temperatura del inyector debe ser suficiente para que la muestra se vaporice inmediatamente, pero a su vez que está se descomponga. Esta varía según el estado físico de la muestra y del tipo y la capacidad de la columna. Esta parte es en donde la muestra se pone en contacto con el gas portador.

3. Sistema de termostatación: También conocido como horno, este se encarga de controlar la temperatura de la muestra y de la columna. La temperatura de la columna es variable, es por ello que se encuentra dentro del horno.

4. Columna: Es la parte más importante en el cromatógrafo ya que es aquí en donde se da la separación del compuesto en la fase estacionaria. Está formada por un tubo dentro de él se encuentra la fase estacionaria. El tamaño y el material dependen de la aplicación, Existen dos tipos básicos de columnas: la columna de relleno y la columna capilar.

- **Columna de relleno:** Es aquí donde la fase estacionaria es una placa delgada de líquido colocada en la superficie de un soporte sólido inerte.
- **Columna capilar:** Aquí la fase estacionaria es una placa uniforme de líquido de grosor menor que cubre uniformemente el interior del tubo capilar.

5. Sistema de detección: Una vez que la mezcla pasa a ser separada por la columna, este sistema es capaz de señalar la elución del compuesto, se origina una señal eléctrica amplificada de forma adecuadamente.

6. Registrador: Es donde se registra la señal eléctrica que se tiene del sistema de detección, este da lugar al cromatograma.

7. Integrador o computador: Es un sistema el cual está integrado a la salida del cromatógrafo, se utiliza para leer la señal de salida. Este realiza automáticamente las lecturas como son: la integración del pico, mide el tiempo de retención, realiza cálculos estándares, y por ultimo da impreso el informe final del análisis de la CG.

Se clasifican los tipos de cromatógrafos de gases, dependiendo de él detector que este tenga, ya que es el detector el que se encarga de señalar el tipo de elución de la mezcla. Existen varios tipos de detectores: Detector de ionización de llama, Detector de conductividad térmica, Detector termoiónico de llama, Detector de captura de electrones, Detector de emisión atómica.

Detectores sensibles a partículas de gas.

- **Detector de ionización de llama (FID, *Flame Ionization Detector*):** El uso de este detector es muy amplio en una CG, ya que trabaja con un compuesto que tienen enlaces tipo C-H. Es un quemador de Hidrógeno/Oxígeno (H/O) donde se mezcla el gas de la columna. Posee una sensibilidad muy elevada del orden 10^{-13} g/s.

Forma una llama que quema y ioniza los compuestos, esto se debe a que la mayoría de los compuestos orgánicos se polarizan a la temperatura de la llama H/O, se producen iones y electrones que pueden conducir electricidad a través de la llama. El detector no responde a grupos funcionales como son: H_2O , CO_2 , SO_2 y NO . En la figura 2.4 se puede observar un detector tipo FID.

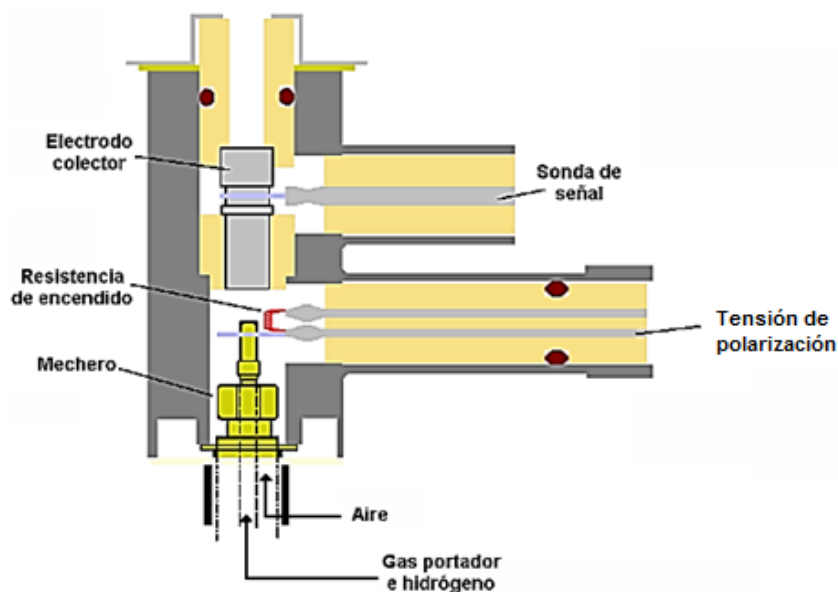


Figura 2.4 Detector de ionización de llama [38].

- Detector de conductividad térmica (TCD, *Thermal Conductivity Detector*): su principio se basa en los cambios térmicos de las corrientes de los gases portadores a la presencia de moléculas del analito (iones, compuestos, elementos). El gas procedente de la columna pasa a través de una cavidad termostática que tiene el elemento sensor, al pasar por el detector la pérdida de calor del sensor es función de la diferencia que existe entre el sensor y la cavidad y la conductividad térmica del gas portador.

Cuando existe una variación térmica y se produce un cambio de temperatura en el sensor, se genera una señal eléctrica. En la figura 2.5 se muestra un detector tipo TCD.

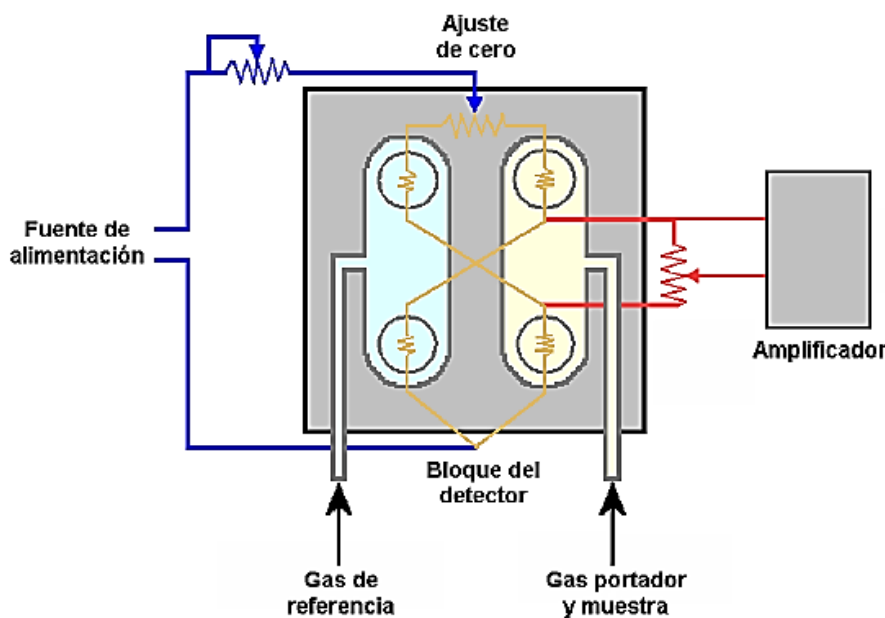


Figura 2.5 Detector de conductividad térmica [38].

- Detector termoiónico de llama (FTD, *Thermolonic Detector*): Este detector trabaja con compuestos orgánicos que contienen Fósforo y Nitrógeno. Funciona de la misma manera que el detector tipo FID, el compuesto de la columna se mezcla con Hidrógeno, éste pasa a través de la llama y se quema. La respuesta que presenta ante un átomo de Fósforo es 10 veces mayor en comparación con el átomo de Nitrógeno. En la figura 2.6 se muestra el detector FTD.
- Detector de captura de electrones (ECD, *Electrón-Capture Detector*): este tipo de detector es de respuesta selectiva, ya que es muy sensible a las moléculas de grupos funcionales electronegativos como lo son los halógenos, peróxidos, quinonas e hidrocarburos. Su principio de funcionalidad se asemeja a la de los rayos X, se utiliza una fuente de radiación para que el gas pase a través de una

macara de ionización, para que se genere un plasma de iones positivos, radicales libres y electrones térmicos. En la figura 2.7 se muestra un detector tipo ECD.

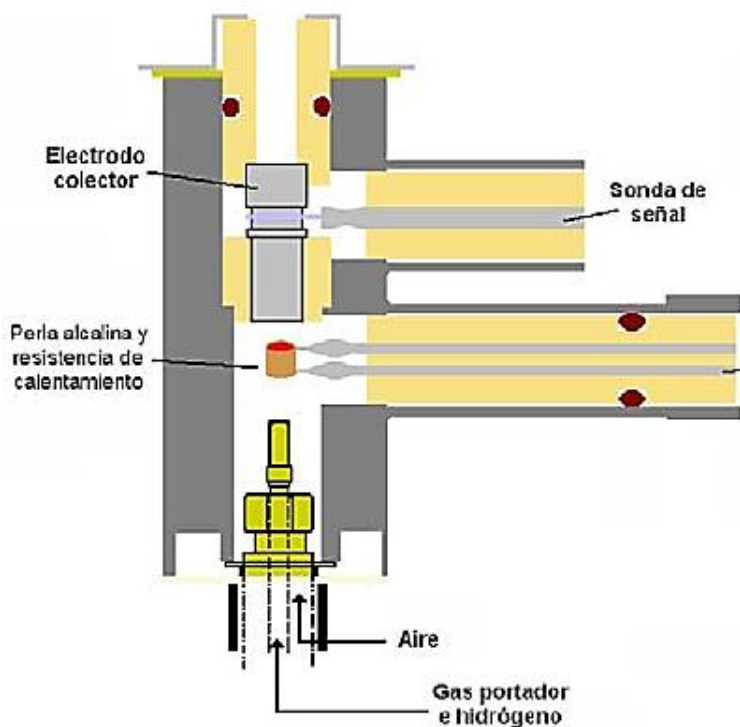


Figura 2.6 Detector termoiónico de llama [38].

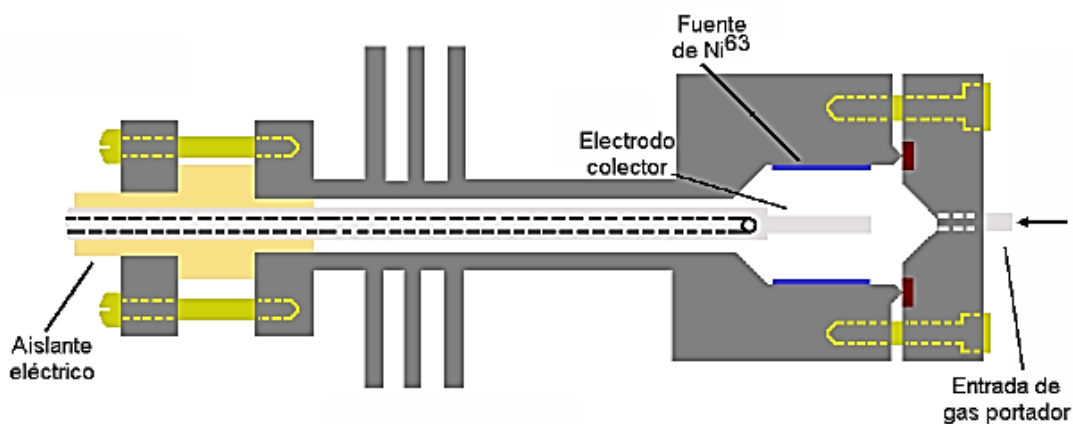


Figura 2.7 Detector de captura de electrones [38].

- Detector de emisión atómica (AED, *Atomic Emission Detector*): Este detector se basa en la emisión atómica. La mezcla se introduce a través de un plasma de Helio obtenido con microondas, que se acopla con un espectrómetro de emisión.

El plasma es suficiente energético para atomizar todos los elementos y excitarlos, para poder obtener emisiones características. En la figura 2.8 se muestra el detector tipo AED.

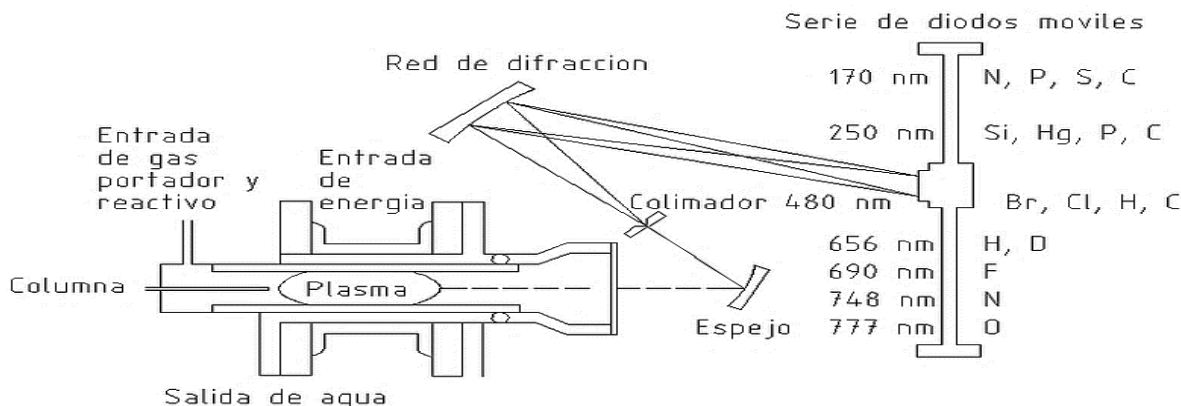


Figura 2.8 Detector de emisión atómica [38].

Otra clasificación que se podría dar a los tipos de cromatógrafos, aunque es muy simple podría resumir en si los tipos de detectores, y las salidas de cada análisis con respecto a la CG:

- Detectores universales: estos tipos de detectores son sensibles a cualquier tipo de sustancia que pueda contener la mezcla.
- Detectores selectivos: Este tipo de detectores no cuentan con una sensibilidad alta ya que solo detectan algunas sustancias con ciertas características químicas.
- Detectores específicos: Este tipo de detectores tiene un bajo nivel de sensibilidad ya que solo detectan sustancias que poseen algún elemento, estructura o grupo funcional específico.

2.4 MÉTODOS DE LA CROMATOGRAFÍA DE GASES

La clasificación que se hace con respecto a los métodos de la CG, se basa en las fases móvil o estacionaria, ya que es en esta parte donde los solutos se distribuyen. Los métodos se nombran dependiendo el estado físico de la fase móvil. Por lo cual en una CG la fase móvil es un gas, y en la CL la fase móvil es un líquido. Una sub clasificación que se hace es dependiendo la fase estacionaria. En donde la técnica de CG recibe el nombre de CGS y CGL. En la figura 2.9 se muestra la clasificación de los métodos de la CG.

Cromatografía de gas sólido (CGS): Ese basa en la retención de los analitos que se lleva a cabo en la fase estacionaria sólida debido a la adsorción física.



Cromatografía de gas líquido (CGL): Se basa en la distribución que tiene el analito a través de una fase móvil gaseosa y una fase estacionaria líquida, las cuales se encuentran sobre un sólido inerte.

Columnas capilares o tubular abiertas (OT): Son columnas abiertas, la cuales no se llenan con material de embalaje, en lugar tienen capas finas de fase líquida en su pared interior.

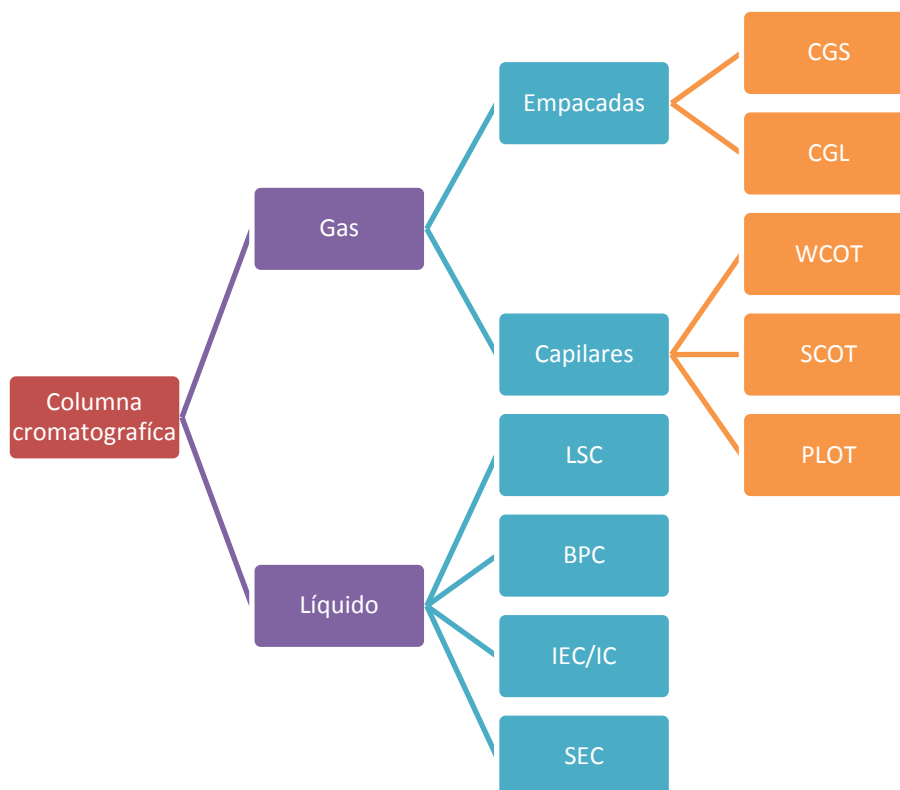


Figura 2.9 Clasificación de los métodos en una cromatografía de gases.

2.4.1 Columna tubular abierta de pared cubierta (WCOT)

Las columnas WCOT (Wall Coated Open Tubular), son aquellas que constan de un tubo en el que la pared está cubierta con un material que actúa como la fase estacionaria. En la figura 2.10 se muestra la forma que estas columnas presentan.

2.4.2 Columna tubular abierta de capa porosa (PLOT)

Las columnas PLOT (Porous Layer Open Tubular), la pared interior está recubierta de una fase estacionaria sólida. En la figura 2.11 se muestra la columna PLOT.

2.4.3 Columna con soporte cubierto (SCOT)

En este tipo de columna SCOT (Support Coated Open Tubular), la fase estacionaria líquida es la que cubre al soporte sólido el cual está unido a la pared interior de la columna. En la figura 2.12 se muestra el tipo de columna SCOT.

2.4.4 Cromatografía líquido-sólido (LSC)

La Cromatografía líquido sólido LSC (Liquid-Solid-Chromatography). Se le denomina, a la fase móvil cuando esta es un líquido.

2.4.5 Cromatografía de fase enlazada (BPC)

También conocida como BPC (Bonded Phase Chromatography), se caracteriza por que la fase estacionaria se une químicamente a la superficie del soporte sólido.

2.4.6 Cromatografía de intercambio iónico (IEC)

También llamada IEC (Ionic Exchange Chromatography). En esta la fase estacionaria está constituida por una matriz polimérica sobre cuya superficie se han unido químicamente grupos funcionales iónicos, por ejemplo ácidos carboxílicos o aminas cuaternarias. A medida que la fase móvil pasa por esta superficie, los solutos iónicos son retenidos mediante la formación de uniones químicas electrostáticas con los grupos funcionales. Las fases móviles utilizadas en este tipo de cromatografía son siempre líquidas.

2.4.7 Cromatografía de disolución molecular (SEC)

La SEC (Size Exclusion Chromatography) se usa para aquellas mezclas en las cuales su peso molecular es muy elevado.

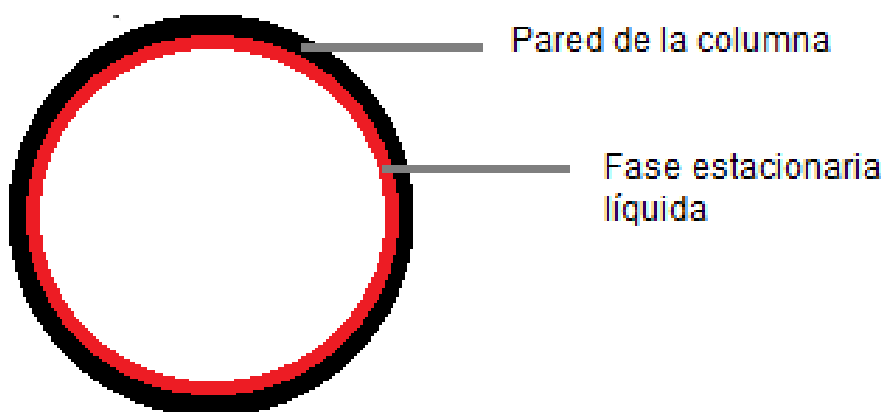


Figura 2.10 Columna tubular abierta de pared cubierta.

