



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN**

***“MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
MEDIANTE AGDAT E INTERPRETACIÓN”.***

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**INGENIERA MÉCANICA ELECTRICISTA**

PRESENTA:

**GUADALUPE MIGUEL LEÓN**

ASESOR:

**ING. MARCOS BELISARIO GONZÁLEZ LORIA**

CUAUTITLÁN IZCALLI, ESTADO DE MÉXICO 2014.



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN  
UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR  
DEPARTAMENTO DE EXÁMENES PROFESIONALES

U. N. A. M.  
FACULTAD DE ESTUDIOS  
SUPERIORES CUAUTITLÁN  
ASUNTO: VOTO APROBATORIO



M. en C. JORGE ALFREDO CUÉLLAR ORDAZ  
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLÁN  
PRESENTE

ATN: M. en A. ISMAEL HERNÁNDEZ MAURICIO  
Jefe del Departamento de Exámenes  
Profesionales de la FES Cuautitlán.

Con base en el Reglamento General de Exámenes, y la Dirección de la Facultad, nos permitimos comunicar a usted que revisamos **La Tesis:**

**"MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA MEDIANTE AGDAT E INTERPRETACIÓN"**

Que presenta la pasante: **Guadalupe Miguel León**

Con número de cuenta: **40808806-8** para obtener el Título de: **Ingeniera Mecánica Eléctrica**

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el **EXAMEN PROFESIONAL** correspondiente, otorgamos nuestro **VOTO APROBATORIO**.

**ATENTAMENTE**

**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"**

Cuautitlán Izcalli, Méx. a 20 de Junio de 2014.

**PROFESORES QUE INTEGRAN EL JURADO**

	NOMBRE	FIRMA
<b>PRESIDENTE</b>	Ing. Gabriel Vázquez Castillo	
<b>VOCAL</b>	Ing. Marcos Belisario González Loria	
<b>SECRETARIO</b>	Ing. Ángel Isaías Lima Gómez	
<b>1er SUPLENTE</b>	M. en I. Marco Alberto Torres Olvera	
<b>2do SUPLENTE</b>	Ing. Gilberto Chavarria Ortiz	

NOTA: Los sinodales suplentes están obligados a presentarse el día y hora del Examen Profesional (art. 127).

En caso de que algún miembro del jurado no pueda asistir al examen profesional deberá dar aviso por anticipado al departamento.

(Art 127 REP)

HHA/Vc

## ***Agradecimientos***

*Agradezco a Dios por haberme permitido culminar un logro más en mi vida;*

*Con todo mi amor a mi madre Martha que me brindó su apoyo y entrega durante mi formación Académica; que con sus cuidados, consejos y ejemplo me convirtió en una persona de bien;*

*Con respeto, amor y admiración a mi abuelita Serena que con su apoyo y consejos me alentó día a día para convertirme en una profesionalista y no darme nunca por vencida;*

*Con todo mi amor y cariño a mi hermana Rocío por ser una gran guerrera ...*

## *Agradecimientos*

*Por brindarme su apoyo y consejos a mis tíos:*

*Raquel Revilla León & Fam., Luis Francisco Carmen & Fam., Irene Franco Carmen & Fam.*

*José Vázquez López & Fam...*

*Fam. Jiménez Ramírez...*

*José de Jesús Vázquez Franco & Fam...*

## ***Agradecimientos***

*A mi alma mater “Universidad Nacional Autónoma de México”;*

*A mi asesor:*

*Ing. Belisario Domínguez por su apoyo y dedicación durante la elaboración de mi Tesis;*

*A mi Coordinador de carrera:*

*Ing. Ángel Isaías Lima Gómez*

*A mis profesores:*

*Rosalinda Estrada Miguel, Matilde León Moreno, Marta Maura Choreño Espinoza, Ma. Del Rosario, Jesús Olivares, Heraclio Vázquez Vázquez, José Rafael Pérez Martínez, Pablo Roberto Rodríguez Roa, Yolanda Cruz Rodríguez, Juan Carlos Flores Rojas, Ricardo Zambrano.*

## *Agradecimientos*

*Con un especial cariño, admiración & Agradecimiento;*

*A la familia:*

*De una persona que guío mis pasos para lograr un sueño realidad;*

*Rafael Vázquez López y su bella familia...*

## *Dedicatorias*

*A mis amigos Ingenieros con los que compartí durante nuestra carrera todos nuestros  
anhelos, triunfos, conocimientos, alegrías y tristezas...*

