



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA:**

**INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN  
EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

**TÍTULO:**

**“ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DIELECTRICO DE LOS  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA MEDIANTE  
CROMATOGRAFÍA DE GASES”**

**AUTOR:**

**Jorge Leonel Rivas Cano**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de:**

**INGENIERO ELÉCTRICO-MECÁNICO CON MENCIÓN EN GESTIÓN  
EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

**TUTOR:**

**Ing. Raúl Montenegro Tejada, M.Sc.**

**Guayaquil, Ecuador  
2016**



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

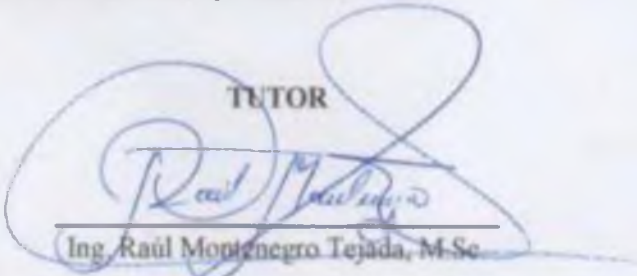
**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN  
EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

**CERTIFICACIÓN**

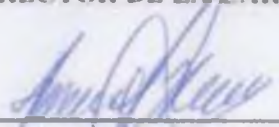
Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por Jorge Leonel Rivas Cano como requerimiento parcial para la obtención del Título de Ingeniería en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial.

**TUTOR**



Ing. Raúl Montenegro Tejada, M.Sc.

**DIRECTOR DE LA CARRERA**



Ing. Miguel Armando Heras Sánchez, M.Sc.

**Guayaquil, Marzo del 2016**



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN  
EMPRESARIAL INDUSTRIAL.**

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

**Yo, Jorge Leonel Rivas Cano**

**DECLARO QUE:**

El Trabajo de Titulación "Análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico de los transformadores de potencia mediante cromatografía de gases", previa a la obtención del Título de Ingeniería en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del Trabajo de Titulación referido.

**Guayaquil, Marzo del 2016**

**EL AUTOR**

---

**Jorge Leonel Rivas Cano**



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN  
EMPRESARIAL INDUSTRIAL**


**AUTORIZACIÓN**

**Yo, Jorge Leonel Rivas Cano**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación "Análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico de los transformadores de potencia mediante cromatografía de gases", cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

**Guayaquil, Marzo del 2016**

**EL AUTOR:**



---

**Jorge Leonel Rivas Cano**



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN  
EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

**CALIFICACIÓN**

---

## **DEDICATORIA**

Dedico el presente trabajo a MI MADRE, por enfrentarse día a día a las diversas circunstancias que le impuso el destino, saliendo victoriosa en cada una de ellas y demostrándonos a mí y a mis 3 hermanos que en esta vida todo se puede si se lucha por lo que de verdad se ama.

Para ti, GUERRERA DE LA VIDA.

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios por brindarme la salud y la fuerza de voluntad necesaria para culminar una etapa más en esta vida pasajera.

A mi madre y a mi tío, ya que su apoyo incondicional durante las diferentes etapas de mi vida forjaron al joven de hoy en día, y a mis 3 hermanos (Andrés, Azela y Ximena) que han estado ahí siempre brindándome su apoyo y por ser el motor que me impulsa a culminar cada uno de mis objetivos.

A cada uno de mis maestros, por compartir sus conocimientos personales y académicos, siendo la fuente principal para el desenvolvimiento en el ámbito profesional.

## RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene como fin la aplicación del mantenimiento predictivo en los transformadores eléctricos de potencia con el fin de detectar de manera anticipada la presencia de una falla latente que de no ser corregida afectará al rendimiento del equipo y la vez el servicio que este brinda.

La metodología a desarrollar como mantenimiento predictivo es la detección y el análisis de gases disueltos en el interior del transformador mediante la cromatografía de gases, con lo que se define el tipo de falla presente en el transformador.

Un transformador de potencia es una máquina eléctrica de gran importancia dentro de un sistema eléctrico (instalado por lo general dentro de subestaciones eléctricas), por lo que durante su período de operación debe ser vigilado adecuadamente y ser sometido a pruebas periódicas y a diversos tipos de mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos con el fin de mantener y/o prolongar su tiempo de vida útil y de servicio.



## **ABSTRACT**

This undergraduate work is to the application of predictive maintenance on electrical power transformers in order to detect in advance the presence of a latent failure which if not corrected will affect unit performance and service time that this provides.

The methodology to develop predictive maintenance as is the detection and analysis of dissolved gases within the transformer by gas chromatography, whereby the type of fault present in the transformer is defined.

A power transformer is an electrical machine of great importance within an electrical system (usually installed inside electrical substations), so that during its operation should be monitored properly and be subjected to periodic test and various types of predictive maintenance, preventive and corrective measures in order to maintain and/or extend their time of life and service.

## CONTENIDO

CAPÍTULO 1 .....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Justificación .....	1
1.2 Planteamiento del problema .....	1
1.3 Objetivos .....	2
1.3.1 Objetivo general .....	2
1.3.2 Objetivo específico.....	2
1.4 Tipo de investigación .....	3
1.5 Hipótesis.....	3
1.6 Metodología.....	3
PARTE 1 MARCO TEÓRICO .....	4
CAPÍTULO 2 .....	4
COMPONENTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUMERGIDO EN ACEITE DIELECTRICO .....	4
2.1 Introducción.....	4
2.2 Tanque .....	5
2.2.1 Funciones .....	5
2.2.2 Tipos de tanque .....	5
2.3 Pasatapas (Bushings).....	7

2.4	Núcleo y devanados.....	9
2.4.1	Núcleo .....	9
2.4.1.1	Tipo núcleo: .....	9
2.4.1.2	Núcleo tipo acorazado:.....	10
2.4.2	Devanados .....	10
2.5	Equipo cambiador de TAP .....	11
2.6	Pararrayos .....	12
2.7	Equipos auxiliares .....	13
2.7.1	Medidores de temperatura.....	14
2.7.2	Medidores del nivel de aceite.....	15
2.7.3	Dispositivos contra sobre presiones .....	15
2.7.4	Relé Buchholz .....	16
2.7.5	Medidores de presión de nitrógeno y vacío .....	17
2.7.6	Respirador de silica gel .....	17
2.7.7	Válvula tipo compuerta.....	18
CAPÍTULO 3 .....		19
SISTEMA DE REFRIGERACIÓN Y SISTEMA DE AISLAMIENTO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA .....		19
3.1	Introducción.....	19
3.2	Sistema de enfriamiento en transformadores .....	19

3.2.1	Clases de enfriamiento en transformadores de potencia.....	20
3.3	Aislamiento en transformadores eléctricos .....	23
3.3.1	Nivel Básico de Aislamiento (BIL).....	24
3.3.2	Sistema de aislamiento con gases dieléctricos .....	25
3.3.3	Hexafloruro de azufre (SF6) .....	28
3.3.4	Sistema de aislamiento con Askarel.....	30
3.3.5	Sistema de aislamiento con aceite:.....	32
CAPÍTULO 4.....		45
FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DETERIORO DE LOS SISTEMAS DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUMERGIDO EN ACEITE DIELECTRICO. ....		
		45
4.1	Introducción.....	45
4.2	Deterioro del sistema de aislamiento.....	46
4.2.1	Humedad .....	47
4.2.2	Oxígeno .....	48
4.2.3	Temperaturas elevadas (calor).....	49
4.2.4	Contaminación externa.....	51
CAPÍTULO 5 .....		52
MÉTODO DE DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR MEDIANTE EL ANÁLISIS DE GASES GENERADOS EN EL ACEITE AISLANTE. ....		
		52

5.1	Introducción.....	52
5.2	Origen de los gases.....	53
5.2.1	Descomposición de la celulosa.....	53
5.2.2	Descomposición del aceite.....	54
5.3	Cromatografía de gases según la Norma ASTM 3612.....	55
5.3.1	Objetivos de una cromatografía de gases disueltos.....	55
5.3.2	Gases encontrados mediante la cromatografía de gases.....	56
5.4	Definición del tipo de falla.....	57
5.4.1	Fallas térmicas.....	58
5.4.2	Fallas eléctricas.....	58
5.4.2.1	Descargas de baja intensidad.....	58
5.4.2.2	Descargas de alta intensidad.....	59
5.5	Procedimiento utilizando la detección y el análisis de gases combustibles.....	59
5.5.1	Determinación de las tasas de generación de gas combustible.....	60
5.5.2	Evaluación de la condición del transformador utilizando concentraciones individuales de gases y TGCD.....	61
5.5.2.1	Acciones a tomar e intervalos de toma de muestra en base al total de gases combustible disueltos en el aceite (TGCD) y a su tasa de generación.....	64
5.5.3	Evaluación del tipo de falla.....	65
5.5.3.1	Método de las Relaciones de Rogers.....	66

5.5.3.2	Método del triángulo de Duval .....	67
CAPÍTULO 6 .....		69
MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA .....		69
6.1	Introducción.....	69
6.2	Mantenimientos a realizar en el sistema de aislamiento de un transformador de potencia .....	70
6.2.1	Mantenimiento preventivo .....	70
6.2.1.1	Inspección y mantenimiento del sistema de aislamiento interno. ....	71
6.2.1.2	Inspección y mantenimiento del sistema de ventilación. ....	72
6.2.1.3	Inspección y mantenimiento de los medidores de temperatura. ....	72
6.2.2	Mantenimiento predictivo .....	72
6.2.3	Mantenimiento correctivo .....	73
6.2.3.1	Acciones a escoger con un aceite aislante deteriorado y/o contaminado..	75
PARTE II APORTACIONES .....		79
CAPÍTULO 7 .....		79
DESCRIPCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA A MONITOREAR Y DEL SISTEMA DE MONITOREO EN LÍNEA DE AGD (TROM-600) PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA. ....		79
7.1	Introducción.....	79
7.2	Características eléctricas del transformador de potencia a monitorear. ....	79

7.2.1	Medidores de temperatura.....	80
7.2.2	Sistema de refrigeración.....	81
7.3	Descripción del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia.....	82
7.3.1	Introducción .....	82
7.3.2	Principio operacional del TROM-600.....	82
7.3.3	Datos técnicos del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para transformadores de potencia. ....	84
7.3.4	Preparación e instalación del equipo.....	86
7.3.4.1	Preparación para la instalación del equipo.....	87
7.3.4.2	Ubicación de los equipos del Sistema de Monitoreo en línea de AGD. ....	89
7.3.5	Software del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia.....	92
7.3.5.1	Interfaces de usuario para el Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia. ....	92
CAPÍTULO 8 .....		97
RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO DE ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN BASE A LA INFORMACIÓN OBTENIDA DEL SISTEMA DE MONITOREO EN LÍNEA DE AGD (TROM-600). ....		97
8.1	Desarrollo .....	97
CAPÍTULO 9 .....		101

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	101
9.1 Conclusiones .....	101
9.2 Recomendaciones.....	102
ANEXO 1.....	103
Subestación Durán –Norte y dispositivos y equipos del Sistema de Monitoreo en.....	103
línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia. ....	103
ANEXO 2.....	108
Interfaces visualizadas en el transcurso del análisis de gases disueltos por parte del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia en el transformador de la subestación Durán-Norte. ....	108
BIBLIOGRAFÍA .....	112



## FIGURAS

Figura 2.1 Transformador de potencia en aceite de 112 MVA.....	4
Figura 2.2 Tanque tipo respiración libre .....	6
Figura 2.3 Tanque tipo conservador .....	6
Figura 2.4 Tanque tipo sellado .....	7
Figura 2.5 Bushing tipo GOB de ABB .....	8
Figura 2.6 Núcleo tipo núcleo .....	9
Figura 2.7 Núcleo tipo acorazado .....	10
Figura 2.8 Esquemas comunes de bobinas .....	10
Figura 2.9 Diferentes formas de aislar conductores de bobinas .....	11
Figura 2.10 Cambiador de TAP bajo carga de MaschinenFabrik Reinhausen (MR)....	12
Figura 2.11 Cambiador de TAP en gabinete de MaschinenFabrik Reinhausen (MR)...	12
Figura 2.12 Pararrayo ABB en transformador de potencia de 245 KV .....	13
Figura 2.13 Indicador de temperatura de devanado .....	14
Figura 2.14 Indicador de temperatura del aceite .....	15
Figura 2.15 Medidor del nivel de aceite-MTO .....	15
Figura 2.16 Dispositivo contra sobrepresiones MPREC .....	16
Figura 2.17 Relé Buchholz en transformador con tanque conservador .....	16
Figura 2.18 Manovacúmetro marca TESS .....	17
Figura 2.19 Respirador de silica gel .....	17
Figura 2.20 Válvula combinada para drenaje, filtrado y muestreo de aceite .....	18
Figura 3.21 Transformador con enfriamiento clase OA .....	20
Figura 3.22 Transformador seco de 300 KVA-17.5 Kv con ventilación forzada .....	21

Figura 3.23 Serpentes utilizados como medio refrigerante .....	21
Figura 3.24 Transformador con enfriamiento clase OA/FA .....	22
Figura 3.25 Esquema de ventilación forzada y circulación natural de aire.....	22
Figura 3.26 Transformador con enfriamiento clase OA/FOA/FOA .....	23
Figura 2.27 Geometría de las moléculas del gas SF <sub>6</sub> .....	28
Figura 3.28 Estructura molecular de los (PCB's) .....	30
Figura 3.29 Transformador con Askarel .....	32
Figura 3.30 Proceso de fabricación del aceite dieléctrico .....	34
Figura 4.31 Núcleo de un transformador con presencia de lodos .....	49
Figura 5.32 Proceso de degradación de la celulosa .....	54
Figura 5.33 Procedimiento general para el diagnóstico por cromatografía de gases...	60
Figura 5.34 Diagrama de flujo (paso a paso) según el método de las relaciones de Rogers. ....	66
Figura 5.35 Triángulo de Duval .....	68
Figura 6.36 Máquina de filtrado por presión a través de tierra Fuller .....	78
Figura 6.37 Filtrado por gravedad con tres depósitos que contienen tierra Fuller.....	78
Figura 7.38 Transformador de potencia de 18/24 MVA; 69/13.8 Kv de la subestación Durán-Norte perteneciente a la Unidad de Negocio Guayas-Los Ríos.....	80
Figura 7.39 Medidores de temperatura instalados en el transformador a monitorear...	81
Figura 7.40 Sistema de refrigeración instalados en el transformador a monitorear.....	81
Figura 7.41 Principio de funcionamiento del TROM-600 .....	84
Figura 7.42 Diagrama de ubicación de las válvulas para la muestra de aceite.....	87
Figura 7.43 Vista lateral y frontal del TROM-600 sobre su base de concreto.....	88
Figura 7.44 Vista frontal y trasera del gabinete de control.....	90

Figura 7.45 Vista frontal y trasera equipo TROM-600.....	91
Figura 7.46 Interfaz de inicio de sesión.....	93
Figura 7.47 Interfaz de la página de inicio. ....	94
Figura 7.48 Interfaz de datos en tiempo real.....	95
Figura 7.49 Interfaz del Método del Triángulo de Duval. ....	95
Figura 7.50 Interfaz de datos históricos.....	96
Figuras Anexo 1 Subestación Durán –Norte y dispositivos y equipos del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia. ....	103
Figuras Anexo 2 Interfaces visualizadas en el transcurso del análisis de gases disueltos por parte del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia en el transformador de la subestación Durán-Norte. ....	108

## TABLAS

Tabla 3.1 Relaciones de voltaje nominal del sistema, voltaje máximo del sistema y nivel básico de aislamiento (BIL) .....	25
Tabla 3.2 Elementos gaseosos que se encuentran en el aire .....	26
Tabla 4.3 Vida útil de los transformadores en relación a su temperatura de operación. ....	50
Tabla 5.4 Guía de intervención para fallas en proceso. ....	57
Tabla 5.5 Concentraciones límites de gases disueltos para evaluar la condición del transformador. Guía IEEE C57.104 .....	62
Tabla 5.6 Acciones basadas en TGCD. ....	64
Tabla 5.7 Relaciones de gases característicos. Método de las Relaciones de Rogers. Norma IEEE C57.107 .....	67
Tabla 6.8 Actividades a realizar dentro del mantenimiento correctivo de un transformador de potencia.....	74
Tabla 7.9 Datos de placa del transformador de potencia de la subestación Durán-Norte.....	80
Tabla 7.10 Gases característicos detectados por el equipo TROM-600.....	86
Tabla 8.11 Resultado del Análisis de Gases Disueltos en el transformador de potencia monitoreado.....	97

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Justificación

El transformador de potencia es un equipo eléctrico que posee elementos inmersos en aceite dieléctrico aislante, los cuales se encuentran constituidos por un conjunto de materiales, que en su mayoría son compuestos orgánicos; estos materiales se encuentran sometidos a posibles fallas, ya sean: eléctricas, térmicas o mecánicas produciendo descomposición de los materiales y de manera consecuente la formación de gases. Es así que mediante el análisis de estos gases se pueden detectar el tipo de falla latente, lo que permite a la vez determinar el estado de operación del equipo

La cromatografía es uno de los principales métodos para el análisis de gases, ya que es capaz de procesar pequeñas muestras con alta sensibilidad y precisión, siendo de esta manera una herramienta poderosa para la identificación y detección de una falla incipiente o avanzada en el transformador, permitiendo de esta manera conocer y programar con anticipación la salida de servicio de una unidad para realizar la inspección interna (si fuere necesario) y así evitar una falla inesperada del transformador.

### 1.2 Planteamiento del problema

El transformador de potencia de una subestación eléctrica es considerado un equipo eléctrico confiable, pero ésta máquina eléctrica no es ideal, es decir que: además

de los diferentes tipos de pérdidas (potencia y eficiencia), también sus materiales internos se encuentran sometidos a variaciones de temperatura y gradiente de campo magnético, provocando un envejecimiento en su respectivo aislamiento.

Cuando en el transformador se produce algún esfuerzo, ya sea por: variación de carga, sobrevoltajes de origen atmosférico o de maniobra; si los materiales no se encuentran en buen estado, pueden dar origen a una avería que en muchos casos no se manifiesta de manera inmediata pero se encuentra latente y la falla podría presentarse en cualquier momento.

Es por esto que para tener un conocimiento del estado en que se encuentran los materiales dieléctricos del transformador, se realiza el análisis de cromatografía de gases en el aceite, con lo que se logra detectar fallas incipientes o avanzadas.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo general**

- Analizar mediante cromatografía de gases las concentraciones de los gases que se encuentran disueltos en el aceite dieléctrico de los transformadores de potencia.

#### **1.3.2 Objetivos específicos**

- Conocer el funcionamiento del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) en transformadores de potencia.

- Interpretar los resultados del análisis de gases realizado a un transformador de 69/13.8 KV-18/24 MVA mediante el equipo TROM-600.
- Detectar la naturaleza y localización de la falla mediante los de resultados del análisis de gases.

#### **1.4 Tipo de investigación**

El tipo de investigación a realizar en este proyecto será de carácter analítico y documental, ya que tiene como fin realizar análisis, recopilar datos e interpretar resultados obtenidos en pruebas realizadas a transformadores.

#### **1.5 Hipótesis**

Mediante el estudio y el análisis del aceite dieléctrico realizado con un analizador de gases, se puede conocer de manera anticipada la presencia de una falla latente, la cual de no ser corregida a tiempo causará daños en el transformador de potencia.

#### **1.6 Metodología**

La metodología del presente trabajo de titulación está basada en la recopilación de datos teóricos y prácticos; además se enfoca en el análisis de resultados obtenidos en pruebas realizadas.

## PARTE 1 MARCO TEÓRICO

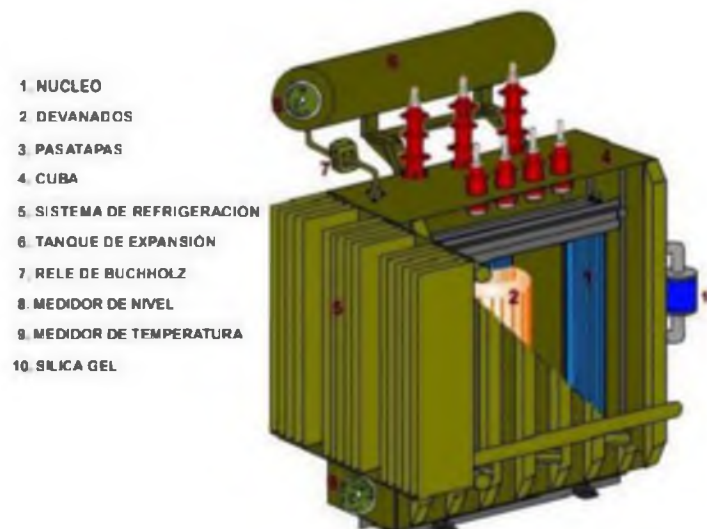
### CAPÍTULO 2

#### COMPONENTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUMERGIDO EN ACEITE DIELECTRICO

##### 2.1 Introducción

En el presente capítulo se realizará una breve descripción de los principales elementos que conforman un transformador de potencia, los cuales cumplen con sus respectivas características para el correcto funcionamiento del equipo.

En la figura 2.1 se aprecia un transformador de potencia de 112 MVA con sus componentes principales.



**Figura 2.1:** Transformador de potencia en aceite de 112 MVA.  
**Fuente:** (Ruíz Giraldo & Mayor Cardona, 2013)



## **2.2 Tanque**

Se denomina así a la parte metálica del transformador que contiene al núcleo y el aceite aislante. Al tanque también se le conoce como carcasa o cuba y su diseño varía dependiendo de la potencia del transformador.

### **2.2.1 Funciones del tanque**

El tanque de un transformador desempeña las siguientes funciones:

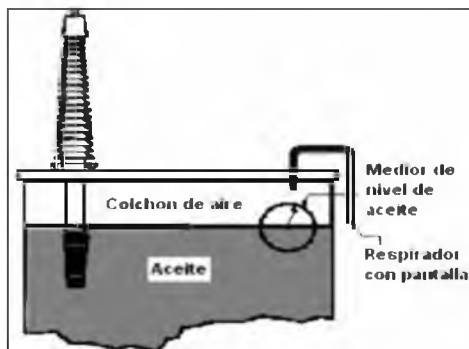
- a) Protege mecánicamente al conjunto: núcleo-bobinas.
- b) Contiene al líquido refrigerante/aislante.
- c) Protege al aceite dieléctrico del aire, la humedad y de la contaminación externa.
- d) Transmite al ambiente exterior el calor generado en la parte activa.

### **2.2.2 Tipos de tanque**

Hoy en día existen variados diseños de tanques para transformadores. Entre los tipos de tanque más comunes se encuentran: tipo respiración libre, tipo tanque conservador y tipo sellado.

#### **2.2.2.1 Tipo Respiración Libre**

Este tanque de transformador posee un espacio de aire que se forma por encima del aceite aislante y posee una vía de escape al exterior mediante un conducto de respiración; el cual está torcido hacia abajo y en el borde final se encuentra una cubierta con la función de impedir la entrada de agua-lluvia y de agentes contaminantes externos. En la figura 2.2 se aprecia este tipo de tanque.