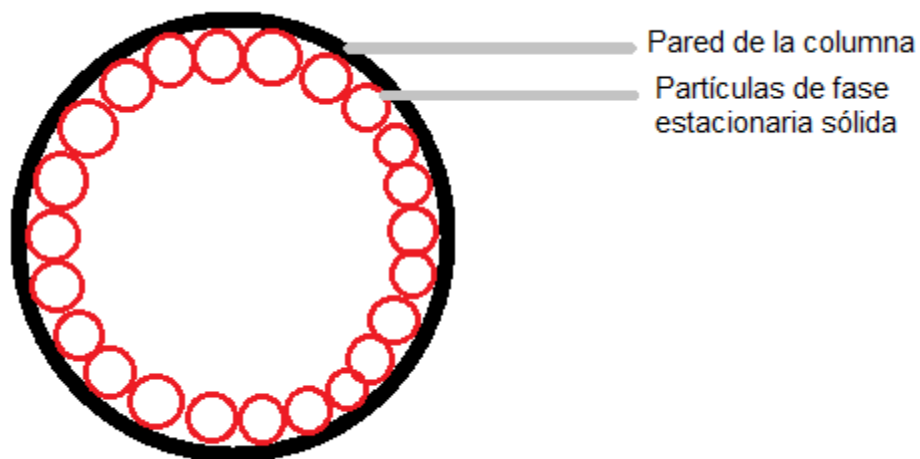


Figura 2.11 Columna tubular abierta de capa porosa.

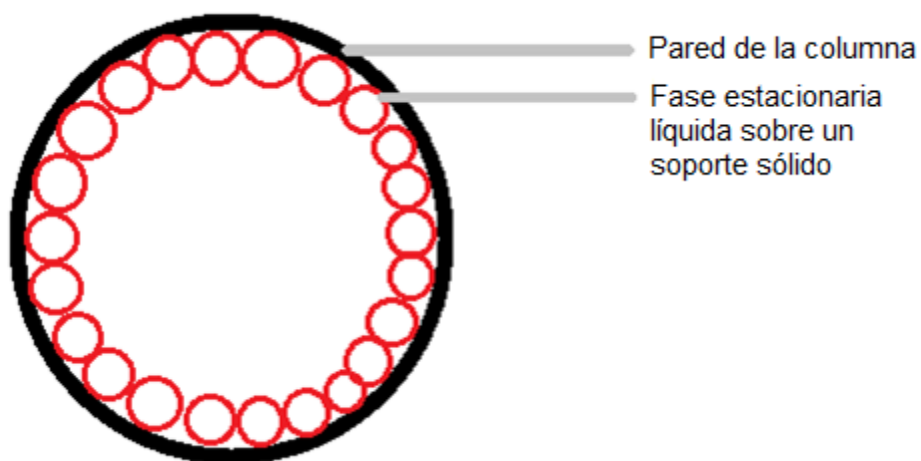


Figura 2.12 Columna con soporte cubierto.



2.5 GASES ANALIZADOS EN UNA CROMATOGRAFÍA DE GASES

Como se ha mencionado la técnica de CG es una técnica la cual cuenta con un tipo de análisis muy amplio, Puede detectar una gran cantidad de compuestos en una mezcla. Es por eso que solo se mencionaran los gases que se generan a través de una falla en el transformador. En la tabla 2.1 se mencionan estos gases.

Tabla 2.1 Gases generados por fallas en transformadores.

GASES TÍPICOS GENERADOS POR FALLAS EN TRANSFORMADORES ¹ .	
Nombre	Símbolo
Hidrógeno ²	H ₂
Oxígeno	O ₂
Nitrógeno	N ₂
Metano ²	CH ₄
Monóxido de Carbono	CO
Etano ²	C ₂ H ₆
Bióxido de Carbono	CO ₂
Etileno ²	C ₂ H ₄
Acetileno ²	C ₂ H ₂
¹ Aunque es detectable e identificable, la presencia de Propano (C ₃ H ₈), Propileno (C ₃ H ₆), y Butano (C ₄ H ₁₀) no son de gran preocupación en los transformadores.	
² Denota gas combustible.	

CAPÍTULO 3

TÉCNICAS PARA LA PREDICCIÓN DE FALLAS EN LOS GASES EN EL ACEITE DEL TRANSFORMADOR



El transformador de potencia es una parte fundamental en el sistema eléctrico, es por eso que se debe asegurar el funcionamiento del mismo. Existen varias formas para poder conocer el estado en el cual está operando el transformador, sin embargo la desventaja principal al aplicar estas técnicas es que se necesita interrumpir el servicio del transformador.

En la actualidad existen nuevos métodos los cuales proporcionan información acerca del estado actual de operación del transformador, su principal ventaja es que no es necesario sacar de operación al transformador, La cromatografía de gases es una nueva técnica En este capítulo se describen las técnicas de análisis para la predicción de fallas.

3.1 DIAGRAMA DE FLUJO

Para hacer un análisis de la técnica de CG, el transformador debe de contar con ciertas condiciones (no contenga lodo, su índice colorímetro este en norma, etc.), por las cuales se puede saber si en su aceite dieléctrico se encuentran concentraciones de gases con límites aceptables. Este criterio se basa tanto en las concentraciones de gases separados y la concentración total de todos los gases combustibles (TDGC). En la tabla 3.1 se encuentran los límites de estas concentraciones para diferentes condiciones.

Tabla 3.1 Concentraciones de gases disueltos [15].

Condición	Límites de concentraciones de gases disueltos clave [ppm]							TDGC
	(H ₂)	(CH ₄)	(C ₂ H ₂)	(C ₂ H ₄)	(C ₂ H ₆)	(CO)	(CO ₂)	
1	100	120	1	50	65	350	2500	720
2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
3	701 - 1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Condición 1: Estos niveles indican que el transformador está operando satisfactoriamente.

Condición 2: Estos niveles indican que el transformador necesita una revisión, ya que se está por encima de los niveles normales de los gases en el aceite dieléctrico.

Condición 3: Estos niveles indican que existen un nivel alto de descomposición, lo cual impulsa a realizar una investigación adicional.

Condición 4: Estos niveles indican un nivel excesivo, el cual podría originar una falla en el transformador.

Cuando se llegan a encontrar casos con las condiciones 2, 3 y 4, es necesario tomar acciones, las cuales permitan detectar si esto pudo ser causado solo por un determinado tiempo, o si es necesario realizar las medidas preventivas para que el transformador no



salga de operación. En la tabla 3.2 se muestran las acciones a realizar. Tomando en cuenta las tablas 3.1 y 3.2, se conseguirá realizar el diagrama de flujo, con el cual se podrá tomar en cuenta si los valores encontrados para cada gas cumplen con los límites y saber si el transformador puede presentar algún problema, y así se procede a la aplicación de la técnica de cromatografía de gases, en la figura 3.1 se muestra este proceso.

Tabla 3.2 Acciones basadas en la técnica de cromatografía de gases [15].

	TDGC niveles (ppm)	R ppm/d	Muestreo de intervalos y procedimientos operativos para los valores de generación de gas	
			Intervalos de muestreo	Procedimientos de operación
Condición 4	>4630	>30	Diario	Considerar sacar de servicio al transformador Comunicar al fabricante.
		10 a 30	Diario	
		<10	Semanal	Precaución extrema de las maniobras Analizar gases individuales Plan de paro Comunicar al fabricante
Condición 3	1921 a 4630	>30	Semanal	Precaución extrema en las maniobras Analizar gases individuales Plan de paro Comunicar al fabricante
		10 a 30	Semanal	
		<10	Mensual	
Condición 2	721 a 1920	>30	Mensual	Precaución en las maniobras Analizar gases individuales Determinar dependencia de carga
		10 a 30	Mensual	
		<10	Trimestral	
Condición 1	≤720	>30	Mensual	Precaución en las maniobras Analizar gases individuales Determinar dependencia de carga
		10 a 30	Trimestral	
		<10	Anual	Continuar con la operación normal

Las condiciones de la tabla 3.2 son las mismas que la tabla 3.1.

3.2 TRIÁNGULO DE DUVAL

EL método del triángulo de Duval fue desarrollado por Michael Duval en 1974, se desarrolló para determinar si existen problemas con algunos de los gases como hidrocarburos (con estructura molecular principalmente carbono e hidrógeno), el método es utilizado principalmente para hacer un diagnóstico en aceites aislados, su aplicación es más en transformadores. En este método se pueden encontrar lo que son 3 tipos de gases de hidrocarburos como son: CH₄ (Metano), C₂H₄ (Etileno) y C₂H₂ (Acetileno).

Es un método muy confiable, ya que una ventaja de este método es que su diagnóstico cuenta con un error bajo en el resultado. Este método se realiza basándose en un triángulo en el cual se van localizando las concentraciones de los gases disueltos en el aceite dieléctrico. En la figura 3.2 se muestra el triángulo de Duval.

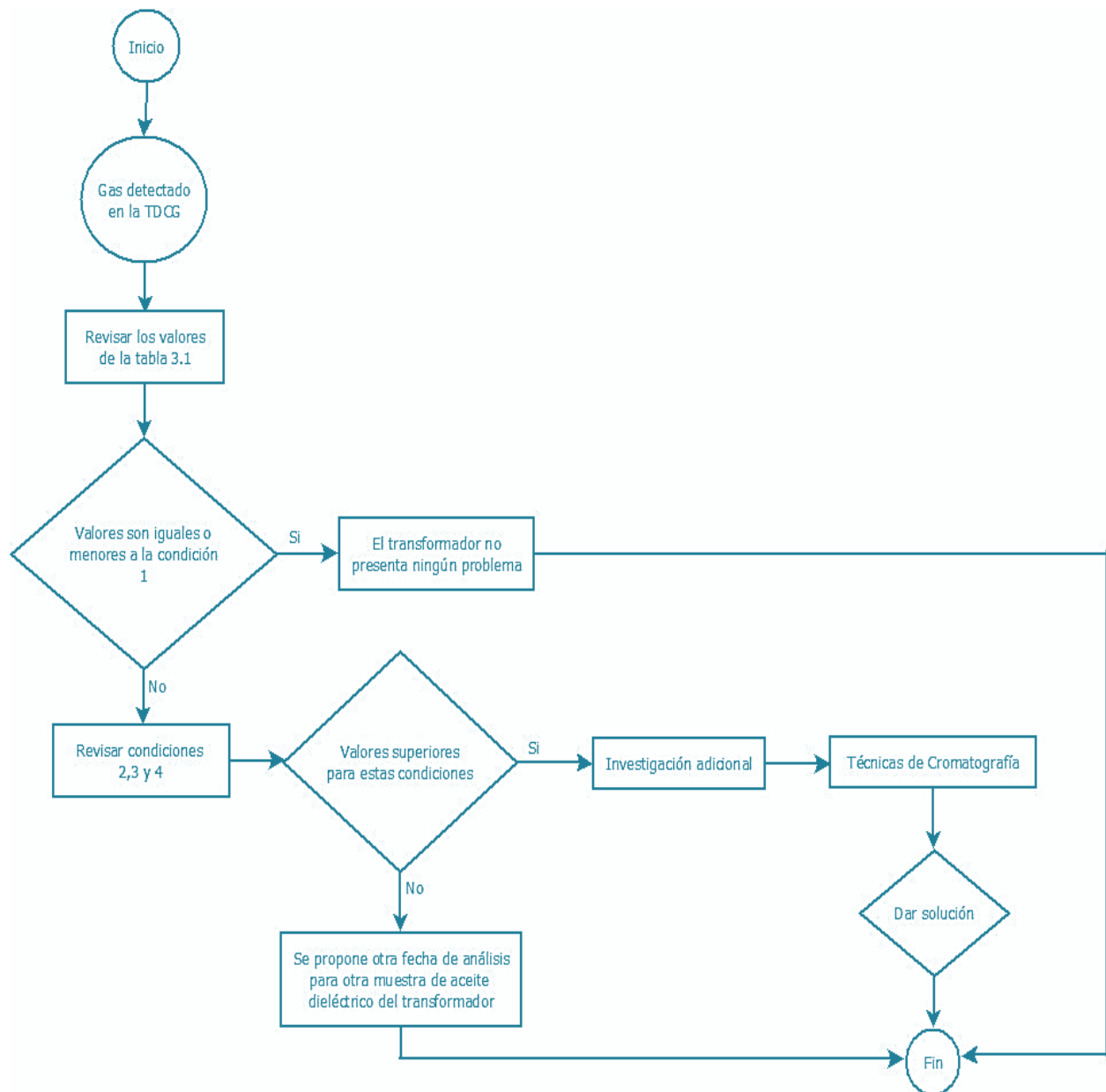


Figura 3.1 Diagrama de flujo para la técnica de cromatografía de gases.

Las 6 fallas detectables en el triángulo de Duval se muestran en la tabla 3.3. Para la interpretación del triángulo de Duval, se debe considerar que los tres lados del triángulo están expresados en coordenadas triangulares, las cuales representan las proporciones relativas de los gases. Estas coordenadas triangulares se indican en las ecuaciones 3.1, 3.2 y 3.3, en donde se realiza la conversión para obtener las concentraciones en ppm. Como se puede ver en la figura 3.2 el triángulo es equilátero.

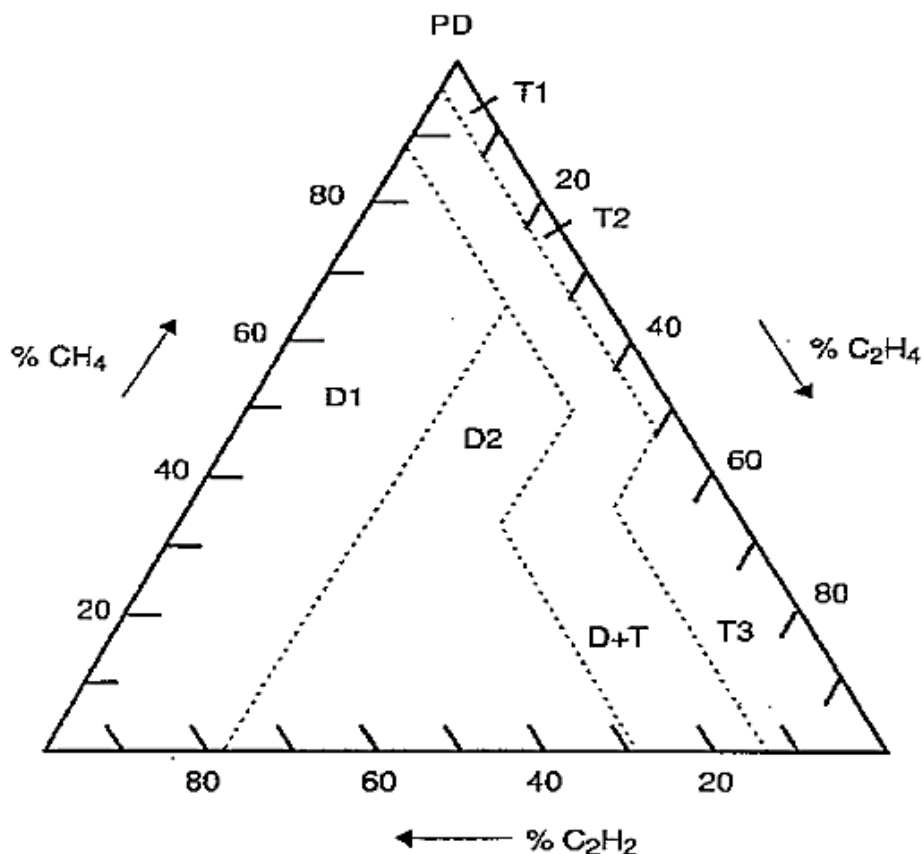


Figura 3.2 Triángulo de Duval.

En donde:

PD: Descargas parciales.

D1: Descargas de baja energía.

D2: Descargas de alta energía.

T1: Falla térmica. ($t \leq 300\text{ }^{\circ}\text{C}$)

T2: Falla térmica. ($300\text{ }^{\circ}\text{C} < t < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$)

T3: Falla térmica. ($t > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Una vez detectados los gases mencionados, se calcula el valor total acumulado de los tres gases y se divide cada gas por el total, para determinar el porcentaje de estos y poder localizarlos en el triángulo. Las siguientes ecuaciones permiten obtener el valor en porcentaje de los gases.

$$\%C_2H_2 = \frac{100x}{x+y+z} \dots \quad (3.1)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{100y}{x+y+z} \dots \quad (3.2)$$

$$\%CH_4 = \frac{100z}{x+y+z} \dots \quad (3.3)$$



Donde:

X: %C₂H₂ en microlitros por litro (ppm, partes por millón)

Y: %C₂H₄ en microlitros por litro (ppm)

Z: %CH₄ en mi microlitros por litro (ppm)

Los límites marcados en las zonas del triángulo de Duval se encuentran en la tabla 3.4. El método ayuda a detectar lo que son tres tipos de fallas: fallas parciales, falla eléctrica (alta y baja energía de arco) y fallas térmicas (puntos calientes en distintos intervalos de temperatura). Las fallas se van identificando en lo que son las 6 zonas conocidas como fallas individuales (PD, D1, D2, T1, T2, T3). El triángulo de Duval cuenta con tres componentes a saber P1, P2 y P3 los cuales se determinan por tres puntos como se muestra en la figura 3.3. Los círculos indican el valor dado en porcentaje en cada uno de los polígonos. Si el círculo se encuentra fuera de un intervalo el porcentaje será cero. La figura 3.3 muestra cuando un punto ® se encuentra en lo que son dos zonas al mismo tiempo (fuera de intervalo).

Tabla 3.4 Límites de zonas.

Límites de zonas				
PD	98% CH ₄			
D1	23% C ₂ H ₄	13% C ₂ H ₂	38% C ₂ H ₂	29% C ₂ H ₂
D2	23% C ₂ H ₄	13% C ₂ H ₂		
T1	4% C ₂ H ₂	10% C ₂ H ₄	50% C ₂ H ₄	
T2	4% C ₂ H ₂	10% C ₂ H ₄		
T3	15% C ₂ H ₂	50% C ₂ H ₄		

3.3 LÍMITES TASAS Y VALORES DE TDGC

La descomposición del aceite mineral de 150 °C a 500 °C, produce grandes cantidades de gases de bajo peso molecular, como son el Hidrógeno (H₂) y el Metano (CH₄), también se encuentran los gases con mayor peso molecular como el etileno (C₂H₄) y el etano (C₂H₆). Los minerales del aceite aumentan a temperaturas moderadas, pero ahora las temperaturas están acompañadas de cantidades significativas de gases de mayor peso molecular como el etano y el etileno. En la figura 3.4 se muestra el comportamiento de los gases a diferentes temperaturas.

Tabla 3.3 Fallas en el triángulo de Duval.

Símbolo	Falla	Ejemplos
PD	Descargas Parciales	Descargas de tipo parcial en las burbujas o huecos, con posible formación de Á-CERA en papel
D1	Descargas de baja energía	Las descargas parciales de emisión de chispas, las descargas de agujeros que inducen bajos pinchazos carbonizados. Bajo consumo de energía que induce un arco, o la formación de partículas en el aceite
D2	Descargas de alta energía	Las descargas en el papel o aceite con potencia, las descargas de seguimiento, daños de alta energía para el papel o la formación de grandes partículas de carbono en la fusión de metal en el aceite y de disparo en los equipos y alarmas de gas
T1	Falla térmica $t \leq 300^{\circ}\text{C}$	Lo demuestra el papel carbonizado ($> 300^{\circ}\text{C}$) o el decisivo parduzco ($> 200^{\circ}\text{C}$)
T2	Falla térmica $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$	La carbonización del papel, la formación de partículas en el aceite
T3	Falla térmica $t > 700^{\circ}\text{C}$	Extensa formación de partículas de carbono en el aceite, la coloración de metal (800°C) o de metal fusión ($> 1000^{\circ}\text{C}$)

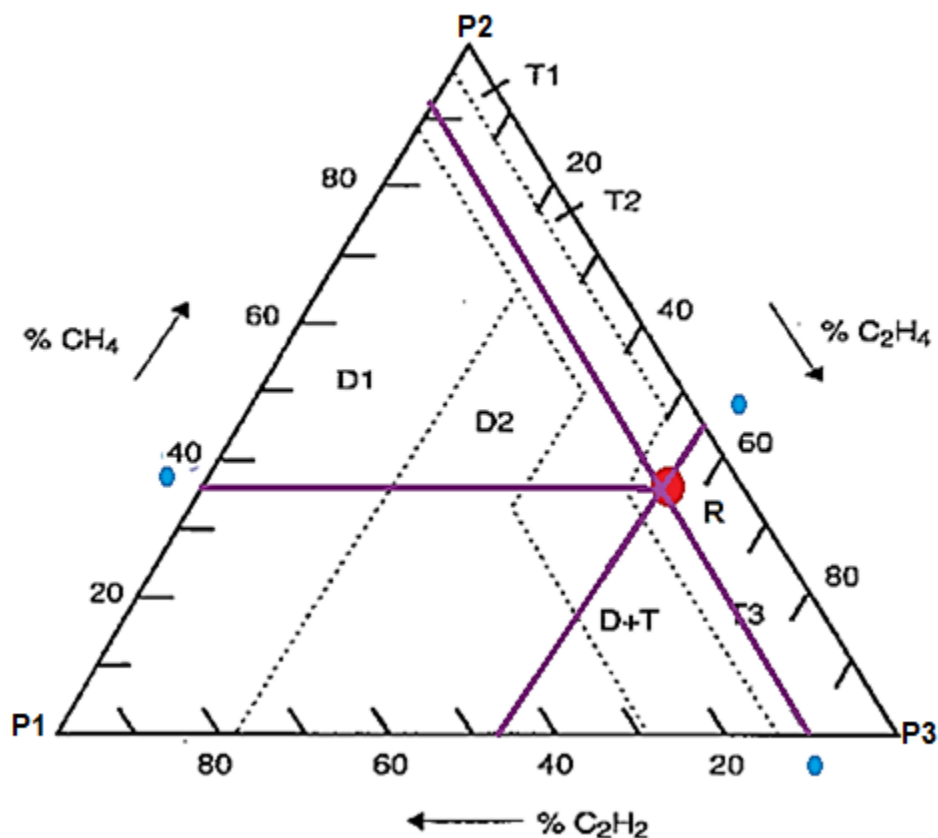


Fig.3.3 Construcción del triángulo de Duval.