*Con especial cariño a mis amigos con los que he compartido los mejores momentos de  
mi vida;*

*Lic. Claudia V., Lic. Paola, Lic. Oscar, Ing. Pablo, Lic. Aldo Uriel., Chef Gabriel, Ing.  
J. Esteban, Ing. Omar, Ing. Alan, Ing. Rojas & Lic. José Luis...*

*A mis amigos de Intercambio de U.A.B.C. 2011: Begoña Paz (Chile), Pierre V.(Francia), Rafa  
(Puerto Rico), Xenia & Chris (España), Isaac, Ana ,Constanza, Abimael, German, Anayatzin,  
Yaz, ...*

## ***Agradecimientos***

*Comisión Federal de Electricidad*

*GRTC Sector Poniente Subestación Eléctrica “Remedios”.*

## ***Dedicatorias***

*Con especial cariño y agradecimiento al Lic. Raymundo Otoniel Arrazola Farías & Ing. Jorge Romero SUTERM*

*Con respeto y admiración a los Ingenieros: Ing. Jesús Velázquez Bolaños, Ing. Luis Alberto Osorio Ortega & Ing. José Cuauhtémoc Camacho González.*

*A todos mis compañeros del Departamento de Subestaciones del Sector Poniente.*

*Ing. Rodrigo Cruz González; Ing. José Carlos Méndez Oliver; Ing. Ismael Jaramillo; Adrián Guevara Hernández; José Luis Palma Linares; Felipe Flores Ortiz; Israel Carmona Velasco; Candelario Rodríguez Peralta; Raúl Arrizón García; Ing. Andrés Ruíz Bermúdez, & Mario Chávez.*

*A todos mis compañeros operadores del Departamento de Control del Sector Poniente.*

*Ing. Miguel Garduño, Evelin, Joel, Alejandro, Josué, Marco Daniel, Guillermo, Ismael & Daniel.*

*A todas aquellas personas que formaron parte de este proyecto.*

## ÍNDICE

<b>Introducción.....</b>	<b>6</b>
<b>Marco teórico.....</b>	<b>8</b>
<b>Objetivos .....</b>	<b>10</b>
<b>Justificación .....</b>	<b>11</b>
<b>Capítulo 1. Historia y principios del funcionamiento de Transformadores de potencia ....</b>	<b>12</b>
1.1 El Sistema Eléctrico de Potencia .....	12
1.2 Historia del transformador .....	24
1.3 Principio del funcionamiento del Transformador .....	30
1.4 Clasificación de los transformadores.....	33
1.4.1 Tipo de núcleo.....	34
1.4.2 Tipo de enfriamiento .....	35
1.4.3 El número de fases .....	37
1.4.4 Ambiente de operación.....	37
1.4.5 Su capacidad .....	37
1.4.6 Por su aplicación .....	38
1.4.7 La preservación del aceite .....	38
1.4.8 Conexión .....	39

<b>Capítulo 2. Descripción de los elementos y funcionamiento de sus partes del transformador de potencia .....</b>	<b>42</b>
2.1 Elementos que constituyen al transformador.....	42
2.1.1 Núcleo de hierro magnético.....	42
2.1.2 Devanados de A.T. y B.T. ....	43
2.1.3 Aislantes.....	43
2.2.4 Tanque recipiente.....	44
2.1.5 Tanque conservador .....	44
2.1.6 Tubos radiadores .....	45
2.1.7 Boquillas o aisladores de potencia .....	46
2.2 Accesorios del Transformador .....	46
2.2.1 Indicador de temperatura del aceite .....	46
2.2.2 Válvula de sobrepresión .....	47
2.2.3 Indicador de temperatura del devanado .....	47
2.2.4 Indicador de la temperatura máxima de operación “hot spot” .....	48
2.2.5 Indicador de temperatura remoto .....	49
2.2.6 Indicador magnético de nivel de aceite .....	49
2.2.7 Relevador de Buchholz .....	49
2.2.8 Cambiador de derivaciones.....	50
2.2.9 Gabinete de control .....	51
2.2.10 Transformadores de corriente .....	51
2.2.11 Sistemas de preservación del aceite .....	52
2.2.12 Bombas e indicadores de flujo .....	53
2.2.13 Placa de datos.....	53
2.2.14 Válvula de drenaje.....	55
2.2.15 Punto de conexión a tierra.....	55