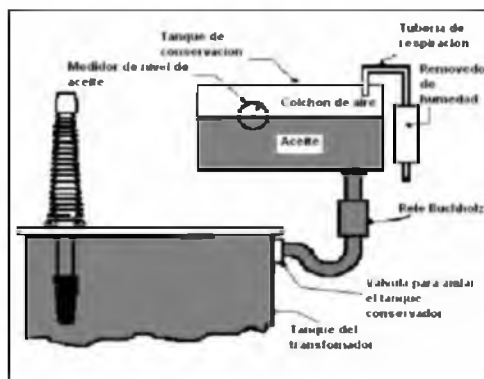


**Figura 2.2:** *Tanque tipo respiración libre.*  
**Fuente:** (Forestieri, 2004)

### 2.2.2.2 Tipo Tanque Conservador

En este diseño, el transformador además del tanque principal posee un tanque adicional ubicado en la parte superior (ver figura 2.3), denominado tanque de expansión o tanque conservador, de este modo, el tanque principal se mantiene con aceite dieléctrico.

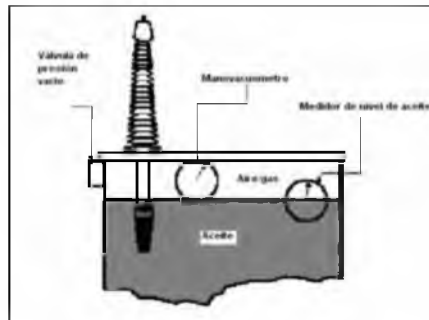
Debido a que la dilatación del líquido aislante y el ingreso de aire del exterior se producen lejos del tanque principal, este diseño disminuye la entrada de humedad, de agentes contaminantes externos y de oxígeno, retardando así la oxidación del aceite dieléctrico.



**Figura 2.3:** *Tanque tipo conservador.*  
**Fuente:** (Forestieri, 2004)

### 2.2.2.3 Tipo Sellado

El diseño del tanque tipo sellado es semejante al tanque de tipo respiración libre, pero con la añadidura de una válvula de descanso de presión/vacío, la cual mantiene  $\pm 5$  psi de presión interna. En la figura 2.4 se muestra un diseño de tanque tipo sellado.



**Figura 2.4:** Tanque tipo sellado.

**Fuente:** (Forestieri, 2004)

En este diseño la contaminación del transformador no es tan grave como en el diseño del tanque tipo respiración libre, ya que la respiración realizada por transformador está restringida y controlada por la válvula de descanso. (Forestieri, 2004)

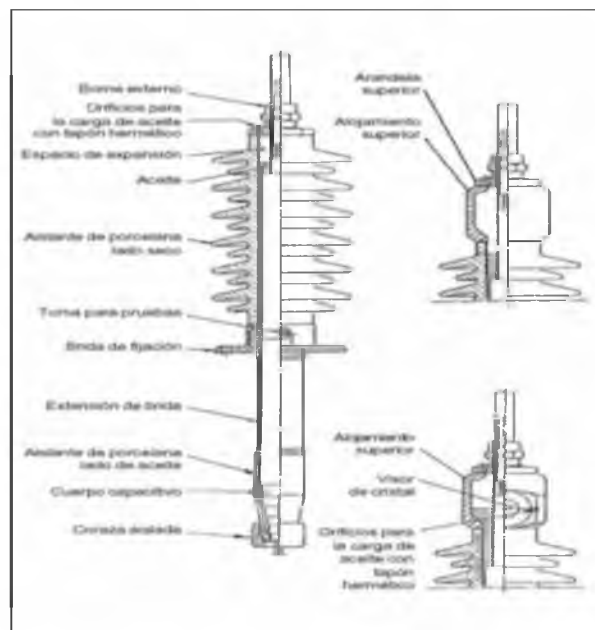
## 2.3 Pasatapas (Bushings)

En un transformador eléctrico, los pasatapas cumplen la función de prolongar de manera segura hacia el exterior a los conductores provenientes de los devanados que atraviesan el tanque.

Los bushings están diseñados para: soportar los voltajes normales y anormales de operación, conservar al transformador libre de humedad y sobrellevar los esfuerzos mecánicos de los conductores. En la figura 2.5 se visualiza un pasatapa GOB de la compañía ABB con sus respectivas partes.

Existen diferentes tipos de pasatapas, categorizados según las características de operación y del material/compuesto con el que están diseñados, como por ejemplo:

- Pasatapa de Porcelana (hasta 25 KV).
- Pasatapa de Porcelana-Aceite (25-69 KV).
- Pasatapa de Porcelana-Compuesto epóxico.
- Pasatapa de Porcelana-Resina sintética (34.5-115KV).
- Pasatapa de Porcelana-Papel impregnado de aceite (> 275 KV).



**Figura 2.5:** *Bushing tipo GOB de ABB.*  
**Fuente:** (Forestieri, 2004)

Los bushings son cilíndricos y revestidos con un esmalte especial para impedir la adhesión de contaminantes y de humedad. Además, poseen “faldas” con el fin de incrementar la distancia de fuga reduciendo de esta manera la posible creación de un arco eléctrico originado por sobre voltajes.

## 2.4 Núcleo y devanados

### 2.4.1 Núcleo

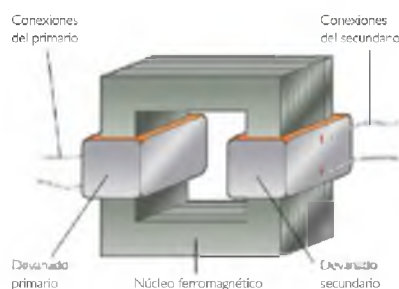
El núcleo cumple la función de conservar el flujo magnético, evitando así que este circule por el aire fomentando las pérdidas en el núcleo y por consiguiente la reducción de la eficiencia.

El núcleo de un transformador está conformado por el conjunto de chapas elaboradas a partir de la aleación de silicio y de hierro de grano orientado y aisladas eléctricamente mediante un recubrimiento de barniz con el fin de reducir las pérdidas por corrientes parásitas. (Singer, 1976)

Existen 2 tipos de núcleos para transformadores, estos son: el tipo núcleo y el tipo acorazado. Ambas clases de estructuras se pueden visualizar en las figuras 2.6 y 2.7.

#### 2.4.1.1 Tipo núcleo:

Este diseño no es una estructura maciza, sino que está integrado por el conjunto de chapas sobrepuestas y eléctricamente aisladas entre ellas. Son construidas por secciones para poder colocar el bobinado terminado en el contorno del núcleo, colocando de manera alternada una sección en U con una sección I y así sucesivamente.



**Figura 2.6:** *Núcleo tipo núcleo.*  
**Fuente:** (Chapman, 2000)

### 2.4.1.2 Núcleo tipo acorazado:

Esta estructura es más desarrollada, pues disminuye la difusión de las líneas de fuerza en la parte central. Este diseño de estructura también se la elabora en secciones, unos en diseño de forma de E y otros en diseño de forma de I, y se colocan alternadamente para impedir que coincidan las juntas. (Singer, 1976)

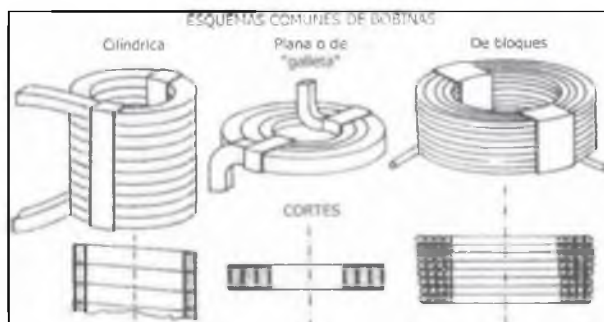


**Figura 2.7:** Núcleo tipo acorazado.  
Fuente: (Rodríguez, 2011)

### 2.4.2 Devanados

A excepción de que el núcleo requiera de propiedades especiales, el tipo de núcleo es el que determina el diseño del devanado. Los tipos de devanados existentes son (ver figura 2.8):

- a) Bobinado cilíndrico: Cuando el núcleo del transformador es del tipo núcleo.
- b) Bobinado plano: Cuando el núcleo del transformador es tipo acorazado.

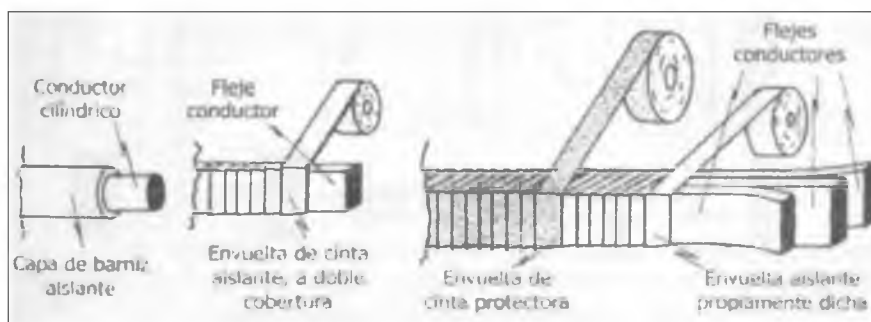


**Figura 2.8:** Esquemas comunes de bobinas.  
Fuente: (Forestieri, 2004)

Los materiales utilizados como aislantes para el bobinado son: fibra, mica, cinta y algodón impregnado, papel barnizado, etc. Como pieza separadora se puede utilizar madera cocida en aceite, pero son recomendables los materiales resistentes con base de papel o semejantes.

Los conductores para elaborar las bobinas, dependerán de la sección de la misma, (véase la figura 2.9), por lo que:

- Para secciones  $\leq 4\text{mm}^2$ : el conductor será alambre.
- Para secciones mayores: se usan flejes con doble capa de algodón.
- Para secciones amplias: se emplean varios flejes con un doble encintado (el primer nivel es el aislante y el segundo nivel aporta con rigidez mecánica).



**Figura 2.9:** *Diferentes formas de aislar conductores de bobinas.*

**Fuente:** (Forestieri, 2004)

Los bobinados antes del montaje en el transformador son expuestos a secado en hornos y mediante vacío se procede a eliminar la humedad existente, para posteriormente ser bañados con aislante líquido. (Forestieri, 2004)

## 2.5 Equipo cambiador de TAP

Generalmente todos los transformadores poseen un cambiador de Tap ubicado en el devanado de alta tensión, este dispositivo permite realizar variaciones en la relación

de tensión del transformador de manera manual o automática cuando la unidad se encuentra bajo carga (ver figura 2.10) o mientras está des-energizada (ver figura 2.11).

Existen dos diseños de equipos cambiadores de Tap:

- Para maniobras dentro del transformador (ver figura 2.10).
- Para maniobras exteriores desde un pequeño gabinete con aceite(ver figura 2.11).



**Figura 2.10:** Cambiador de TAP bajo carga de MaschinenFabrik Reinhausen (MR).  
Fuente: Ing. Gabriel Horacio Orellana



**Figura 2.11:** Cambiador de TAP en gabinete de MaschinenFabrik Reinhausen (MR).  
Fuente: Ing. Gabriel Horacio Orellana

## 2.6 Pararrayos

Los pararrayos son equipos encargados de proteger al transformador y brindar seguridad a los demás dispositivos y al personal que se encuentra operando en la subestación contra descargas atmosféricas, sobrevoltajes, etc., Estos equipos de protección, están divididos según el nivel de tensión de operación, existiendo tres niveles:

- Pararrayo tipo distribución (hasta 30 KV).



- Pararrayo tipo intermedio (hasta 120 KV).
- Pararrayo tipo subestación (hasta 684 KV).

En los sistemas eléctricos de gran potencia (subestaciones eléctricas) se utilizan pararrayos tipo válvula. Cuando se genera un sobrevoltaje, el dispositivo opera haciendo contacto entre las brechas de chispas, y las resistencias no lineales desfogan la tensión a tierra. Finalizada la sobrecarga de voltaje, las resistencias proceden a separar las brechas de chispas. En la figura 2.12 se aprecia un transformador de potencia con su pararrayo ubicado en la parte superior del tanque principal (círculo rojo).

(Hiht, 2014)



**Figura 2.12:** Pararrayo en transformador de potencia 245KV ABB.

**Fuente:** Red Eléctrica del Sur S.A (Perú)

## 2.7 Equipos auxiliares

Además de los componentes y equipos principales, un transformador de potencia también cuenta con equipos auxiliares, los que, por sus características están encargados de cumplir diversas funciones relacionadas con el transformador, a continuación se detallará de manera breve los equipos auxiliares más importantes y utilizados.

### 2.7.1 Medidores de temperatura

Los transformadores de potencia cuentan con dispositivos que permiten tener conocimiento de la temperatura de operación de la unidad evitando la posibilidad de sobrecalentamiento. Los dispositivos indicadores de temperatura son:

#### a) Indicador de la temperatura del devanado

Este dispositivo permite representar la temperatura existente en el devanado del transformador (ver figura 2.13). Técnicamente es un indicador de temperatura con una resistencia alimentada por una corriente aproximada a la que circula en el devanado mediante un TC (transformador de corriente) ubicado sobre el devanado. (Flores, 2010)



**Figura 2.13:** *Indicador de temperatura de devanado.*  
**Fuente:** RTE Transformadores Equipos Eléctricos

#### b) Indicador de temperatura del aceite

Este dispositivo (figura 2.14) señala la temperatura del aceite en la zona superior de la cuba (tanque principal). Mediante contactos eléctricos se puede ajustar niveles de temperatura para alarmas de alerta o proceder al disparo de los equipos de protección para evitar que la unidad opere con excesos de temperatura.

(Flores, 2010)



**Figura 2.14:** *Indicador de temperatura del aceite.*  
Fuente: PEAK

### 2.7.2 Medidores del nivel de aceite

Este dispositivo indica la cantidad (nivel) de aceite dieléctrico existente en el tanque principal o en el tanque conservador.

En ambos tanques del transformador, el dispositivo se encuentra instalado lateralmente, justo al nivel del aceite. Posee tres posiciones indicadoras: nivel máximo, nivel medio y nivel mínimo (ver figura 2.15).



**Figura 2.15:** *Medidor del nivel de aceite-MTO.*  
Fuente: MESSKO®

### 2.7.3 Dispositivos contra sobre presiones

Este dispositivo (ver figura 2.16) cumple la función de aliviar la sobrepresión interna del tanque. Cuando un nivel de presión previamente establecido es alcanzado, el dispositivo procederá a abrirse para reducir la presión existente y evitar posibles daños en el transformador.



**Figura 2.16:** *Dispositivo contra sobrepresiones MPREC.*  
**Fuente:** MESSKO®

#### 2.7.4 Relé Buchholz

El relé Buchholz es empleado en transformadores de potencia con tanque conservador. El funcionamiento de este dispositivo es sencillo y eficaz.

Los transformadores de potencia inmersos en aceite aislante, ante la presencia de una falla generan gases, al suceder esto, el relé Buchholz (ver figura 2.17) operará según la condición de la falla:

- Como alarma: cuando una determinada concentración de gases se acumula dentro del relé a causa de fallas menores.
- Como elemento de disparo/desconexión: cuando se produce un cambio brusco en el aceite a causa de una falla crítica.

(Flores, 2010)



**Figura 2.17:** *Relé Buchholz en transformador con tanque conservador.*  
**Fuente:** (Flores, 2010)

### 2.7.5 Medidores de presión de nitrógeno y vacío

Este dispositivo, también llamado manovacuómetro, indica la presión de nitrógeno a la que está sometido el transformador y además proporciona información sobre de la cantidad de vacío que contiene en su interior. La figura 2.18 muestra un indicador de presión/vacío. (Forestieri, 2004)



**Figura 2.18:** Manovacuómetro marca TESS.  
**Fuente:** Termofix

### 2.7.6 Respirador de silica gel

Este dispositivo (figura 2.19), se encuentra ubicado fuera del transformador entre el ingreso de aire y el ambiente exterior; cumple la función de eliminar el nivel de humedad y el polvo que tratan de entrar al transformador desde el exterior.



**Figura 2.19:** Respirador de silica gel.  
**Fuente:** Ingetraf

### 2.7.7 Válvula tipo compuerta

Este tipo de válvula (ver figura 2.20) permite realizar el drenaje, filtrado y tomar muestra del aceite aislante del transformador eléctrico, se encuentra instalada en la parte inferior del tanque principal de la unidad y se la maniobra a través de una llave de boca especial, para evitar incidentes como derrames de aceite.

(Forestieri, 2004)



**Figura 2.20:** *Válvula combinada para drenaje, filtrado y muestreo de aceite.*

**Fuente:** RVR Transformadores

## **CAPÍTULO 3**

### **SISTEMA DE REFRIGERACIÓN Y SISTEMA DE AISLAMIENTO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

#### **3.1 Introducción**

En un transformador de potencia, para obtener una eficiencia aceptable, se deberá tomar en cuenta un sistema de aislamiento y un sistema de refrigeración adecuados para la unidad; debido a que el funcionamiento de la unidad genera calor, esta podría sobrecalentarse ocasionando la disminución en su eficiencia y a la vez el riesgo de un posible incendio por el exceso de temperatura.

Los sistemas de refrigeración y los sistemas de aislamiento son utilizados para que el transformador mantenga una adecuada temperatura de operación mediante la disipación del calor. Estos sistemas utilizan métodos tanto mecánicos como naturales, incluso algunos son multifuncionales, como el aceite que puede desempeñar funciones de refrigerante, lubricante y aislante eléctrico en el transformador.

#### **3.2 Sistema de enfriamiento en transformadores**

Los transformadores de potencia son considerados equipos confiables pero no son máquinas eléctricas perfectas, ya que poseen pérdidas, las cuales producen aumento de temperatura (calor) afectando el tiempo de vida de los aislamientos. La parte activa del transformador (núcleo y devanados) debe poseer medios de enfriamiento adecuados para prever el pronto desgaste de los materiales aislantes dentro del transformador.

Los transformadores inmersos en aceite, con el objetivo de conservar sus temperaturas de funcionamiento en el rango normal de operación ( $55^{\circ}\text{C}$  o  $65^{\circ}\text{C}$  sobre temperatura atmosférica) hacen uso de diversas formas de ventilación, cada una utiliza accesorios como: ventiladores, intercambiadores de calor, radiadores, bombas de circulación (para agua o aceite), etc., los mismos que están ubicados en el tanque del transformador y son empleados de manera independiente o en conjunto.

### 3.2.1 Clases de enfriamiento en transformadores eléctricos

La norma americana ASA C57-1948 ha estandarizado y establecido los siguientes métodos de enfriamiento para transformadores eléctricos:

- **Clase OA:** (Enfriamiento por aire con circulación natural)

Este enfriamiento es el más sencillo, económico y usado en transformadores sumergidos en aceite con capacidades mayores a 50 KVA y voltajes superiores a 15 KV. El aceite aislante/refrigerante se encuentra contenido en el tanque de paredes lisas, corrugadas o provistas con radiadores con el fin de que exista una mayor disipación del calor. En la figura 3.21 se muestra un transformador eléctrico con enfriamiento tipo OA.



**Figura 3.21:** Transformador con enfriamiento clase OA.  
**Fuente:** RVR Transformadores



- **Clase AA:** (Enfriamiento por circulación natural del aire)

Aplicado en transformadores tipo seco con capacidades menores a 2000 KVA y voltaje nominal inferior a 15 KV, además de poseer enfriamiento propio utiliza el aire como medio aislante/refrigerante.

- **Clase AFA:** (Enfriamiento por aire forzado)

Para transformadores tipo seco, la disipación del calor se realiza mediante aire forzado suministrado por ventiladores colocados en el exterior de la unidad. En la figura 3.22 se puede observar este tipo de enfriamiento.



**Figura 3.22** Transformador seco de 300 KVA – 17.5 Kv con ventilación forzada.

**Fuente:** (Compañía Argentina de Transformadores S.A.)

- **Clase OW:** (Enfriamiento por agua a través de serpentín)

Para transformadores sumergidos en aceite, utiliza agua como líquido refrigerante, la cual se desplaza a través de serpentines que están en contacto con el aceite dieléctrico (ver figura 3.23).



**Figura 3.23** Serpentes utilizados como medio refrigerante.

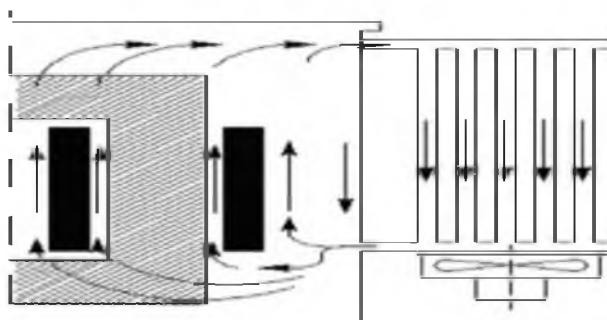
**Fuente:** (INNOVAFORCE, 2014)

- **Clase OA/FA:** (Enfriamiento por circulación natural del aire y aire forzado)

Para transformadores sumergidos en líquido aislante, en esencia es un transformador con enfriamiento clase OA con ventiladores agregados (ver figura 3.24) para elevar la capacidad de disipación térmica. En la figura 3.25 se puede observar el esquema de refrigeración.



**Figura 3.24:** Transformador con enfriamiento clase OA/FA.  
Fuente: (Romero, 2012)



**Figura 3.25** Esquema de ventilación forzada y circulación natural del aceite.  
Fuente: (Chapman, 2000)

- **Clase FOA:** (Enfriamiento mediante aceite forzado y aire forzado)

En este tipo de enfriamiento se usan los ventiladores y las bombas de aceite operando de manera sincronizada. El aceite dieléctrico es enfriado al pasar por cambiadores de calor de aire-aceite colocados en el exterior del tanque.

- **Clase FOW:** (Enfriamiento por circulación de aceite forzado y agua forzada)

Este método es prácticamente igual que al enfriamiento tipo FOA, con la excepción que el cambiador de calor ahora es agua-aceite y sin ventiladores.

- **Clase OA/FOA/FOA:** (Enfriamiento mediante aceite forzado/aire forzado, con enfriamiento aceite forzado-aire forzado).

La capacidad del enfriamiento del tipo OA en transformadores sumergidos en aceite puede ser elevada con bombas y ventiladores operando en conjunto. En el diseño se usan ventiladores colocados sobre los radiadores y bombas conectadas a los radiadores para la circulación forzada del aceite refrigerante, como se puede ver en la figura 3.26. (Murillo Peñafiel, 2012)



**Figura 3.26:** Transformador con enfriamiento clase OA/FOA/FOA.  
**Fuente:** RVR Transformadores

### 3.3 Aislamiento en transformadores eléctricos

La vida útil de los transformadores, al igual que en toda máquina eléctrica, está relacionada con el estado de sus aislamientos, los cuales determinan las condiciones normales o anormales de operación. Un sistema aislante para ser considerado confiable y excelente deber contar con: buenas propiedades dieléctricas, baja viscosidad y buena capacidad para disipar el calor.

Todo sistema de aislamiento tienen la función de: aislar las bobinas (entre sí, de las diferentes fases y de la cuba), las láminas del núcleo magnético y ayudar en la transferencia de calor al exterior.

En transformadores de potencia, se utiliza el aislamiento sólido (papel aislante, cartón prensado, algodón, etc.) inmerso ya sea en: aislamiento con gases dieléctricos o aislamiento con líquidos dieléctricos; el tipo de aislamiento a escoger dependerá del nivel de tensión, lugar de operación, presupuesto, etc.