En donde:

P1: porcentaje de metano.

P2: porcentaje de etileno.

P3: porcentaje de acetileno.

R: punto interior en el triángulo.

La descomposición térmica del aceite origina que se desarrolle un aumento de hidrógeno, etileno, y acetileno. A diferencia de la descomposición térmica en otros aislamientos sólidos que van produciendo cantidades de monóxido de carbono (CO), bióxido de carbono (CO₂), y vapor de agua a una temperatura menor de la que se origina en la descomposición del aceite (debido a que el papel comienza a degradarse a temperaturas más bajas que el aceite).

En la figura 3.4 también se puede observar una disminución de los gases como el metano y el acetileno, esto se debe a las descargas eléctricas de baja intensidad (descargas parciales, arcos de menor intensidad). También se da el caso del incremento de los gases de acetileno y etileno debido a la intensidad en el aumento de las descargas.

En el caso de las fallas de intensidad alta, como la intensidad de descargas eléctricas, que da lugar a la formación de arcos o descargas continuas que producen temperaturas de 700 °C a 1800 °C, el acetileno se vuelve más prominente. El volumen del gas y la distribución se producen en un cierto período de tiempo debido a la falla. Cuando se detecta la presencia de cualquier gas se debe de considerar si la falla que lo ocasiona se encuentra activa en el transformador.

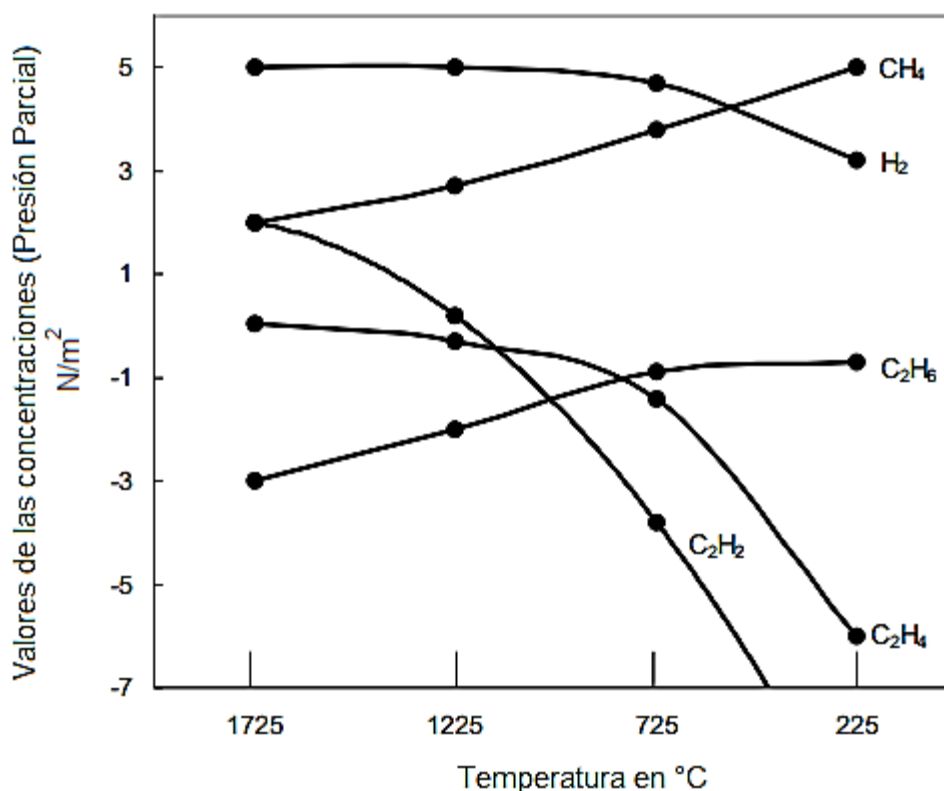


Figura 3.4 Equilibrio térmico de las presiones parciales [15].

Los valores mayores que 2.8 L (0.1 pies³) de gas al día pueden indicar que la unidad tiene una falla interna activa. Para el cálculo de los valores de los gases se deben tomar las sumas de todas las concentraciones de los gases (menos el CO₂, O₂ y N₂). En la tabla 3.1 se muestran las condiciones y los procesos a tomar para los valores obtenidos en esta técnica.

$$R = \frac{(S_T - S_O) \times V \times 10^{-6}}{T} \dots \quad (3.4)$$

Donde:

R: tasa (l/d)

S_T: segunda muestra (μ/l).

S_O: primera muestra (μ/l).

V: volumen del aceite del depósito (l)

T: tiempo (d).



3.4 RELACIONES DE DORNENBURG

El método de Dornenburg sugiere la existencia de tres tipos de fallas (Descomposición térmica, Descomposición térmica de baja intensidad y Arqueo), utiliza la concentración de los gases: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_6 Y C_2H_4 . El método es basado en la teoría de que el aceite dieléctrico del transformador al degradarse produce niveles de los gases ya mencionados.

Para poder dar un diagnóstico acerca de la falla este método utiliza las concentraciones de cada uno de los gases haciendo una relación de la siguiente manera: CH_4/H_2 , C_2H_2/CH_4 , C_2H_2/C_2H_6 , C_2H_2/C_2H_4 cada una de las relaciones se dan en ppm. La figura 3.5 muestra los gases principales y sus concentraciones. Este método al efectuar las relaciones mencionadas y solo con tener una de estas, se podía llegar a diagnosticar una avería en el transformador, esto dependía de la experiencia de cada uno de los investigadores.

Las teorías del diagnóstico de este método se basan en los principios de degradación térmica, como la descomposición térmica del aislante de la celulosa impregnado de aceite el cual produce óxidos de carbono y algunas partículas de hidrógeno. También la degradación del aceite, provoca mezclas de hidrocarburos diferentes.

Estas teorías utilizan una variedad de proporciones de ciertos gases claves, que son los indicadores de la falla. Las relaciones se dan de la siguiente forma:

- Relación 1 (R1)= CH_4/H_2
- Relación 2 (R2)= C_2H_2/CH_4
- Relación 3 (R3)= C_2H_2/C_2H_4
- Relación 4 (R4)= C_2H_6/C_2H_2

Para diagnosticar la falla el valor de los gases no deben superar la concentración L1 a determinar, si realmente se tiene una falla en el transformador y luego si hay suficiente generación de cada gas para la relación del análisis que se aplicará. En la tabla 3.5 se muestra los gases principales y su concentración L1.

El procedimiento para el diagnóstico de fallas con este método es el siguiente:

- **Paso 1:** Al tener ya la muestra del aceite, este se separa por la cromatografía de gases y es aquí en donde se obtiene cada una de las extracciones de los gases ya mencionados.
- **Paso 2:** Si al menos una de las concentraciones de gas en (ppm) para H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 excede los valores mostrados en la tabla 3.5 y otros de los tres gases supera los valores límites, se considera una avería en el transformador y se procede al paso número 3.

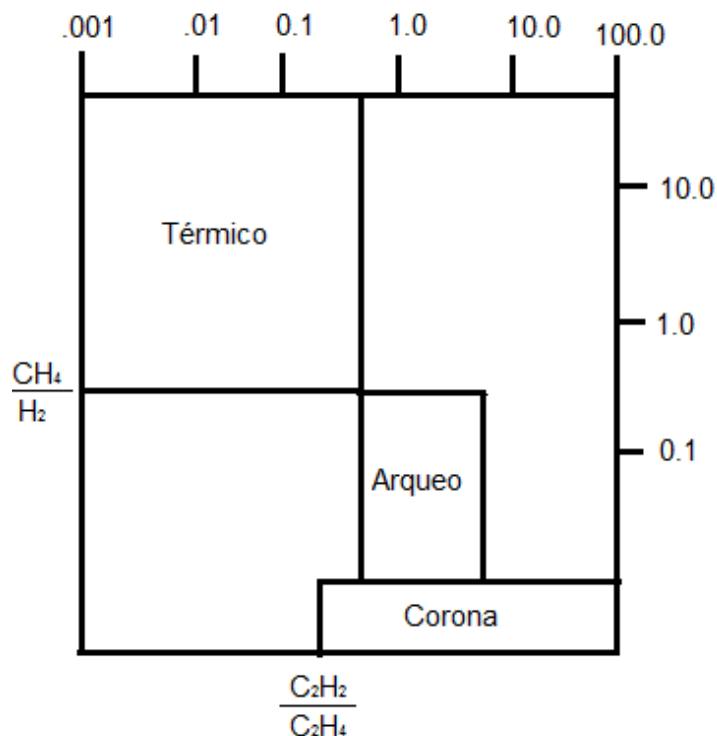


Figura 3.5 Método Dornenburg.

Tabla 3.5 Límites de concentración de gases disueltos [15].

Gas clave	Concentración L1(ppm)
Hidrógeno (H ₂)	100
Metano (CH ₄)	120
Monóxido de carbono (CO)	350
Acetileno (C ₂ H ₂)	1
Etileno (C ₂ H ₄)	50
Etano (C ₂ H ₆)	65

- **Paso 3:** Si al menos uno de los gases en cada relación (R1, R2, R3 y R4), excede el límite L1, el procedimiento de relación es válida. De lo contrario, las relaciones no son significativas y la unidad se debe volver a muestrear e investigar por procedimientos alternativos.
- **Paso 4:** Suponiendo que el análisis de la relación es válida, cada Relación se compara con los valores obtenidos en la tabla 3.6
- **Paso 5:** Si todas las relaciones posteriores dan un tipo específico de falla dentro de los valores indicados en la tabla 3.6, el diagnóstico sugerido es válido.



Tabla 3.6 Diagnóstico de fallas por el método de Dornenburg [15].

Diagnóstico de fallas sugerido	Relación 1 (R1) CH_4/H_2		Relación(R2) $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$		Relación 3 (R3) $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$		Relación 4 (R4) $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$	
	Aceite	Espacio del gas	Aceite	Espacio del gas	Aceite	Espacio del gas	Aceite	Espacio del gas
Descomposición térmica	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Descargas parciales (baja intensidad)	<0.1	<0.01	No significativo		<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Arqueo (alta intensidad)	>0.1 a <1.0	>0.01 a <0.1	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2

Para poder entender esta técnica, es necesario conocer el método de los gases claves. Aunque es un método particular, el uso de este es necesario en cada técnica para poder conocer en que límites los gases encontrados en la muestra de aceite del transformador han superado los niveles estándares para cada uno de los gases. La tabla 3.7 se hace mención a cada uno de estos gases.

Estos gases ayudan a identificar de una manera más práctica si el transformador está sufriendo alguna avería, por alguna causa externa o interna que pueda presentar una dependencia en la temperatura del aceite que pueda provocar su descomposición. Es importante tener en cuenta que estos gases no son los únicos generados en el aceite dieléctrico, o en sí las fallas, son más bien como su nombre lo indica gases claves, aquellos con los cuales se parte para poder dar una solución. En la figura 3.6 se muestran las proporciones relativas de los gases claves.

El método de los gases claves se basa en la generación de los gases más comunes que se encuentran en el aceite dieléctrico del transformador. El diagnóstico se basa en la suma de cada uno de los gases encontrados en la muestra y se saca un total de estos.

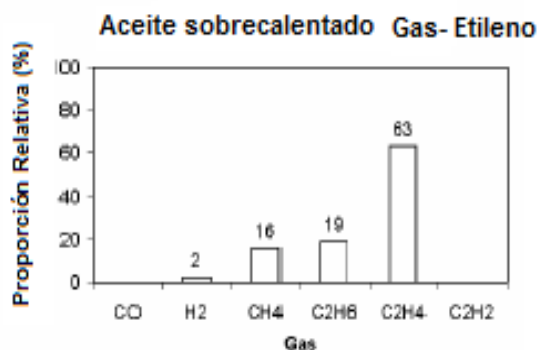
3.5 MÉTODO DE ROGERS

El método de Dornenburg es similar al método de Rogers, puesto que utiliza la extracción de cada gas generado en el aceite y se hace la relación de estos gases. Se basa solo en tres relaciones las cuales son: $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$. Los pasos para determinar la falla y dar un diagnóstico son similares que en el método de Dornenburg. Los tipos de fallas se basan en la degradación térmica. En la tabla 3.8 se asignan los valores para las tres relaciones de gases.

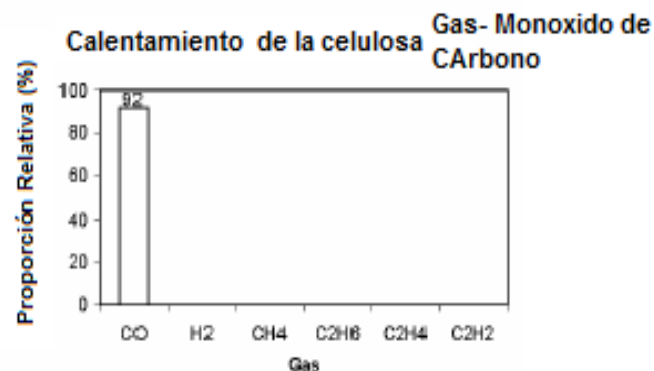
Tabla 3.7 Gases claves

GASES DETECTADOS	INTERPRETACIONES
N₂ más 5%o menos de O₂	Operación normal del transformador
N₂ más de 5% de O₂	Revisar hermeticidad de un transformador sellado.
N₂, CO₂, CO o todos	Sobrecarga del transformador, lo que produce descomposición de la celulosa. (Se debe verificar si existen compuestos furánicos).
N₂ e H₂	Descargas parciales, electrolisis del agua u oxidación.
N₂, H₂, CO₂ y CO	Descargas parciales, las cuales ocasionan daño a la celulosa o una sobrecarga severa al transformador. (Se debe verificar si existen compuestos furánicos).
N₂, H₂, CH₄ con pequeñas cantidades de C₂H₆ y C₂H₄	Chispas u otras fallas menores que causan ciertas descomposiciones de la celulosa
N₂, H₂, CH₄ con CO₂ y pequeñas cantidades de los otros hidrocarburos.	Arcos de alta energía que causan rápido deterioro del aceite. (Se debe verificar si existen compuestos furánicos).
N₂, con gran cantidad de H₂, y otros hidrocarburos incluyendo C₂H₂.	Arcos de alta energía que causan rápido deterioro del aceite.
N₂, con gran cantidad de H₂, CH₄, gran cantidad de C₂H₄, y algo de C₂H₂.	Arcos a altas temperaturas del aceite, en un área confinada.
N₂, con gran cantidad de H₂, CH₄, gran cantidad de C₂H₄, C₂H₂, CO y algo de CO₂.	Arcos a altas temperaturas del aceite, en un área confinada en combinación con la celulosa. (Se debe verificar si existen compuestos furánicos).

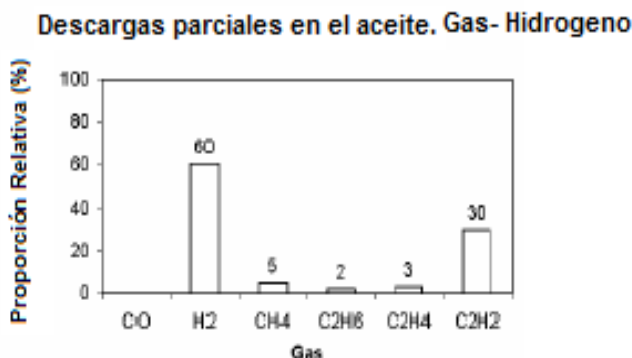
1. Descomposición térmica del aceite, incluye etileno y metano, con unas pequeñas cantidades de hidrogeno y etano. Las huellas de acetileno se pueden formar si el fallo es grave o este implica contactos eléctricos.



Grandes cantidades de dióxido de carbono y monóxido de carbono los cuales se desarrollan a partir de los gases como el metano y el etileno. Estos se forman si la falla implica una estructura impregnada en el aceite.



3. Descarga parcial electrica de bajo intensidad, producen hidrógeno y metanol; con pequeñas cantidades de etano y etileno.



4. Formación de arcos en aceite: Presenta grandes cantidades del hidrogeno y acetileno.

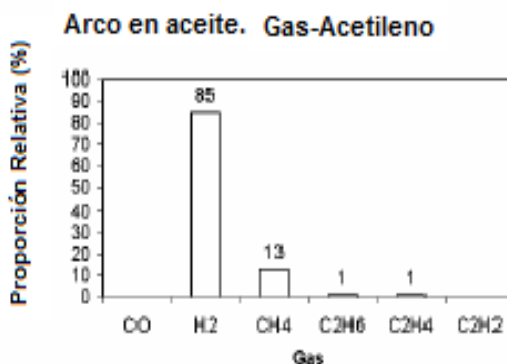


Figura 3.6 Proporciones relativas de los gases [15].



Tabla 3.8 Relaciones de Rogers.

Relación de fórmulas	Intervalo	Código
$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	<0.1	0
	>0.1 <1.0	1
	>1.0 <3.0	1
	>3.0	2
$\frac{CH_4}{H_2}$	<0.1	1
	>0.1 <1.0	0
	>1.0 <3.0	2
	>3.0	2
$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	<0.1	0
	>0.1 <1.0	0
	>1.0 <3.0	1
	>3.0	2

En la tabla 3.9 se muestra los diferentes diagnósticos del método de Rogers.

Tabla 3.9 Diagnósticos de Rogers.

Caso	Diagnóstico de la falla	Código		
0	CN	0	0	0
1	DPBE	1	1	0
2	DPAE	1	1	0
3	DBE,C,A	1-2	0	1-2
4	DAEA	1	0	2
5	FT < 150 °C	0	0	1
6	FT 150 °C – 300 °C	0	2	0
7	FT 300 °C – 700 °C	0	2	1
8	FT > 700 °C	0	2	2

Caso 0. CN (condiciones normales): el transformador está trabajando de manera correcta.

Caso 1. DPBE (descarga parcial de baja energía): Son las descargas eléctricas en burbujas, estas son ocasionadas por inclusión en los aislamientos, también puede ser causadas por un alto contenido de humedad en el aceite dieléctrico.

Caso 2. DPAE (descargas parciales de alta energía): Estas son causadas por perforaciones en el aislamiento solido.

Caso 3. DBE, C, A (descargas de baja energía, chispeo y arco): Es ocasionada por un chispeo continuo entre el aceite y las conexiones de diferente potencial.

Caso 4. DAEA (descargas de alta energía, Arco): Es causada por descargas constantes, lo cual provoca una ruptura en el aceite por arqueo entre devanados.

Caso 5. FT<150° (Falla térmica): Es ocasionada por un sobrecalentamiento del conductor aislado.



Caso 6, 7 y 8. FT entre 150 °C a 700 °C (Falla térmica): Es ocasionado por un sobrecalentamiento localizado en el núcleo, debido a concentraciones de flujo. Ocasiona el sobrecalentamiento del cobre debido a las corrientes circulantes, falsas uniones.

Ya que se conoce cada una de las valores de las relaciones, estos se localizan en la tabla 3.9, a su vez estos valores generan un código el cual lleva un caso en particular y así se puede saber que falla está presentando el transformador.

CAPÍTULO 4

MÉTODOLOGÍA PARA LA PREDICCIÓN DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES



Este capítulo se centra en la realización de la técnica de cromatografía de gases aplicada en el mantenimiento predictivo de los transformadores de potencia. Mediante los límites permitidos se sabrá qué tipo de diagnóstico y método emplear para poder reparar alguna avería no encontrada con anterioridad y así alargar la vida del transformador.

Se afronta la importancia para implementar la técnica de cromatografía de gases como un estudio no opcional en las industrias así como las ventajas al aplicar este análisis a tiempo y de una forma adecuada.

4.1 PASOS PARA REALIZAR EL ESTUDIO DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN EL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES.