**Capítulo 3. Normas utilizadas en la manufactura de los transformadores..... 57**

3.1 ¿Cuál es la función de utilizar estándares, normas y procedimientos en la manufactura de transformadores? ..... 57

3.2 Características y condiciones generales en la manufactura de transformadores de potencia NMX-J-284-ANCE ..... 60

3.3 NMX-J-123-ANCE-2001 Aceites minerales aislantes para transformadores de potencia ..... 74

3.4 NMX-J-308-ANCE-2004 Almacenamiento, control y tratamiento de aceites minerales aislantes ..... 75

3.5 NOM-138-SEMARNAT/SA1-2008 ..... 75

**Capítulo 4. Mantenimiento ..... 76**

4.1 ¿Qué es el Mantenimiento?..... 77

4.2 Tipos de Mantenimiento ..... 78

4.3 Planeación del programa de Mantenimiento ..... 80

4.4 ¿Quién puede llevar a cabo un programa de Mantenimiento? ..... 86

4.5 Higiene y seguridad del personal técnico de Mantenimiento ..... 86

    4.5.1 Del personal técnico ..... 87

    4.5.2 Del equipo ..... 88

**Capítulo 5. El aceite Aislante ..... 90**

5.1 Tipos de Aceite..... 90

    5.1.1 Aceites sintéticos ..... 90

    5.1.2 Aceites derivados del petróleo ..... 91

5.2 Pruebas que se realizan al aceite aislante ..... 96

    5.2.1 Pruebas en Laboratorio ..... 96

        5.2.1.1 Densidad..... 96

        5.2.1.2 Viscosidad..... 97

        5.2.1.3 Aspecto visual..... 97

5.2.1.4	Temperatura de inflación e ignición .....	97
5.2.1.5	Color ASTM .....	98
5.2.1.6	Temperatura de congelación .....	98
5.2.1.7	Análisis estructural .....	98
5.2.1.8	Tensión interfacial .....	98
5.2.1.9	Contenido de partículas .....	99
5.2.2	Pruebas en Laboratorio .....	99
5.2.2.1	Número de neutralización .....	99
5.2.2.2	Número de saponificación.....	99
5.2.2.3	Punto de anilina .....	99
5.2.2.4	Contenido de agua.....	100
5.2.2.5	Contenido inhibidor .....	100
5.2.2.6	Cloruros y sulfatos .....	100
5.2.2.7	Azufre total .....	101
5.2.2.8	Azufre corrosivo .....	101
5.2.3	Pruebas en sitio .....	101
5.2.3.1	Prueba de rigidez dieléctrica.....	101
5.2.3.2	Resistividad del aceite .....	101
5.2.3.3	Prueba de factor de potencia .....	102
5.3	Manejo y almacenamiento del aceite aislante .....	105
 <b>Capítulo 6. Análisis de Gases Disueltos en Aceite al Transformador.....</b>		<b>110</b>
6.1	¿Qué es la Cromatografía de Gases? .....	110
6.2	Teoría del Análisis de Gases Disueltos en Aceite al Transformador (AGDAT).....	112
6.3	Procedimiento del AGDAT.....	118
6.3.1	Muestreo.....	120
6.3.2	Extracción de gases disueltos .....	126
6.3.3	Análisis cromatográfico.....	127
6.3.4	Fallas incipientes en el transformador de potencia .....	128

6.3.5 Métodos de interpretación de resultados para establecer una predicción del estado de un transformador .....	131
6.3.5.1 Límites de Dörnenburg .....	132
6.3.5.2 Relaciones de Dörnenburg .....	133
6.3.5.3 Triángulo de Duval .....	134
6.3.5.4 Código de Rogers .....	137
6.3.5.5 Nomograma .....	138
<b>Capítulo 7. Mantenimiento mediante Análisis de Gases Disueltos en Aceite al Transformador .....</b>	<b>142</b>
7.1 Mantenimiento mediante el procedimiento del AGDAT .....	142
7.1.2 Procedimiento de extracción de la muestra .....	143
7.1.2 Análisis de la muestra mediante Cromatografía de Gases .....	150
7.2 Métodos de Interpretación de Resultados .....	152
7.2.1 Análisis y resultados por el Método de Dörnenburg .....	152
7.2.2 Análisis y resultados por el Método de Triangulo de Duval.....	153
7.2.3 Análisis y resultados por el Método de Código de Rogers.....	155
7.3 Casos de aplicación del AGDAT .....	156
<b>Resumen .....</b>	<b>162</b>
<b>Recomendaciones .....</b>	<b>163</b>
<b>Conclusiones .....</b>	<b>166</b>
<b>Glosario de términos .....</b>	<b>168</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>173</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>175</b>