(Singer, 1976)

### **3.3.1 Nivel Básico de Aislamiento (BIL)**

El nivel básico de aislamiento en los transformadores de potencia cumple la función de soportar sobrevoltajes (descargas atmosféricas) mayores a los voltajes nominales de operación e indica:

- La capacidad de la unidad para tolerar voltajes transitorios de escasa duración (micro-segundos).

(Electrical Engineering Portal, 2015)

Debido a que las descargas atmosféricas son fenómenos naturales e inciertos, no ha sido posible decretar o establecer la magnitud de las mismas, por lo que en la tabla 3.1 se muestran los niveles de aislamiento sugeridos por el INEN para las diferentes tensiones de operación en transformadores de distribución y en transformadores de potencia.

**Tabla 3.1** Relaciones de voltaje nominal del sistema, voltaje máximo del sistema y nivel básico de aislamiento (BIL).

APLICACIÓN	VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA (Vn) [Kv]	VOLTAJE MÁXIMO DEL SISTEMA (Vm) [Kv]	NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO BIL [Kv]
Transformadores de Distribución hasta 500 KVA	1.2	1.2	30
	2.5	2.5	45
	5.0	5.0	60
	8.7	8.7	75
	15.0	15.0	95
	25	25	150-125
	34.5	36	200-150
	46	52	250-200
Transformadores de Potencia	1.2	1.2	45
	2.5	2.5	60
	5.0	5.0	75
	8.7	8.7	95
	15.0	15.0	110
	25.0	25.0	150
	34.5	36.0	200
	46	52.0	250
	69	72.5	350

**Fuente:** (INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN, 1998)

### 3.3.2 Sistema de aislamiento con gases dieléctricos

El aislante gaseoso de mayor aplicación es el aire y su utilización abarca todos los niveles de tensión; también se pueden encontrar más gases de diversas características pero que de igual manera cumplen con el mismo propósito. Estos gases pueden ser obtenidos de manera natural o mediante combinaciones químicas y son usados para aislar dispositivos eléctricos encapsulados.

Los gases de uso en aplicaciones de ingeniería eléctrica son:

- Aire
- Nitrógeno (N<sub>2</sub>)

➤ Hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)

El oxígeno en el aire y el flúor en el hexafluoruro de azufre, son importantes porque atrapan fácilmente electrones libres, que son los agentes que inician una ruptura dieléctrica. (Saguay Tacuri & Torres Cuenca, 2011)

### 3.3.2.1 Aire

El aire (seco) a temperatura ambiente es uno de los mejores aislantes pero su rigidez dieléctrica no es muy elevada. En el momento en que la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos supera un valor límite (alrededor de 30.000 V) se produce la ruptura dieléctrica transformando al aire en un conductor.

La composición porcentual del aire se observa en la tabla 3.2:

**Tabla 3.2:** *Elementos gaseosos que se encuentran en el aire*

Gases presentes en el aire	
Nitrógeno	78%
Oxígeno	20.99 %
Argón	0.9325 %
Gas carbónico	0.03 %
Hidrógeno	0.01 %
Neón, helio, criptón, xenón	< 0.01%

**Fuente:** (Saguay Tacuri & Torres Cuenca, 2011)

#### 3.3.2.1.1 Propiedades del aire

Las propiedades físicas, químicas y eléctricas del aire son:

- Peso molecular: 28.95 g/mol .
- Punto de fusión (Punto de congelación incipiente): -213.4 °C.
- Fase líquida:

- Densidad del líquido (1.013 bar en el punto de ebullición):  $875 \text{ kg/m}^3$ .
- Punto de ebullición:  $-194.5 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Calor latente de vaporización (1.013 bar):  $198.7 \text{ KJ/Kg}$ .
- Punto crítico:
  - Temperatura crítica:  $-140.5 \text{ }^\circ\text{C}$
  - Presión crítica:  $37.71 \text{ bar}$
  - Conductividad térmica (1.013 bar y  $0^\circ\text{C}$  ( $32^\circ\text{F}$ )):  $23.94 \text{ mW / (mK)}$

(Saguay Tacuri & Torres Cuenca, 2011)

### 3.3.2.2 Nitrógeno

En estado gaseoso es neutro, incoloro, inerte e impide el desarrollo de la vida. Es utilizado como aislante eléctrico en transformadores cerrados con ambientes de 1 atmósfera de presión.

#### 3.3.2.2.1 Propiedades del nitrógeno

Las propiedades físicas y químicas del nitrógeno son:

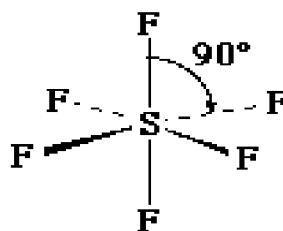
- Peso molecular:  $28.0134 \text{ g/mol}$ .
- Punto de fusión:  $-2100 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Fase líquida:
  - Densidad del líquido (1.013 bar en el punto de ebullición):  $808.607 \text{ kg/m}^3$ .
  - Punto de ebullición (1.013 bar):  $-195.9 \text{ }^\circ\text{C}$ .
  - Calor latente de vaporización (1.013 bar):  $198.38 \text{ KJ/Kg}$ .
- Punto crítico:
  - Temperatura crítica:  $-147 \text{ }^\circ\text{C}$ .

- Presión crítica: 33.999 bar.
- Densidad crítica: 314.03 kg/m<sup>3</sup>.
- Conductividad térmica (1.013 bar y 0°C): 24 mW / (mK).

(Saguay Tacuri & Torres Cuenca, 2011)

### 3.3.3 Hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)

Algunos sistemas eléctricos, hacen uso del Hexafluoruro de Azufre como aislamiento, el cual es un gas artificial sintetizado mediante el arreglo simétrico de: un átomo de azufre (S) ubicado como eje central y en torno al cual orbitan seis átomos de flúor gaseoso (F) (ver Figura 3.27); este compuesto no reacciona con ninguna otra sustancia siempre que se encuentre a temperatura ambiente y posee propiedades fuertemente electronegativas. (Prixma Ltda., 2015)



**Figura 3.27:** Geometría de las moléculas del gas SF<sub>6</sub>.  
Fuente: (Educaplus.org, 2007)

#### 3.3.3.1 Propiedades del hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>)

Las propiedades físicas y químicas del SF<sub>6</sub> son:

- Peso molecular: 146.05 g/mol.
- Fase sólida:
  - Calor latente de fusión (1.013 bar, en el punto triple): 39.75 KJ/Kg.



➤ Fase líquida:

- Densidad del líquido (en el punto triple):  $1880 \text{ kg/m}^3$ .
- Punto de ebullición:  $-63.9 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Presión de vapor (a  $21^\circ\text{C}$ ): 21.5 bar.

➤ Punto crítico:

- Temperatura crítica:  $45.5 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Presión crítica: 37.59 bar.
- Conductividad térmica (1.013 bar y  $0^\circ\text{C}$ ):  $12.058 \text{ mW / (mK)}$ .

(Saguay Tacuri & Torres Cuenca, 2011)

La perfecta estabilidad atómica y el ser poseedor de una rigidez dieléctrica 2.5 veces mejor que la del aire convierten al SF<sub>6</sub> en un aislador eléctrico sin competencia, por estas razones es muy utilizado a nivel industrial en sistemas cerrados y en dispositivos eléctricos que operan a alta tensión como: transformadores y equipos de protección, debido a que la capacidad de extinción de arcos eléctricos es altamente efectiva.

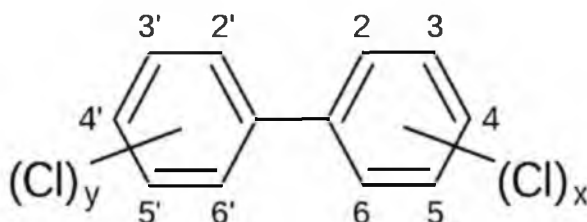
Absolutamente todos los equipos inmersos en SF<sub>6</sub> son compactos, seguros y con una vida útil extensa, de modo que, el porcentaje del impacto ambiental comparado con los equipos eléctricos sin SF<sub>6</sub> es reducido. Todas estas cualidades y características hacen del SF<sub>6</sub> una tecnología de punta y eliminar su uso representaría un retroceso, ya que las alternativas requieren de mayores espacios y son menos confiables.

### 3.3.4 Sistema de aislamiento con Askarel

Entre los años 1930 y 1980, el líquido utilizado como aislante eléctrico para transformadores era una mezcla de bifenilos policlorados (PCB's) y bencenos clorados (TCB's), conocidos comercialmente como: Aroclors, Piranol, Inerteen, Chlorextol y Askarel, siendo este último de mayor uso y comercialización.

Los bifenilos policlorados (PCB's) son compuestos artificiales, que dan como producto compuestos químicos organoclorados (formados por átomos de cloro, carbono e hidrógeno). Se producen sustituyendo entre uno y diez átomos de hidrógeno por átomos de cloro en la molécula bifenil.

Su fórmula general es  $C_{12}H_{10-n}Cl_n$  y su estructura molecular se la puede apreciar en la figura 3.28 (Recalde Coronel & Zorrilla Palma, 2007)



**Figura 3.28:** Estructura molecular de los (PCB's).  
Fuente: (Dschanz, 2007)

A nivel industrial se convirtió en el aislante dieléctrico ideal debido a su baja presión de vapor, su elevada constante dieléctrica y a su alta resistencia a temperaturas extremas (bajas o altas), por lo que fue utilizado en transformadores como aislante y refrigerante (en sustitución a la refrigeración por aire que era cara y poco fiable en aquella época).

### 3.3.4.1 Propiedades físico-químicas

El Askarel posee las siguientes propiedades físico-químicas:

- Masa molecular : 189-499 g/mol.
- Densidad: 1.2 - 1.6 g/cm<sup>3</sup>.
- Punto de ebullición: 320 - 420 °C.
- Presión de vapor:  $0.2 - 1.33 \cdot 10^{-3}$  Pa.
- Rango de destilación: 365° – 390° C.
- Baja polaridad.
- Baja solubilidad del agua.
- Mayor peso molecular que el agua.
- No inflamable.
- Constante dieléctrica alta.
- No se deteriora por oxidación.
- Menor coeficiente de expansión. que el aceite mineral.
- Alta viscosidad.
- Alta estabilidad química y térmica.

(Consejo Nacional de Seguridad de Chile, 1987)

En los transformadores con aislamiento mediante aceite Askarel (figura 3.29) se debe tener cuidado de no mezclar con aceites minerales, ya que si se combina sólo un 2% de aceite mineral a la totalidad del PCB's, este perderá gran parte de sus características (entre ellas: el no ser inflamable) y en el peor de los casos podría atacar las partes constitutivas del transformador.



**Figura 3.29:** Transformador con Askarel.  
Fuente: (Feira, 2014)

Investigaciones realizadas a los PCB's, demostraron que estos compuestos poseen un elevado grado de toxicidad, por lo que, su elaboración comenzó a prohibirse desde 1977 y su uso fue reemplazado por tecnologías más avanzadas y menos contaminantes; realizándose el adecuado reciclaje y tratamiento a los transformadores contaminados por PCB's y la eliminación de estos compuestos mediante la incineración a temperaturas mayores a los 1100°C.

Hoy en día, el uso de Askarel como líquido aislante está prohibido en todo el mundo, pero aún se pueden encontrar equipos funcionando bajo esta modalidad especialmente en países en vía de desarrollo. (Neupert, 2002)

### **3.3.5 Sistema de aislamiento con aceite:**

Su polifuncionalidad (refrigerador, lubricador y aislador eléctrico), su elevada rigidez dieléctrica, su bajo costo comparado con otros sistemas y su propiedad auto regenerativa después de soportar momentos de rupturas eléctricas excesivas; hacen del aceite el material aislante de mayor aplicación en transformadores eléctricos.

A pesar de estas ventajas, los aceites aislantes presentan una desventaja: son inflamables y un sobrecalentamiento producido por descargas estáticas o por arcos

eléctricos que sobrepasan su límite de ruptura producirán la combustión del mismo y por consecuente el alto riesgo de accidentes y pérdidas en los alrededores del transformador.

El aceite para transformadores, aísla eléctricamente a los devanados: entre sí y con la carcasa del transformador, previniendo la creación de arcos eléctricos; y a la vez actúa como refrigerante disipando las pérdidas por temperatura; el aumento de temperatura puede llegar hasta  $+50^{\circ}\text{C}$  la temperatura ambiente.

Las especificaciones técnicas para aceites dieléctricos han sido elaboradas y establecidas mediante acuerdo internacional, por organismos oficiales y asociaciones de profesionales e industriales con el objeto de garantizar:

- a) La calidad uniforme en la producción.
- b) Un desempeño óptimo durante todo el tiempo de servicio.

Las especificaciones internacionales adoptadas son las de la Sociedad Americana de Ensayos y Materiales (American Society of Testing and Materials, ASTM)

En la figura 3.30 se muestra el proceso de fabricación de un aceite dieléctrico, mediante los tres métodos: por ácidos, por extracción con solventes o por hidrogenación.



**Figura 3.30:** Proceso de fabricación del aceite dieléctrico.  
**Fuente:** (Gil Alonso, 2009)

### 3.3.5.1 Funciones del aceite para transformadores

El aceite utilizado en los transformadores cumple cuatro funciones básicas:

- Aislar eléctricamente a los componentes del transformador.
- Refrigerar al transformador y sus componentes.
- Evitar la acumulación de lodo en el interior del transformador.
- Resguardar al núcleo y a las bobinas del ataque químico (oxidación).

(Forestieri, 2004)

### 3.3.5.2 Características de los aceites aislantes

Los aceites aislantes provienen de la destilación fraccionada del petróleo crudo, fabricados de manera que cumplan con las propiedades físicas y eléctricas establecidas para la utilización en las diversas áreas de la ingeniería eléctrica.

Por este motivo deben tener:

- a) Alta resistencia dieléctrica.
- b) Baja viscosidad .
- c) Resistencia a la emulsificación.
- d) Evitar la formación de lodos.
- e) Tener alto punto de inflamación .

La variación de cualquiera de estas características es detectada cuando el aceite es sometido a la prueba de rigidez dieléctrica.

### **3.3.5.3 Propiedades de los aceites dieléctricos**

Un aceite dieléctrico para ser considerado confiable y cumpla adecuadamente con sus funciones deberá cumplir con las siguientes propiedades:

- Propiedades Físicas.
- Propiedades dieléctricas.
- Propiedades químicas .

#### **3.3.5.3.1 Propiedades físicas**

##### a) Viscosidad

La viscosidad de un fluido consiste en la resistencia dinámica que un fluido presenta al deslizarse sobre una superficie. A mayor viscosidad del aceite, mayor será la resistencia al deslizamiento dentro del transformador disminuyendo la función de refrigeración. Es por esto que los aceites dieléctricos deben tener una baja viscosidad para facilitar la disipación del calor generado durante la operación del transformador.

Las viscosidades máximas establecidas para aceites dieléctricos, a las diferentes temperaturas de evaluación, mediante el método ASTM D- 445 o D-88, son:

- A 100°C ..... 3mm<sup>2</sup>/s.
- A 40°C..... 12 mm<sup>2</sup>/s
- A 0°C ..... 76 mm<sup>2</sup>/s

(Gil Alonso, 2009)

#### b) Punto de fluidez

Consiste en la temperatura a la cual el aceite deja de fluir, mientras se somete a un proceso de enfriamiento progresivo. Con esta referencia, según el punto de fluidez se puede identificar a los diferentes tipos de aceites aislantes utilizando la siguiente escala:

- $\leq 0^{\circ}\text{C}$  = Presencia dominante de hidrocarburos parafínicos.
- $-10^{\circ}\text{C}$  = Predominan los hidrocarburos isoparafínicos.
- $-20^{\circ}\text{C}$  a  $-35^{\circ}\text{C}$  = Presencia de fracciones de hidrocarburos nafténicos.
- $-40^{\circ}\text{C}$  a  $-60^{\circ}\text{C}$  = Presencia de fracciones de hidrocarburos aromáticos.

Mediante el método ASTM D-97, los puntos de fluidez aceptables para aceites dieléctricos son aquellos que se van desde  $-40^{\circ}\text{C}$  hasta los  $-50^{\circ}\text{C}$ . (Gil Alonso, 2009)

#### c) Punto de inflamación

Equivale a la temperatura mínima en la cual el aceite empieza a emitir vapores que al combinarse con el oxígeno del aire crean una reacción explosiva produciendo el origen de una llama.

El punto de inflamación en los aceites dieléctricos es de  $145^{\circ}\text{C}$ ; actualmente se están desarrollando aceites con un mayor punto de inflamación ya que al ser más alto



este valor, será más confiable y segura su utilización en transformadores y las diferentes aplicaciones eléctricas. (Gil Alonso, 2009)

d) Tensión interfacial

La descomposición natural de los aceites origina la formación de compuestos secundarios solubles tanto en agua y en el mismo aceite, alterando su tensión interfacial (solubilidad de un líquido en otro) y provocando el aumento considerable de la humedad del aceite y reduciendo su propiedad de aislante dieléctrico.

La tensión interfacial mínima aprobada para aceites dieléctricos mediante el método ASTM D-971 es de 40 dinas/cm. (Gil Alonso, 2009)

e) Punto de anilina

Corresponde a la temperatura mínima de disolución a volúmenes iguales entre un aceite dieléctrico y anilina (compuesto orgánico) mediante la prueba ASTM D611. Es aplicado como control de calidad para la comprobación de contenido de compuestos aromáticos en el aceite dieléctrico.

El punto de anilina aceptado para aceites dieléctricos, evaluado mediante el método ASTM D-611, es de 63°C a 84°C.

(Gil Alonso, 2009)

f) Color

La intensidad en el color del aceite dieléctrico se determina mediante el método ASTM D-1500 y depende del tipo de hidrocarburos con los que está elaborado el aceite.

Así por ejemplo:

- Cuando el aceite es de color blanco y transparente: indica la presencia de hidrocarburos parafinicos e isoparafinicos.
- Cuando el color del aceite varía entre amarillo claro y amarillo verdoso: indica la presencia de hidrocarburos nafténicos.
- Cuando la coloración del aceite va desde el amarillo rojizo (naranja) al marrón oscuro: indica la presencia de hidrocarburos aromáticos. (Gil Alonso, 2009)

g) Contenido de agua

Ningún transformador está considerado libre de agua, la humedad del aceite permite que exista agua en pequeñas cantidades.

Se pueden reconocer tres tipos de agua en el aceite de un transformador:

*i. Agua libre:*

Es inofensiva y se encuentra asentada en el fondo de la cuba, es reconocible cuando se extrae una muestra de aceite con la válvula de drenaje.

*ii. Agua en suspensión*

Se origina mediante los productos de la oxidación del aceite formando diferentes tipos de ácidos que en unión con el agua libre se combinan con los lodos existentes en la cuba del transformador.

*iii. Agua en solución*

Esta solución se mantiene en equilibrio hasta el momento que se modifica la presión y la temperatura. Cuando aumenta esta última, también se produce el aumento de la solución, poniendo en peligro el transformador.

(Corrales León, 1999)

### 3.3.5.3.2 Propiedades dieléctricas

#### a) Factor de potencia

Se encarga de medir las pérdidas de corriente en la parte activa del transformador durante su operación. Estas pérdidas de corriente ocurren por los compuestos polares existentes en el aceite y a la vez son la causa de las elevaciones anormales de temperatura que sufren los equipos bajo carga.

El factor de potencia máximo permisible (%), evaluado mediante el método ASTM D-924, es:

- A 25°C.....0,05%
- A 100°C.....0,3%

(Gil Alonso, 2009)

#### b) Rigidez dieléctrica

Indica la capacidad del aceite para soportar tensiones eléctricas sin presentar fallas, es decir, es el mínimo voltaje en el que se produce un arco eléctrico, por lo que:

- Una baja resistencia dieléctrica indica contaminación con agua, carbón u otra materia extraña.
- Una alta resistencia dieléctrica es la mejor indicación de que el aceite no posee contaminantes.

(Gil Alonso, 2009)

### 3.3.5.3.3 Propiedades químicas

Entre las propiedades químicas que debe tener un aceite dieléctrico tenemos:

a) Estabilidad a la oxidación

La exposición del aceite dieléctrico al aire, a las altas temperaturas, al hierro y al cobre producen cambios químicos resultantes de la formación de ácidos y lodos.

- Los ácidos atacan al tanque del transformador reduciendo la capacidad aislante del aceite produciendo pérdidas eléctricas en el equipo.
- Los lodos obstruyen la transferencia de calor, causando el sobrecalentamiento en las partes del transformador, condición que también produce pérdidas de potencia eléctrica.

Reducir la presencia de estas sustancias es de gran importancia; por este motivo es necesario el uso de aceites dieléctricos refinados que posean una excelente resistencia a la oxidación y a la estabilidad química de manera que garanticen una larga vida en los equipos. (Gil Alonso, 2009)

#### **3.3.5.4 Composición de un aceite dieléctrico**

El proceso de fabricación involucra la destilación del crudo y su posterior refinación mediante algunos de los siguientes tratamientos: Por ácidos, extracción por solventes o hidrogenación.

La composición de un aceite dieléctrico varía de acuerdo con el crudo del que se destilan y el método de refinación que se emplea.

Un buen aceite dieléctrico está compuesto con las siguientes proporciones:

- Hidrocarburos Aromáticos: 4 a 7%
- Hidrocarburos Isoparafínicos: 45 a 55%

- Hidrocarburos Nafténicos: 50 a 60%

(Gil Alonso, 2009)

#### **3.3.5.4.1 Aceites bases**

Son hidrocarburos compuestos en gran porcentaje por carbono e hidrógeno más las impurezas propias de los derivados del petróleo como el azufre y el nitrógeno en menor proporción.

Cada hidrocarburo tiene su propia composición y características que contribuyen al producto final (aceite dieléctrico), los hidrocarburos encontrados en aceites bases son:

##### **a) Hidrocarburos aromáticos**

Los hidrocarburos aromáticos poseen las siguientes propiedades:

- Bajo coeficiente de expansión, que dificulta la disipación de calor.
- Baja estabilidad a la oxidación.
- Alto poder de solvencia frente a las lacas y resinas (bajo punto de anilina).

(Gil Alonso, 2009)

##### **b) Hidrocarburos isoparafínicos**

Los hidrocarburos isoparafínicos poseen las siguientes características:

- Punto de fluidez es menor, permitiendo que el aceite fluya fácilmente a bajas temperaturas y ejerza su función refrigerante.
- Tienen menor tendencia a la formación de gases.
- Buena estabilidad a la oxidación.

(Gil Alonso, 2009)

### **c) Hidrocarburos nafténicos**

Los hidrocarburos nafténicos poseen las siguientes propiedades:

- Buena estabilidad a la oxidación.
- Excelente fluidez a baja temperatura.
- Baja tendencia a la formación de gases y carbones ante descargas eléctricas.
- Alta tensión interfacial.

(Gil Alonso, 2009)

#### **3.3.5.5 Clasificación de los aceites dieléctricos**

Los aceites aislantes utilizados en aplicaciones de ingeniería eléctrica se clasifican en:

- Aceites minerales.
- Aceites sintéticos
- Aceites vegetales

##### **3.3.5.5.1 Aceites minerales**

Los aceites aislantes de origen mineral representan el 90% en ventas a nivel mundial debido a su bajo costo en comparación con las demás clases de aceites aislantes, por lo que su uso se encuentra en la gran mayoría de las aplicaciones eléctricas que requieren de aceites aislantes (transformadores, interruptores, etc.).