La técnica de cromatografía de gases es parte esencial en el mantenimiento predictivo de transformadores de potencia, y no solo de estos, sino de los transformadores en general, así como las partes que conforman un sistema eléctrico. Ya que con esta técnica es posible detectar una cantidad de fallas incipientes, tales como:

- 1) Arqueo
- 2) Descargas parciales
- 3) Efecto corona
- 4) Falla eléctrica
- 5) Falla parcial
- 6) Falla térmica
- 7) Sobrecargas

Los pasos que se deben seguir para realizar esta prueba se mencionan a continuación.

1.- Extracción de la muestra.

2.- **Obtención de la muestra**, este es uno de los pasos más importantes ya que de este depende la confiabilidad de los resultados de la prueba. La norma NMX-J-308-ANCE-2004 indica el procedimiento, para que la obtención de la muestra no presente ninguna anomalía.

3.- **Extracción de los gases**, es en este paso donde se empieza con el análisis cromatográfico, el cual consiste en la extracción de los gases que se encuentran en una cantidad de líquido aislante. La norma NMX-J-308-ANCE-2004 nos menciona los puntos necesarios para la extracción de los gases disueltos.

- Primero se debe calcular la relación de colección volumétrica (R_{cv}), la fórmula es (este cálculo se utilizara después para hacer una corrección al volumen del gas extraído):

$$R_{cv} = \frac{V_c}{V_t - V_o} \dots \quad (4.1)$$

Donde:

V_c : Volumen del espacio colector.

V_t : Volumen total del equipo de extracción.



V_o : Volumen de la muestra del aceite.

- Se debe someter al sistema del matraz colector y matraz de desgasificación a vacío, con una presión absoluta de 130 [mPa] o menor.
- Se Conecta la jeringa con la muestra en la válvula de tres vías del matraz de desgasificación mediante una manguera de material inerte.
- Se debe expulsar el aire contenido en la conexión, haciendo salir una pequeña cantidad de la muestra por la manguera y la válvula de enjugar. Si llegara a existir una burbuja dentro de la muestra se debe evitar que esta se drene durante el enjuague.
- Se Cierran las válvulas hacía la dirección de las bombas de vacío y permitir el paso del aceite hacia el matraz de desgasificación, esto se hace abriendo lentamente la válvula de tres vías.
- Se acciona el agitador magnético por un tiempo aproximado de 10 minutos.
- Se cierra la válvula de paso del matraz colector y permitir que el mercurio fluya dentro del matraz colector.
- Se Abre la válvula de la columna de referencia y por medio de un bombeo manual se debe igualar el nivel del mercurio en la columna de referencia con el nivel de la bureta colectora.
- Se mide el volumen del gas extraído en la bureta y se corrige por la eficiencia de colección (ecuación 4.0).
- Se determina el volumen de aceite en el matraz de desgasificación y se registra el contenido de gas como el porcentaje del aceite en volumen.

4.- Análisis cromatográfico, es en este paso en donde se realiza la inyección de la muestra que se va a analizar, teniendo en cuenta que se determinará el patrón de tiempo de retención para los componentes de la muestra, y también se establecerán las condiciones de operación y tamaño. Es por eso que el cromatógrafo debe de prepararse para ciertas condiciones de operación que sean capaces de separar los gases indicados.

5.- Cálculo de los resultados, como ya se mencionó en un estudio de cromatografía de gases se analizan gases como son: Hidrogeno (H_2), Oxígeno (O_2), Nitrógeno (N_2), Metano (CH_4), Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO_2), Etileno (C_2H_6), Etano (C_2H_4). La concentración de los gases disueltos en el aceite dieléctrico se expresan en partes por millón (ppm) volumen/volumen de aceite, a una temperatura de 23°C. Además de la concentración de cada gas, se calcula también la concentración total de los gases disueltos (TDGC).

$$TDGC = H_2 + CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4 + C_2H_6 + CO \dots \quad (4.2)$$



6.- **Interpretación de falla y el diagnóstico**, es aquí en donde se intenta determinar si existe alguna avería dentro del transformador. Es importante que la interpretación de los resultados arrojados por la prueba de cromatografía de gases sea correcta, ya que esto permitirá corregir a tiempo las fallas que lleguen a presentarse.

El personal encargado del diagnóstico debe:

- Realizar un historial del análisis de los gases disueltos.
- Hacer una guía rápida para el diagnóstico.
- Aplicar un método de interpretación.
- Realizar un informe.

A continuación se describen las acciones anteriormente mencionadas:

Historial de los gases disueltos: Es probable no encontrar un historial de las pruebas que se han ido realizando en el transformador, es por eso que se recomienda realizar formatos en los cuales se pueda hacer un registro de los resultados en la prueba de cromatografía de gases. Esto ayudará a poder aplicar las acciones necesarias, para el diagnóstico del transformador. Si en dado caso el transformador no se sometiera a algún análisis extra, y se pospusiera una nueva fecha para la toma de otra muestra de aceite dieléctrico del transformador, este formato ayudará a saber el estado del transformador desde la última revisión.

Guía rápida para el diagnóstico: es un paso en el cual se puede dar un diagnóstico preliminar, tomando en cuenta las concentraciones de los gases claves, como Hidrógeno, Etileno y Acetileno. Si es que los niveles llegaran a superar los límites establecidos, se procede a realizar un análisis extra. Si es que no se llegara a presentar alguna anomalía en los rangos permitidos, no es necesario hacer un estudio más, ya que el transformador está operando de forma correcta.

El procedimiento si se llegara a encontrar alguna anomalía en los rangos de los gases claves, se debe de revisar las cantidades de Monóxido de Carbono y Dióxido de Carbono, estos gases se toman en cuenta ya que podría haber una participación de la celulosa, lo cual ayudaría a encontrar el lugar donde se está ocasionando la falla.

Método de interpretación: esto aplica cuando se encuentran anomalías en los rangos de los gases claves, se aplican los métodos que puedan ayudar a detectar la posible falla en el transformador. Estos métodos pueden variar dependiendo los gases encontrados, o lo que se solicite por la empresa.

Informe, después de haber realizado los pasos anteriores, el laboratorio deberá entregar un informe en donde explique los niveles de concentración de los gases disueltos, y el diagnóstico parcial, así como una recomendación sobre el tiempo que debe pasar para poder realizar otra prueba al transformador.



4.2 PRIMER CASO A ANALIZAR POR LA TÉCNICA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES A UN TRANSFORMADOR CON CAPACIDAD DE 1000 KVA.

Ya que se han realizado los pasos desde la extracción de la muestra, hasta el resultado arrojado por el cromatógrafo, se comparan los valores de cada uno de los gases encontrados en el aceite dieléctrico, y estos se comparan con los límites establecidos en la norma IEEE.C57.104-2008 *"Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers; Guía para la Interpretación de Gases Generados en el Aceite Inmerso en Transformadores"*. Esto es necesario para poder saber cuál de las técnicas es la más recomendable al dar un diagnóstico adecuado ante una posible avería en el transformador.

El caso que se presenta a continuación, se analizó con la técnica de cromatografía de gases. En la tabla número 4.1 se muestra la ficha técnica del transformador el cual será sometido a esta prueba. El transformador no cuenta con placa de datos y muestra altas cantidades en las concentraciones de gases.

Tabla 4.1 Ficha técnica del transformador eléctrico.

Número de serie	533851721
Fecha de la prueba	2015/01/22
Capacidad de carga máxima	1000 KVA
Tensión eléctrica	22900-440 VOLTS
Capacidad de aceite	1320 LITROS
Temperatura ambiente	24 °C

Realizado el proceso de extracción de la muestra de aceite dieléctrico del transformador, es llevado al laboratorio, ya que este no cuenta con un equipo de cromatógrafo en línea, para comenzar el análisis por la técnica de cromatografía de gases. Los resultados arrojados por el cromatógrafo se muestran en la tabla 4.2

Los valores de la muestra adquiridos de la cromatografía se empiezan a comparar con la tabla 4.3, en donde se muestran las concentraciones de los gases combustibles y los valores de los límites permitidos, esta se utilizara para determinar la condición en la que está operando el transformador.

Tabla 4.2 Resultados obtenidos en la prueba de AGD.

Gas	Abreviación	Concentración (ppm)
Hidrógeno	H ₂	0.00 (No aplica)
Monóxido de Carbono	CO	7.08
Bióxido de Carbono	CO ₂	185.00
Etileno	C ₂ H ₄	0.00
Etano	C ₂ H ₆	0.35
Metano	CH ₄	1.07
Acetileno	C ₂ H ₂	0.00 (No aplica)
-----		-----
TDGC		8.50
Total de gases disueltos		54624.33



En la tabla 4.4 se muestran las comparaciones realizadas, con los valores obtenidos de la muestra a analizar tabla 4.2 y los valores de la tabla 4.3:

Tabla 4.3 Concentraciones de gases disueltos.

Condi ción	Límites de concentraciones de gases disueltos clave [ppm]							TDGC
	(H ₂)	(CH ₄)	(C ₂ H ₂)	(C ₂ H ₄)	(C ₂ H ₆)	(CO)	(CO ₂)	
1	100	120	1	50	65	350	2500	720
2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-920
3	701 - 1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Tabla 4.4 comparación de los resultados obtenidos.

Gas	Abreviación	Concentración (ppm)	Condición
Hidrógeno	H ₂	0.00	1
Bióxido de Carbono	CO ₂	185.00	1
Monóxido de Carbono	CO	7.08	1
Etileno	C ₂ H ₄	0.00	1
Etano	C ₂ H ₆	0.35	1
Metano	CH ₄	1.07	1
Acetileno	C ₂ H ₂	0.00	1
GCDT		8.50	1

Los colores indican las condiciones de los gases:
*Color blanco: Condiciones normales.
*Color Amarillo: Precaución.
*Color Rojo: Advertencia.

Tomando en cuenta las condiciones de la tabla 4.5, se tomarán las acciones necesarias para dar una solución a la posible falla del transformador. De acuerdo a los valores de la tabla 4.3, que están basados en la norma IEEE.C57.104-2008. Se puede concluir que las concentraciones de los gases: H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₆ no rebasan los valores permitidos a lo establecido, por lo que el límite GCDT que es de 8.50 el cual corresponde a la condición número 1. Lo que indica que se puede continuar con la operación normal. Se puede hacer un análisis extra de los gases.

Se inicia el análisis con el **triángulo de Duval**:

Recordando, este método ayuda a detectar si existen problemas con algunos de los gases de hidrocarburos como CH₄, C₂H₄ Y C₂H₂. Se empezarán los cálculos, tomando en cuenta los gases que se pueden obtener del triángulo de Duval. Como se muestra en la tabla 4.6.



Tabla 4.5. Acciones basadas en la TDCG.

	TDGC niveles (ppm)	R Ppm/día	muestreo de intervalos y procedimientos operativos para las tasas de generación de gas	
			Intervalos de muestreo	Procedimientos de operación.
Condición 4	>4630	>30	Diario	Considerar sacar de servicio al transformador. Comunicar al fabricante
		10 a 30	Diario	
		<10	Semanal	Precaución extrema de las maniobras. Analizar gases individuales. Plan de paro. Comunicar al fabricante.
Condición 3	1921 a 4630	>30	Semanal	Precaución extrema en las maniobras. Analizar gases individuales. Plan de paro. Comunicar al fabricante.
		10 a 30	Semanal	
		<10	Mensual	
Condición 2	721 a 1920	>30	Mensual	Precaución en las maniobras. Analizar gases individuales. Determinar dependencia de carga.
		10 a 30	Mensual	
		<10	Trimestral	
Condición 1	≤720	>30	Mensual	Precaución en las maniobras. Analizar gases individuales. Determinar dependencia de carga.
		10 a 30	Trimestral	
		<10	Anual	Continuar con la operación normal.

Tabla 4.6 Concentración de los gases por el método del triángulo de Duval.

Gas	Partes por millón (ppm)	Representación en el triángulo.
C_2H_2	0.0	Ã
C_2H_4	0.0	Y
CH_4	1.07	Z

De acuerdo a las ecuaciones descritas en el sub-capítulo 3.2 se tiene:

$$\%C_2H_2 = \frac{100X}{X + Y + Z} = \frac{100(0.0)}{0.0 + 0.0 + 1.07} \approx 0$$

$$\%C_2H_4 = \frac{100Y}{X + Y + Z} = \frac{100(0.0)}{0.0 + 0.0 + 1.07} \approx 0$$

$$\%CH_4 = \frac{100Y}{X + Y + Z} = \frac{100(1.07)}{0.0 + 0.0 + 1.07} \approx 100$$

Los resultados adquiridos por las concentraciones de los tres tipos de gases principales, sugieren un diagnostico por descargas parciales en los huecos lo que podría llevar a formar x-cera en el papel. El transformador sin embargo se encuentra en condiciones normales. La figura 4.2 muestra el triángulo de Duval ya con el diagnóstico realizado La falla se diagnostica en el polígono PD debido a que el valor de la concentración del gas CH_4 es cien, los valores de las concentraciones de los gases C_2H_2 Y C_2H_4 no se toman en cuenta debido a que su valor es cero.

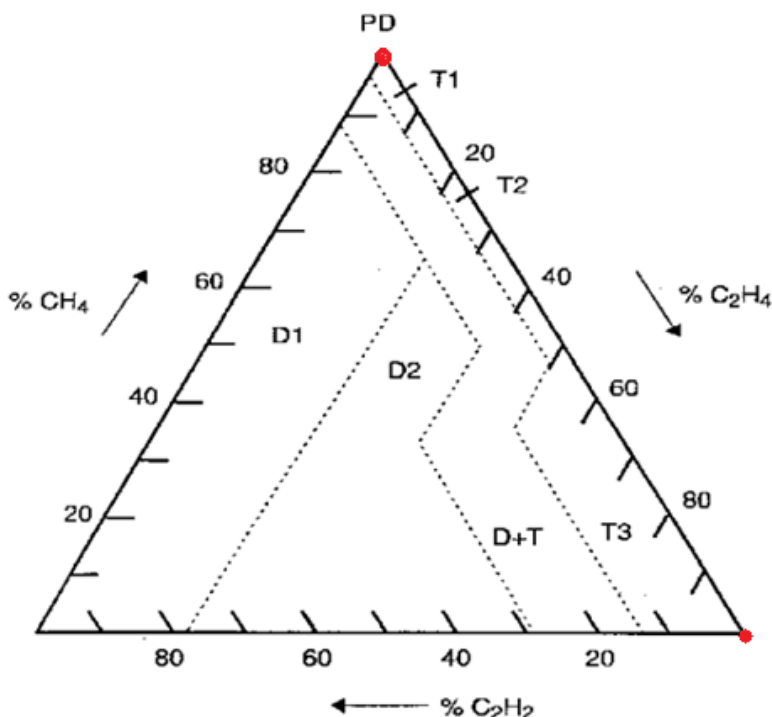


Figura 4.1 Triángulo de Duval con el diagnostico primer caso.

El siguiente análisis que se hace es por el **método Rogers**.

Recordando este método utiliza 3 relaciones C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6 , se basa en la degradación térmica.

Para comenzar este método se tiene que revisar la tabla 4.7. En donde se observan los intervalos para las relaciones de Rogers, así como el código de cada uno de los valores.

Los cálculos se inician de la siguiente manera:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{0.0}{0.0} \approx 0$$

$$\frac{CH_4}{H_2} = \frac{1.07}{0.0} \approx 0$$

$$\frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{0.0}{0.35} \approx 0$$



Tabla 4.7 Relaciones de Rogers.

Relación de formulas	Intervalo	Código
$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	<0.1	0
	>0.1 <1.0	1
	>1.0 <3.0	1
	>3.0	2
$\frac{CH_4}{H_2}$	<0.1	1
	>0.1 <1.0	0
	>1.0 <3.0	2
	>3.0	2
$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	<0.1	0
	>0.1 <1.0	0
	>1.0 <3.0	1
	>3.0	2

Los resultados encontrados, se comparan con los valores de la tabla 4.7, esto origina que se encuentre el código de la falla que está presentando el transformador. En la tabla 4.8 se muestran las relaciones y el código.

El código de falla es **000** en la tabla 4.9 se muestra el caso al que está relacionado y se obtiene el diagnóstico de la falla.

Se observa que se tiene un caso número 0, que corresponde el código de falla 000, lo que indica que el transformador se encuentra en condiciones normales.

Los valores de los dos métodos aplicados para diagnosticar una falla en el transformador coincidieron, es por esto que no se procedió a realizar otro tipo de análisis con algún otro método.

Tabla 4.8 Relación y Código de los valores encontrados.

Relación de formulas	Intervalo	Código
$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	<u><0.1</u>	<u>0</u>
	>0.1 <1.0	1
	>1.0 <3.0	1
	>3.0	2
$\frac{CH_4}{H_2}$	<0.1	1
	<u>>0.1</u> <u><1.0</u>	<u>0</u>
	>1.0 <3.0	2
	>3.0	2
$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	<u><0.1</u>	<u>0</u>
	>0.1 <1.0	0
	>1.0 <3.0	1
	>3.0	2



Tabla 4.9 Diagnósticos de Rogers.

Caso	Diagnóstico de la falla	Código		
0	CN	0	0	0
1	DPBE	1	1	0
2	DPAE	1	1	0
3	DBE,C,A	1-2	0	1-2
4	DAEA	1	0	2
5	FT<150° [C]	0	0	1
6	FT 150°-300°[C]	0	2	0
7	FT 300°-700°[C]	0	2	1
8	FT >700°[C]	0	2	2

El diagnostico arrojado en el método del triángulo de Duval es una descarga parcial, esto se obtiene debido a que la falla se encuentra en la zona del polígono PD el cual menciona que es en este lugar donde se localizan las fallas por descarga parcial; también se puede observar que la falla no es tan prominente, es una falla menor, es por esto que el transformador puede operar en condiciones normales. El diagnóstico realizado con el método de Rogers indica que el transformador se encuentra en condiciones normales, esto se obtiene del código correspondiente a los valores de cada relación adquiridos.

Se llega a la conclusión de que no es necesario interrumpir el servicio del transformador ya que este se encuentra en condiciones normales. Pero se recomienda revisar el papel del transformador para evitar alguna avería futura en el transformador. De igual forma se propone la recirculación del aceite dieléctrico del transformador para poder eliminar las impurezas de este.

4.3 SEGUNDO CASO A ANALIZAR POR LA TÉCNICA DE CROMATOGRAFÍA DE GASES A UN TRANSFORMADOR CON CAPACIDAD DE 20 MVA.

El siguiente caso a analizar muestra lo importante que es el análisis de cromatografía de gases para poder proteger al transformador de alguna falla futura, sin que sea necesario sacarlo de operación. En la tabla 4.10 se muestra la ficha técnica del transformador, este no cuenta con placa de datos y muestra altas cantidades en las concentraciones de gases.

Realizado el proceso de extracción, la muestra de aceite dieléctrico del transformador fue llevada al laboratorio. Es importante señalar que la prueba se analizó dos veces aunque ambos resultados fueron similares. Los resultados por el cromatógrafo se muestran en la tabla 4.11.



Tabla 4.10 Ficha técnica del transformador eléctrico.

Número de serie	59139
Fecha de la prueba	2011/07/04
Fabricante	ABB
Capacidad de carga máxima	20 MVA
Tipo de enfriamiento	OA (enfriamiento natural)
Tensión nominal baja	85kV
Cambiador de derivaciones	15kV
Capacidad de aceite	Tanque de Aceite compartido
Conexión	Δ - Y
Tensión actual en la línea	14kV
Carga actual	7.8MVA
Temperatura del aceite	46.5 °C

Tabla 4.11 Resultados obtenidos en la prueba de AGD.

Gas	Abreviación	Concentración (ppm)
Hidrógeno	H ₂	2361
Agua	H ₂ O	33
Dióxido de Carbono	CO ₂	3387
Monóxido de Carbono	CO	177
Etileno	C ₂ H ₄	5512
Etano	C ₂ H ₆	1210
Metano	CH ₄	2836
Acetileno	C ₂ H ₂	<0.5
-----		-----
GCDT		12096
%SR de aceite		24.1%

Los valores de la muestra se comparan con la tabla 4.3. En la tabla 4.12 se muestran las comparaciones realizadas con los valores obtenidos de la muestra a analizar tabla 4.11 y los valores de la tabla 4.3.

Tomando en cuenta las condiciones de la tabla 4.5, se tomaran las acciones necesarias para poder dar una solución a la posible falla del transformador. De acuerdo a lo establecido a la norma IEEE.C57.104 se puede concluir que las concentraciones de los gases H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₆ son superiores a lo establecido, por lo que el límite GDCT que es de 12096 el cual corresponde a la condición número 3. Lo que indica una degradación elevada del aceite. Lo que sugiere continuar con los análisis la cromatografía de gases de manera semanal y observar los incrementos súbitos de los gases de falla. También se recomienda hacer un análisis extra.