## INTRODUCCIÓN

Como sabemos, la energía eléctrica ha revolucionado la vida en todos sus aspectos y se ha convertido en parte indispensable de nuestro diario quehacer, sería muy difícil imaginar todo el progreso que se ha dado en el mundo sin ella; en este sentido es interesante saber cómo se produce y cómo llega a cada uno de nuestros hogares y centros de trabajo.

Los transformadores de potencia, representan un vínculo vital en la transmisión y distribución de energía eléctrica, por ende, el mantenimiento eléctrico y cualquier otro programa que se le asocie, debe tomarlos en consideración de manera integral: al transformador y a su líquido dieléctrico. En realidad, cualquier operación, sea industrial o comercial, delega en los transformadores la responsabilidad de manejar la energía eléctrica.

Si bien, el transformador es una máquina que falla poco en comparación con otros elementos del sistema es de suma importancia. Lógicamente, requiere cuidados y atención, pero se puede decir que son mínimos en comparación con los equipos que contengan partes en movimiento.

Por otra parte cuando el transformador falla, generalmente se tienen consecuencias graves para el sistema, de ahí la importancia de contar con esquemas de protección rápidos y seguros.

Sin embargo sí el transformador fallará ocasionaría fuertes disturbios en el sistema eléctrico e incidentes de carácter grave. Es por ello que debe establecerse un programa de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, para asegurar su vida útil, por personal calificado en la materia. Teniendo como prioridad el aseguramiento

del personal y del sistema eléctrico de potencia; ya que en caso de falla, pudiera ocasionar terribles consecuencias catastróficas.

Por años, el mantenimiento preventivo de los transformadores ha estado basado en la determinación de la resistencia de su aislamiento junto con la medición de la rigidez dieléctrica de su aceite. Sin embargo se sabe ahora que pruebas como el factor de potencia del aislamiento, contenido de humedad, tensión interfacial, acidez, etc., son muy importantes para obtener un buen diagnóstico más acertado del estado del transformador.

Recientemente, el Análisis de Gases Disueltos en el interior del transformador mediante Cromatografía de Gases se ha constituido en una herramienta poderosa a la hora de monitorear el estado en que se encuentra el transformador, sin necesidad de sacarlo de operación.

En este trabajo se describe el desarrollo e implementación de un plan de Mantenimiento preventivo a transformadores de potencia instalados en la red de transmisión del sistema eléctrico, mediante el AGDAT y métodos de interpretación que nos permitirán especular sobre las posibles fallas incipientes del transformador; presentando la metodología utilizada para el desarrollo de éste.

## MARCO TEÓRICO

El transformador es un dispositivo que transfiere potencia eléctrica de un circuito a otro, en diferentes niveles de tensión. Está constituido por dos o más bobinas devanadas con alambre o solera de cobre, aisladas entre si eléctricamente alrededor de un núcleo de material ferromagnético.

El principio de operación del transformador, se basa en la transferencia de la energía eléctrica por inducción de un devanado a otro, lo cual se basa en las siguientes consideraciones:

- a) Cuando por las espiras de un devanado se hace circular una corriente, se produce un flujo magnético. En un arrollamiento con núcleo de aire, el flujo se encuentra disperso y la densidad de flujo magnético es muy baja.
- b) Si el mismo arrollamiento se devana sobre el núcleo de material ferromagnético, se produce un campo concentrado cuya trayectoria principal esta determinada por el circuito magnético. Dicho campo es alterno y su frecuencia depende de la frecuencia de la fuente. En este caso el flujo disperso es mínimo y la densidad de flujo en el núcleo es elevada.
- c) De acuerdo con la ley de Faraday, si al circuito magnético descrito en el inciso anterior se le devana otra bobina, se obtendrá un voltaje inducido en sus terminales.
- d) Al conectar una carga al circuito secundario, circula una corriente  $I_2$  cuyo sentido, de acuerdo con la Ley de Lenz será tal, que el flujo que genere se oponga al flujo principal originado por  $I_1$ . A este efecto que origina el sentido de la corriente, se le conoce como polaridad y

depende del sentido de devanado del secundario con respecto al primario.