Se extraen a partir del petróleo en bruto y están elaborados mediante la combinación desproporcional de varios compuestos (Nafténicos, parafínicos y aromáticos).

Entre las propiedades físicas y químicas más relevantes del aceite mineral para uso en transformadores eléctricos tenemos las siguientes:

- Bajo nivel de viscosidad, con lo cual la circulación entre las bobinas y los devanados es más fácil y eficaz.
- Grado de oxidación elevado.
- Bajo punto de inflamación.

#### **3.3.5.5.2 Aceites sintéticos**

Las áreas de aplicación para aceites aislantes sintéticos abarcan aplicaciones extremas donde un aceite mineral está limitado debido al alto grado de seguridad. Constituidos por fluidos sintéticos a base de silicona y ésteres de ftalato (compuesto químico que se añade a los plásticos para aumentar la flexibilidad), los nombres comerciales más utilizados son Pytamol e Inerteen.

El test de oxidación no se requiere para las siliconas debido a que este material no se oxida (no forma lodos). (Clavijo & Díaz, 2008)

#### **3.3.5.5.3 Aceites vegetales**

Es el aislante con menor impacto ambiental debido a su rápida biodegradabilidad y su origen proviene de materias primas renovables, además es capaz de soportar temperaturas de hasta 360°C; se emplean, principalmente, para la impregnación de papeles y tejidos aislantes y como secantes en la fabricación de barnices aislantes.

(Cajamarca Encalada & Sigua Maxi, 2010)

Los aceites vegetales de mayor uso como aislantes son :

##### **a) El aceite de linaza**

Procedente de la extracción por prensado y a altas temperaturas de las semillas del lino; en algunas ocasiones con la intervención de disolventes (éter de petróleo). Después

del proceso de filtrado puede contener impurezas que deben ser tratadas y eliminadas dejando que estas se depositen en el fondo; en otros casos se puede recurrir al empleo de sustancias químicas para acelerar el proceso de purificación del aceite.

Características del aceite dieléctrico con base de linaza:

- Peso específico: A 15°C es de 0,932 a 0,936 gr/cm<sup>3</sup>
- Constante dieléctrica: E = 3,3 [adimensional]
- Resistividad volumétrica: 0,61 x 10 [ohmios.cm]

(Cajamarca Encalada & Sigua Maxi, 2010)

#### **b) El aceite de Tung**

Llamado también aceite de madera de china, es extraído de las semillas del árbol Tung. Estas semillas se secan, se tuestan y, finalmente, se trituran, extrayendo posteriormente el aceite mediante presión. (Cajamarca Encalada & Sigua Maxi, 2010)

#### **c) El aceite fresco**

Constituido a base de ácidos grasos. Su propiedad más relevante consiste en el secado rápido sin importar su condición (húmedo o seco); además actúa como acelerador en la combinación de los aceites linaza-Tung ya que se secan más rápido juntos que separados.

Este aceite posee las siguientes propiedades físicas y eléctricas.

- Peso específico: A 15°C es de 0,938 a 0,942 gr/cm<sup>3</sup>
- Constante dieléctrica: E = 3,5 [adimensional]
- Resistividad volumétrica: 0,08 x 10 [ohmios.cm]

(Cajamarca Encalada & Sigua Maxi, 2010)



## **CAPÍTULO 4**

### **FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DETERIORO DE LOS SISTEMAS DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUMERGIDO EN ACEITE DIELECTRICO.**

#### **4.1 Introducción**

Un transformador de potencia es una máquina eléctrica conformada por partes como: núcleo, devanados, pasatapas, carcaza (cuba), válvulas, radiadores, equipos de protección y medición, etc.; además posee sus respectivos sistemas de refrigeración y sistemas de aislamiento (líquido y sólido), este último de gran importancia y de mayor consideración ya que de él dependerá el correcto funcionamiento del equipo y además está relacionado con el tiempo de vida útil del transformador.

A medida que transcurre el tiempo de servicio, las máquinas eléctricas se deterioran indistintamente de acuerdo con su propósito y diseño; en los transformadores de potencia es razonable que ocurra una degradación en el aceite dieléctrico y en el papel aislante, debido a que se encuentran expuestos a la presencia de elementos naturales e inevitables como la humedad, el oxígeno, el calor y la contaminación externa, los cuales aumentan la posibilidad de fallas latentes en el equipo.

Reconocida la presencia de aquellos agentes dañinos con niveles anormales se deberán aplicar las medidas necesarias para reducirlos o corregirlos de manera que se consiga prolongar la vida útil del equipo.

## 4.2 Deterioro del sistema de aislamiento

Los transformadores de potencia son equipos diseñados para una vida útil de entre 20 a 25 años con una temperatura máxima de 105°C (Temp funcionamiento= 65°C y Temp. ambiente= 40°C); la temperatura en los transformadores no está distribuida de manera uniforme, por lo que, la parte que está operando con una temperatura elevada sufrirá un mayor desgaste y deterioro.

El hablar de “vida útil” en transformadores eléctricos, no es referirse a un tiempo de largo plazo o del estado del equipo en general, decir “vida útil” es hablar sobre el tiempo de vida considerado para el aislamiento interno (papel-aceite); es decir: “la vida del transformador es la vida del papel”.

El “final de vida” en un transformador es la incapacidad para cumplir con su función: ser la conexión confiable entre las diferentes partes de un sistema de potencia que operan a diferentes niveles de tensión.

El proceso de degradación del aislamiento papel-aceite ocurre a medida que el tiempo transcurre y depende de: las condiciones eléctricas y térmicas, la cantidad de oxígeno y agua presentes y demás condiciones latentes en la parte interna del transformador.

La reducción de la vida útil en un transformador sumergido en aceite se produce por cuatro factores, los cuales deben ser detectados y controlados antes de superar los niveles aceptables para así prolongar la vida útil del transformador. Los factores son:

- Humedad
- Oxígeno

- Calor
- Contaminación externa

#### **4.2.1 Humedad**

El agua y el aceite dieléctrico son sustancias insolubles, a pesar de esto, pequeñas cantidades de humedad son capaces de afectar al aislamiento sólido (papel) y al aislamiento líquido (aceite dieléctrico) reduciendo su rigidez dieléctrica y elevando su factor de potencia; la humedad en el interior del transformador puede provenir de: el aire atmosférico (por medio de los respiraderos) o ser el resultado de la degradación de los materiales aislantes (papel y aceite).

El agua en el aceite de un transformador está presente de las siguientes maneras:

- a) De forma disuelta.
- b) En forma de emulsión agua/aceite.
- c) En estado libre en el fondo del tanque.
- d) En forma de hielo en el fondo del tanque.

(Ruíz Giraldo & Mayor Cardona, 2013)

El agua en el interior del transformador no se encuentra distribuida uniformemente, el papel aislante posee una relación predominante al tener mayor atracción por el agua que por el aceite, entonces en el aislamiento líquido habrá menos agua que en el aislamiento sólido. El alto contenido de agua en el papel produce una degradación química acelerada, siendo la señal para la intervención de un mantenimiento correctivo para evitar el mal funcionamiento del equipo.

La presencia de humedad produce en el aislamiento sólido y líquido:

- Aumento de la conductividad eléctrica (aceite).
- Envejecimiento acelerado de la celulosa (papel).
- Emisión de burbujas de gas a altas temperaturas.
- Formación de óxidos ferrosos haciendo al aceite más conductor eléctrico.

El contenido de agua en los aceites dieléctricos nuevos es de 15 ppm a 30 ppm [partículas por millón], al ser valores elevados, es necesario realizar un proceso de secado previo a su utilización.

#### **4.2.2 Oxígeno**

Un aceite dieléctrico se encuentra estropeado si presenta oxidación mediante oxígeno, debido a que este reacciona con el aceite dieléctrico y ataca los enlaces de las moléculas del papel aislante generando la formación de ácidos orgánicos, agua y lodo.

No se puede eliminar todo el oxígeno del interior de un transformador, siempre estará presente en pequeñas proporciones provenientes de:

- La atmósfera exterior.
- De la electrólisis del agua (humedad del transformador).
- Liberación de celulosa del papel aislante.

La oxidación ocasiona en el papel aislante:

- Reducción de la rigidez mecánica.
- Reducción de la capacidad de resistir shocks de carga.
- Decrecimiento del volumen del papel.

- La formación de lodos en el interior del transformador.

(Forestieri, 2004)

Según la ASTM (“American Society for Testing and Materials”) la formación de lodos en un transformador proviene del ataque de ácidos al hierro, al cobre, al barniz, etc., y dichos residuos se combinan y forman soluciones que se adhieren al papel aislante, a los devanados, al núcleo (ver figura 4.31), a las paredes internas de la cuba (tanque), etc.

El espesor de lodo acumulado en el núcleo y en los devanados produce el aumento en la temperatura de operación de  $+10^{\circ}\text{C}$  a  $+15^{\circ}\text{C}$ ., sin embargo el aceite puede ser reutilizado después de la eliminación de los productos de oxidación (lodos).

(Ruíz Giraldo & Mayor Cardona, 2013)



**Figura 4.31:** Núcleo de un transformador con presencia de lodos.  
**Fuente:** (Landy Viscaíno, 2015)

### 4.2.3 Temperaturas elevadas (calor)

La temperatura de operación en un transformador es un factor relevante en la rapidez con que envejece el aceite aislante, es decir, a mayor temperatura de operación, en menor tiempo sucederá el desgaste del aceite dieléctrico.

Las elevadas temperaturas conllevan a la generación de agua, gases ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ) y metales ácidos; principalmente afecta al papel aislante causando el envejecimiento apresurado del 90% de su celulosa a causa de: la fatiga en el transformador, la humedad en el aislamiento, las sobrecargas y la temperatura de operación, produciendo la reducción de sus propiedades mecánicas y eléctricas y la destrucción del papel.

La temperatura de operación en el transformador influye en la velocidad de oxidación del aislante líquido (aceite dieléctrico), con lo que se puede obtener el tiempo de vida útil del aceite, tal como se aprecia en la tabla 4.3.

**Tabla 4.3:** *Vida útil de los transformadores en relación a su temperatura de operación.*

VELOCIDAD DE OXIDACIÓN VS. TEMPERATURA	
Temperatura de operación del equipo	Vida útil del aceite* dieléctrico en años
60°C	20
70°C	10
80°C	5
90°C	2.5
100°C	1.25
110°C	7 meses

**Nota:** \*Tiempo estimado para que el número de neutralización del aceite alcance una acidez equivalente a 0.25 mg KOH/g.

**Fuente:** (Gil Alonso, 2009)

Para tener una temperatura de operación óptima, al transformador se instalan equipos de medición y sensores de temperatura para llevar un control de la misma y además se añaden sistemas y métodos de refrigeración para evitar elevaciones de temperatura que afecten el rendimiento del equipo y por consiguiente una falla en el sistema eléctrico.

#### **4.2.4 Contaminación externa**

La contaminación externa consiste en partículas o sólidos que no han sido eliminados después del proceso de fabricación o antes del proceso de llenado del tanque con el aceite dieléctrico. Estas minúsculas partículas pueden desprenderse del transformador cuando está en servicio y contaminar los aislamientos líquidos y sólidos del mismo, alterando sus composiciones y características eléctricas y mecánicas.

(Forestieri, 2004)

## **CAPÍTULO 5**

### **MÉTODO DE DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR MEDIANTE EL ANÁLISIS DE GASES GENERADOS EN EL ACEITE AISLANTE.**

#### **5.1 Introducción**

Los gases generados en el interior de los transformadores se encuentran disueltos en: el aceite aislante, sobre el colchón de aire que se forma sobre el aceite y en el interior del relé Buchholz. En los últimos años, el método analítico más confiable para detectar estos gases ha sido la cromatografía de gases, pudiendo con esto determinar el estado en que se encuentra el transformador.

El detectar altas concentraciones de gases en el interior del transformador, es síntoma de la existencia de alguna falla, la cual, si no es corregida a tiempo afectará al funcionamiento normal del equipo y por ende al sistema eléctrico que alimenta.

Los resultados de los análisis realizados a los diversos gases generados son interpretados mediante la aplicación de diferentes métodos para obtener una información confiable y no cometer errores al momento de elegir las decisiones que se tomarán al respecto con el transformador.

Cabe recalcar que estos métodos son usados como herramientas para identificar el tipo de falla latente en el equipo y no deben ser considerados como instrumentos para detectar la ubicación exacta de la falla.



## 5.2 Origen de los gases

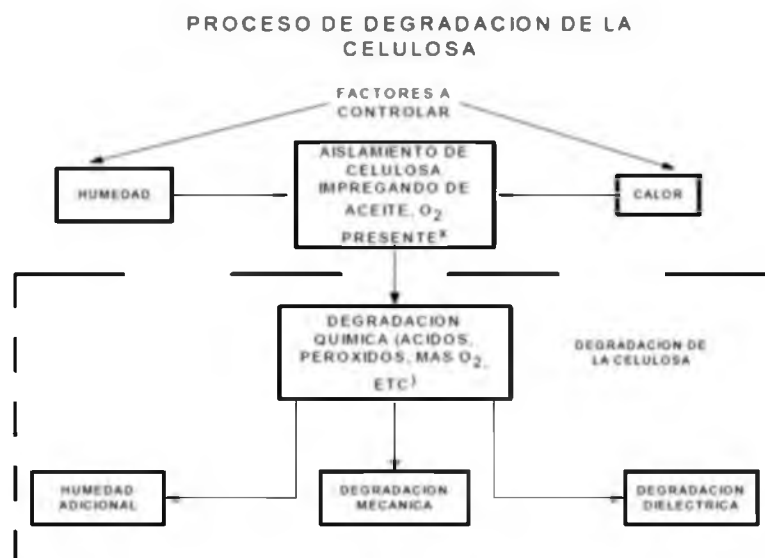
Todo transformador genera gases durante su tiempo de servicio, inclusive cuando opera a temperaturas normales, con la diferencia que estos porcentajes son mínimos e inofensivos para el equipo en comparación con la cantidad de gases que se generan cuando en el equipo ocurre una anomalía ya sea por: problemas dieléctricos, sobrecalentamiento de núcleo y devanados, etc.; a estas anomalías se las denomina “falla” y pueden ser de origen eléctrico o térmico.

Cada falla genera su respectivo gas o combinación de gases (por lo general gases combustibles), con lo que se puede determinar si son fallas por descargas térmicas, eléctricas o parciales. El análisis de los gases por individual puede ser complicado cuando existe más de una falla latente, o cuando una falla de menor grado está por convertirse en una falla avanzada. (IEEE, 2008)

### 5.2.1 Descomposición de la celulosa

El aislamiento sólido (papel aislante) se encuentra sumergido en aceite aislante, por lo que en la descomposición térmica generará gases de Hidrógeno ( $H_2$ ) o Metano ( $CH_4$ ) debido a la presencia del aceite además de otros gases propios de la celulosa del papel como Monóxido de carbono ( $CO$ ) y Dióxido de carbono ( $CO_2$ ).

El aumento en la generación de gases está relacionado con el volumen de la celulosa y la temperatura a la que se encuentra expuesta. En la figura 5.32 se grafica el proceso de descomposición de la celulosa. (Landy Viscaíno, 2015)



**Figura 5.32:** *Proceso de degradación de la celulosa.*

**Fuente:** (IEEE, 2008)

## 5.2.2 Descomposición del aceite

Debido a la presencia de moléculas de hidrocarburos en el aceite aislante su descomposición ante esfuerzos térmicos o eléctricos es más compleja en relación a la celulosa del papel.

Los esfuerzos térmicos y/o eléctricos por fallas en el transformador generan en el aceite aislante gases como: acetileno ( $C_2H_2$ ), etano ( $C_2H_6$ ), etileno ( $C_2H_4$ ), metano ( $CH_4$ ) e hidrógeno ( $H_2$ ) cuyos porcentajes de volumen dependerán de la gravedad de la falla.

El proceso de descomposición del aceite depende de la temperatura en el punto de falla, el tiempo del esfuerzo térmico y eléctrico y la presencia de hidrocarburos individuales. El proceso inicia con la ruptura de los enlaces de hidrógeno-carbono y carbono-carbono, dando lugar a la formación de átomos activos de hidrógeno y

fragmentos de hidrocarburos, los cuales se pueden combinar entre sí para formar gases (Hidrógeno molecular, Etano, Etileno, etc.) o pueden recombinarse para formar nuevas moléculas condensables. (IEEE, 2008)

### **5.3 Cromatografía de gases según la Norma ASTM 3612**

Los gases producidos a través del envejecimiento natural del aceite dieléctrico de los transformadores son imperceptibles, de hecho son las fallas internas del equipo las que aumentan el volumen de gases en el aislamiento líquido.

Las fallas internas ocurren debido a los esfuerzos térmicos y eléctricos a los que está sometido el equipo, las cuales conllevan a la generación de gases en el aceite; el método utilizado para reconocer estos gases es la cromatografía de gases, con la cual se obtiene un análisis más cualitativo y cuantitativo según la norma ASTM D 3612.

La cromatografía de gases se fundamenta en la ruptura de las moléculas de los hidrocarburos presentes en el aceite y en la celulosa del papel, estas rupturas generan gases que se pueden obtener en una muestra de aceite (Norma ASTM D-3613) y posteriormente ser analizados con métodos muy sensitivos (Norma ASTM D-3612). Con esta metodología las fallas como la ionización, arcos eléctricos, sobrecalentamiento y pirólisis de la celulosa pueden ser descubiertas con anticipación. (Ibarra S., 2009)

#### **5.3.1 Objetivos de una cromatografía de gases disueltos.**

La cromatografía tiene como objetivos:

- Monitorear transformadores en funcionamiento y obtener un aviso anticipado de la existencia de una falla.
- Indicar la naturaleza y el tipo de falla en el transformador.

### 5.3.2 Gases encontrados mediante la cromatografía de gases

Los gases que se encuentran disueltos en el aceite dieléctrico de los transformadores y son analizados para determinar el tipo de falla son:

- Hidrógeno (H<sub>2</sub>): Presente en cualquier inicio de una falla, ya sea con altas o bajas descargas eléctricas o con la electrólisis del agua. Su generación se produce a los  $\geq 100^{\circ}\text{C}$ .
- Metano (CH<sub>4</sub>): Su generación ocurre debido a descargas parciales o a la descomposición térmica del aislamiento líquido. Su generación se produce a los  $\geq 150^{\circ}\text{C}$ .
- Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>): Generado por la descomposición térmica del aceite. Su generación se produce a los  $\geq 250^{\circ}\text{C}$ .
- Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>): Generado por la descomposición térmica del aceite o del papel.  $\geq$  Su generación se produce a los  $350^{\circ}\text{C}$ .
- Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>): Generado por la presencia de un arco eléctrico. Si se genera un gran volumen de gas en un tiempo corto, se deberá tomar medidas correctivas inmediatas. Su generación se produce a los  $> 500^{\circ}\text{C}$ .
- Monóxido de carbono (CO): Indica el envejecimiento térmico en el aislamiento sólido o la presencia de descargas eléctricas en las partículas de la celulosa. Su generación se produce a temperaturas normales de operación\*.
- Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>): Generado por el envejecimiento térmico o la existencia de descargas eléctricas en las partículas del papel. Su generación se produce a temperaturas normales de operación\*.

- **Nota:** (\*) Debido a que la descomposición térmica de la celulosa se realiza a temperaturas más bajas que la descomposición del aceite dieléctrico. Pero, si la relación de:  $CO_2 / CO$  es  $>7$ , indica la presencia de sobrecalentamiento en el aislamiento sólido.

Una vez que se han detectado el/los gases de fallas presentes, se proceden a realizar las posibles actividades para tener el control de la situación (ver tabla 5.4).

**Tabla 5.4:** Guía de intervención para fallas en proceso.

NATURALEZA DEL DEFECTO	GAS CLAVE	ESCENARIO DE POSIBLES ACTUACIONES
DESCARGAS PARCIALES	Hidrógeno (H <sub>2</sub> ) Metano (CH <sub>4</sub> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El equipo se puede mantener en servicio bajo vigilancia.</li> <li>▪ Evaluar: Contenido y velocidad de formación de gases.</li> </ul>
DESCARGAS ELÉCTRICAS	Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> ) Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mantener una actitud prudente.</li> <li>▪ Determinar si se trata de un defecto de evolución rápida.</li> <li>▪ Si hay gases en el Buchholz comparar con gases en aceite.</li> </ul>
TÉRMICO SÓLO ACEITE	Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ) Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El transformador puede permanecer en servicio.</li> <li>▪ Evaluar: contenido y velocidad de formación de gases.</li> </ul>
TÉRMICO ACEITE Y PAPEL	Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ) Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ) Monóxido de carbono (CO) Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Riesgo de fallo eléctrico por carbonización del papel.</li> <li>▪ Evaluar: Contenido y velocidad de formación de gases.</li> <li>▪ Valorar grado de polimerización del papel.</li> </ul>

**Fuente:** (PROYECTRA, 2012)

#### 5.4 Definición del tipo de falla

Todo transformador a lo largo de sus años de funcionamiento es susceptible a presentar fallas que alteran su función de servicio ideal y si estas no son despejadas a

tiempo pueden dañar al equipo de manera indefinida. Las fallas a la que un transformador está propenso son: fallas térmicas y fallas eléctricas.

#### **5.4.1 Fallas térmicas**

La degradación del aceite dieléctrico se produce entre los 150°C y 500°C, produciendo un gran volumen de gases de bajo peso molecular como metano e hidrógeno y gases de alto peso molecular pero en menores proporciones como etano y etileno. A temperaturas mayores a los 500°C, el porcentaje de hidrógeno supera a la del metano y el volumen de los gases de alto peso molecular aumenta considerablemente, teniendo el etano una mayor proporción que el etileno.

En el aislamiento sólido (celulosa del papel), la degradación ocurre a temperaturas menores que la del aislamiento líquido, por lo que es posible encontrar dióxido de carbono, monóxido de carbono y vapor de agua en el transformador operando a temperaturas normales, pero sólo si el resultado de la relación  $CO_2 / CO$  es  $>7$ , indica la presencia de sobrecalentamiento en el aislamiento sólido (celulosa del papel). (IEEE, 2008)

#### **5.4.2 Fallas eléctricas**

Las fallas eléctricas que pueden ocurrir en el interior de un transformador se clasifican en: descargas de baja intensidad y descargas de alta intensidad.