Tabla 4.12 Comparación de los resultados obtenidos.

Gas	Abreviación	Concentración (ppm)	Condición
Hidrógeno	H ₂	2361	4
Dióxido de Carbono	CO ₂	3387	3
Monóxido de Carbono	CO	177	1
Etileno	C ₂ H ₄	5512	4
Etano	C ₂ H ₆	1210	4
Metano	CH ₄	2836	4
Acetileno	C ₂ H ₂	<0.5	1
GCDT		12096	3
Los colores indican las condiciones de los gases: *Color blanco: Condiciones normales. *Color Amarillo: Precaución. *Color Rojo: Advertencia.			

Se comienza el análisis con el **triángulo de Duval**:

Tomando en cuenta los gases que se pueden obtener del triángulo de Duval se comienzan a realizar los cálculos. Los gases correspondientes se muestran en la tabla 4.13.

Tabla 4.13 Concentración de los gases por el método del triángulo de Duval.

Gas	Partes por millón (ppm)	Representación en el triángulo.
C ₂ H ₂	0.5	Ã
C ₂ H ₄	5512	Y
CH ₄	2836	Z

De acuerdo a las ecuaciones se tiene:

$$\%C_2H_2 = \frac{100(0.5)}{0.5 + 5512 + 2836} \approx 0$$

$$\%C_2H_4 = \frac{100(5512)}{0.5 + 5512 + 2836} \approx 66$$

$$\%CH_4 = \frac{100(2836)}{0.5 + 5512 + 2836} \approx 34$$

Los resultados adquiridos por las concentraciones de los tres tipos de gases principales, sugieren un diagnóstico por sobrecalentamiento en un nivel mayor a 700°C, por lo que pueden existir fuertes corrientes circulatorias entre el tanque y el núcleo o un cortocircuito en las conexiones magnéticas del núcleo. La figura 4.3 muestra el triángulo de Duval ya con el diagnóstico realizado. Se observan dos puntos en lo que son los dos polígonos al mismo tiempo en D1 y T3, La falla se diagnostica en el polígono T3 debido a que el valor de la concentración del gas C₂H₂ es cero, al momento de trazar la recta esta se interceptan en T3.

El siguiente análisis es por el **método de Rogers**.

Para comenzar este método se tiene que revisar la tabla 4.7. Los cálculos se inician de la siguiente manera:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{0.5}{2836} \approx 0$$

$$\frac{CH_4}{H_2} = \frac{2836}{2361} \approx 1.20$$

$$\frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{5512}{1210} \approx 4.55$$

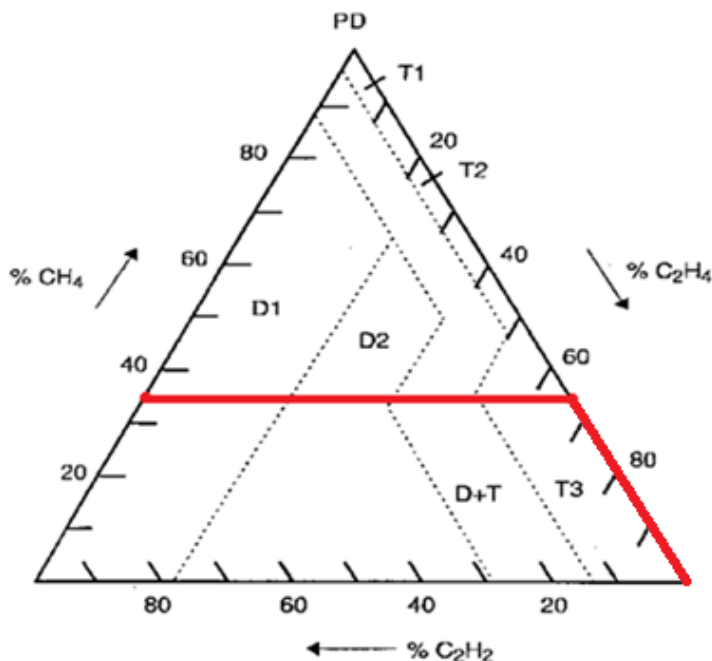


Figura 4.2 Triángulo de Duval con el diagnóstico segundo caso.

Los resultados encontrados, se comparan con los valores de la tabla 4.7, para encontrar el código de falla que está presentando el transformador. En la tabla 4.14 se muestran las relaciones y el código.

El código de falla es **022** en la tabla 4.15 se muestra el caso al que está relacionado y se obtiene el diagnóstico de la falla:



Tabla 4.14 Relación y Código de los valores encontrados.

Relación de formulas	Intervalo	Código
$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	<u><0.1</u>	<u>0</u>
	>0.1 <1.0	1
	>1.0 <3.0	1
	>3.0	2
$\frac{CH_4}{H_2}$	<0.1	1
	>0.1 <1.0	0
	<u>>1.0</u> <u><3.0</u>	<u>2</u>
	>3.0	2
$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	<0.1	0
	>0.1 <1.0	0
	>1.0 <3.0	1
	<u>>3.0</u>	<u>2</u>

Tabla 4.15 Diagnósticos de Rogers.

Caso	Diagnóstico de la falla	Código		
0	CN	0	0	0
1	DPBE	1	1	0
2	DPAE	1	1	0
3	DBE,C,A	1-2	0	1-2
4	DAEA	1	0	2
5	FT<150° [C]	0	0	1
6	FT 150°-300°[C]	0	2	0
7	FT 300°-700°[C]	0	2	1
8	FT >700°[C]	0	2	2

Se observa que se tiene un caso número 8, que corresponde el código de falla 022, lo que indica una falla térmica mayor a 700° [C], la cual es ocasionada por malas conexiones, o corrientes entre el tanque principal y el núcleo. Los valores de los dos métodos aplicados para diagnosticar una falla en el transformador coincidieron, es por esto que no se procedió a realizar otro tipo de análisis con algún otro método.

El diagnóstico arrojado en el método del triángulo de Duval y el de Rogers indica una falla térmica mayor a 700 °C. Se llega a la conclusión de que es necesario sacar de operación al transformador debido a que el núcleo está trabajando de una manera forzada, lo cual provoca el sobrecalentamiento. Esto es ocasionado por malas conexiones o corrientes entre el núcleo y el tanque.

4.4 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PREDICCIÓN DE FALLAS

A continuación en la figura 4.4 se muestran los pasos a seguir para poder realizar la técnica de cromatografía de gases y así brindar una solución ante una falla.

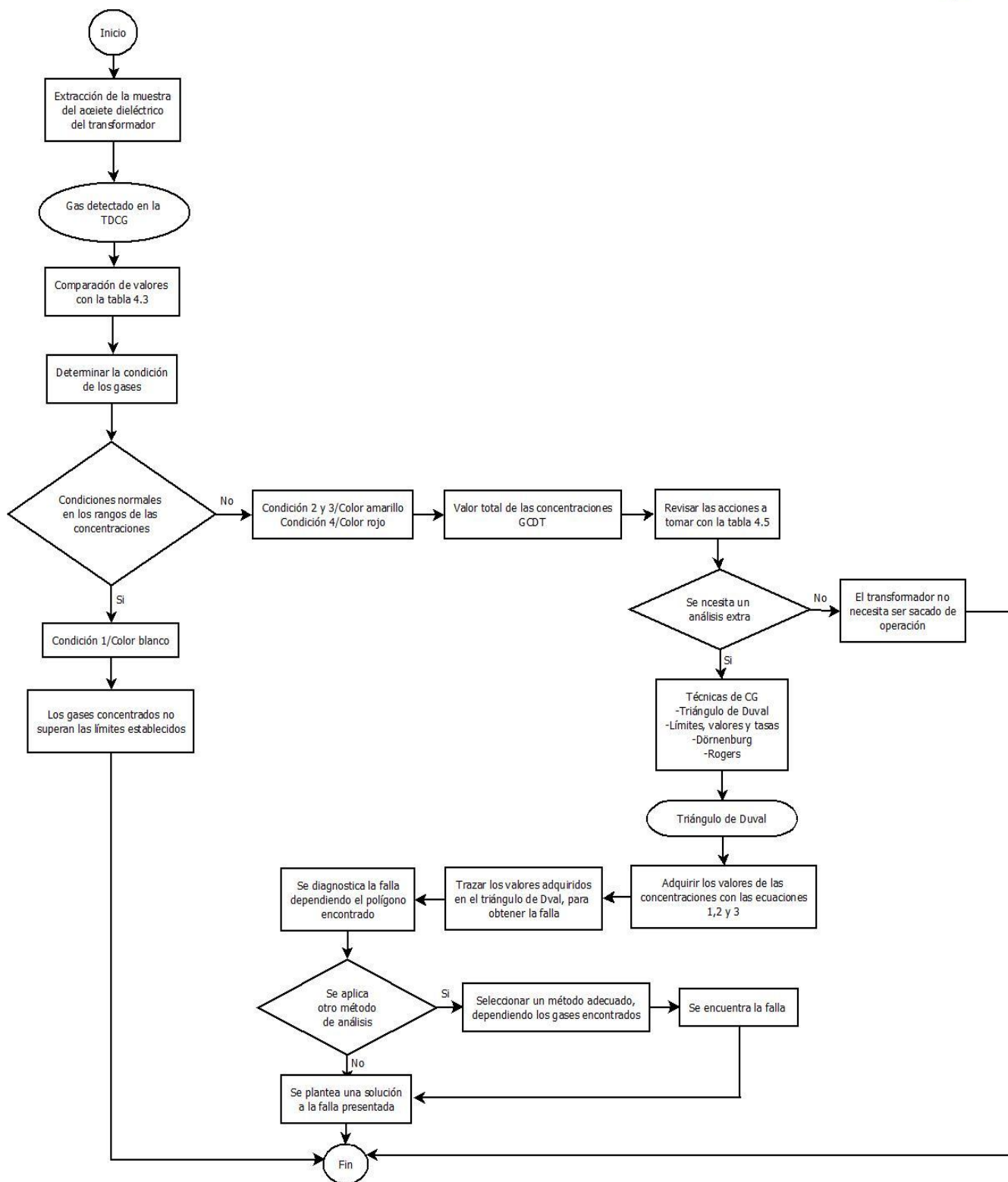


Figura 4.3 Diagrama de flujo para la predicción de fallas.



4.5 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y BENEFICIOS DE LA CROMATOGRAFÍA DE GASES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Cromatografía de gases

Problemática y objetivo del proyecto.

Objetivo de la cromatografía	Diagnosticar a tiempo alguna falla incipiente que se esté generando en el Transformador.
Problemática Identificada	Desconocimiento del estado en el que se encuentra operando el transformador.

Indicadores de Rentabilidad de la Obra

Valor Presente Neto (VPN)	\$ 5,800.00
Tasa Interna de Retorno (TIR)	40%
Tasa de Rentabilidad Inmediata (TRI)	60%

4.5.1 Cotización de un transformador de potencia y un cromatógrafo de gases.

En la tabla 4.16 se muestra los diferentes precios de un transformador de potencia, se toma en cuenta la conexión que tiene y el tipo de material que se ocupa en el devanado. La importancia que se debe tener en el monitoreo de los transformadores de potencia en la industria eléctrica se ha empezado apoyar con el análisis del costo beneficio. Calcular el costo es relativamente sencillo. Tomando en cuenta la compra de los equipos, la instalación, los costos de mantenimiento y la formación que se le da a los empleados en la industria. Los beneficios sin embargo son los más difíciles de obtener ya que es en este proceso se deben considerar los eventos ya sea con un impacto positivo o negativo.

Los beneficios que se reconocen es la detección de fallas incipientes, este es el mayor ahorro que se puede alcanzar en los costos de reparación. Es por eso que se tienen que tomar en cuenta el monitoreo en los transformadores de potencia para evitar fallas que se pueden convertir en fallas principales o catastróficas y poder convertirlas para que puedan ser reparadas a un costo muy reducido durante un tiempo corto previsto.



4.16 Costos del transformador de Potencia.

Lado primario en Delta, Devanado en Aluminio			
kVA	Tensión	Precios (USD)	Precio (MXN)
750	480	\$83,067.60	\$1,411,800.32
1000	480	\$133,389.30	\$2,267,057.86
750	600	\$105,600.00	\$1,794,756.48
1000	600	\$169,572.70	\$2,882,023.69
750	208	\$39,047.80	\$663,684.60
1000	208	\$54,609.50	\$928,132.14
750	240	\$39,047.80	\$663,648.60
1000	240	\$39,047.80	\$663,648.60
Lado primario en Delta, Devanado en Cobre			
750	480	\$68,731.30	\$1,168,143.43
1000	480	\$132,908.60	\$2,258,887.98
750	208	\$39,047.80	\$663,648.60
1000	208	\$54,609.50	\$928,132.14
Primario con cambiador de tomas 120, Devanado en Aluminio			
750	480	\$107,822.00	\$1,832,521.15
1000	480	\$164,895.50	\$2,802,530.94

En la tabla 4.17 se muestra la cotización de un cromatógrafo de gases (Modelo 7890A de Agilent) , el cual se asemeja al utilizado en las pruebas que se analizaron en el capítulo 4.

Empresa: CONFIDENCIAL

Dirección: CONFIDENCIAL

Teléfono: CONFIDENCIAL

Atención: CONFIDENCIAL

México D. F. a 5 Noviembre-2000

S/Ref: S/N email 5/11/00

N/Ref: CONFIDENCIAL

Tabla 4.17 Cotización Cromatógrafo de Gases Modelo 7890A.

Part.	Cant.	Descripción	Precio Unitario	Precio Total
1	1	Cromatógrafo de Gases Modelo 7890A de Agilent para Analizador Características cromatógrafo Cromatógrafo de gases modelo 7890 ^a de Agilent Technologies, con control electrónico de la neumática, EPC (Patente Exclusiva de Agilent Technologies) quinta generación. Repetibilidad en el tiempo de retención mejor que el 0.008% ó mejor que 0.0008 minutos, repetibilidad del área menor al 1% RSD. Agilent 7890 ^a es un cromatógrafo de gases de última generación que ofrece un rendimiento superior en todas las aplicaciones. Esto es consecuencia, en gran parte, del uso de módulos de control electrónico de la neumática (EPC) y de un control de alto rendimiento de la temperatura del horno para cromatografía de	\$ 15,229.00	\$ 15,229.00



		gases. Cada unidad de EPC se ha optimizado para su uso previsto con una entrada y una opción del detector específicas. El control de la temperatura del horno para cromatografía de gases del sistema 7890^a permite crear rampas de temperatura rápidas y precisas. El rendimiento térmico general permite una cromatografía óptima, que incluye simetría de pico, repetibilidad del tiempo de retención y precisión en el índice de retención. La combinación de controles precisos de la neumática y la temperatura conduce a una reproducibilidad del tiempo de retención extremadamente precisa, que constituye la base de todas las mediciones cromatográficas. La tecnología de flujo capilar patentada por Agilent ofrece nuevas posibilidades en la cromatografía mediante conexiones capilares fiables, a prueba de fugas e integradas en el horno, que permiten llevar a cabo ciclos repetidos en el horno para cromatografía de gases a lo largo del tiempo. El cromatógrafo de gases 7890^a dispone de un firmware mejorado para aprovechar al máximo las posibilidades del flujo capilar y un software de sistema de datos optimizado para simplificar la configuración y la manipulación de la inversión del flujo. Estas nuevas herramientas facilitan el análisis de matrices complejas y sustancias desconocidas, a la vez que aumentan la productividad y la integridad de los datos en los análisis rutinarios mediante la técnica de heart-cutting bidimensional, división de flujo a varios detectores e inversión del flujo en la columna. El cromatógrafo de gases 7890^a dispone de funciones avanzadas integradas para controlar los recursos del sistema (contadores, registros electrónicos y diagnósticos). Los sistemas de cromatografía de gases de Agilent se caracterizan por su fiabilidad, su resistencia y su larga vida útil. Además, la garantía de uso de 10 años de Agilent asegura aún más un bajo coste de mantenimiento a lo largo de la vida del cromatógrafo de gases. Características del sistema • Admite simultáneamente: - Dos entradas - Tres detectores (el tercer detector como detector de conductividad térmica [TCD]) - Cuatro señales de detector • Sistema electrónico de última generación en los detectores y ruta de datos digitales de rango completo que permiten que se cuantifiquen los picos durante todo el rango de concentración del detector (107 para el detector por ionización de Flama [FID]) en un único análisis. • Dispone de un EPC total para todas las entradas y los detectores. Rango de control y resolución optimizados para la entrada o el módulo de detector específicos.		
--	--	--	--	--

	• Pueden instalarse hasta seis módulos de EPC, que controlan hasta 16 canales de EPC. • La precisión en la programación de un valor y el control de la presión hasta 0,001 psi (0,007 kPa) ofrece una mayor precisión en la congelación del tiempo de retención en las aplicaciones a baja presión. • El EPC con columnas capilares ofrece cuatro modos de control del flujo de la columna: presión constante, presión en rampa (3 rampas), flujo constante o flujo en rampa (3 rampas). Se calcula la velocidad lineal media de la columna. • La presión atmosférica y la compensación de la temperatura se mantienen en valores estándar, por lo que los resultados no varían, aunque cambien las condiciones del laboratorio. • Puede añadirse un sistema de baja masa térmica (LTM) para lograr tiempos de ciclo más rápidos mediante un calentamiento y una refrigeración rápidos del módulo de columna capilar LTM. • La interfaz de red permite el control en tiempo real del cromatógrafo de gases cuando está conectado con el software Lab Monitor & Diagnostic, incluso cuando también esté conectado al sistema de datos. • Para acceder a los modos de mantenimiento y reparación, basta con pulsar una tecla del teclado. • Pruebas de fugas pre-programadas. • El muestreo automático de líquidos está totalmente integrado en el control del ordenador central. • El control de los valores programados y de la automatización puede llevarse a cabo desde el teclado del ordenador local o a través de un sistema de datos en red. La programación del tiempo se puede iniciar desde etc.) para una fecha y hora futuras. • Para cada análisis se crea una entrada de registro que indica la desviación con respecto al tiempo de ejecución, con el objetivo de garantizar que se cumplan y mantengan todos los parámetros del método. • Existe una gama completa de muestras de gas tradicionales y válvulas de conmutación de columnas. • 550 eventos planificados. • Visualización de todos los valores programados para el cromatógrafo de gases y el muestreador automático de líquidos (ALS) en el cromatógrafo de gases o en el sistema de datos. • Ayuda en línea adaptada al contexto. Horno de columna • Dimensiones: 28 × 31 × 16 cm. Tiene capacidad para dos columnas capilares de 105 m × 0,530 mm de diámetro interior, dos columnas empacadas de vidrio de 3 m (diámetro de la bobina de 9" [22,9 cm], diámetro exterior de ¼" [6,35 mm]) o dos columnas empacadas de acero inoxidable de 6 m (diámetro exterior de 1/8" [3,17 mm]). • Intervalo de temperatura de funcionamiento adecuado para todas las columnas y las separaciones cromatográficas. Temperatura ambiente: +4 °C a 450		
--	---	--	--



		°C. - Con refrigeración criogénica con LN2: -80 a 450 °C. - Con refrigeración criogénica con CO2: -40 a 450 °C. • Resolución del valor programado de la temperatura: 0,1 °C. • Admite 20 rampas de temperatura en el horno con 21 máximos. Se permiten también las rampas negativas. • Velocidad máxima de la rampa de temperatura: 120 °C/min (en las unidades de 120 V el valor máximo es de 75 °C/min: véase el cuadro 1). • Tiempo de funcionamiento máximo: 999,99 min (16,7 h). • Tiempo de enfriamiento del horno (temperatura ambiente de 22 °C): 450 a 50 °C en 4 min (3,5 min con el accesorio de inserción para el horno). • Influencia de la temperatura ambiente en la temperatura del horno: < 0,01 °C por 1 °C. Control electrónico de Presión (EPC) • La compensación de los cambios en la presión barométrica y en la temperatura ambiente es estándar. • Pueden ajustarse valores programados para la presión en incrementos de 0,001 psi (0,007 kPa), con un control típico de $\pm 0,001$ para el intervalo de 0 a 99,999 psi (689,469 kPa); y de 0,01 psi (0,07 kPa) para el intervalo de 100 psi (689,47 kPa) a 150 psi (1.034 kPa). • Como unidad de presión, el usuario puede seleccionar psi, kPa o bar. • Rampas de presión/flujo: tres como máximo. • Se puede seleccionar como gas portador y auxiliar He, H2, N2 y argón/metano. • Pueden programarse valores de flujo o presión para los parámetros de cada entrada o detector en Agilent 7890^a y Agilent ChemStations. • Se dispone de modo de flujo constante cuando se introducen las dimensiones de la columna capilar en el 7890^a. • Las entradas con división/sin división, multimodo y de vaporizador con temperatura programable (PTV) disponen de sensores del flujo para controlar la proporción de división. • Sensores de presión módulos de entrada: precisión < $\pm 2\%$ en valores máximos; repetibilidad < $\pm 0,05$ psi (0,35 kPa); coeficiente de temperatura < $\pm 0,01$ psi/°C (0,07 kPa/°C); desajuste < $\pm 0,1$ psi/6 meses (0,7 kPa/6 meses). • Sensores de flujo: precisión < $\pm 5\%$ dependiendo del gas portador; repetibilidad < $\pm 0,35\%$ del valor programado; coeficiente de temperatura < $\pm 0,20$ ml/min (CNPT)* por °C para o H2; < $\pm 0,05$ ml/min (CNPT) por °C para N2 o Ar/CH4. • Módulos de detector: precisión < ± 3 ml/min (CNPT) o 7% del valor programado; repetibilidad < $\pm 0,35\%$ del valor programado. * CNPT = 25 °C y 1 atmósfera. Inyectores		
--	--	--	--	--