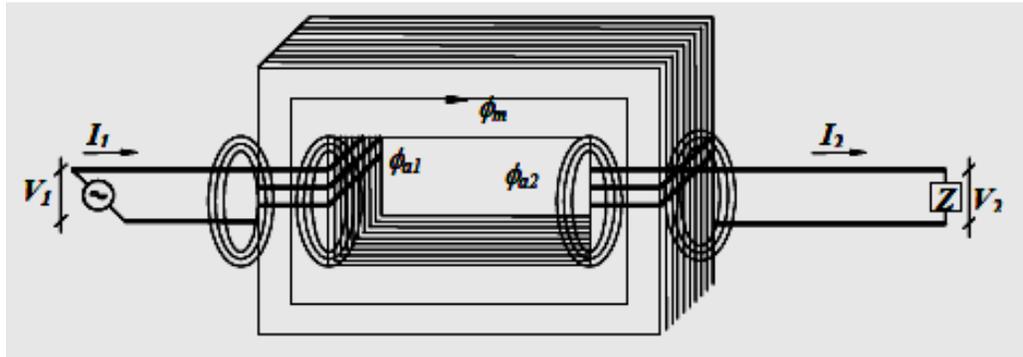


Figura. Diagrama esquemático del principio de operación del transformador de potencia.

## OBJETIVO GENERAL.

*Interpretación de los reportes del Mantenimiento mediante el AGDAT, con el fin de dar a conocer a mis compañeros de Ingeniería como pueden diagnosticar por sí mismos, el estado y comportamiento de Transformadores, con la finalidad de prevenir el desarrollo de fallas incipientes.*

## OBJETIVO PARTICULARES:

- *Mantener el buen funcionamiento del equipo en la subestación, es decir; como llevar a cabo el monitoreo de transformadores de potencia en servicio y obtener un aviso anticipado de una falla incipiente, mediante un buen Mantenimiento predictivo.*
- *¿Cómo realizar un AGDAT?*
- *Evaluar el comportamiento de un transformador de potencia que nos permitirá detectar el tipo de falla, su posible localización y llegar a especular las causas por las que falló el transformador mediante el AGDAT.*

## JUSTIFICACIÓN

Al realizar el mantenimiento al equipo eléctrico primario de una subestación eléctrica, el 90% de las pruebas eléctricas que se realizan requieren la desconexión de los equipos del SEP, lo que ocasiona abrir el interruptor y realizar las maniobras pertinentes para trabajar con una cuadrilla de personal en el mantenimiento del transformador.

Sin embargo al utilizar el AGDAT, no es necesario dejar fuera el equipo; bastará el empleo de unos minutos para realizar la extracción de una muestra de aceite del banco y realizar posteriormente la cromatografía de gases; para interpretar y poder especular acerca de los resultados obtenidos con la finalidad de diagnosticar la posibilidad de falla incipiente en el equipo y de su posible localización.

Un transformador con un sistema de aislamiento adecuadamente mantenido, será capaz de soportar de una mejor manera problemas como: sobrevoltajes debido a maniobras o descargas atmosféricas, cortocircuitos internos, etc. Por lo anterior, se considera al Mantenimiento del transformador en terminos de:

- a) Los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.
- b) ¿Cuáles son las pruebas y actividades de rutina que permiten emitir un criterio del transformador?
- c) ¿Cuándo deben realizarse las pruebas de diagnóstico?

¿Qué medidas correctivas deberán tomarse en el caso de que detecte alguna anomalía en el mantenimiento preventivo periódico?

## **CAPÍTULO 1 Historia y principios del funcionamiento de Transformadores de potencia.**

### 1.1. El Sistema Eléctrico de Potencia.

La red eléctrica de un sistema eléctrico de potencia, se opera a distintos niveles de voltaje, desde la generación hasta la utilización. En las empresas generadoras de energía eléctrica, los niveles de voltaje pueden estar en el rango de 13.2 a 24 KV para los grandes generadores síncronos trifásicos, la fuente primaria de accionamiento de los generadores puede ser agua (hidroeléctricas), o bien, vapor (obtenido de la combustión de combustóleo, gas o carbón) y adicionalmente, para cubrir la generación durante los picos de la demanda, se pueden usar turbinas de combustión de gas.