##### **5.4.2.1 Descargas de baja intensidad**

Al producirse una descarga de baja intensidad se generan temperaturas de 200°C hasta 700°C produciendo: en gran porcentaje hidrógeno (H), metano (CH<sub>4</sub>) en

porcentajes menores y acetileno ( $C_2H_2$ ) en escasas cantidades; a una mayor magnitud de descarga, se producirá un aumento considerable en la concentración de los gases de etileno y acetileno. (IEEE, 2008)

#### **5.4.2.2 Descargas de alta intensidad**

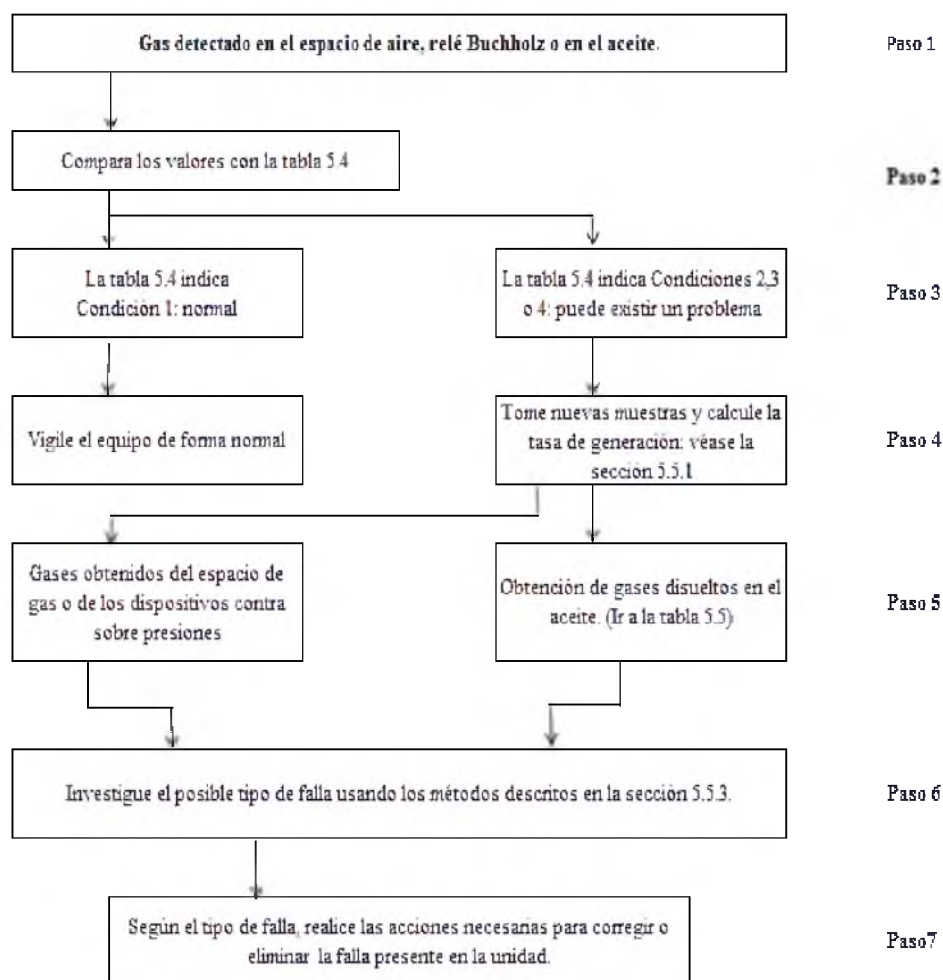
Cuando se genera un arco eléctrico o descargas continuas se generan temperaturas de  $700^{\circ}C$  hasta  $1800^{\circ}C$ , lo que incrementa la concentración de acetileno ( $C_2H_2$ ) a niveles considerables. (IEEE, 2008)

### **5.5 Procedimiento utilizando la detección y el análisis de gases combustibles**

Para la detección y el análisis de las concentraciones de gases combustibles, es de gran importancia establecer y definir las siguientes actividades:

- a) Detección.- Detectar la formación de gases cuyos volúmenes superen los niveles establecidos por los laboratorios químicos o instituciones que realizan los análisis de gases disueltos en transformadores; con esta acción se tendrá un conocimiento anticipado del tipo de falla que pueda estar presente en el equipo.
- b) Evaluación.- Estimar el impacto que producirá la falla existente en el desempeño y el servicio del equipo, elaborando una lista de acciones opcionales a realizar pero que serán descartadas a medida que se elige la más conveniente.
- c) Acción a tomar.- Iniciando con la vigilancia al equipo y finalizando con los resultados de las pruebas y análisis realizados, se procederá a ejecutar la acción más conveniente en la unidad.

Después de detectar la formación de gases con volúmenes superiores a los normales, se debe desarrollar un procedimiento operativo (ver figura 5.33) en el que se establecen los pasos a seguir a partir de la detección de las concentraciones anormales de los gases hasta el diagnóstico final del estado del transformador.



**Figura 5.33:** Procedimiento general para el diagnóstico por cromatografía de gases.

**Fuente:** (IEEE, 2008)

### 5.5.1 Determinación de las tasas de generación de gas combustible

Debido a que la concentración de gases puede generarse en el transcurso de un período extenso o en un tiempo demasiado rápido, es primordial determinar si la falla



está activa o inactiva, para realizar este análisis se usan las tasas de generación que equivalen al volumen de gas generado un intervalo de tiempo.

Se ha establecido que una tasa de generación mayor a 0.1 ft<sup>3</sup>/día es señal de una falla activa en la unidad (transformador). Dicha tasa de generación se calcula con la siguiente fórmula: (IEEE, 2008)

$$R = \frac{(St - So) \times V \times 10^{-6}}{7.5 \times t}$$

Dónde:

- R = Tasa de generación del gas (1 ft<sup>3</sup>/día).
- So = Es la suma de H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> y CO [en ppm] de la primera muestra.
- St = Es la suma de H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> y CO [en ppm] de la segunda muestra.
- V = Volumen del tanque principal del transformador [galones].
- t = Tiempo [en días].

(IEEE, 2008)

### **5.5.2 Evaluación de la condición del transformador utilizando concentraciones individuales de gases y TGCD.**

Si un transformador no posee un historial de gases es complicado determinar el comportamiento (normal o anormal) del equipo. Existen diversas opiniones para considerar un rango fijo al “comportamiento normal” de un transformador según las concentraciones de gases.

La Norma IEEE C57.10-2008, según los riesgos de falla clasifica en cuatro condiciones a los transformadores que no tienen un historial de análisis de gases disueltos (AGD) basándose en las concentraciones individuales de los gases combustibles (AGD) y la concentración del total de gases combustibles disueltos (TGCD).

En la tabla 5.5 se enuncian las cuatro condiciones de concentraciones de gases disueltos para cada uno de los gases y para el TDCG. Esta tabla es aplicada en transformadores que no poseen registro de pruebas de AGD, para transformadores nuevos y para aquellos que han sido reparados.

**Tabla 5.5** Concentraciones límites de gases disueltos para evaluar la condición del transformador. Guía IEEE C57.104

Estado del equipo	Límites de concentración de los gases característicos disueltos (ppm *)							
	Hidrógeno	Metano	Acetileno	Etileno	Etano	Monóxido de carbono	Dióxido de carbono	TDCG**
<b>Condición 1</b>	100	120	1	50	65	350	2500	720
<b>Condición 2</b>	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
<b>Condición 3</b>	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
<b>Condición 4</b>	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

**Nota (\*).**- En esta tabla se supone que no hay pruebas anteriores de análisis del transformador o que no existe historial de Análisis de Gases Disueltos. Si existe un análisis previo, debe ser revisada para determinar si la situación del transformador es estable o inestable.

**Nota (\*\*).**- En petición especial de ASTM, indica variabilidad en el análisis de gases entre laboratorios. Esto debe ser considerado cuando se hace el análisis de gases realizado por diferentes laboratorios.

Las concentraciones que se muestran en esta tabla, están en partes de gas por millón de aceite (p.p.m) y están basadas en transformadores de potencia con miles de galones de aceite. Con un volumen de aceite menor, el volumen del mismo gas dará una concentración mayor de gas.

Los valores del TGCD no incluyen el CO<sub>2</sub> debido a que este no es un gas combustible.

**Fuente:** (IEEE, 2008)

A continuación se detalla cada condición con respecto al TGCD y a cada gas combustible en relación con los valores establecidos en la tabla 5.4.

- **Condición 1:**

- ✓ La concentración por debajo del nivel del TGCD es señal de que el transformador está funcionando de manera segura.
- ✓ Si un sólo gas combustible supera los límites establecidos, se deberá indagar la causa.

- **Condición 2:**

- ✓ La concentración dentro del rango del TGCD señala que el equipo se encuentra operando sobre los niveles normales.
- ✓ Si un sólo gas combustible supera los límites establecidos, se deberá indagar la causa de la posible falla presente mediante la toma de muestras y la realización de un AGD.

- **Condición 3:**

- ✓ Si la concentración del TGCD se encuentra en este rango, es indicador de un alto nivel de degradación del aceite y/o de la celulosa.
- ✓ Si un sólo gas combustible supera los límites establecidos, se deberá indagar la causa (ya que posiblemente existan algunas fallas) mediante la toma de muestra y el realizamiento de un AGD.

- **Condición 4**

Dentro de este rango, es señal de un deterioro acelerado del aislamiento líquido y/o la celulosa del papel, por lo que si el transformador continúa en operación es muy probable que falle.

(IEEE, 2008)

### 5.5.2.1 Acciones a tomar e intervalos de toma de muestra en base al total de gases combustible disueltos en el aceite (TGCD) y a su tasa de generación.

La tabla 5.6 indica los intervalos de toma de muestra y las acciones a tomar para las 4 condiciones con sus respectivos niveles de TGCD.

**Tabla 5.6** *Acciones basadas en TGCD.*

Condiciones	Niveles del TGCD (ppm)	Tasa de generación del TGC (ppm/día)	Intervalo de toma de muestra y procedimiento operativo	
			Intervalo de toma de muestra	Procedimiento operativo
Condición 4	>4630	>30	Diariamente	Considere sacar el equipo del servicio; consulte al fabricante.
		10-30	Diariamente	Considere sacar el equipo del servicio; consulte al fabricante.
		<10	Semanalmente	Actúe con cautela. Analice los gases de forma individual. Planifique la parada del equipo. Consulte al fabricante.
Condición 3	1921-4630	>30	Semanalmente	Actúe con cautela. Analice los gases de forma individual. Planifique la parada del equipo. Consulte al fabricante.
		10-30	Semanalmente	
		<10	Mensualmente	
Condición 2	721-1921	>30	Mensualmente	Actúe con cautela. Analice los gases de forma individual.
		10-30	Mensualmente	
		<10	Cada 4 meses	

				Determine la dependencia de la carga.
Condición 1	$\leq 720$	$>30$	Mensualmente	Actúe con cautela. Analice los gases de forma individual. Determine la dependencia de la carga.
		10-30	Cada 4 meses	Continúe operando el equipo de forma normal.
		$<10$	Anualmente	

**Nota:** Cuando en la tabla se dice “determine la dependencia de la carga” se quiere decir que de ser posible encuentre si la tasa del gas en %/día se incrementa o se disminuye con la carga. Es posible que el transformador se encuentre sobrecargado. Tome muestras de aceite cada vez que existan cambios en la carga; si los cambios de carga son muy frecuentes esto no será posible.

**Fuente:** (Forestieri, 2004)

### 5.5.3 Evaluación del tipo de falla

Existen cuatro métodos para evaluar los tipos de falla generados por gases disueltos en el aceite para transformadores, los métodos sugeridos por la Guía IEEE C57.104 son:

1. Método del gas característico.
2. Método de las relaciones de Doernenburg.
3. Método de las relaciones de Rogers.
4. Método del triángulo de Duval.

Los métodos mencionados pueden ser aplicados en un mismo diagnóstico, con el fin de confirmar el resultado y asegurar la elección de la acción a tomar en el transformador.

En el presente trabajo se tendrá mayor énfasis en el método de las Relaciones de Rogers y en el método del triángulo de Duval debido a que son los métodos más aplicados por su alto nivel de precisión.



**Tabla 5.7:** Método de las Relaciones de Rogers. Norma IEEE C57.107.

Caso	Relación 2 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Relación 1 CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	Relación 5 C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Diagnóstico de falla sugerido
0	<0.1	>0.1 y <1.0	<1.0	Unidad normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Efecto Corona
2	0.1-0.3	0.1-1.0	>3.0	Arco Eléctrico
3	<0.1	>0.1 y <1.0	1.0-3.0	Falla térmica de baja temperatura.
4	<0.1	>1.0	1.0-3.0	Falla térmica < 700°C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Falla térmica >700°C

Fuente: (IEEE, 2008)

### 5.5.3.2 Método del triángulo de Duval

El método del triángulo de Duval permite definir con exactitud la falla que se encuentra en el transformador teniendo en cuenta las siguientes condiciones: que el nivel de gases combustibles sea considerable y que la velocidad de generación de los mismos supere los valores normales establecidos.

Este método utiliza solamente los gases de Metano (CH<sub>4</sub>), Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) y Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) para organizar las fallas en el transformador; analiza los resultados del Análisis de Gases Disueltos (AGD) de manera gráfica mediante un triángulo equilátero (un gas en cada vértice). Las coordenadas del triángulo corresponden a los resultados del ADG; además puede calcularse en (p.p.m.) con las siguientes ecuaciones, planteando así un sistema de concentraciones en (p.p.m.). (Sarria, Guerrero, & Rivas, Enero-Junio 2014)

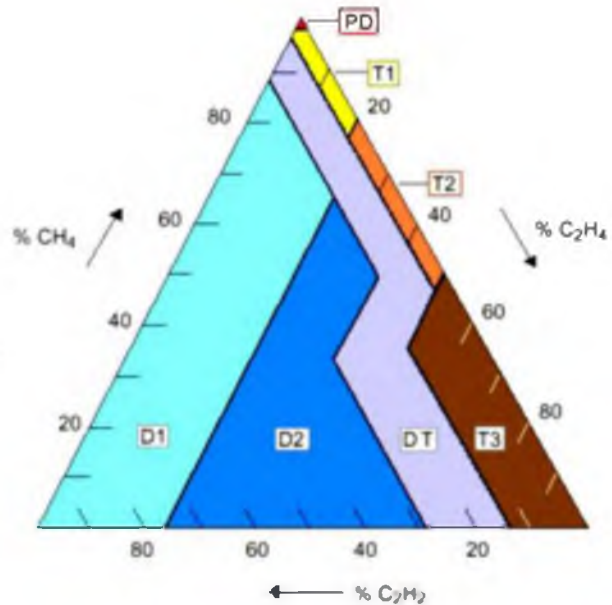
$$\% \text{ C}_2\text{H}_2 = 100 \frac{X}{X+Y+Z}$$

$$\% \text{ CH}_4 = 100 \frac{Y}{X+Y+Z}$$

$$\% \text{ C}_2\text{H}_4 = 100 \frac{Z}{X+Y+Z}$$

En la figura 5.35 se muestra el triángulo de Duval donde cada lado representa una escala desde cero a 100% de cada gas.

Eje X = Concentración en p.p.m. de CH<sub>4</sub>  
 Eje Y = Concentración en p.p.m. de C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>  
 Eje Z = Concentración en p.p.m. de C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>.



**Figura 5.35:** *Triángulo de Duval.*  
**Fuente:** (García & Gaspar , 2010)

Dónde:

PD = Descarga parcial.

T1 = Falla térmica bajo los 300 °C.

D1 = Descarga de baja energía (Chispa).

T2 = Falla térmica entre 300°C y 700°C.

D2 = Descarga de alta energía (Arco).

T3 = Falla térmica a más de 700°C.

DT = Falla eléctrica y térmica en conjunto.

(García & Gaspar , 2010)



## **CAPÍTULO 6**

### **MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

#### **6.1 Introducción**

Los transformadores de potencia, al igual que cualquier otra máquina eléctrica deben estar sometidos a diferentes tipos de mantenimientos, los cuales se desarrollan con el objetivo de prolongar su vida útil de operación y de evitar la presencia de anomalías que afecten la continuidad y seguridad de servicio del equipo.

Existen varios tipos de mantenimiento, cada uno de ellos es desarrollado con sus respectivas actividades y son programados con anticipación de manera que se pueda predecir, evitar o corregir una falla que afecte al equipo. Cada mantenimiento deberá ser realizado por técnicos especializados y equipos certificados con el fin de asegurar la realización de un buen mantenimiento.

El presente capítulo tratará de manera particular sobre los tres tipos de mantenimiento que deben desarrollarse en un sistema de aislamiento, debido a que si los resultados de la cromatografía de gases disueltos indican la presencia de fallas latentes el equipo deberá ser intervenido para corregir dichas anomalías.

## **6.2 Mantenimientos a realizar en el sistema de aislamiento de un transformador de potencia**

A continuación se definirán los tres tipos de mantenimiento que se aplican en el sistema de aislamiento de un transformador de potencia.

### **6.2.1 Mantenimiento preventivo**

Se basa principalmente en el diagnóstico anual que debe realizarse al aceite aislante, con el cual se obtiene un conocimiento sobre la condición en que se encuentra operando el sistema de aislamiento, como por ejemplo: el nivel de lodos formados, el grado de contaminación del aceite, el nivel de degradación de la celulosa, etc.

Además del análisis al aceite aislante, se deben realizar inspecciones programadas de manera periódica como: lectura de medidores, detección de ruidos anormales, variaciones de color, temperatura de operación, olor, etc. a los diferentes componentes y puntos críticos del transformador en funcionamiento; aplicando siempre los debidos conocimientos para resguardar la seguridad del equipo y de las personas encargadas del mantenimiento.

Los puntos críticos a revisar al momento de realizar un mantenimiento preventivo son:

- Superficie del tanque
- Temperatura
- Nivel de aceite
- Fugas de aceite

- Nivel de ruido
- Sistema de ventilación
- Respiradores de silica gel
- Presión de nitrógeno
- Aflojamiento de las piezas

(Landy Viscaíno, 2015)

#### **6.2.1.1 Inspección y mantenimiento del sistema de aislamiento interno**

El papel aislante junto al aceite dieléctrico conforman el sistema de aislamiento interno del transformador; para determinar el nivel de deterioro de este sistema se realizan pruebas físico-químicas al aceite, las cuales están regidas por la ASTM y entre las más usadas para obtener un diagnóstico del aceite son:

- Rigidez dieléctrica (Prueba D877-D1816).
- Factor de potencia (Prueba D924).
- Tensión interfacial (Prueba D971-D2285).
- Número de neutralización (Prueba D974).
- Densidad relativa (Prueba D1298).
- Color (Prueba D1500).
- Inspección visual (Prueba D1524).
- Contenido de agua (Prueba D1533).
- Cromatografía de gases (Prueba D3612).

(Landy Viscaíno, 2015)

### **6.2.1.2 Inspección y mantenimiento del sistema de ventilación**

La presencia de altas temperaturas en un transformador pueden estar relacionadas a diversas causas, la más común es la presencia de alguna falla en el sistema de ventilación debido al desgaste por el trabajo diario que aporta.

Para evitar el sobrecalentamiento del transformador es recomendable programar las debidas inspecciones y los adecuados mantenimientos al sistema de ventilación para de esta manera evitar el desgaste acelerado del sistema de aislamiento interno.

### **6.2.1.3 Inspección y mantenimiento de los medidores de temperatura**

Mantener un registro de las temperaturas de un transformador (temperatura del aceite, temperatura de los devanados de alta tensión, temperatura de los devanados de baja tensión y la temperatura del ambiente exterior) es muy importante, debido a que las lecturas que aportan los medidores de temperatura indican si el equipo está operando en buenas o malas condiciones.

Los medidores de temperatura, para la correcta toma de datos deben ser revisados y calibrados periódicamente de manera que aporten lecturas confiables.

## **6.2.2 Mantenimiento predictivo**

Este método consiste en aplicar un control y seguimiento frecuente a puntos estratégicos de un equipo en funcionamiento, con el objetivo de localizar la presencia de alguna falla latente y proceder a corregirla antes de que se desarrolle.

Como mantenimiento predictivo para el sistema de aislamiento de un transformador de potencia encontramos al análisis de gases disueltos mediante

cromatografía, el cual permite detectar de manera anticipada la presencia y el tipo de falla presente en una unidad.

### **6.2.3 Mantenimiento correctivo**

El mantenimiento correctivo es realizado cuando los resultados de las pruebas efectuadas al sistema de aislamiento (aceite y papel aislante) y al transformador dan como resultado la presencia de anomalías o fallas que no permiten que el equipo cumpla con las condiciones de operación adecuadas.

Las fallas más comunes son: humedad en el aceite, reducción de la rigidez dieléctrica, presencia de altas temperaturas durante la operación, color del aceite no adecuado, presencia de oxidantes (lodos) en el interior del tanque, aumento en la acidez del aceite, altas concentraciones de gases en el interior del tanque, etc. Cada falla puede ser corregida con el tratamiento del aceite mediante su regeneración o reacondicionamiento para proceder a la reutilización del mismo o se puede realizar el reemplazo de un aceite deteriorado por un aceite nuevo.

Como ejemplos de mantenimientos correctivos (*ver tabla 6.13*) tenemos:

- Para elevadas concentraciones de gases combustibles disueltos en el aceite: se realizará una desgasificación total al transformador.
- Para la presencia de lodos: se realizará la limpieza de los sedimentos adheridos en la parte activa y en el tanque.

En la tabla 6.8 se muestran tres tipos de mantenimiento correctivo para transformadores de potencia con sus respectivas actividades:

**Tabla 6.8.- Actividades a realizar dentro del mantenimiento correctivo de un transformador de potencia .**

TIPO DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO		ACTIVIDADES A REALIZAR
Deshidratación del transformador	Deshidratación por medio de calor	<p><b>a) Secado en hornos:</b> El núcleo y los devanados son secados en hornos de manera conjunta.</p>
		<p><b>b)Secado por circulación de aire caliente</b> Un equipo inyecta aire caliente [(máximo 90°C) y seco (al menos 19 % oxígeno y menos de 100 p.p.m. de humedad)] mediante ductos instalados al interior tanque del transformador, alcanzando al núcleo y a las bobinas para eliminar la humedad en ellos.</p>
		<p><b>c) Secado mediante circulación y calentamiento externo del aceite.</b> Un sistema externo de calentamiento eleva la temperatura del aceite hasta los 85°C, incluye un removedor de humedad mediante vacío y un filtro para aceite. La circulación del aceite se la realiza hasta que el secado de la parte activa del transformador sea el más adecuado.</p>
		<p><b>d) Secado mediante resistores inmersos en aceite.</b> Consiste en el secado del aislamiento líquido y sólido con resistores especiales colocados de manera simétrica en el interior del tanque. La ventaja de este método es que los resistores concentran el calor en zonas de mayor demanda (aceite y en el exterior del papel aislante)</p>
	Deshidratación mediante vacío.	<p>-Esta técnica se aplica cuando el transformador se encuentra desenergizado a través de una bomba de vacío (de al menos 0.05 mmHg y ser capaz de operar con grandes volúmenes de vapor). -El período recomendado para el secado es de 6 horas de tratamiento equivalente a 1 ½ onzas de agua removida.</p>
	Deshidratación mediante calor y vacío	<p>Esta técnica puede ser aplicada en transformadores desenergizados y en transformadores energizados (tomando las debidas precauciones) mediante una máquina que emplea vacío y calor.</p>

Desgasificación del aceite	La técnica de deshidratación mediante calor y vacío aporta también con la desgasificación del aceite, con lo que se obtiene beneficios como: remover oxígeno y gases combustibles, reducir el efecto de descargas parciales y contribuir con el proceso de secado del transformador.
Remoción de sedimentos (lodos)	Se realiza mediante la recuperación del aceite, es decir, extrayendo los residuos de la oxidación (lodos) mediante medios químicos o por medios absorbentes.

**Fuente:** (Forestieri, 2004)

### **6.2.3.1 Acciones a escoger con un aceite aislante deteriorado y/o contaminado**

Debido a que el aceite aislante posee el mayor contacto con la parte interna del transformador, las fallas que se presenten en el interior del equipo contaminarán al sistema de aislamiento afectando sus propiedades físico-químicas y eléctricas.

Los aceites contaminados con los residuos provenientes de las fallas deberán ser tratados con el fin de purificarlos y prolongar su tiempo de vida útil.