	• Dos inyectores instalados como máximo • EPC compensado en función de las variaciones de presión atmosférica y temperatura • Inyectores disponibles: - Puerto de inyección empacado purga (PPIP) - Entrada capilar con división/sin división (S/SL) - Entrada multimodo - Inyección en frío en columna con temperatura programable (PCOC) - Vaporizador con temperatura. Hasta cuatro señales para detector. Posee capacidad de programación de veinte rampas de temperatura, control de seis zonas independientes de calentamiento (dos inyectores, dos detectores y dos canales auxiliares). Capacidad para acomodar hasta 8 válvulas, cuatro de ellas con calentamiento. Teclado alfanumérico de cuatro líneas, programación de tiempo de duración de corrida y de reloj, incluye función de paro de reloj. Salida de doble canal análoga (1mv, 1V y 10 V disponibles). Control remoto encendido apagado. Dos canales de compensación de línea base para columna sencilla. Posee interfase de comunicación LAN y RS-232 –C ó puerto serial. Métodos totalmente transferibles del 6890 al 7890. Ingreso decimal codificado binario para una selección de corriente de válvula. Posee tarjeta de comunicación para auto-muestreador ALS 7683, lo cual provee control hasta para dos inyectores, dos carruseles y un lector de código de barras. Tiene capacidad de auto-diagnóstico. Incluye drivers para cuatro válvulas de 24 V y para dos de 24 V de baja energía. Un contacto de relay para control de eventos externos y protección de memoria de falla de energía. Incluye columna Agilent HP-5 (5% de cross-link de goma de fenil silicona, 30m de long., 0.32mm de diám. Interno y 0.25 micrómetros espesor de película, No. Parte 19091J-413. Cuenta con tarjeta de comunicación para auto-muestreador, que provee control hasta para dos inyectores, una bandeja para 150 muestras con opción para calentar, mezclar y lector de código de barras. Capacidad introducción de muestra desde 0.1 microlitros hasta 500 microlitros, posee productividad superior debido a la inyección doble simultanea. Inyección rápida en 100 milisegundos, con inyecciones normales, en columna 0 múltiples. Tiempos de parada pre y post-inyección, profundidad de muestreo variable así como muestreo de espacio de cabeza. Tiene capacidad para poseer modulo de identificación de muestras que transfiere electrónicamente la lectura del código de barras de cada muestra , este modulo de identificación de muestras reconoce distintos símbolos de códigos de barras estándares en la industria. Capacidad de auto-diagnóstico. Incluye drivers para cuatro válvulas de 24V y para dos de 24V de baja energía. Cuenta con un contacto de relay para control de eventos externos y protección de memoria de falla de energía.		
--	--	--	--



		El inyector capilar tiene capacidad de manejo de presión de hasta 150 psi con resolución de 0.01 psi., además tiene la capacidad de realizar inyecciones on-column, es decir directamente en la cabeza de la columna para columnas con diámetros de 0.25mm, 0.32 mm y 0.53 mm. El detector FID, cuenta con frecuencia de adquisición de datos de hasta 200 Hz. Posee la opción de ahorro de gas, que consiste en que una vez que se ha realizado la inyección se aplica un pulso en la cabeza de la columna, suspendiendo así el venteo a la atmósfera del 68plit del inyector, 10 que constituye un sistema para al ahorro de gas. El Detector FID de Agilent Technologies, cuenta con control electrónico de la neumática, 0 EPC. Rango de operación de hasta 450°C con detección automática de apagado de flama. Diseñado para realizar detecciones de al menos 5 picogramos de carbono por segundo expresado como propano utilizando nitrógeno como gas de acarreo, por lo que tiene capacidad para detectar 0.01 % en peso de compuestos aromáticos y una relación de señal a ruido de 5 a 1 para 0.005% Vol. De oxigenados		
2	1	Solución SP1-7890-0261 Analizador TOGA Proporciona un 7890 con columnas capilares y la interfaz de HS para el análisis de TOGA. SP1 incluye columnas, Puerto entrada especial, método para ChemStation y manual de usuario. El analizador se ajustará al método ASTM D3612 método de "C". Incluye el siguiente hardware instalado: • 2 x PLOT columnas • 1 x Puerto entrada especial • Válvula y Accesorios • Metanizador Incluye los siguientes elementos adicionales: • 1 x Manual de usuario • CD-ROM que contiene el método ChemStation	\$ 18,707.70	\$ 18,707.70
3	1	Detector de Conductividad Térmica, TCD. Para utilizarse en un cromatógrafo de gases modelo 7890 de Agilent Technologies. Nivel mínimo detectable: 400 picogramos de tridecano por mililitro con Helio como gas de acarreo.	\$ 4,578.30	\$ 4,578.30
4	1	Detector de Ionización de Flama (FID) Para GC 7890 de Agilent. FID con EPC para columnas empacadas y capilares. Incluye adaptadores y conectores para columnas de 1/8-inch and 1/4-inch.	\$ 4,578.30	\$ 4,578.30
5	1	Muestreador Headspace 7697^a de 12 Viales de Agilent. El Headspace 7697^a de 12 viales con horno de posición única para Calentamiento de muestra secuencial.	\$ 25,654.20	\$ 25,654.20
6	1	Switch LAN 8 Puertos (HUB). Usado para conectar más de un instrumento a la Chemstation vía LAN. Incluye cable LAN 8121-0940 (8 metros)	\$ 259.60	\$ 259.60
7	1	Modulo de Software para Control de Headspace7697A en PC.	\$ 2,500.30	\$ 2,500.30



		Incluye una licencia para el control de un (1) instrumento headspace.		
8	1	Paquete PC- Software OpenLAB CDS Edicion Chemstation. Para Control y adquisición de datos. Incluye Software Open LAB CDS, PC e impresora.	\$ 12,541.10	\$ 12,541.10
9	1	OpenLAB CDS Inst. Driver para GC Agilent. Controlador OpenLAB CDS para 1 Instrumentos GC de Agilent. Pudiendo ser: 7820, 7890, 6890, 6850, 5890II, y Micro GC.	\$ 1,977.80	\$ 1,977.80
10	1	Kit básico de instalación para GCs Agilent con purificadores. Incluye: 5080-8750 Fittings 1/8inch Brass 20/PK 5180-4121 Cap, 1/8inch Brass, 6/Pk 5180-4160 Tee, 1/8inch Brass Union 2/PK 5180-4196 1/8in x .065in Copper Tubing,50 Ft Coil 8710-1709 Cutter, tube 9300-0311 Leak detector 8oz CP736530 Gas Clean Filter Kit 1/8 in RDT-1020 Trap, SplitVent and 3 PK Cart. 19091-68248 Trap, SplitVent And 3 Pk Cart. ATP-1122 Label, R_D Separations Split Vent ATP-1122 Label, R_D Separations Split Vent MSDS-008 MSDS, R_D Split Vent Kit MSDS 0100-2144 1/8inch Ball Valve	\$ 1,479.50	\$ 1,479.50
11	1	Kit Purificador para TCD 1/8 in.	\$ 412.50	\$ 412.50
12	1	Cargo 1 hora instalación extra.	\$ 218.90	\$ 218.90

Vigencia: CONFIDENCIAL

Precios LAB: En su planta

Moneda: USD

Tiempo de Entrega: 6-9 semanas

Condiciones de Pago: 50% de anticipo y 50% contra entrega.

Sub-Total: \$ 89,881.00

IVA: 14,380.96

Total: 104,261.96

4.5.2 Beneficios en la resolución de fallas mediante la cromatografía de gases.

A continuación en la tabla 4.18 se muestra el caso de un transformador en una subestación y los beneficios son evaluados para la resolución de la falla y las pérdidas en los costos de generación.



Tabla 4.18 Datos del transformador y sus beneficios. [11]

Artículo	Descripción	Valor
(1)	Transformador de potencia nominal.	100MVA
(2)	Reparación de costos por una falla sin ningún sistema de alarma.	\$1,500,000.00
(3)	Reparación de costos por daños colaterales en caso de una falla catastrófica.	\$5,000,000.00
(4)	Reparación de costos por una detección temprana.	\$200,000.00
(5)	Mayor probabilidad de falla sin monitoreo.	0.00945
(6)	Mayor probabilidad de falla con monitoreo.	0.00378
(7)	Probabilidad de falla catastrófica sin monitoreo.	0.00105
(8)	Probabilidad de falla catastrófica con monitoreo.	0.0042
(9)	Probabilidad de la detección temprana de fallas.	0.0063
(10)	Duración de la interrupción.	15 días.
(11)	Costo de la energía de reemplazo (o penalidad por no entregarla).	50 \$/MWh.

Las probabilidades de fallas se toman en cuenta si el transformador cuenta con la realización del monitoreo de gases en el aceite dieléctrico y sin esté. Tomando en cuenta los siguientes valores de probabilidad.

- Tasa de fallas en el transformador: 0.015.
- Tasa de fallas no detectadas: 0.0105.
- Detección por análisis de gases en el aceite: 0.0045.
- Falla mayor sin el análisis de gases en el aceite: 0.00945.
- Falla catastrófica sin el análisis de gases en el aceite: 0.00105.
- Fallas no detectadas con el análisis de gases en el aceite: 0.0042.
- Fallas detectadas con el análisis de gases en el aceite: 0.0063.
- Fallas mayores con el análisis de gases en el aceite: 0.00378.
- Fallas catastróficas con el análisis de gases en el aceite: 0.00042.

En el análisis se deben tomar en cuenta la tasa de detección de fallas con cromatografía de gases en el aceite dieléctrico del transformador y sin este. En la tabla 4.19 se muestra el costo de las fallas sin un monitoreo de gases en el aceite y también se muestran los costos de las fallas sin cromatografía de gases en el aceite.

4.19 Costo de fallas del transformador [11].

TRANSFORMADOR SIN CROMATOGRAFIA DE GASES	
Costo anual por una falla mayor (0.00945)(\$1,500,000)	\$14,175.00
Costo anual por una falla catastrófica (0.00105)(\$5,000,000)	\$5,250.00
Penalización por no entregar energía (0.00945+0.00105) X (100MVA) X (15 días) X (50\$/MWh.)X24h	\$18,900.00
Costo anual de riesgos sin CG.	\$38,325.00
TRANSFORMADOR CON CROMATOGRAFIA DE GASES	
Costo de reparación anual por una falla mayor (0.00378)X(\$1,500,000)	\$5,670.00
Costo de reparación anual por una falla catastrófica (0.0042)X(\$1,500,000)	\$2,100.00
Costo de reparación anual debido a una temprana detección (0.0063)X(\$200,000)	\$1,260.00
Penalización por no entregar energía (0.00378+0.0042)X (100MVA) X (15 días) X (50\$/MWh.)x24h	\$7,560.00
Costo anual de riesgo con CG.	\$16,590.00



Se puede observar que la cromatografía de gases se ha convertido en un componente esencial para la predicción de fallas en transformadores de potencia. Ya que el costo de fallas de un transformador con cromatografía es menor que uno sin el análisis de cromatografía de gases.

Existen diferentes formas para poder realizar un análisis de cromatografía de gases, pueden ser en línea o llevando la muestra de aceite a un laboratorio. Un análisis de cromatografía en laboratorio tiene un precio estimado de \$2,500.00 pesos en adelante incluyendo los gastos de mano de obra y el traslado de la muestra, El precio varía dependiendo de la rapidez con la que se soliciten los resultados del análisis (tomando en cuenta que los resultados se entregan después de 8 días). El precio que se tiene con un cromatógrafo de gases en línea es relativamente factible comparado con el precio del transformador, un cromatógrafo vale alrededor de los \$200,000.00 pesos.

4.5.3 Situación Actual del Proyecto

a) Diagnóstico de la Situación Actual

Incluir un diagnóstico de la situación actual que motiva la realización del análisis, resaltando la problemática que se pretende resolver.

Realizar el análisis del aceite dieléctrico del transformador, ya sea mineral o sintético. Esto para conocer el estado actual del transformador, para evitar posibles fallas dentro del transformador.

b) Oferta Existente

En caso de tener una falla en el transformador de potencia es necesario sacarlo de operación. Provocando esto un gasto generado para el usuario, ya que las pérdidas económicas por des-energizarlo, por para la producción y por energizar un transformador sustituto rentado, se elevan de una forma considerable.

El costo del análisis al aceite dieléctrico con la cromatografía de gases es algo rentable ya que su costo no se puede comparar con el de un transformador de potencia. Siendo ésta la forma más económica para conocer y mantener en buen estado el transformador y no tener pérdidas económicas.



Un transformador de Potencia de 1 MVA, tiene un costo mínimo de \$1,200,000.00. Comparado con la cromatografía de gases. Tiene una rentabilidad de 0.966% al año. Contemplando únicamente el costo del análisis de cromatografía.

Considerando el costo de un cromatógrafo la rentabilidad anual es de 1.25%, siendo analizado únicamente el costo del cromatógrafo, elevándose a un 2.15% con el costo del análisis y del cromatógrafo.

Situación del Proyecto

a) Descripción General

De la siguiente tabla se seleccionará el tipo de proyecto.

Tipo	
Obra	☐
Adquisiciones	☐
Mantenimiento	☒

Describir los equipos necesarios para la realización del análisis de cromatografía.

Tabla 4.20 Equipos necesarios para el análisis

Componente	Tipo	Cantidad	Principales Características
Cromatógrafo de Gases	Según sean los gases a analizar	1	Portátil
Transformador	Que sea de Potencia	1	Sumergido en Aceite
Jeringa	Mayor a 300 ml	1	Adecuada para la obtención del aceite dieléctrico

b) Localización Geográfica

Definir la localización geográfica de la ubicación del transformador de potencia. Así como su zona de influencia, acompañado de un plano de localización y un diagrama en el que se señale la ubicación exacta.

El costo del análisis de Cromatografía de Gases puede diferir dependiendo a la ubicación en la que se encuentra el transformador.

c) Calendario de Actividades

Establecer la programación de actividades necesarias para realizar el análisis al transformador de potencia. En caso de requerir calendarizar un análisis que no se encuentre en el rango de 6 meses, se tiene que especificar porque se requiere y cuando se tiene que realizar.

Tabla 4.21 Calendario de actividades

Actividad	Fecha 1er Semestre	Fecha 2º Semestre
Análisis de Cromatografía de Gases		



d) Capacidad del Transformador.

Indicar la capacidad el transformador de potencia.

--

e) Descripción de los aspectos más relevantes

➤ ***Estudios técnicos***

Detallar los puntos, resultados y recomendaciones relevantes de los estudios técnicos realizados para el análisis.

Potencia del transformador, tiempo en el que ha sido utilizado, que mantenimientos ha requerido, que reparaciones ha tenido y si se encuentra energizado a carga nominal o sobre carga.

➤ ***Estudios legales***

Detallar los puntos, resultados y recomendaciones relevantes de los estudios.

Normas que se utilizan en el sitio en el que se encuentra el transformador, normas en las que fue fabricado y normas que se usan en el análisis.
--

➤ ***Estudios ambientales***

Detallar los resultados y recomendaciones relevantes de los estudios ambientales realizados para la obra, los cuales deben ser integrados en el Anexo D del presente documento.

Tipo de Aceite ya sea Mineral o Sintético, en caso de que éste requiera un tratamiento, bajo que normas se realizará y como se realizará.



CONCLUSIONES

Al término de este trabajo se ha encontrado la importancia que tiene la TDCG en los transformadores de potencia, ya que estos son una parte importante del sistema eléctrico, siendo utilizado en todas las etapas, con el fin de suministrar energía eléctrica continua. Esto hace necesario tener al transformador en óptimas condiciones, pues si el transformador presenta alguna avería en su sistema, este podría salir de operación, lo cual conlleva a que el suministro de energía eléctrica se vea afectado.

Con un monitoreo y el correcto análisis de los resultados se podrá decir qué tipo de falla se está presentando en nuestro sistema. En la actualidad existen técnicas como la cromatografía de gases, la cual ayuda a detectar fallas posibles a generarse y poder dar un mantenimiento predictivo al transformador, sin necesidad de sacarlo de operación. Esta técnica se basa en los gases que se generan en el aceite dieléctrico del transformador, los cuales son relacionados con siete fallas principales que podrían presentarse en nuestro equipo.

Las técnicas empleadas pueden variar, dependiendo lo que el solicitador del análisis requiera, o la norma a utilizar. Es necesario que se haga un correcto análisis del resultado de las técnicas empleadas, debido a que éste indicara si es necesario que el transformador sea sacado de operación para evitar un riesgo, o simplemente aplicar diferentes conocimientos para corregir el estado del mismo.

La rentabilidad de la técnica de cromatografía de gases es muy accesible y debe ser utilizada en la industria como una primera opción ante un monitoreo en el transformador, ya que con esta técnica no es necesario interrumpir el servicio lo cual es muy factible dado que no se pierden horas/trabajo y con esta técnica es posible la detección temprana de fallas que pueden provocar una avería grave en el transformador como se mostro en el caso analizado del transformador de potencia 1 en donde no era necesario interrumpir el servicio del transformador, lo único que se proponía era revisar el papel de este. Aunque si dejamos esta técnica como última opción podría presentarse un caso como el transformador de potencia número 2, el cual indicaba una falla térmica mayor a 700 °C lo cual provoco que el transformador fuera sacado de operación y esto incito a que se perdieran horas/trabajo lo cual recae en la economía de la industria. En la actualidad se han desarrollado nuevos equipos los cuales permiten tener al transformador con un monitoreo continuo cuentan con alarmas por si llegará a incrementar algún valor de los gases; estas se mandan a través de un mensaje el cual es recibido por el ingeniero de servicio y este puede considerar revisar o emplear una técnica la cual ayude a no interrumpir el servicio del transformador.

Se logro hacer una metodología para el análisis de la técnica de cromatografía de gases, la cual ayuda a poder entender el estado del en que está operando el transformador con los gases que se han generado en el aceite dieléctrico Lo cual es de mucha utilidad debido a que conociendo estos valores, se puede encontrar una solución ante una posible falla.



FUENTES DE CONSULTA

BIBLIOGRAFÍAS

1. Avelino Pérez Pedro. Transformadores de distribución (teoría, cálculo, construcción y pruebas), Ed.Reverté, 2001.
2. Enríquez Harper Gilberto. El ABC de las máquinas eléctricas 1. Transformadores, Ed.Limusa, 1989.
3. S.D. Myers, J.J. Kelly, R.H Parris. A guide to transformer maintenance, Ed, S.D Myers Inc, 1966.
4. Harold. M. McNair, James M. Miller. Basic Gas Chromatography, publication 1997.
5. M. Valcárcel Cases, A. Gómez Henz. Técnicas analíticas de separación, Ed. Reverté, 2008.
6. Daniel C. Harris. Análisis químico cuantitativo tercera edición, Ed. Reverté, 2007.
7. Alfonso R. Gennaro. Remington farmacia venteaba edición, Ed. Médica panamericana, 2003.
8. Trashorras Montecelos Jesús. Desarrollo de redes eléctricas y centros de transformación, Ed. Ediciones paraninfo, 2014.
9. Tesina, procedimiento para realizar e interpretar la prueba de cromatografía de gases en transformadores de potencia.
10. YueHua Zhou, Agilent Technologies ChunXiao Wang. Analysis of Permanent Gases and Methane whit Agilent 6820 Gas Chromatograph,agilent Technologies.
11. Brian D. Sparling, Jacques Aubin, GE Energy. Power Transformer Life Extension Through Better Monitoring.
12. Enríquez Harper Gilberto. Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, segunda edición. Ed. Limusa, 2005.
13. Enrique Ras. Transformadores de potencia de medida y de protección,7ª edición. Ed. AlfaOmega, 1991.

NORMAS OFICIALES Y MANUALES DE PROCEDIMIENTO

14. Norma Oficial Mexicana NMX-J-284-ANCE-2006. Transformadores y autotransformadores de potencia-especificaciones.
15. American National Standard ANSI/IEEE C57.104-2008. Guide for the interpretation of gases in oil-immersed transformers.
16. Dirección de Operación Subdirección de Distribución CFE. GOD-3531. – Manual de procedimientos de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución, 2007.
17. MsC Ing. Javier Acevedo. Diagnóstico de condición de equipos de subestaciones eléctricas de alta tensión, 2009.
18. Ing. Marco Polo Cuevas Viveros. Diagnóstico de fallas incipientes en transformadores de potencia mediante la cromatografía de gases (AGD).



19. Norma Oficial Mexicana NMX-J-308-ANCE-2004. Transformadores-Guía para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de aceites minerales aislantes para transformadores en servicio.
20. Norma ASTM D877. Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes.
21. Norma ASTM D1816. D1816 Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Using VDE Electrodes.
22. Norma ASTM D971. Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method.
23. Norma ASTM D1298. Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.
24. Norma ASTM D1524. Standard Test Method for Visual Examination of Used Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin in the Field.
25. Norma ASTM D130. Standard Test Method for Corrosiveness to Copper from Petroleum Products by Copper Strip Test.
26. Norma ASTM D974. Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration.
27. Norma ASTM D1500. Standard Test Method for Color of Petroleum Products.
28. Norma ASTM D1275B. Standard Test Method for Corrosive Sulfur.
29. Norma IEC 625350. Corrosive Sulfur Test Method.
30. Norma ASTM D455. Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids.

PAGINAS DE INTERNET

31. <http://www.electrical4u.com/what-is-transformer-definition-working-principle-of-transformer/>
32. <http://www.iie.org.mx/publica/bolja97/tec3ja97.htm>
33. <http://www.chem.agilent.com/Library/selectionguide/Public/5990-5488ES.pdf>
34. <http://www.ccj-online.com/2q-2014/transformer-testing/>
35. <http://transequipos.com/cuadro-de-duval>
36. <http://www.iie.org.mx/publica/bolja97/tec3ja97.htm>
37. http://www.lubrilandia.com.ar/Texaco/gama_de_productos/industriales/transformador/transformer_oil.htm
38. http://www.mncn.csic.es/docs/repositorio/es_ES/investigacion/cromatografia/cromatografia_de_gases.pdf
39. <http://www.tuveras.com/lineas/sistemaelectrico.htm>



En la tabla a se muestra el formato a llenar para la extracción de la muestra del aceite dieléctrico del transformador al cual se le realizara la prueba de cromatografía de gases.

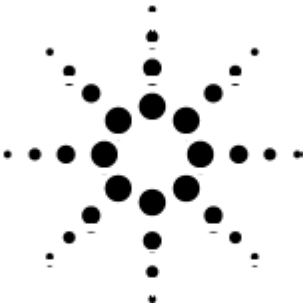
Extracción de la muestra del aceite dieléctrico del transformador	
Fecha	
Subestación	
Localización	
Número de serie del transformador	
Fabricante	
Capacidad de carga máxima	
Tensión actual en la línea	
Carga actual	
Ingeniero de prueba	

Tabla b Formato para los gases de la técnica de Cromatografía de Gases

[illegible]

APENDICE B FICHA TÉCNICA DEL CROMATÓGRAFO DE GASES

A continuación se muestra una breve descripción del equipo cromatógrafo de gases empleado para el análisis de los casos de estudio presentados anteriormente [10].



Analysis of Permanent Gases and Methane with the Agilent 6820 Gas Chromatograph Application

Petrochemical

Author

YueHua Zhou and ChunXiao Wang
Agilent Technologies (Shanghai) Co., Ltd.
412 YingLun Road
Waigaoqiao Free Trade Zone
Shanghai 200131 P.R. China

Roger Firor
Agilent Technologies, Inc.
2850 Centerville Rd.
Wilmington DE 19808-1610
USA

Abstract

The analysis of permanent gases using the Agilent 6820 equipped with a single filament Thermal Conductivity Detector is described. For these applications, the Agilent 6820 gas chromatography system was configured with a gas sampling valve, isolation valve, and purged-packed inlet. Agilent Cerity for Chemical QA/QC was used to control the 6820 GC and to provide data acquisition and data analysis. HP-PLOT Q and HP-Molsieve 5A columns were used for separation of permanent gases including carbon monoxide, carbon dioxide, oxygen, nitrogen, hydrogen, and methane. Carbon dioxide, oxygen, nitrogen, and methane were analyzed at the level of 10 ppm. In this application note, benefits of the Agilent 6820 Thermal Conductivity Detector are also discussed.

Introduction

Permanent gas analysis finds wide application in the fields of petrochemical, chemical, and energy industries. Permanent gases such as carbon monoxide, CO₂, O₂, N₂, and methane are common in refinery gases, natural gas, fuel cell gases, and many other industrial processes. Understanding the concentration of these components can be important for controlling manufacturing processes and production quality. For example, impurities such as carbon monoxide and CO₂ in polymer grade propylene and ethylene are deleterious to certain catalysts.

Several methods for permanent gas analysis based on packed columns are standardized. For example, the American Society for Testing and Materials (ASTM) D2504 covers the determination of H₂, N₂, O₂, and carbon monoxide at the parts-per-million (ppm) (v/v) level in C₂ and lighter hydrocarbon products [1]. ASTM D1946 analyzes permanent gases, methane, ethane, and ethylene [2]. The Chinese domestic standard method GB/T3394 determines carbon monoxide and CO₂ in polymer grade ethylene and propylene using a nickel catalyst accessory and Flame Ionization Detector (FID) [3]. This application offers a highly flexible system assembled with three porous layer open tubular (PLOT) capillary columns and rotary valves for analysis of permanent gases and light hydrocarbons. Compared to packed columns, PLOT columns offer many advantages including separation power, temperature range, stability, low bleed, and the ability to achieve lower detection limits.



Figura B-1 Ficha técnica CDG.

Experimental

Experiments were performed on the Agilent 6820 GC equipped with a purged packed inlet and single filament Thermal Conductivity Detector (TCD). The valving diagram for the configuration used is presented in Figure 1, which shows two analysis systems. System 2 is used for analyzing hydrocarbons (split/splitless inlet and FID) and is discussed in a separate application note. System 1 is used for analyzing permanent gases (split/splitless inlet and FID) and is discussed in a separate application note. This application is based on a 10-port valve (Valve 1) for gas sampling and backflush of the precolumn to the detector. Two HP-PLOT Q columns are associated with the 10-port valve. A 6-port column isolation valve

(Valve 2), with adjustable restrictor, is used to switch the Molesieve 5A column in and out of the carrier stream. Valve 2 is switched to the OFF position to allow unresolved peaks containing air, carbon monoxide, and methane to enter the Molesieve 5A PLOT as they elute from the PLOT Q column. Once these components are in the Molesieve 5A column, it is isolated (Valve 2=ON). After heavier components and CO₂ elute from the PLOT column and are detected, Valve 2 is turned OFF to elute the trapped components to the single filament TCD through the 5A PLOT. The purged packed inlet is interfaced directly to the valve to provide a source of carrier gas.

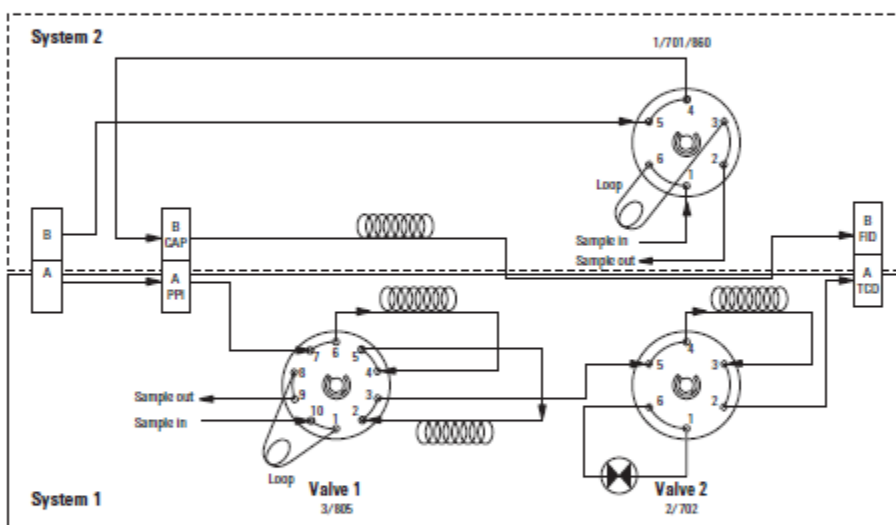


Figure 1. Valve diagram.

Figura B-1 Continuación Ficha técnica CDG.

The analysis was performed by separating the gas sample into a two-column system. An HP-PLLOT Q 15 m $\times$ 0.53 mm $\times$ 40 μ m was used to separate hydrocarbons in the gas sample. An HP PLOT Molesieve 5A 30 m $\times$ 0.53 mm $\times$ 50 μ m was used to separate O₂, N₂, carbon monoxide, and methane. An additional column, the HP PLOT Q 30 m $\times$ 0.53 mm $\times$ 40 μ m, was used as the precolumn in a backflush to detector configuration. The GC parameters are listed in Table 1.

Table 1. Gas Chromatographic Conditions: System 1

GC	Agilent 6820 Gas Chromatograph
Data system	Agilent NDS Certity for QA/QC
Purged packed Inlet	50 °C
Valve temperature	80 °C
Sample loop	0.25 mL
Column flow (H ₂)	4.8 mL/min
Column	HP-PLLOT Q 15 m $\times$ 0.53 mm $\times$ 40 μ m (p/n: 19095P-Q03) HP-PLLOT Q 30 m $\times$ 0.53 mm $\times$ 40 μ m (p/n: 19095P-Q04) HP PLOT Molesieve 5A 30 m $\times$ 0.53 mm $\times$ 50 μ m (p/n: 19095P-MS0)
Oven	50 °C Isothermal
Detector	TCD, 180 °C
Reference	40 mL/min
Make up	10 mL/min

Special fused silica adapters and bulkhead fittings were used in this application to connect the megabore columns to the 1/16-inch tubing from the valves. These provide a reliable, airtight, low internal volume connection system for optimal chromatography. This connection is also important for ppm level gas applications. The fused silica adapter was used to help to decrease the leak risk from the column connection and to provide a zero dead volume connection of a capillary column to a valve. This adapter includes: a polyamide ferrule (p/n 0100-1512), counter-bored nut (p/n 0100-1511), polyamide liner (p/n 0100-1513 for 0.53 mm column), and a clear slotted tube (p/n 18900-20850). Figure 2 illustrates the parts used to attach the column to the bulkhead fitting in the oven.

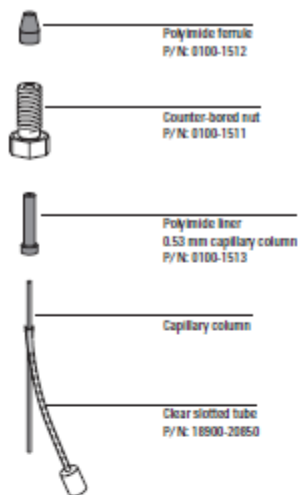


Figure 2. Installing capillary columns using fused silica adapters.

A fixed gas mix standard, supplied by Scott Specialty Gases Inc., was used in this application. This sample was dynamically blended or diluted to achieve concentrations down to 10 ppm per component [4]. The compounds and concentrations are listed in Table 2.

Table 2. Standard Mix Gas

Compound	Concentrations (ppm)
Carbon dioxide	100.6
Methane	100.8
Nitrogen	100.8
Oxygen	101.2

Agilent Certity Networked Data System for Chemical QA/QC was used to control the 6820 GC and to provide data acquisition and reporting. Certity was operated at a data acquisition rate of 5 Hz/0.04 min.

Figura B-1 Continuación Ficha técnica CDG.



APENDICE C NORMAS Y MANUALES

A continuación se muestran las generalidades de las normas y manuales que se utilizaron en ese trabajo.

1. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS DE CAMPO PARA EQUIPO PRIMARIO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN [16].

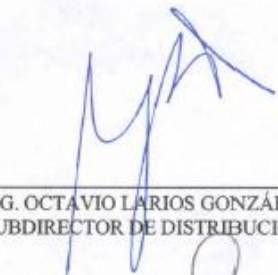
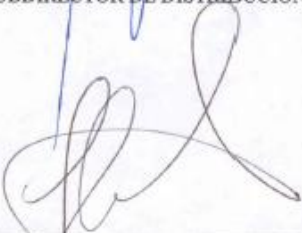
 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD				COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS DE CAMPO PARA EQUIPO PRIMARIO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	
CLAVE : SOM - 3531			SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN SUBGERENCIA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		
DÍA	MES	AÑO			
30	IV	2003			
REVISADO, MODIFICADO Y ACTUALIZADO POR PERSONAL DE: GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN DIVISIÓN BAJA CALIFORNIA DIVISIÓN NOROESTE DIVISIÓN NORTE DIVISIÓN GOLFO NORTE DIVISIÓN GOLFO CENTRO DIVISIÓN BAJIO DIVISIÓN JALISCO DIVISIÓN CENTRO OCCIDENTE DIVISIÓN CENTRO SUR DIVISIÓN CENTRO ORIENTE DIVISIÓN ORIENTE DIVISIÓN SURESTE DIVISIÓN PENINSULAR GERENCIA DE LAPEM INTEGRANTES DEL GRUPO REVISOR EN HOJA SIGUIENTE.			FORMALIZACIÓN:  _____ ING. OCTAVIO LARIOS GONZÁLEZ SUBDIRECTOR DE DISTRIBUCIÓN  _____ ING. EGON SHTULMANN HAUSHALTER SUBGERENTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		
PRESENTACIÓN: 1 C.D.					
OBSERVACIONES: REVISIÓN, MODIFICACIÓN Y NUEVA CONFORMACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS DE CAMPO PARA EQUIPO PRIMARIO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.					

Figura C-1 Manual SOM-3531- CFE.



CAPÍTULO 1 GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN.

En los sistemas eléctricos de potencia, las subestaciones de distribución son las que distribuyen a través de sus circuitos la energía eléctrica a los centros de consumo.

El equipo primario de las Subestaciones debe mantenerse en las mejores condiciones operativas, para reducir las probabilidades de falla; mejorando así, la continuidad del servicio.

Analizando lo anterior, es necesario que los trabajos de preparación del equipo primario para su puesta en servicio y las actividades de mantenimiento sean de calidad, para evitar la salida prematura del equipo en operación.

El presente trabajo es de utilidad para el Ingeniero de campo, en especial para el Ingeniero de subestaciones y su personal técnico; tiene la finalidad de proporcionar los elementos fundamentales de información, como apoyo en la manera de efectuar pruebas al equipo eléctrico primario.

Los resultados obtenidos en las pruebas, deben cumplir con valores aceptables y que se mencionan en este procedimiento, siendo la base para decidir la puesta en servicio de un equipo o si este, se encuentra en operación y requiere de mantenimiento.

El procedimiento se ha elaborado aprovechando la experiencia del personal técnico, e información que posee la Comisión Federal de Electricidad en sus Divisiones de Distribución.

1.2 OBJETIVO.

Unificar criterios en la forma de realizar pruebas de campo al equipo primario de las subestaciones de distribución y con la información que se proporciona, interpretar y evaluar resultados de las mismas.

1.3 ANTECEDENTES.

El comité de distribución Sur-Sureste, en el año de 1981 formuló el "Procedimiento de Pruebas de campo para Mantenimiento Eléctrico en Subestaciones de Distribución", con la finalidad de que el personal de campo encargado del mantenimiento de subestaciones contara con un manual adecuado.

1-1

81 06 26	Revisiones:	85 01 12	91 09 20	93 12 24	03 04 30	
----------	-------------	----------	----------	----------	----------	--

Figura C-1 Continuación Manual SOM-3531- CFE.



En el año de 1985 se revisó el procedimiento, agregándole más temas al capítulo de transformadores de potencia y se corrigieron algunas figuras para realizar las pruebas.

Durante 1991 se modificó la estructura del procedimiento, organizándolo en base a cada uno de los equipos primarios en lugar del anterior agrupamiento que consideraba el tipo de prueba. Al mismo tiempo se complementó y se le efectuaron diversas correcciones, limitándose además su contenido a únicamente los equipos primarios, debido a que dispositivos tales como tableros, protecciones, etc., se trataban en la anterior edición, solo de manera superficial; debiendo ser materia de otra especialidad, no obstante representar una de las partes fundamentales de una subestación eléctrica.

La revisión de 1993 se vio enriquecida con las aportaciones del comité de distribución Centro-Occidental, principalmente en aspectos teóricos y de análisis. Por otra parte se le dio una nueva conformación en base a capítulos independientes según la estructura dada en la revisión de 1991, mediante un sistema de hojas sustituibles que le dio un mayor dinamismo en los aspectos de aplicación, revisión y actualización.

Durante esa revisión, el documento fue boletinado con dicha estructura, a todas las Divisiones para comentarios finales, habiéndose recibido observaciones sobre ligeras correcciones al texto y algunas de las figuras; además de manera importante los capítulos relacionados con puntos calientes y reguladores se vieron complementados con las propuestas de las Divisiones Norte y Golfo Norte respectivamente.

La presente revisión toma en cuenta las facilidades que en la actualidad brindan las diversas herramientas informáticas disponibles, por lo que, su presentación final está en base a archivos de un procesador de texto, los cuales son considerados como "archivos maestros", quedando a cargo de ellos, la Gerencia de Distribución para su resguardo y control. En lo que se refiere a la distribución a las divisiones son archivos tipo "pdf" para su consulta y difusión.

Esta revisión incluye, además de las correcciones y modificaciones de la última edición, la inclusión de nuevos capítulos o secciones correspondientes a la necesidad de integrar tanto equipos y sistemas que no se tenían contemplados, como algunas pruebas producto del desarrollo tecnológico alcanzado durante los últimos años.

Sobre esto último, cabe destacar lo relativo a: Subestaciones encapsuladas en SF₆, Tableros blindados o metal-clad, Ensayo de reactancia de dispersión para transformadores de potencia, Medición de respuesta a la frecuencia para transformadores de potencia, Prueba de media tensión con muy baja frecuencia (VLF) para cables de potencia y Medición de Impedancia, Conductancia o Resistencia interna de Bancos de Baterías (cuyo respectivo capítulo, fue completamente renovado).

1-2

81 06 26	Revisión:	85 01 12	91 09 20	93 12 24	03 04 30	
----------	-----------	----------	----------	----------	----------	--

Figura C-1 Continuación Manual SOM-3531- CFE.



A diferencia de las anteriores revisiones, en esta se tuvo la participación directa de representantes especialistas de todas y cada una de las divisiones, además de la colaboración de personal de la Gerencia de Lapem y del área de Redes Subterráneas. Es importante también señalar la participación de un dibujante y del personal de oficina, que intervinieron en la labor de edición y conformación final del documento.

1.4 POLÍTICAS.

Contar con un documento de consulta, para realizar pruebas de campo al equipo primario de las subestaciones de distribución, así como para analizar y evaluar sus resultados; con la finalidad de normalizar su ejecución e interpretación.

El presente documento es un procedimiento técnico general y controlado de aplicación nacional y debe de servir como base para la elaboración de cualquier otro documento o instructivo de trabajo relacionado con el mantenimiento a equipo primario de subestaciones de distribución.

En función de la normatividad interna vigente, este procedimiento debe revisarse como máximo cada dos años.

1.5 MARCO LEGAL.

Ley del servicio público de energía eléctrica.

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE- VIGENTE. Instalaciones Eléctricas (Utilización)

1.6 DESARROLLO.

El presente documento, describe en su primera parte las generalidades del mantenimiento y los tipos de éste que se aplican al equipo eléctrico; se describen también en forma breve, algunas de las principales pruebas de fábrica que se realizan al equipo eléctrico primario para subestaciones.

El objeto principal, es exponer las Pruebas de Campo, describiendo: su teoría, aplicación, recomendaciones para su ejecución y las figuras de conexión de las mismas. Contiene también los formatos para registrar los resultados y proporciona la información correspondiente para su evaluación.

Así mismo, se mencionan las pruebas que se realizan a Bancos de Baterías y Red de Tierras, con las mismas consideraciones que para el equipo primario.

1-3

81 06 26	Revisiones:	85 01 12	91 09 20	93 12 24	03 04 30
----------	-------------	----------	----------	----------	----------

Figura C-1 Continuación Manual SOM-3531- CFE.



2. NORMA MEXICANA ANCE. TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA-ESPECIFICACIONES. (NMX-J-284-ANCE-2006) [14].