Existen diversas acciones a elegir cuando un aceite se encuentra deteriorado, las cuales serán detalladas a continuación:

#### **6.2.3.1.1 Cambio del aceite aislante deteriorado por un aceite aislante nuevo**

Realizar esta acción no es recomendable, debido a que un 10% del aceite aislante se impregna a la celulosa del papel y al realizar el cambio de un aceite deteriorado por uno nuevo, este último se contaminará por el contacto con el aceite deteriorado absorbido por la celulosa llegando en poco tiempo a tener el mismo grado de contaminación que el aceite reemplazado en un principio.

#### **6.2.3.1.2 Reacondicionar el aceite aislante deteriorado**

El objetivo del reacondicionamiento de un aceite deteriorado consiste en prolongar la vida útil del aceite aislante (restaurando sus propiedades físico-químicas y eléctricas) mediante la extracción de desechos sólidos, partículas, agua y gases disueltos. Las técnicas aplicadas para el reacondicionamiento de aceites deteriorados son:

- Deshidratación bajo vacío.
- Desgasificación bajo vacío.

#### **6.2.3.1.3 Recuperación del aceite deteriorado y/o contaminado**

La recuperación de un aceite aislante deteriorado consiste en la extracción de los residuos provenientes del proceso de oxidación (lodos y ácidos orgánicos) mediante la aplicación de absorbentes (tierra de Fuller) o compuestos químicos (silicato de sodio, fosfato trisódico, etc.).

Los métodos usados para recuperar un aceite dieléctrico deteriorado son:

1. Método de Filtrado del aceite con tierra de Fuller granulada.
2. Método de Contacto del aceite precalentado con tierra Fuller de polvo fino.
3. Método de recuperación mediante fosfato trisódico.
4. Método de recuperación por carbón activado y silicato de sodio.

En el presente trabajo se analizará de manera exclusiva al método de filtrado de aceite deteriorado con tierra Fuller granulada, ya que es la técnica de mayor aplicación



debido a su sencillez, eficacia y costo económico en comparación con los demás métodos existentes.

#### **6.2.3.1.3.1 Método de filtrado del aceite con tierra Fuller granulada**

Este método utiliza como filtro absorbente la tierra de Fuller (semejante a la arcilla, compuesta de silicato de aluminio y magnesio hidratado) para la recuperación de aceites deteriorados mediante la remoción de los residuos de la oxidación, es decir, purifica al aceite para devolverle sus propiedades físicas y químicas.

El proceso consiste en: el aceite deteriorado ingresa por la parte superior al recipiente que contiene la tierra Fuller depositada en el inferior, obteniendo así un aceite recuperado mediante la filtración del aceite deteriorado.

Para la recuperación de 1 galón de aceite aislante se necesita aproximadamente 2.5 libras de tierra de Fuller granulada, el tamaño de las partículas [en meshes] de 15-30,30-60 u 50-80 dependerá de la técnica a utilizar.

Este método se puede realizar mediante dos técnicas, las cuales serán descritas a continuación:

##### a) Filtrado por presión.-

Esta técnica es usada cuando los volúmenes de aceite a regenerar son grandes, y por ende este deberá ser forzado a pasar por el filtro absorbente (Tierra Fuller) a presión mediante una bomba (ver figura 6.36).

La cantidad de tierra Fuller es pequeña en comparación con el volumen del aceite, por lo que deberá ser cambiada repetidas veces durante el proceso.



**Figura 6.36:** Máquina de filtrado por presión a través de tierra Fuller.  
**Fuente:** (GlobeCore, 2010)

b) Filtrado por gravedad.-

Con esta técnica se obtiene un mayor roce entre el aceite deteriorado y la tierra Fuller debido a la lentitud de deslizamiento del flujo de aceite que desciende por el depósito mediante gravedad.

Debido a la lentitud del proceso, en la actualidad se hace uso de dos o tres depósitos acoplados en serie mediante tuberías, para así reducir el tiempo del proceso de regeneración, como puede verse en la figura 6.37.



**Figura 6.37:** Filtrado por gravedad con tres depósitos que contienen tierra Fuller.  
**Fuente:** (BriTransformadores S.A., 2012)

## **PARTE II APORTACIONES**

### **CAPÍTULO 7**

#### **DESCRIPCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA A MONITOREAR Y DEL SISTEMA DE MONITOREO EN LÍNEA DE AGD (TROM-600) PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

##### **7.1 Introducción**

Al concluir el desarrollo del fundamento teórico del presente trabajo, se procedió a desarrollar los objetivos planteados en el mismo, con el monitoreo del análisis de gases disueltos en el transformador de la subestación Durán-Norte perteneciente a la Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos, la cual se encuentra instalada en el cantón Durán, provincia del Guayas.

El análisis de gases disueltos se desarrolló con la aplicación del equipo analizador de gases TROM-600 de SIEYUAN ELECTRIC Co., Ltd. de procedencia China, el cual que se encuentra instalado en la subestación Durán-Norte ubicada en la Av. Jaime Nebot Velasco del cantón Durán, provincia del Guayas.

##### **7.2 Características eléctricas del transformador de potencia a monitorear**

El transformador de potencia a monitorear y analizar se aprecia en la figura 7.38. También se tomó muy en cuenta los dispositivos que han sido instalados para tener un control del estado de operación del equipo con relación a su sistema de aislamiento.



**Figura 7.38:** Transformador de potencia de 18/24 MVA; 69/13.8 Kv de la subestación Durán-Norte perteneciente a la Unidad de Negocio Guayas-Los Ríos.

**Fuente:** Autor

En la siguiente tabla 7.9 se muestran los datos de placa más relevantes del transformador a monitorear.

**Tabla 7.9** Datos de placa del transformador de potencia de la subestación Durán-Norte.

<b>TRANSFORMADOR TRIFASICO DE POTENCIA LIAONING MEC GROUP CO., LTD SHENDA ELECTRIC GROUP CO., LTD</b>	
TIPO	SF11 -24000/69
NUMERO DE SERIE	CK141229-2
AÑO DE FABRICACIÓN	Febrero 2015
TIPO (MONTAJE)	Exterior
NORMA DE FABRICACION	ANSI C57.12
B.I.L AT / MT	LI350AC140 / LI95AC50
ALTITUD DE OPERACION	1000 m.s.n.m.
POTENCIA ONAN/ONAF	18/24 MVA
RELACION DE TRANSFORMACION	69±2x 2.5% / 13.8 KV
CONEXION Y DESFASAMIENTO	Dyn1
FRECUENCIA	60 Hz
NUMERO DE FASES	3
ENFRIAMIENTO	ONAN / ONAF
IMPEDANCIA	7.30 %@ 18MVA
CORRIENTE EN VACIO (UN 100%)	0.13 %
PERDIDAS EN VACIO (UN 100%)	15.727 KW
PERDIDAS CON CARGA ONAN	58.956 KW
PESO DE TANQUE Y ACCESORIOS	12300 Kg
PESO DEL ACEITE	9200 Kg
PESO PARTE ACTIVA	17000 Kg
PESO TRANSPORTE	31500 Kg
PESO TOTAL	38500 Kg
COLOR PINTURA	RAL 7035

**Fuente:** Autor

### 7.2.1 Medidores de temperatura

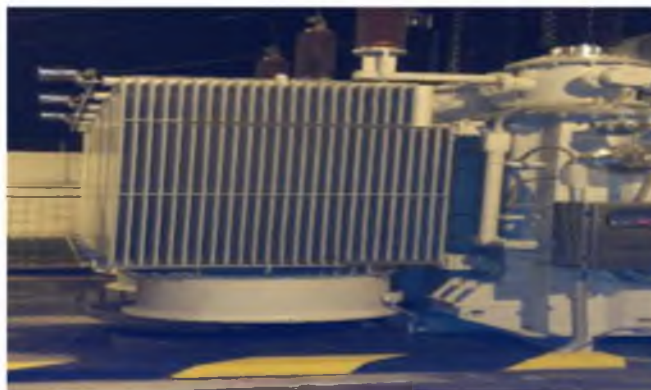
Los medidores de temperatura en el transformador aportan con la información de la temperatura de los devanados y del aceite aislante. En la figura 7.39 se muestran los medidores instalados en el transformador de potencia a monitorear.



**Figura 7.39:** Medidores de temperatura instalados en el transformador a monitorear.  
**Fuente:** Autor

### 7.2.2 Sistema de refrigeración

El transformador de potencia a monitorear posee su respectivo sistema de refrigeración ONAN/ONAF mediante radiadores y ventiladores acoplados e instalados a los laterales del equipo con el fin de disipar el exceso de calor (ver figura 7.40).



**Figura 7.40:** Sistema de refrigeración instalados en el transformador a monitorear.  
**Fuente:** Autor

### **7.3 Descripción del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia**

#### **7.3.1 Introducción**

El Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM -600), mediante la cromatografía de gases aplicada a la muestra de aceite tomada del transformador de potencia entrega un diagnóstico rápido, exacto y en tiempo real de la presencia de alguna falla potencial que probablemente exista en el transformador, con lo cual se garantiza un funcionamiento fiable del mismo.

Este equipo de análisis incorpora el control, la medición y el análisis en un solo dispositivo. Todo el sistema se divide en cuatro partes principales: separación de aceite y gas, separación de gas mixta, análisis y procesamiento de datos y el control de transmisión a distancia. TROM-600 puede analizar siete clases de gases característicos como: hidrógeno ( $H_2$ ), carbono monóxido (CO), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), metano ( $CH_4$ ), etano ( $C_2H_6$ ), etileno ( $C_2H_4$ ) y acetileno ( $C_2H_2$ ) y humedad, los cuales reflejan la presencia de alguna falla en el transformador.

#### **7.3.2 Principio operacional del TROM-600**

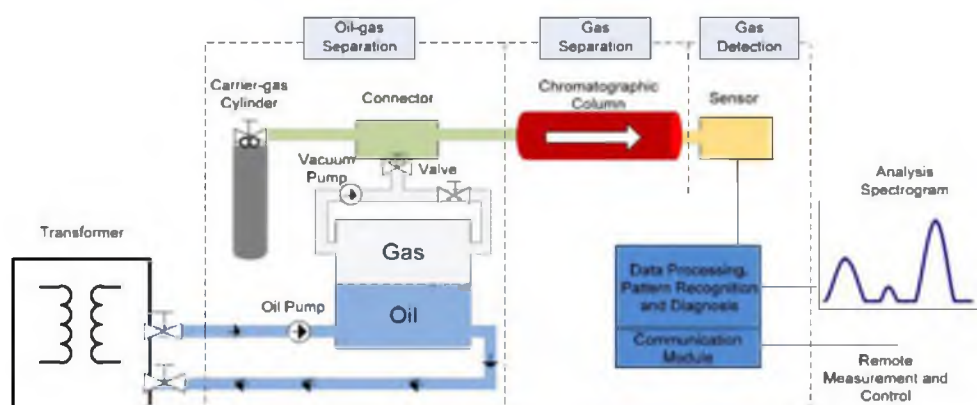
El sistema de control en línea de AGD (TROM-600) tiene la función de tomar muestras y realizar un análisis rápido. El sistema puede terminar el análisis completo de una muestra en un tiempo de 2 horas, pero si el usuario desea, se pueden realizar períodos de prueba más extensos.

El principio operativo del TROM-600 es el siguiente:

1. Comienza con la circulación del aceite para asegurar que la muestra que se tomará para realizar el análisis refleje la condición actual en que se encuentra el aceite del transformador.
2. Luego de la circulación del aceite, una pequeña cantidad es tomada como muestra y depositada en la cámara separadora de gas - aceite, en donde los gases característicos son separados mediante una bomba de vacío de la muestra de aceite, la misma que regresará nuevamente al transformador.
3. A continuación, los gases característicos entran en la columna cromatográfica para ser separados uno por uno.
4. Luego, los componentes de los gases característicos separados pasan a través del sensor de gas por empuje del gas comparador y los valores de las concentraciones de los gases característicos se convertirán en señales de voltaje por el sensor de gas.
5. Finalmente, mediante un convertidor de señales analógicas a digitales (convertidor A/D) la señal de voltaje se convierte en señal digital de alta precisión, para mediante el cable de comunicación RS485 enviar al sistema de control el resultado detallado del análisis para su respectivo almacenamiento y visualización.

(Sieyuan Electric CO., 2013)

El diagrama del principio de operación del TROM-600 se muestra en la figura 7.41



**Figura 7.41:** Principio de funcionamiento del TROM-600.

Fuente: (Siyuan Electric CO., 2013)

### 7.3.3 Datos técnicos del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para transformadores de potencia

El equipo TROM-600 posee los siguientes datos técnicos:

#### ➤ Configuración externa

- Fuente de alimentación de funcionamiento: 220V AC, 50Hz, 736W.
- Tiempo de almacenamiento de resultados: más de 10 años
- Dimensiones del dispositivo: 0.65m × 0.50m × 1.20m, 85kg
- Dimensiones del armario de control: 0.80m × 0.60m × 2.20m, 55 kg
- Tuberías de entrada y salida del aceite: tubería de cobre rojo.
- Válvulas de entrada y salida de aceite: Diseñadas en relación a la brida de los agujeros de reserva que posee el transformador.
- Protocolos de comunicación disponibles: Ethernet, IRIGB, Modbus e IEC61850.



➤ **Entorno de trabajo**

- Temperatura del aceite para circulación: 0 °C ~ 100 °C.
- Temperatura ambiente de operación: -40 °C ~ 55 °C.
- Presión atmosférica: 80kPa ~ 110 kPa.
- Intensidad de sol: 0.1W / cm<sup>2</sup> (velocidad del viento de 0,5 m / s, al aire libre).
- El espesor de hielo: 10mm (al aire libre).
- Grado de protección: IP55.

(Sieyuan Electric CO., 2013)

➤ **Resultados de las concentraciones de los gases característicos:**

En la tabla 7.11 se muestran los siete gases característicos analizados por el TROM-600 como: hidrógeno (H<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO), metano (CH<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) con su respectivo rango de detección. En algunos equipos, si el cliente lo requiere se puede detectar la concentración de humedad presente en el aceite del transformador.

Si las concentraciones de los gases característicos se encuentran dentro de los rangos establecidos, estos resultados parciales serán sometidos al diagnóstico del tipo de falla mediante el método las Relaciones de Rogers y de manera gráfica mediante el método del triángulo de Duval, estas nuevas variables serán las que determinen el tipo de falla presente en el transformador o la ausencia de las mismas dentro de la unidad.

**Tabla 7.10** Gases característicos detectados por el equipo TROM-600.

Gases Característicos	Rango de detección (μL/L)	Precisión de la medición (Grado A)	Repetitividad de las mediciones de gas
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	2~2000	±30%	≤±5%
Monóxido de carbono (CO)	25~5000	±30%	≤±5%
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	25~15000	±30%	≤±5%
Metano (CH <sub>4</sub> )	0.5~1000	±30%	≤±5%
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0.5~1000	±30%	≤±5%
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	0.5~1000	±30%	≤±5%
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	0.5~1000	±30%	≤±5%
Humedad (H <sub>2</sub> O)	1~100	±10%	≤±5%

**Fuente:** (Sieyuan Electric CO., 2013)

### 7.3.4 Preparación e instalación del equipo

El dispositivo de vigilancia TROM-600 se puede instalar mientras que el transformador está en funcionamiento. La instalación de este dispositivo en el transformador es muy simple, ya que la conexión para el paso de la muestra de aceite requerida es sólo el tubo de entrada y el tubo de salida, los cuales están conectados a través de la brida de agujeros de reserva que posee el transformador.

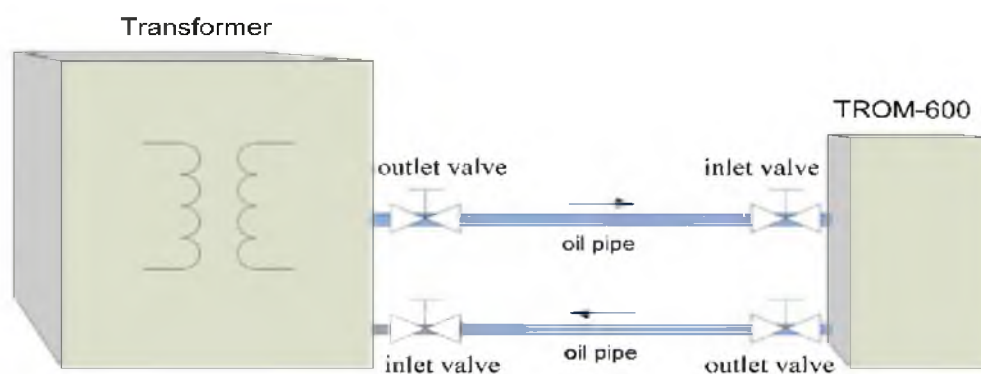
### 7.3.4.1 Preparación para la instalación del equipo

Para realizar la instalación del equipo TROM-600 se deben desarrollar los siguientes aspectos:

#### a) Selección de la válvula de entrada y salida del aceite en el transformador.

Debido a que luego de la degasificación, la muestra de aceite extraída para el análisis es devuelta al transformador, es importante que la válvula de extracción y la válvula de retorno permitan con precisión el paso exacto del contenido de aceite al cual se le realizará el diagnóstico de concentración de gases.

La válvula de salida de la muestra de aceite está ubicada en una posición superior con respecto a la válvula de retorno, con lo que se facilita la circulación del aceite (como se muestra en la figura 7.42). Las dimensiones de las válvulas serán diseñadas y fabricadas según las bridas existentes para la conexión de las tuberías de aceite provenientes del transformador.



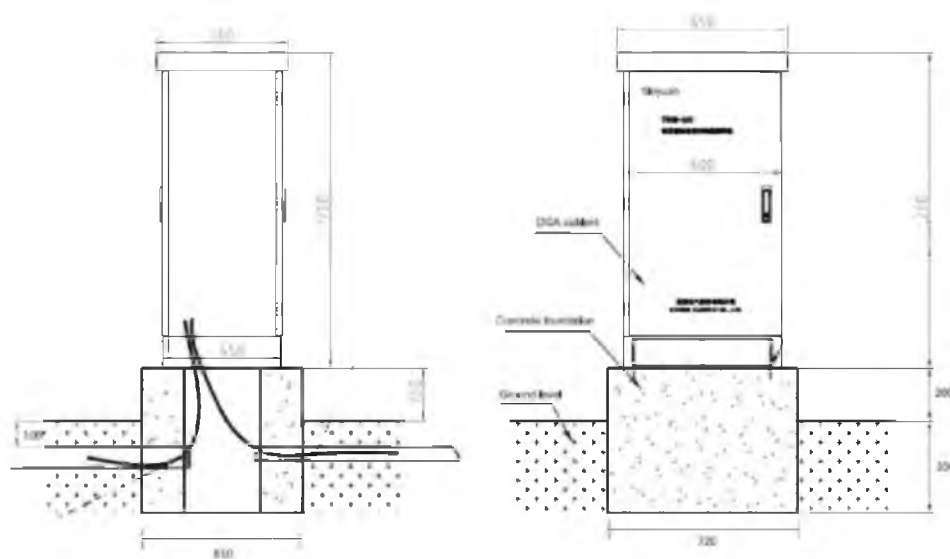
**Figura 7.42:** Diagrama de ubicación de las válvulas para la muestra de aceite.  
**Fuente:** (Siyuan Electric CO., 2013)

### b) Lugar de instalación :

La ubicación más óptima para el TROM-600 es lo más cerca posible a la brida de conexión de las tuberías del transformador, respetando la distancia de seguridad con respecto al transformador de potencia.

### c) Base del equipo TROM-600:

La base en la cual se asentará el equipo TROM-600 será de hormigón y con las siguientes dimensiones: 0.72m x 0.61 m x 0.55m (de los cuales 0.20m se encuentran sobre el nivel del suelo), como se muestra en la figura 7.43.



**Figura 7.43:** Vista lateral y frontal del TROM-600 sobre su base de concreto.

**Fuente:** (Sieyuan Electric CO., 2013)

### d) Canaleta para cables:

La canaleta se utilizará para la colocación de los cables de comunicación y los cables de alimentación entre el dispositivo TROM -600 y armario de control.

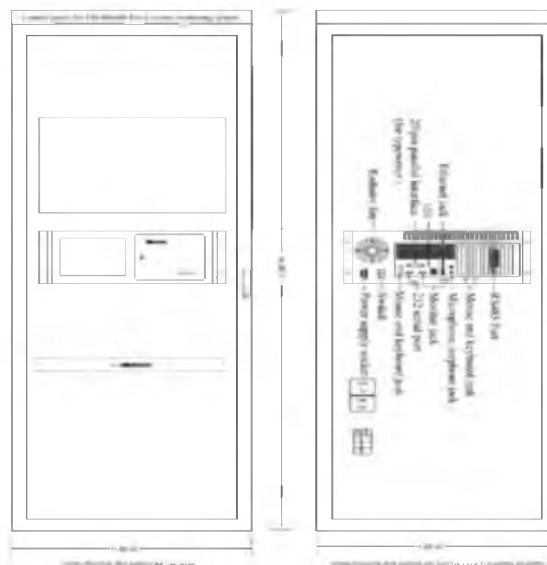
#### **7.3.4.2 Ubicación de los equipos del Sistema de Monitoreo en línea de AGD.**

Finalizados los detalles que se deben hacer para la instalación del equipo TROM-600 se procede a colocar los diferentes elementos pertenecientes al Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600).

##### **a) Gabinete de control**

El gabinete de control se encuentra instalado en el cuarto de control de la subestación y conectado a la red de puesta a tierra. En este equipo el operador puede monitorear y visualizar los resultados obtenidos del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600). Las dimensiones del gabinete de control son 0.80m x 0.65m x 2.20m (como se muestra en la figura 7.44).

El gabinete de control cuenta con su respectivo CPU, monitor, teclado, mouse, un UPS (220V), swithc Ethernet y la Unidad Terminal Remota (RTU), estos dos últimos elementos corresponden a la comunicación de datos provenientes del equipo TROM-600.

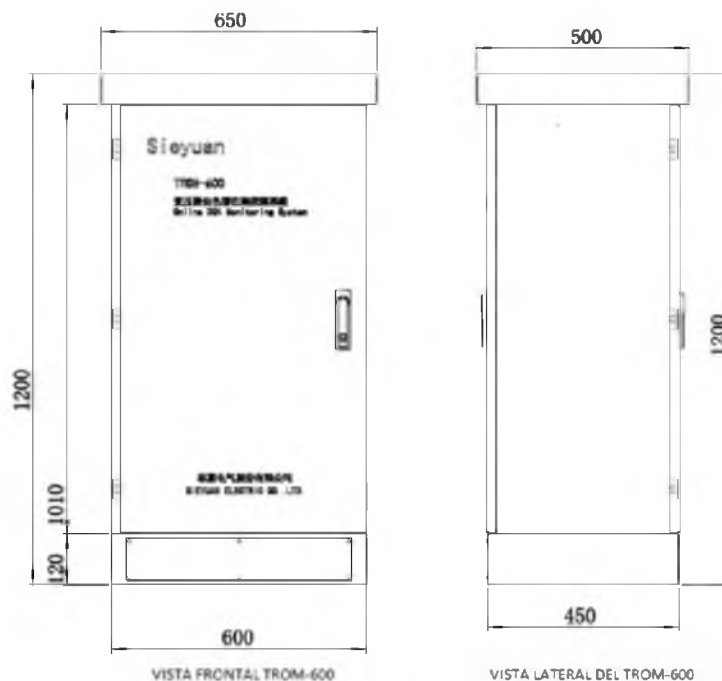


**Figura 7.44:** Vista frontal y posterior del gabinete de control.  
Fuente: (Sieyuan Electric CO., 2013)

#### **b) Analizador de gases disueltos TROM-600 para transformadores de potencia.**

El equipo TROM-600 se encuentra instalado sobre la base de hormigón construido con anticipación. Este dispositivo recibe las muestras de aceite provenientes del transformador y luego de realizar la separación de gas-aceite las envía de regreso al transformador para continuar con el análisis de los gases característicos y finalizar enviando mediante cables de comunicación los resultados obtenidos al gabinete de control para la visualización y monitoreo de la unidad.

El equipo TROM-600 (como se muestra en la figura 7.45) tiene las siguientes dimensiones: 0.65m x 0.50m x 1.20 m. En el interior de este equipo se encuentra los cilindros de nitrógeno gaseoso, el cromatógrafo de gases, el tablero de control, puerto ODF y demás equipos de comunicación de datos.



**Figura 7.45:** Vista frontal y lateral del equipo TROM-600.  
**Fuente:** (Sieyuan Electric CO., 2013)

### c) Gas portador / comparador

El equipo TROM-600 está equipado con dos tanques de nitrógeno gaseoso (el cual desempeña la función de gas portador/comparador). Un tanque es para el uso y el otro está de reserva para asegurar que el equipo pueda funcionar continuamente durante unos dos años.

### d) Sistema de Alarmas

El Sistema de Monitoreo en línea de AGD en Transformadores de Potencia está equipado con sistema de alarma para el control de la temperatura y control de las concentraciones de gases. Posee dos tipos de alarmas:

- Alarma de aviso: Da la señal de alarma cuando la temperatura de la unidad o las concentraciones de gases en su interior superan un nivel medio de peligrosidad establecido con anticipación.
- Alarma de desconexión: Cuando las concentraciones de los gases o la temperatura de la unidad sobrepasan los valores normales de operación establecidos, para seguridad del equipo y de la subestación, la alarma envía la señal para que el transformador se desconecte y proceder a su revisión y corrección de la falla presente.

### **7.3.5 Software del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia.**

El software del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) permite visualizar las condiciones de operación del transformador de potencia en tiempo real provenientes del análisis de los datos cargados por el equipo TROM-600 y los presenta de manera numérica, gráfica y mediante espectrogramas, además permite el almacenamiento de datos históricos.

#### **7.3.5.1 Interfaces de usuario para el Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia.**

El Sistema de Monitoreo en línea de AGD para Transformadores consta de las siguientes interfaces, las cuales permiten al operador el monitoreo y la visualización de la condición en la que se encuentra operando el transformador.



### a) Interfaz de inicio de sesión:

En esta interfaz consta el ingreso al software mediante licencia operacional a través del nombre de usuario y la respectiva contraseña, tal como se muestra en la figura 7.46.



**Figura 7.46:** Interfaz de inicio de sesión.

**Fuente:** (Sieyuan Electric CO., 2013)

### b) Interfaz página de inicio

En esta interfaz se visualizan de manera general a todos los transformadores conectados al Sistema de Monitoreo en línea de AGD en Transformadores de Potencia, cada uno con sus respectivos ID y un resumen del estado en que se encuentra el equipo y los gases formados en su interior, tal como se muestra en la figura 7.47.



**Figura 7.47:** *Interfaz de la página de inicio.*  
**Fuente:** (Sieyuan Electric CO., 2013)

### c) Interfaz de datos en tiempo real

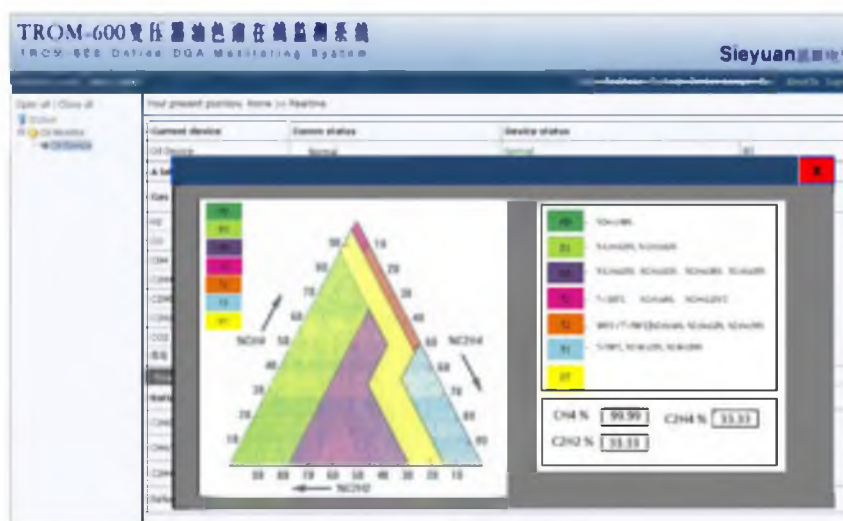
En esta interfaz, una vez seleccionado el transformador de potencia a monitorear, se accede a visualizar sus datos en tiempo real como: las condiciones de comunicación, las condiciones en que se encuentra el dispositivo, las concentraciones de los gases característicos, la fecha y los datos obtenidos de la última prueba, la velocidad y la tasa de producción de gas y el resultado del diagnóstico obtenido mediante el Método de las Relaciones de Rogers. En la figura 7.48 se puede observar esta interfaz.



**Figura 7.48:** Interfaz de datos en tiempo real.  
Fuente: (Sieyuan Electric CO., 2013)

#### d) Interfaz del Método del Triángulo de Duval

Esta interfaz (figura 7.49) permite visualizar de manera gráfica el resultado del diagnóstico aplicado a las concentraciones de gases mediante el Método del triángulo de Duval, técnicamente es un método opcional que permite confirmar que el diagnóstico realizado por el Método de las Relaciones de Rogers está correcto.



**Figura 7.49:** Interfaz del Método del Triángulo de Duval.  
Fuente: (Sieyuan Electric CO., 2013)

### e) Interfaz de datos históricos

Esta interfaz (ver figura 7.50) permite tener acceso a los datos obtenidos en diagnósticos anteriores a la fecha presente, con el fin de visualizar y llevar un registro de evolución de las concentraciones de gases presentes en el transformador de potencia.

**TROM-600 变压器油色谱在线监测系统**  
TROM-600 Online DGA Monitoring System

Sieyuan 思源电气

2012-9-16 10:57 No.11, TROM

Home Realtime History Device manage User Admins Logout

Your present position: Home >> history

Start time: 2010-12-17 End time: 2012-03-17 Device: Oil Device Query Curve graph

Number	Sampling time	H2	CO	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	C2H2	C2H2	总量	Ratio	Histogram
1	2011-09-06 06:00:00	7.50	778.64	6.66	0.60	0.87	0.21	1756.17	8.21			
2	2011-09-07 06:00:00	6.66	775.92	6.71	0.74	0.87	0.29	1885.01	8.30			
3	2011-09-06 06:00:00	6.66	765.60	6.66	0.60	0.80	0.21	1760.56	0.22			
4	2011-09-05 06:00:00	6.65	762.27	6.62	1.54	0.87	0.23	1756.17	0.03			
5	2011-09-04 06:00:00	6.63	766.36	6.6	0.56	0.85	0.22	1718.00	0.01			
6	2011-09-03 06:00:00	6.65	756.13	6.50	1.4	0.85	0.21	1743.77	8.84			
7	2011-09-02 06:00:00	6.55	756.13	6.6	1.47	0.80	0.22	1743.77	0.95			
8	2011-09-01 06:00:00	6.61	758.18	6.58	1.60	0.9	0.21	1756.17	0.17			
9	2011-08-31 06:00:00	6.63	754.00	6.50	1.03	0.96	0.23	1650.15	0.37			
10	2011-08-30 06:00:00	6.85	769.00	6.6	0.5	0.9	0.22	1756.17	8.0			
11	2011-08-29 06:00:00	6.03	762.27	6.50	0.62	0.87	0.22	1756.17	0.07			
12	2011-08-28 06:00:00	6.76	764.32	6.50	0.62	0.85	0.28	1768.56	8.06			
13	2011-08-27 06:00:00	6.99	770.64	6.6	0.56	0.80	0.29	1760.56	0.04			
14	2011-08-26 06:00:00	6.76	777.96	6.50	0.44	0.84	0.23	1743.77	7.87			
15	2011-08-25 06:00:00	7.01	790.24	6.62	1.33	0.84	0.22	1768.56	8.79			

Print report Export data (Excel)

1 Page Current Page First Previous Next Last Page Unit:  $\mu\text{L}$

Figura 7.50: Interfaz de datos históricos.

Fuente: (Sieyuan Electric CO., 2013)

**CAPÍTULO 8**

**RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO DE ANÁLISIS DE GASES**

**DISUELTOS EN BASE A LA INFORMACIÓN OBTENIDA DEL SISTEMA**

**DE MONITOREO EN LÍNEA DE AGD (TROM-600).**

**8.1 Desarrollo**

Se procedió a realizar la visita técnica a la subestación Durán-Norte para el monitoreo y visualización de las concentraciones de gases en el interior del transformador de potencia.

Con el Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia, se obtuvo como resultado las concentraciones de gases de la unidad, las cuales se encuentran detalladas en la tabla 8.11.:

**Tabla 8.11.** *Resultado del Análisis de Gases Disueltos en el transformador de potencia monitoreado.*

<b>Concentraciones de gases en el transformador de potencia de la Subestación Durán-Norte</b>				
<b>Gas</b>	<b>Valores</b>	<b>Unidad</b>	<b>Fecha</b>	<b>Hora</b>
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	23.022	(μL/L)	2016/02/04	19:22:34
Monóxido de Carbono (CO)	271.488	(μL/L)	2016/02/04	19:22:34
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	788.190	(μL/L)	2016/02/04	19:22:34
Metano (CH <sub>4</sub> )	4.280	(μL/L)	2016/02/04	19:22:34
Acetileno(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	0.000	(μL/L)	2016/02/04	19:22:34
Etileno(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	0.376	(μL/L)	2016/02/04	19:22:34
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0.647	(μL/L)	2016/02/04	19:22:34
Humedad (H <sub>2</sub> O)	1.00	(μL/L)	2016/02/04	19:22:34
TotHyd	5.303	(μL/L)	2016/02/04	19:22:34

**Fuente:** Autor

Obtenidos los valores de las concentraciones de los gases presentes en el transformador de potencia, se procede a realizar el análisis de los mismos a través del

Método de las Relaciones de Rogers y con los datos obtenidos se determinará el estado de la unidad.

El Método de las Relaciones de Rogers aplicado fue desarrollado siguiendo los siguientes pasos:

➤ PASO 1:

Se desarrolla cada una de las tres Relaciones de Rogers para obtener un valor, en el siguiente orden:

a) Relación 2

$$R2 = \frac{C2H2}{C2H4} = \frac{0.00 \mu\text{L/L}}{0.376 \mu\text{L/L}} = 0.000$$

b) Relación 1

$$R1 = \frac{CH4}{H2} = \frac{4.80 \mu\text{L/L}}{23.022 \mu\text{L/L}} = 0.208$$

c) Relación 5

$$R5 = \frac{C2H4}{C2H6} = \frac{0.376 \mu\text{L/L}}{0.647 \mu\text{L/L}} = 0.581$$

➤ PASO 2:

Existen dos opciones para desarrollar este paso, el resultado de ambas opciones permiten verificar si el diagnóstico de falla de la unidad es el correcto.

▪ OPCIÓN A

Obtenidos los valores de las relaciones R2, R1 y R5, se procede a compararlos con los valores establecidos en la Norma IEEE C57.107 de acuerdo a la tabla 5.7 del capítulo 5 para determinar el diagnóstico de la falla.

**Tabla 5.7:** Método de las Relaciones de Rogers. Norma IEEE C57.107.

Caso	Relación 2 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Relación 1 CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	Relación 5 C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Diagnóstico de falla sugerido
0	<0.1	>0.1 y <1.0	<1.0	Unidad normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Efecto Corona
2	0.1-0.3	0.1-1.0	>3.0	Arco Eléctrico
3	<0.1	>0.1 y <1.0	1.0-3.0	Falla térmica de baja temperatura.
4	<0.1	>1.0	1.0-3.0	Falla térmica < 700°C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Falla térmica >700°C

**Fuente:** (IEEE, 2008)

**NOTA:** Casilleros con color amarillo: Representan los intervalos que sí se cumplen en la relación.

Casilleros con color blanco: Representan los intervalos que no se cumplen en la relación.

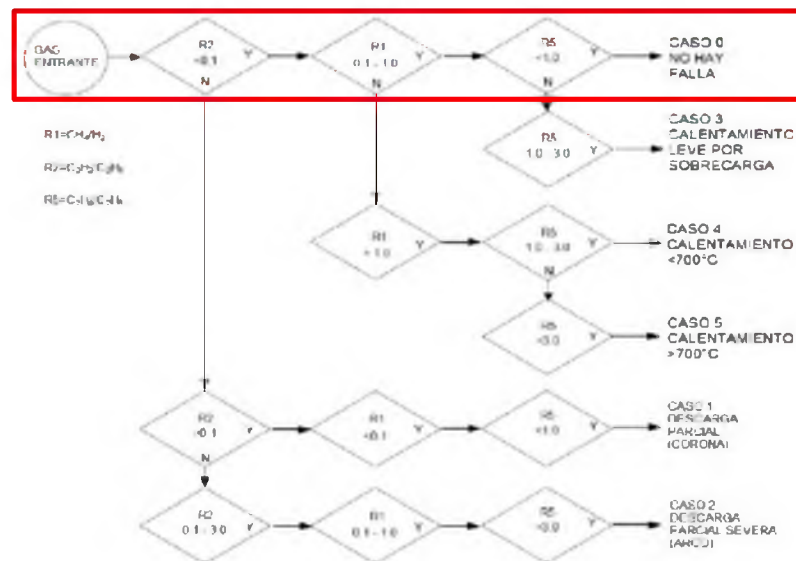
Casilleros con color verde: Corresponde al caso y al diagnóstico de falla establecido mediante la simultaneidad de los tres intervalos (uno para cada relación).

- En este caso:
  - Como el valor de R<sub>2</sub>= 0.000 se encuentra dentro del intervalo [ $<0.1$ ], entonces cumple con los valores establecidos en los casos 0, 1, 3, 4 y 5. (Casilleros con color amarillo).
  - Como el valor de R<sub>1</sub>= 0.208 se encuentra dentro de los intervalos [“ $>0.1$  y  $<1.0$ ” Y “0.1-1.0”], entonces cumple con los valores establecidos en los casos 0, 2, 3, 4 y 5. (Casilleros con color amarillo).
  - Como el valor de R<sub>5</sub>= 0.581 se encuentra dentro del intervalo [ $<1.0$ ], entonces cumple con los valores establecidos en los casos 0 y 1. (Casilleros con color amarillo).
- Reconocidos los intervalos que cumplen para cada relación, se procede a seleccionar el caso en el cual sus tres intervalos se cumplan simultáneamente, por lo tanto :
  - Los valores de las tres relaciones (R<sub>2</sub>, R<sub>1</sub> y R<sub>5</sub>) cumplen con los tres intervalos del caso 0, por lo que aplicando el Método de las Relaciones de Rogers el diagnóstico

del estado del transformador es que se encuentra en perfecto estado y con condiciones normales de operación. (Casilleros con color verde).

### ▪ OPCIÓN B

Otra manera de interpretar los valores obtenidos en las relaciones es siguiendo la secuencia “cumple / no cumple la función establecida” de la figura 5.34 (diagrama de flujo según el Método de las Relaciones de Rogers; sección 5.5.3.1 ):



**Figura 5.34:** Diagrama de flujo (paso a paso) según el método de las relaciones de Rogers. Fuente: (Landy Viscaino, 2015)

### ➤ PASO 3

Con los valores obtenidos mediante el Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) en transformadores de potencia se diagnosticó que en el transformador de la subestación Durán-Norte NO EXISTEN fallas en su interior y que además la unidad opera en excelente estado hasta la fecha Jueves 04/02/2016. El diagnóstico es aceptable debido a que el transformador comenzó a operar en mayo del 2015, por lo que se considera aún nuevo.



## CAPÍTULO 9

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 9.1 Conclusiones

- Los transformadores de potencia son equipos eléctricos que para un funcionamiento seguro y correcto deben estar en óptimas condiciones, en especial su sistema de aislamiento interno, ya que este es considerado el “alma del transformador” y el tiempo de vida útil de la unidad depende de la condición en que se encuentra el sistema de aislamiento.
- Los constantes esfuerzos térmicos y eléctricos que sufre el transformador durante el funcionamiento producen que el aislamiento líquido y el aislamiento sólido se desgasten a medida que el tiempo transcurre, disminuyendo a la vez sus propiedades físico-químicas y sus características dieléctricas, reduciendo de esta manera su tiempo de vida útil.
- La degradación del sistema de aislamiento se produce de manera natural en sus componentes, pero ante la presencia de una falla leve o avanzada la degradación se acelera generando concentraciones de gases fuera de los rangos normales. El análisis de estos gases permite determinar el tipo de falla presente en el transformador y la técnica utilizada es la cromatografía de gases.
- Con el resultado obtenido en la cromatografía se obtiene el diagnóstico del estado del transformador y la acción que se deberá realizar como mantenimiento correctivo para recuperar las óptimas condiciones de la unidad.

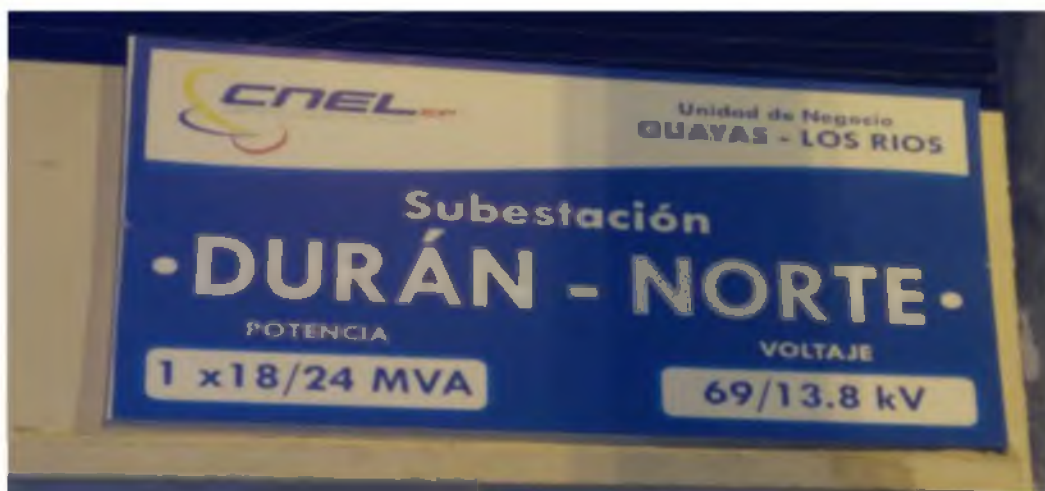
## 9.2 Recomendaciones

Una vez realizado el análisis de gases disueltos en el transformador de potencia de la subestación Durán-Norte mediante el Sistema de Monitoreo en línea (TROM-600) para Transformadores de Potencia, se recomienda tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Aplicar los sistemas de monitoreo y visualización de datos a los demás equipos eléctricos, ya que debido a la importancia de estos, es necesario saber la condición en la cual se encuentran operando sin la necesidad de esperar a que una falla se haga presente para en ese momento tomar las medidas correctivas, produciendo por lo general pérdidas de tiempo.
- Debido a que en el Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia no se encuentra operando el sistema de alarma, se recomienda realizar las respectivas conexiones, ya que de esta manera se obtiene un conocimiento en tiempo real de la temperatura y del nivel de aceite que posee el transformador durante su funcionamiento.
- Ya que el transformador de la subestación Durán-Norte tiene menos de un año de operación (instalado en mayo 2015), se recomienda seguir con la vigilancia y el monitoreo de la unidad debido a que los transformadores de potencia presentan fallas durante los primeros y en los últimos meses de operación.

## ANEXO 1

**Subestación Durán –Norte y dispositivos y equipos del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia.**



*Anexo 1.1 Características eléctricas de la Subestación Durán –Norte.*



*Anexo 1.2 Ubicación del equipo TROM-600 (dentro de la circunferencia) en el patio de la Subestación Durán –Norte junto al transformador de potencia de 18/24 MVA.*



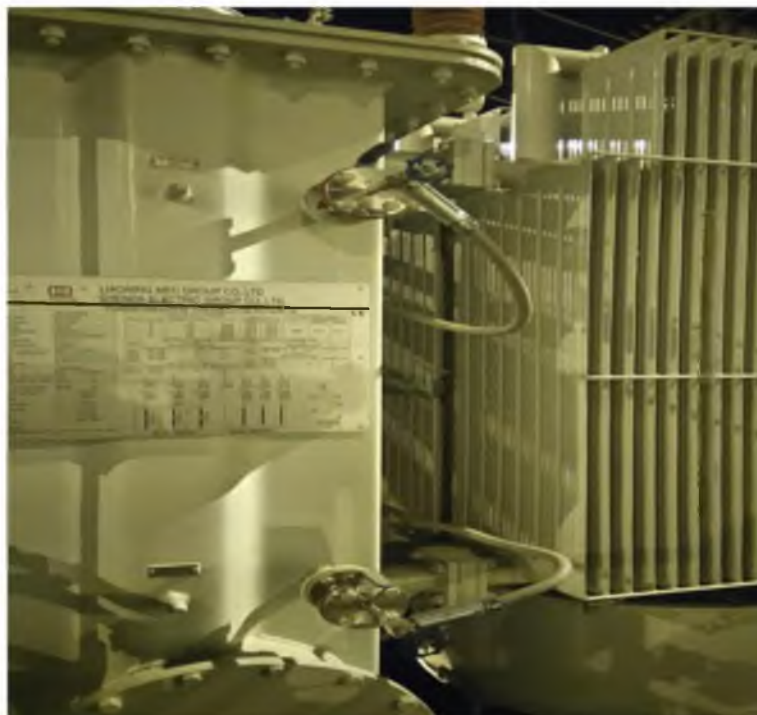
**Anexo 1.3** *Vista frontal del gabinete de control del TROM-600 en el interior del cuarto de control de la Subestación Durán –Norte..*



**Anexo 1.4** *Vista posterior (puerta abierta) del gabinete de control del Sistema de Monitoreo en línea TROM-600.*



**Anexo 1.5** Vista frontal del gabinete de control con los hardware de comunicación y visualización (monitor, teclado y mouse).



**Anexo 1.6** Válvulas para la salida y el retorno de la muestra de aceite a analizar mediante el Sistema de Monitoreo en línea TROM-600.



**Anexo 1.7** Vista frontal del equipo TROM-600 sobre su base en el patio de la subestación Durán-Norte.



**Anexo 1.8** Vista posterior del equipo TROM-600 (con la puerta abierta). En donde se pueden observar las botellas de nitrógeno gaseoso.