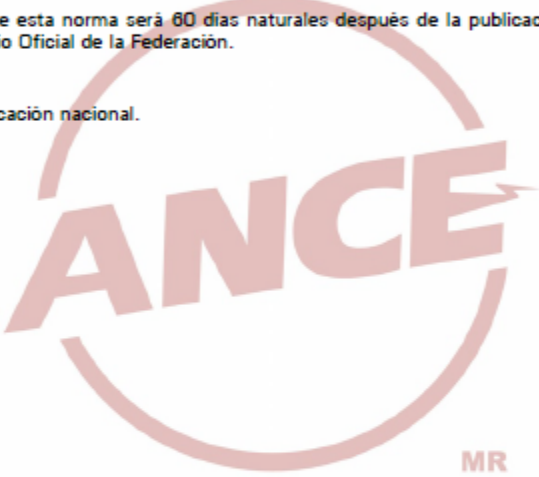
NORMA 	NORMA MEXICANA ANCE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA - ESPECIFICACIONES	NMX-J-284-ANCE-2006
POWER TRANSFORMERS AND AUTOTRANSFORMERS - SPECIFICATIONS La presente norma fue emitida por la Asociación de Normalización y Certificación, A. C., "ANCE" y aprobada por el Comité de Normalización de la ANCE, "CONANCE", y por el Consejo Directivo de ANCE. La entrada en vigor de esta norma será 60 días naturales después de la publicación de su declaratoria de vigencia en el Diario Oficial de la Federación. Esta norma es de aplicación nacional.  MR		
CONANCE	Publicación de la Declaratoria de Vigencia en el Diario Oficial de la Federación: 26 de abril de 2006	Cancela a la: NMX-J-284-ANCE-1998

Figura C-2 Norma NMX-J-284-ANCE-2006.

ÍNDICE DEL CONTENIDO

	Página
1	OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN..... 1
2	REFERENCIAS..... 1
3	DEFINICIONES 2
4	CLASIFICACIÓN EN FUNCIÓN DEL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO 7
4.1	Sumergidos en líquido aislante, enfriados por aire..... 7
4.2	Sumergidos en líquido aislante, enfriado por aire y por líquido aislante forzado 7
4.3	Sumergidos en líquido aislante, enfriados por agua 7
4.4	Sumergidos en líquido aislante, enfriados por aire y líquido aislante forzados 7
5	ESPECIFICACIONES..... 7
5.1	Condiciones generales de servicio..... 7
5.2	Especificaciones térmicas..... 10
5.3	Especificaciones eléctricas..... 11
5.4	Nivel de ruido audible..... 17
6	CONSTRUCCIÓN..... 17
6.1	Sistema de preservación del líquido aislante..... 17
6.2	Líquido aislante 18
6.3	Construcción del tanque..... 19
6.4	Especificaciones para los accesorios 21
6.5	Equipos y accesorios opcionales..... 27
7	CARACTERÍSTICAS DE CORTOCIRCUITO 31
7.1	Requisitos de cortocircuito..... 31
7.2	Componentes..... 34
7.3	kVA base 34
7.4	Cálculo de la temperatura de los devanados durante un cortocircuito 35
8	REQUISITOS DE PRUEBA 37
8.1	Generalidades 37
8.2	Pruebas de prototipo..... 37
8.3	Pruebas de rutina..... 37
8.4	Pruebas opcionales 37
9	BIBLIOGRAFÍA 59
10	CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES 59
APÉNDICE A	NORMAS DE CONSULTA 60
APÉNDICE B	ADHERENCIA DEL ACABADO EN EL TANQUE 60

Figura C-2 Continuación Norma NMX-J-284-ANCE.



TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA - ESPECIFICACIONES

POWER TRANSFORMERS AND AUTOTRANSFORMERS - SPECIFICATIONS

1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN

Esta Norma Mexicana establece los requisitos eléctricos, mecánicos y de prueba de los transformadores de potencia.

La presente norma mexicana se aplica a transformadores y autotransformadores sumergidos en líquido aislante, servicio intemperie e interior, autoenfriados y/o con enfriamiento forzado, monofásicos y trifásicos, mayores de 500 kVA.

Esta norma no incluye:

- transformadores para convertidores estáticos,
- transformadores de prueba,
- transformadores para horno de arco,
- transformadores para tracción montados en equipo rodante,
- transformadores para conexión de neutro a tierra (estrella interconectada o ZIG-ZAG).

2 REFERENCIAS

Para la correcta utilización de esta Norma Mexicana es necesario consultar y aplicar las Normas Oficiales Mexicanas y Normas Mexicanas siguientes o las que las sustituyan:

NOM-008-SCFI-2002	Sistema general de unidades de medida.
NOM-063-SCFI-2001	Productos eléctricos - Conductores - Requisitos de seguridad.
NMX-J-109-1977	Transformadores de corriente.
NMX-J-116-ANCE-2005	Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación - Especificaciones.
NMX-J-123-ANCE-2001	Aceites minerales aislantes para transformadores - Especificaciones, muestreo y métodos de prueba.
NMX-J-150/1-ANCE-1998	Coordinación de aislamiento - Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
NMX-J-153-1972	Clasificación de materiales aislantes.
NMX-J-169-ANCE-2004	Transformadores y autotransformadores de distribución y potencia - Métodos de prueba.
NMX-J-234-ANCE-2001	Aisladores - Boquillas de porcelana de alta y baja tensión para equipo de distribución, servicio exterior e interior - Especificaciones.
MXN-J-438-ANCE-2003	Conductores - Cables con aislamiento de policloruro de vinilo, 75 °C y 90 °C para alambrado de tableros - Especificaciones.
MXN-J-534-ANCE-2001	Tubos (conduit) de acero tipo pesado para la protección de conductores eléctricos y sus accesorios - Especificaciones y métodos de prueba.

Figura C-2 Continuación Norma NMX-J-284-ANCE.

4 CLASIFICACIÓN EN FUNCIÓN DEL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

La clasificación de transformadores de potencia se hace en función de los sistemas de disipación de calor.

Los transformadores de potencia se clasifican como se indica en los incisos siguientes:

- 4.1 Sumergidos en líquido aislante, enfriados por aire
 - a) Autoenfriado (ONAN),
 - b) Autoenfriado y enfriado por aire forzado (ONAN/ONAF),
 - c) Autoenfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire forzado (ONAN/ONAF/ONAF).
- 4.2 Sumergidos en líquido aislante, enfriado por aire y por líquido aislante forzado
 - a) Autoenfriado, enfriado por aire forzado y enfriado por aire y líquido aislante forzados (ONAN/ONAF/OFAF),
 - b) Autoenfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire y líquido aislante forzados (ONAN/OFAF/OFAF).
- 4.3 Sumergidos en líquido aislante, enfriados por agua
 - a) Enfriado por agua forzada (ONWF),
 - b) Enfriado por agua y líquido aislante forzados (OFWF),
 - c) Enfriado por agua forzada y líquido aislante forzado y dirigido (ODWF).
- 4.4 Sumergidos en líquido aislante, enfriados por aire y líquido aislante forzados
 - a) Enfriado por aire y líquido aislante forzados (OFAF),
 - b) Enfriado por aire forzado y líquido aislante forzado y dirigido (ODAF).

Figura C-2 Continuación Norma NMX-J-284-ANCE.



3. NORMA MEXICANA ANCE. TRANSFORMADORES-GUÍA PARA EL MANEJO, ALMACENAMIENTO, CONTROL Y TRATAMIENTO DE ACEITES MINERALES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES EN SERVICIO. (NMX-J-308-ANCE-2004) [19].

NORMA 	NORMA MEXICANA ANCE TRANSFORMADORES - GUÍA PARA EL MANEJO, ALMACENAMIENTO, CONTROL Y TRATAMIENTO DE ACEITES MINERALES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES EN SERVICIO	NMX-J-308-ANCE-2004
GUIDE FOR HANDLING, STORAGE, CONTROL, AND CONDITIONING OF MINERAL INSULATING OIL FOR TRANSFORMERS IN SERVICE La presente norma fue emitida por la Asociación de Normalización y Certificación, A. C., "ANCE" y aprobada por el Comité de Normalización de la ANCE, "CONANCE", y por el Consejo Directivo de ANCE. La entrada en vigor de esta norma será 60 días después de la publicación de su declaratoria de vigencia en el Diario Oficial de la Federación. Esta norma es de aplicación nacional.		
CONANCE	Publicación de la Declaratoria de Vigencia en el Diario Oficial de la Federación: 13 de agosto de 2004	Cancela a la: NMX-J-308-ANCE-2003

Figura C-3 Norma NMX-J-308-ANCE-2004.



ÍNDICE DE CONTENIDO

	Página
1	OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN..... 1
2	REFERENCIAS 1
3	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO 1
3.1	Generalidades 1
3.2	Manejo en el centro de producción 2
3.3	Recepción y traslado al centro de distribución del consumidor 3
3.4	Centro de distribución y tratamiento del consumidor 5
3.5	Traslado a los lugares de uso 5
4	TRATAMIENTO PREVIO AL LLENADO DEL EQUIPO 6
4.1	Desgasificación y deshidratación de aceites aislantes 6
4.2	Sistema típico de desgasificación y deshidratación 7
5	CONTROL DE ACEITE AISLANTE EN SERVICIO 10
5.1	Frecuencia de pruebas 10
5.2	Pruebas de campo 10
5.3	Pruebas de laboratorio 10
6	MÉTODOS DE REACONDICIONAMIENTO Y REGENERACIÓN 11
6.1	Generalidades 11
6.2	Reacondicionamiento 11
6.3	Regeneración 13
7	ADICIÓN DE INHIBIDORES 16
8	MÉTODOS PARA DISPOSICIÓN DEL ACEITE DEGRADADO 18
9	TABLAS 18
10	FIGURAS 21
	APÉNDICE A 26
11	BIBLIOGRAFÍA 41
12	CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES 41
	APÉNDICE B 42

Figura C-3 Continuación Norma NMX-J-308-ANCE-2004.



TRANSFORMADORES - GUÍA PARA EL MANEJO, ALMACENAMIENTO, CONTROL Y TRATAMIENTO DE ACEITES MINERALES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES EN SERVICIO

GUIDE FOR HANDLING, STORAGE, CONTROL, AND CONDITIONING OF MINERAL INSULATING OIL FOR TRANSFORMERS IN SERVICE

1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN

La presente norma tiene por objeto establecer las medidas necesarias para preservar las características del aceite mineral aislante.

Esta norma se aplica al aceite mineral aislante desde su etapa de transporte desde el centro de producción, almacenamiento, control y tratamiento previo del llenado del transformador.

2 REFERENCIAS

Para la correcta utilización de esta norma, es necesario consultar y aplicar las Normas Mexicanas siguientes o las que las sustituyan:

NMX-J-123-ANCE-2001	Productos eléctricos - Transformadores - Aceites minerales aislantes para transformadores - Especificaciones, muestreo y métodos de prueba.
NMX-J-169-ANCE-1997	Transformadores - Transformadores y autotransformadores de distribución y potencia - Métodos de prueba.
NMX-Z-012/2-1987	Muestreo para la inspección por atributos - Parte 2: Método de muestreo, tablas y gráficas.

3 TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

3.1 Generalidades

3.1.1 La parte relativa al transporte y almacenamiento de aceite mineral aislante comprende las etapas siguientes:

- Manejo en el centro de producción.
- Recepción y traslado al centro de distribución del consumidor.
- Centro de distribución y tratamiento del consumidor.
- Traslado a los lugares de uso.

Figura C-3 Continuación Norma NMX-J-308-ANCE-2004.



TABLA 4. Valores límite para el control de aceite aislante en servicio

Prueba	Hasta 85 kV			De 115 kV a 230 kV			Hasta 400 kV		
	Puede continuar en servicio	Debe reacondicionarse	Debe regenerar o disponer	Puede continuar en servicio	Debe reacondicionarse	Debe regenerar o disponer	Puede continuar en servicio	Debe reacondicionarse	Debe regenerar o disponer
Tensión de ruptura dieléctrica, - electrodos planos, kV	≥ 25	< 25	--	≥ 30	< 30	--	≥ 30	< 30	--
- electrodos semiesféricos, kV	≥ 20	< 20	--	≥ 22	< 22	--	≥ 22	< 22	--
Número de neutralización, mg KOH/g aceite	$\leq 0,2$	--	$> 0,2$	$\leq 0,15$	--	$> 0,15$	$\leq 0,15$	--	$> 0,15$
Tensión interfacial mN/m	≥ 19	--	< 19	≥ 22	--	< 22	≥ 25	--	< 25
Factor de potencia a 60 Hz a 25 °C, %	$\leq 1,0$	$> 1,0$	$\geq 1,6$	$\leq 0,7$	$> 0,7$	$\geq 1,6$	$\leq 0,5$	$> 0,5$	$\geq 1,6$
Factor de potencia a 60 Hz a 100 °C, %	$\leq 5,0$	--	$> 5,0$	$\leq 5,0$	--	$> 5,0$	$\leq 5,0$	--	$> 5,0$
Contenido de agua mg/kg	≤ 30	> 30	--	≤ 30	> 30	--	≤ 25	> 25	--
NOTAS 1.- Los valores presentados en esta tabla se dan como referencia, pero en cada caso debe hacerse un estudio particular. 2.- Un solo valor de los presentados en esta tabla no siempre es significativo.									

Figura C-3 Continuación Norma NMX-J-308-ANCE-2004.



4. NORMA IEE C57.104-2008. GUIDE FOR THE INTERPRETATION OF GASES GENERATED IN OIL-IMMERSED TRANSFORMERS [15].

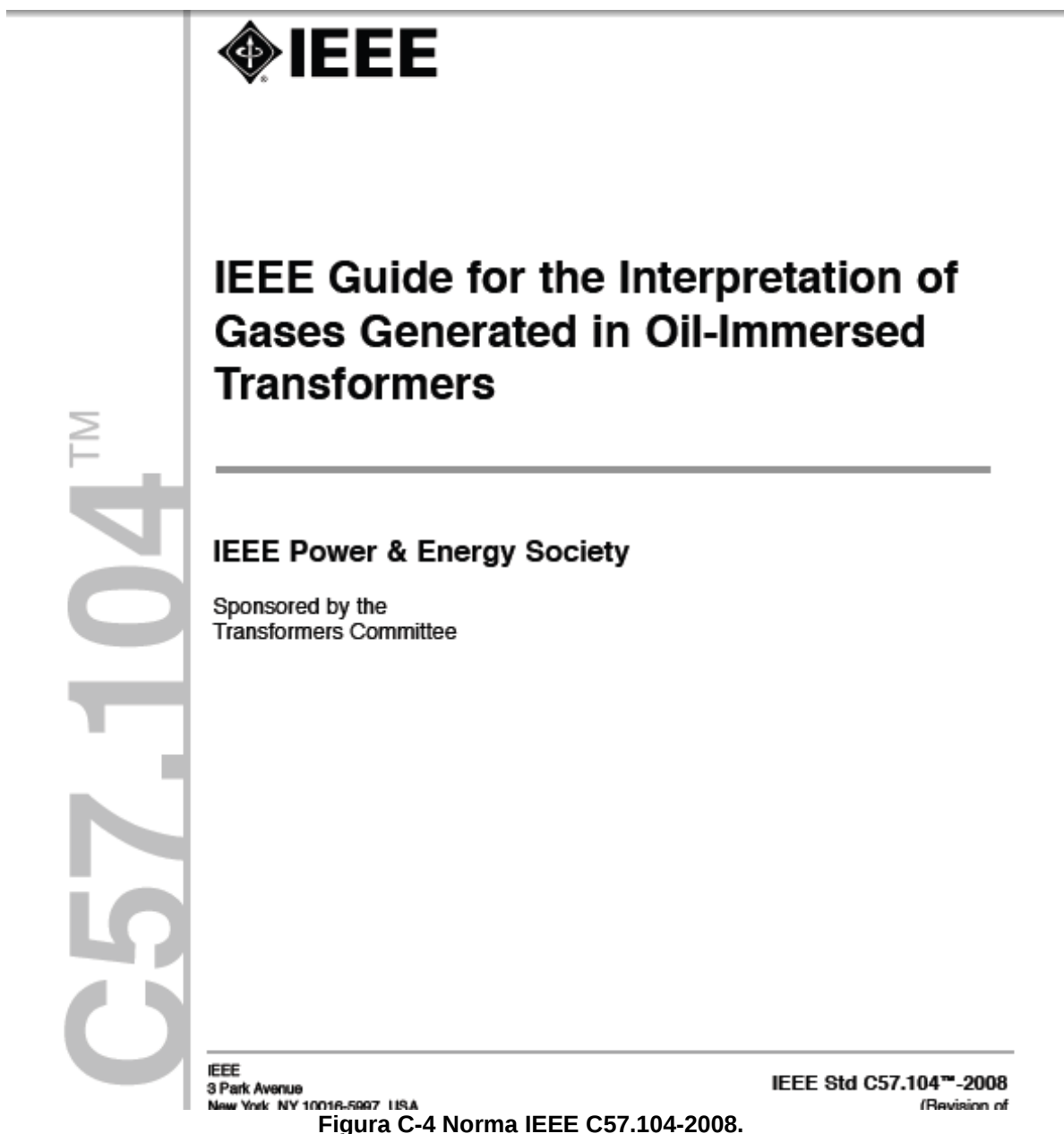


Figura C-4 Norma IEEE C57.104-2008.



Abstract: Detailed procedures for analyzing gas from gas spaces or gas-collecting devices as well as gas dissolved in oil are described. The procedures cover: 1) the calibration and use of field instruments for detecting and estimating the amount of combustible gases present in gas blankets above oil, or in gas detector relays; 2) the use of fixed instruments for detecting and determining the quantity of combustible gases present in gas-blanketed equipment; 3) obtaining samples of gas and oil from the transformer for laboratory analysis; 4) laboratory methods for analyzing the gas blanket and the gases extracted from the oil; and 5) interpreting the results in terms of transformer serviceability. The intent is to provide the operator with useful information concerning the serviceability of the equipment. An extensive bibliography on gas evolution, detection, and interpretation is included.

Keywords: gas analysis, oil, oil-filled transformers, transformers

The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA

Copyright © 2009 by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
All rights reserved. Published 2 February 2009. Printed in the United States of America.

IEEE is a registered trademark in the U.S. Patent & Trademark Office, owned by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Incorporated.

PDF: ISBN 978-0-7381-5834-1 STD95846
Print: ISBN 978-0-7381-5835-8 STDPD95846

No part of this publication may be reproduced in any form, in an electronic retrieval system or otherwise, without the prior written permission of the publisher.

Copyright The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
Provided by IHS under license with IEEE.
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Not for Resale

Authorized licensed use limited to: IHS Stephanie Dejesus. Downloaded on February 16, 2009 at 05:41 from IEEE Xplore. Restrictions apply.

Figura C-4 Continuación Norma IEEE C57.104-2008.



Contents

1. Overview	1
1.1 Scope	1
1.2 Limitations	1
2. Normative references	1
3. Definitions, acronyms, and abbreviations	2
3.1 Definitions	2
3.2 Acronyms and abbreviations	2
4. General theory	2
4.1 Cellulosic decomposition	2
4.2 Oil decomposition	2
4.3 Application to equipment	3
4.4 Establishing baseline data	4
4.5 Recognition of a gassing problem—Establishing operating priorities	4
5. Interpretation of gas analysis	4
5.1 Thermal faults	4
5.2 Electrical faults—Low intensity discharges	5
5.3 Electrical faults—High intensity arcing	5
6. Suggested operating procedures utilizing the detection and analysis of combustible gases	5
6.1 General	5
6.2 Determining combustible gas generating rates	7
6.3 Determining the gas space and dissolved gas-in-oil equivalents	7
6.4 Monitoring insulation deterioration using dissolved gas volume	8
6.5 Evaluation of transformer condition using individual and TDCG concentrations	8
6.6 Evaluation of possible fault type by the key gas method	11
6.7 Evaluation of possible fault type by analysis of the separate combustible gases generated	13
7. Instruments for detecting and determining the amount of combustible gases present	16
7.1 Portable instruments	16
7.2 Fixed instruments	17
8. Procedures for obtaining samples of gas and oil from the transformer for laboratory analysis	18
8.1 Gas samples for laboratory analysis	18
8.2 Gas dissolved in oil	18

viii

Copyright © 2009 IEEE. All rights reserved.

Electrical and Electronics Engineers, Inc.
rise with IEEE
who permitted without license from IHS

Not for Resale

Figura C-4 Continuación Norma IEEE C57.104-2008.



9. Laboratory methods for analyzing the gas blanket and the gases extracted from the oil	18
9.1 General	18
9.2 Determination of total dissolved gas	18
9.3 Determination of individual dissolved gases	18
9.4 Determination of individual gases present in the gas blanket.....	18
Annex A (informative) Bibliography	19

ix

Copyright © 2009 IEEE. All rights reserved.

Copyright The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
Provided by IHS under license with IEEE
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Not for Resale

Authorized licensed use limited to: IHS Stephanie Dejesus. Downloaded on February 16, 2009 at 05:41 from IEEE Xplore. Restrictions apply.

Figura C-4 Continuación Norma IEEE C57.104-2008.