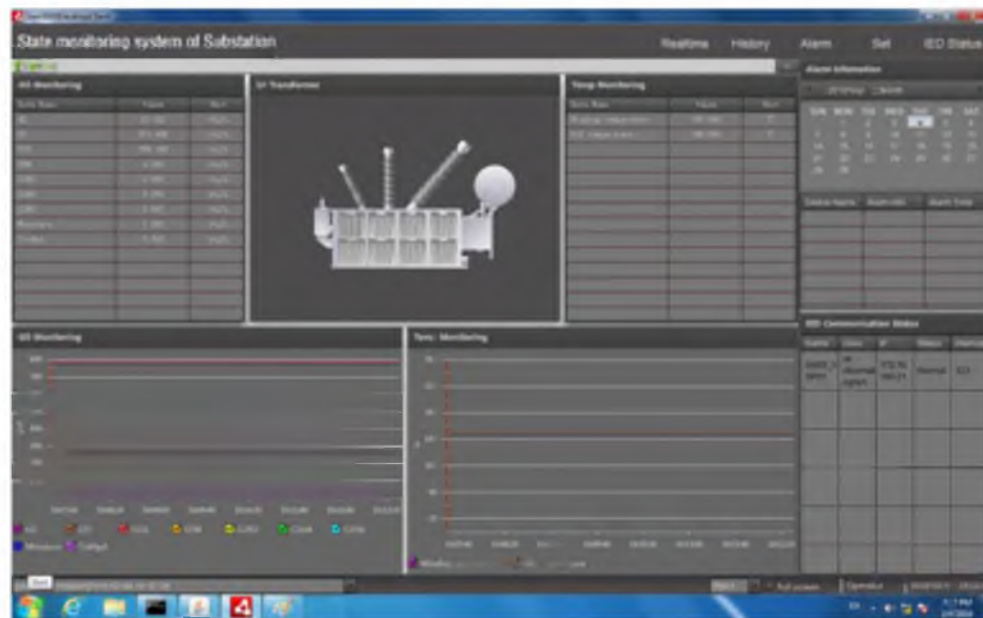
**Anexo 1.9** *Vista frontal del equipo TROM-600 (con la puerta abierta), en donde se puede observar el panel de control y la tarjeta madre del sistema.*



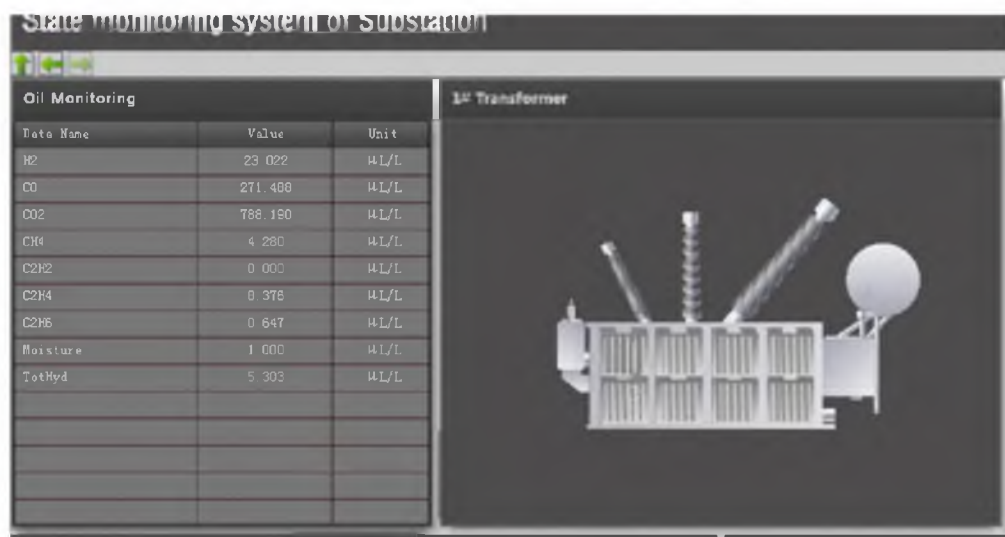
**Anexo 1.10** *Vista inferior de la parte frontal del equipo TROM-600 (con la puerta abierta), en donde se puede observar el equipo cromatógrafo de gases.*

## ANEXO 2

**Interfaces visualizadas en el transcurso del análisis de gases disueltos por parte del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600) para Transformadores de Potencia en el transformador de la subestación Durán-Norte.**

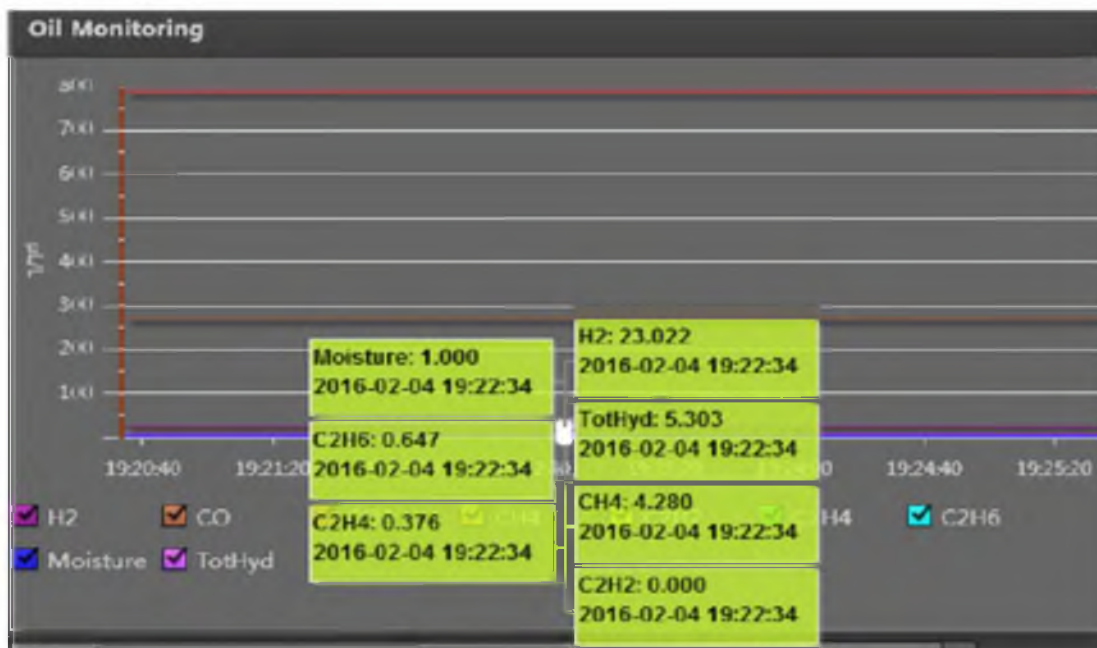


**Anexo 2.11** Interfaz de la pantalla de inicio del Sistema de Monitoreo en línea de AGD (TROM-600).



**Anexo 2.12** Visualización de los valores de concentraciones de gases obtenidas a partir del AGD desarrollado al transformador de potencia de la subestación Durán-Norte.





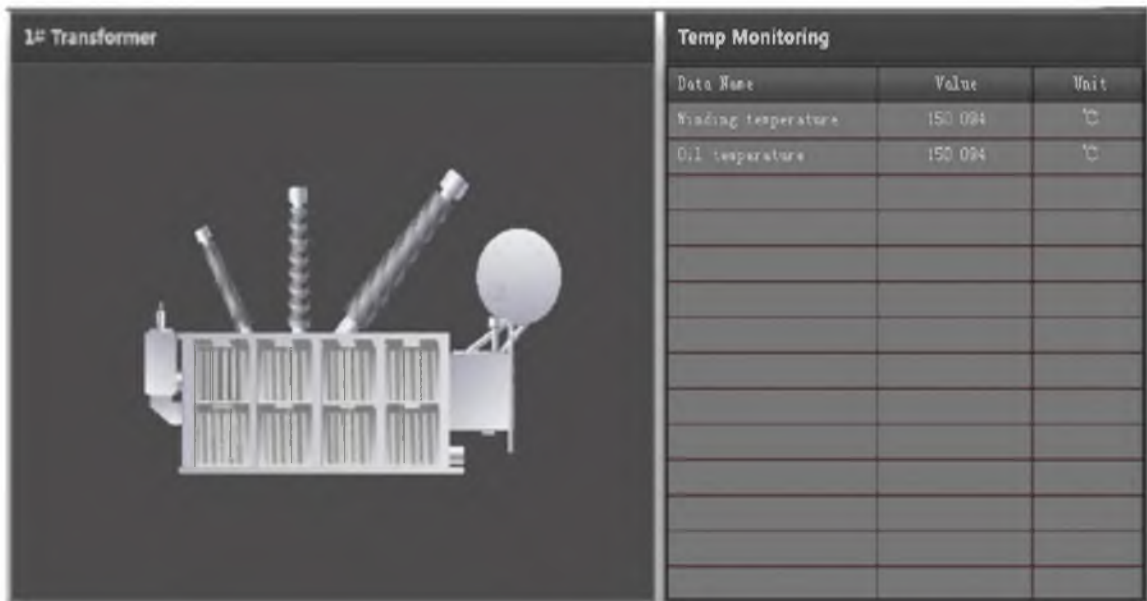
Anexo 2.13 Visualización gráfica del AGD desarrollado al transformador de potencia de la subestación Durán-Norte.

The figure is a screenshot of a 'State monitoring system of Substation' interface. It displays a 'History data query' window with a table of recorded data. The table has the following columns: H2, CO, CO2, CH4, C2H2, C2H4, C2H6, Moisture, TotHyd, and Time. The data rows show a consistent pattern of gas concentrations over time, with H2 remaining at 23.022, CO at 211.9810, CO2 at 888.8970, CH4 at 3.2420, C2H2 at 0.0000, C2H4 at 0.2700, C2H6 at 0.5110, Moisture at 1.0000, and TotHyd at 4.0230. The time column shows timestamps from 2016-02-04 13:05:48 to 2016-02-04 03:12:54.

H2	CO	CO2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	Moisture	TotHyd	Time
23.0220	211.9810	888.8980	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	5.3030	2016-02-04 13:05:48
23.0220	211.9810	888.8980	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.5540	2016-02-04 17:09:21
23.0220	202.0700	888.8970	3.2420	0.0000	0.2700	0.4400	1.0000	3.9520	2016-02-04 13:12:54
23.0220	202.0700	888.8970	3.2420	0.0000	0.2700	0.4400	1.0000	3.9520	2016-02-04 12:42:53
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 12:12:53
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 11:42:53
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 10:12:53
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 09:42:53
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 09:12:53
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 08:42:53
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 08:12:53
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 07:42:53
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 07:12:52
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 06:42:52
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 06:12:52
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 05:42:52
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 05:12:52
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 04:42:52
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 04:12:51
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 03:42:51
23.0220	200.5430	888.8960	3.2420	0.0000	0.2700	0.5110	1.0000	4.0230	2016-02-04 03:12:51

Anexo 2.14 Visualización del histórico de AGD desarrollados en el transformador.





**Anexo 2.17** Interfaz de visualización de la temperatura del aceite y del devanado en el transformador de potencia de la Subestación Durán-Norte.



**Anexo 2.18** Interfaz de visualización gráfica del control de la temperatura del aceite y del devanado en el transformador de potencia de la Subestación Durán-Norte.

## BIBLIOGRAFÍA

- Educaplus.org. (2007). Recuperado el 10 de diciembre de 2015, de <http://www.educaplus.org/moleculas3d/vsepr.html>
- Prixma Ltda. (febrero de 2015). Recuperado el 11 de diciembre de 2015, de <http://prixma.com.co/sabes-que-es-el-hexafloruro-de-azufre-o-sf6/>
- Briones Martínez, M. G. (2005). *Análisis técnico y económico de la recuperación de los aceites dieléctricos con tierra Fuller y desludificación de bobinados en transformadores*. Guayaquil: Tesis-Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- BriTransformadores S.A. (2012). *BriTransformadores S.A.* Obtenido de BriTransformadores S.A.: <http://britransformadores.com/tratamiento-y-regeneracion-de-aceites.html>
- Cajamarca Encalada, E. A., & Sigua Maxi, X. F. (2010). *Cargabilidad en transformadores de potencia, incidencia en la vida útil, pérdidas de energía y condiciones operativas*. Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana.
- Chapman, S. J. (2000). Máquinas eléctricas. En S. C. J., *Máquinas eléctricas* (pág. 29). Colombia: McGraw Hill.
- Clavijo, D., & Díaz, F. (17 de 06 de 2008). *Cursos de ingeniería web*. Recuperado el 16 de 12 de 2015, de Cursos de ingeniería web: [https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2008/1/EL57C/1/material\\_docente/previsualizar?id\\_material=180024](https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2008/1/EL57C/1/material_docente/previsualizar?id_material=180024)
- Consejo Nacional de Seguridad de Chile. (1987). *Precauciones de Uso, manejo y transporte de Askareles*. Santiago de Chile.
- Corrales León, J. C. (1999). *Pruebas para instalación, puesta en servicio, operación y mantenimiento de transformadores de potencia*. Quito : Escuela Politécnica Nacional.
- Dschanz. (09 de agosto de 2007).google-académico. Recuperado el 07 de diciembre de 2015,[https://es.académico.org/Bifenilos\\_policlorados#/media/File:PCB\\_general\\_structure.svg](https://es.académico.org/Bifenilos_policlorados#/media/File:PCB_general_structure.svg)
- Feira, S. (01 de 12 de 2014). *UniEnergía*. Recuperado el 08 de diciembre de 2015, de UniEnergía: <http://repositorio.ug.edu.ec/bitstream/redug/1614/1/1001.pdf>

- Flores Delgado, R. (2012). *Aplicaciones del SF6 en la industria eléctrica y su impacto en el medio ambiente*. FI-UADY.
- Flores, C. (13 de abril de 2010). *Seguridad con la electricidad*. Recuperado el 30 de noviembre de 2015, de <http://seguridadconelectricidad.blogspot.com/2010/04/dispositivos-de-proteccion-en-los.html>
- Forestieri, J. N. (2004). *Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- García, E., & Gaspar, C. (2010). *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de gran potencia en aceite (Aplicado a un transformador dfe 160 MVA. 13,8 V/138 KV de la central térmica Trinitaria)*. Guayaquil: Tesis U.P.S, Facultad de Ingeniería.
- Gil Alonso, I. (02 de 08 de 2009). *BRETTIS*. Recuperado el 15 de 12 de 2015, de BRETTIS: <http://www.brettis.com/Tutorial/08Transformadores.pdf>
- GlobeCore. (2010). *GlobeCore*. Obtenido de GlobeCore: <http://es.globecore.com/productos/sistemas-de-filtrado-de-aceite/maquina-de-filtrado-de-aceite-de-turbinas-cmm-1-2t.html>
- Griot, D. O. (noviembre de 1998). *EFN*. Recuperado el 08 de diciembre de 2015, de EFN: [http://www.efn.uncor.edu/departamentos/electro/cat/eye\\_archivos/apuntes/a\\_practico/Cap%202%20Pco.pdf](http://www.efn.uncor.edu/departamentos/electro/cat/eye_archivos/apuntes/a_practico/Cap%202%20Pco.pdf)
- Gutiérrez, L. (26 de Julio de 2011). *PROMELSA*. Recuperado el 22 de diciembre de 2015, de PROMELSA: <http://promelsa.blogspot.com/2011/07/vida-util-en-los-transformadores.html#.VnmVtvnhCM9>
- Hiht, S. (06 de noviembre de 2014). *SlideShare*. Recuperado el 27 de noviembre de 2015, de <http://es.slideshare.net/sarahiht/pararrayos-elena>
- Ibarra S., M. E. (2009). *Transformadores CH*. Recuperado el 28 de diciembre de 2015, de Transformadores CH: [http://www.transformadores.net/wp-content/uploads/Programa\\_de\\_Mantenimiento\\_Transformadores\\_Distribucion\\_y\\_Poder\\_www.transformadores.net\\_.pdf](http://www.transformadores.net/wp-content/uploads/Programa_de_Mantenimiento_Transformadores_Distribucion_y_Poder_www.transformadores.net_.pdf)
- IEEE. (2008). IEEE Power and Energy Society. En *Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers* (pág. 39). <http://www.ns->

aria.com/wp-content/uploads/2015/09/IEEE-Std.-C57.104-2008-IEEE-Guide-for-the-Interpretation-of-Gases-Generated-in-Oil-Immersed-Transformers.pdf.

Landy Viscaíno, W. R. (Marzo de 2015). *Desarrollo de un modelo de sistema de control y monitoreo de parámetros operacionales de un transformador de potencia, para el diagnóstico y detección temprana de fallas*. Recuperado el 26 de diciembre de 2015, de Desarrollo de un modelo de sistema de control y monitoreo de parámetros operacionales de un transformador de potencia, para el diagnóstico y detección temprana de fallas: file:///D:/Users/Usuario/Downloads/UPS-CT005050.pdf

Murillo Peñafiel, A. F. (27 de enero de 2012). *monografias.com*. Recuperado el 03 de diciembre de 2015, de <http://www.monografias.com/trabajos90/transformador-trifasico-universidad-politecnica-salesiana-cuenca/transformador-trifasico-universidad-politecnica-salesiana-cuenca.shtml>

Neupert, D. D. (23 de Mayo de 2002). *Technology Review*. Recuperado el 10 de diciembre de 2015, de Technology Review: <https://library.e.abb.com/public/76306f329a2d379cc1256ddd00347176/52-57%20M740%20SPA.pdf>

Norma técnica Colombiana. (s.f.). *Guía para el mantenimiento y la supervisión de los aceites en servicio en equipos eléctricos*. Bogotá.

PROYECTRA. (2012). *PROYECTRA*. Recuperado el 29 de Diciembre de 2015, de PROYECTRA: [http://www.proyectra.com/mantenimiento/index.php?option=com\\_content&view=article&id=6&Itemid=6](http://www.proyectra.com/mantenimiento/index.php?option=com_content&view=article&id=6&Itemid=6)

Recalde Coronel, P. C., & Zorrilla Palma, M. O. (15 de junio de 2007). *Repositorio UG*. Recuperado el 09 de diciembre de 2015, de Repositorio UG: [https://www.google.com.ec/search?q=su+f%C3%B3rmula+general+es+C12H10-n+Cln&oq=su+f%C3%B3rmula+general+es+C12H10-n+Cln&aqs=chrome..69i57j0j7&sourceid=chrome&es\\_sm=93&ie=UTF-8](https://www.google.com.ec/search?q=su+f%C3%B3rmula+general+es+C12H10-n+Cln&oq=su+f%C3%B3rmula+general+es+C12H10-n+Cln&aqs=chrome..69i57j0j7&sourceid=chrome&es_sm=93&ie=UTF-8)

Rodríguez, R. (22 de noviembre de 2011). *SlidePlayer*. Recuperado el 30 de noviembre de 2015, de <http://slideplayer.es/slide/23113/>

Romero, N. (23 de noviembre de 2012). *Blogger.com*. Recuperado el 01 de diciembre de 2015, de [http://5iv4.blogspot.com/2012\\_11\\_01\\_archive.html](http://5iv4.blogspot.com/2012_11_01_archive.html)

- Ruíz Giraldo, J., & Mayor Cardona, D. A. (2013). *Manual interactivo de mantenimiento industrial para transformadores en aceite*. Recuperado el 24 de diciembre de 2015, de Manual interactivo de mantenimiento industrial para transformadores en aceite: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/11059/3875/1/621314R934M.pdf>
- Saguay Tacuri, M. F., & Torres Cuenca, R. A. (2011). *Análisis de comportamiento de medios dieléctricos ante las altas tensiones eléctricas*. Cuenca: Universidad de Cuenca.
- Sarria, J., Guerrero, N., & Rivas, E. (Enero-Junio 2014). Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia. *Revista de la Facultad de Ingeniería de la UPTC*, 105-122.
- Sieyuan Electric CO., L. (20 de Agosto de 2013). China.
- Singer, F. L. (1976). *Transformadores Industriales*. Buenos Aires: Neotécnica.



Presidencia  
de la República  
del Ecuador



Plan Nacional  
de Ciencia, Tecnología,  
Innovación y Saberes



SENESCYT  
Sistema Nacional de Educación Superior

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, Rivas Cano Jorge Leonel, con C.C. # 0704602333 autorizo del trabajo de titulación **Análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico de los transformadores de potencia mediante cromatografía de gases** previo a la obtención del título de **INGENIERO ELÉCTRICO-MECÁNICO CON MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL INDUSTRIAL** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 16 de marzo del 2018

Nombre: Rivas Cano Jorge Leonel  
C.C. 0704602333



## **REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA**

### **FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN**

<b>TÍTULO Y SUBTÍTULO:</b>	ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DIELECTRICO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA MEDIANTE CROMATOGRAFÍA DE GASES.		
<b>AUTOR(ES)</b> (apellidos/nombres):	Rivas Cano Jorge Leonel		
<b>REVISOR(ES)/TUTOR(ES)</b> (apellidos/nombres):	Ing. Montenegro Tejada Raúl, M.Sc		
<b>INSTITUCIÓN:</b>	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
<b>FACULTAD:</b>	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
<b>CARRERA:</b>	Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial.		
<b>TÍTULO OBTENIDO:</b>	Ingeniero Eléctrico-Mecánico con Mención en Gestión Empresarial Industrial.		
<b>FECHA DE PUBLICACIÓN:</b>	16 de marzo del 2016	<b>No. DE PÁGINAS:</b>	135
<b>ÁREAS TEMÁTICAS:</b>	Sistemas eléctricos de potencia		
<b>PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:</b>	TRANSFORMADORES DE POTENCIA, CROMATOGRAFÍA DE GASES DISUELTOS, MANTENIMIENTO CORRECTIVO ACEITE AISLANTE.		
<b>RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):</b>			
<p>El presente trabajo de titulación tiene como fin la aplicación del mantenimiento predictivo en los transformadores eléctricos de potencia con el fin de detectar de manera anticipada la presencia de una falla latente que de no ser corregida afectará al rendimiento del equipo y la vez el servicio que este brinda. La metodología a desarrollar como mantenimiento predictivo es la detección y el análisis de gases disueltos en el interior del transformador mediante la cromatografía de gases, con lo que se define el tipo de falla presente en el transformador. Un transformador de potencia es una máquina eléctrica de gran importancia dentro de un sistema eléctrico (instalado por lo general dentro de subestaciones eléctricas), por lo que durante su período de operación debe ser vigilado adecuadamente y ser sometido a pruebas periódicas y a diversos tipos de mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos con el fin de mantener y/o prolongar su tiempo de vida útil y de servicio.</p>			
<b>ADJUNTO PDF:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
<b>CONTACTO CON AUTOR/ES:</b>	<b>Teléfono:</b> 0983220581	<b>E-mail:</b> <a href="mailto:jorge.rivas@cu.ucsg.edu.ec">jorge.rivas@cu.ucsg.edu.ec</a> / <a href="mailto:jorgeleonel_93@hotmail.com">jorgeleonel_93@hotmail.com</a>	
<b>CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN:</b>	<b>Nombre:</b> Ing. Philco Asqui Orlando, MSc.		
	<b>Teléfono:</b> 0980960875		
	<b>E-mail:</b> <a href="mailto:orlando.philco@cu.ucsg.edu.ec">orlando.philco@cu.ucsg.edu.ec</a> / <a href="mailto:orlandophilco_7@hotmail.com">orlandophilco_7@hotmail.com</a>		

#### SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA

<b>Nº. DE REGISTRO (en base a datos):</b>	
<b>Nº. DE CLASIFICACIÓN:</b>	
<b>DIRECCIÓN URL (tesis en la web):</b>	