Los voltajes de salida de los generadores se elevan a niveles de transmisión en las llamadas subestaciones elevadoras. Las cuales están localizadas en las propias centrales eléctricas, donde los voltajes de transmisión se pueden encontrar, dependiendo del tamaño del sistema eléctrico de potencia, en el rango de 115 a 800 KV, existiendo aun tensiones mayores en corriente alterna en ciertos sistemas eléctricos de algunos países y, por supuesto, también la transmisión en corriente directa, cuyos niveles de tensión pueden estar en el rango de  $\pm 800$  KV en la mayoría de los casos.

Algunos niveles típicos de voltaje usados en los sistemas eléctricos de potencia, se dan en la tabla siguiente, agrupándolos en transmisión, subtransmisión, distribución y utilización.

En México, los voltajes preferentes en cada rango son los que se indican:

Transmisión	Subtransmisión	Distribución	Utilización
400 KV	115 KV	34,5 KV	440 V, 3Ø
230 KV	69 KV	23 KV	220 V, 3Ø
		13,8 KV	127 V, 1Ø

Figura 1.1. Niveles de voltaje usados preferentemente en México.

Normalmente, la llamada red de subtransmisión recibe potencia del sistema o red de transmisión en distintos puntos ubicados en las subestaciones de transmisión, y a su vez, la red de subtransmisión se usa para alimentar a la red de distribución en las subestaciones de subtransmisión; de estas redes de distribución se alimenta a los distintos tipos de usuarios (residenciales y comerciales). En el caso de grandes usuarios o clientes (de tipo industrial) generalmente se pueden alimentar de la red de subtransmisión, o bien, de la transmisión de voltaje requerido, según el tamaño de la carga.

Los sistemas eléctricos de potencia, como se conocen en la actualidad; tienen sus antecedentes alrededor de 1879, cuando a partir del descubrimiento de la lámpara incandescente por Thomas Alva Edison en el año de 1882, se puede decir que se dio inicio a la conformación de los sistemas eléctricos, cuando se puso en servicio la primera central eléctrica en Lower, Manhattan. En ese mismo año, en Londres, Inglaterra; se puso en servicio el primer sistema de Suministro de Energía Eléctrica Público.

Así fue como se iniciaron los primeros sistemas de alumbrado público, y con esto; las primeras empresas eléctricas de suministro de energía eléctrica, que fueron operadas como sistemas aislados y originalmente ubicados en las áreas urbanas; en los inicios fue en corriente directa; posteriormente, con la invención del motor de

inducción y de los transformadores, los sistemas fueron en corriente alterna. En su inicio se conectaron a los niveles de voltaje de distribución o subtransmisión.

Ambos sistemas, el de Edison y el ingles, eran en corriente directa, debido a que se tenía un voltaje limitado, la central generadora debería estar cerca de la carga, por lo que el problema de transmisión a distancia no se podía resolver, esto ocurrió hasta 1888, cuando se inició la aplicación de la corriente alterna y se resolvió el problema del paralelismo en las máquinas de corriente alterna (C.A.), esto en realidad fue una batalla entre Edison y Westinghouse entre la C.D. y C.A. que finalmente ganó Westinghouse, lo que permitió el inicio de la fabricación de transformadores en la fábrica de "Transformadores Stanley", que fue realmente el principio de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica y la aparición de lo que se conoce como Subestación Eléctrica.

En la medida que estos sistemas se expandieron, fue necesario proporcionar generación adicional para alimentar el incremento en la demanda de las cargas y para dar mayor confiabilidad en el evento de salidas de servicios. Muchos de estos sistemas aislados crecieron, para incluir varias plantas generadoras y un buen número de kilómetros de redes de distribución.

En forma general, los sistemas eléctricos en las áreas vecinas fueron interconectados, ya sea por razones de confiabilidad o de economía en la operación, por ejemplo, si por algún disturbio transmitiendo desde otra área, para alimentar de esta manera a las cargas.

Por otra parte, lo normal es que en las nuevas plantas de generación se construyan con mejores tecnologías y sean más eficientes, con lo que los costos de generación son menores y de alguna manera resulta más económico comprar energía eléctrica de un sistema eléctrico existente. Existen otros factores a considerar, en general, la operación de sistemas eléctricos interconectados resulta más compleja, en el caso de la transmisión de grandes bloques de potencia en los enlaces, hay que tomar en

consideración la cantidad y costo de las pérdidas  $RI^2$ , las caídas de voltaje excesivas y el mantenimiento de la sincronización entre sistemas.

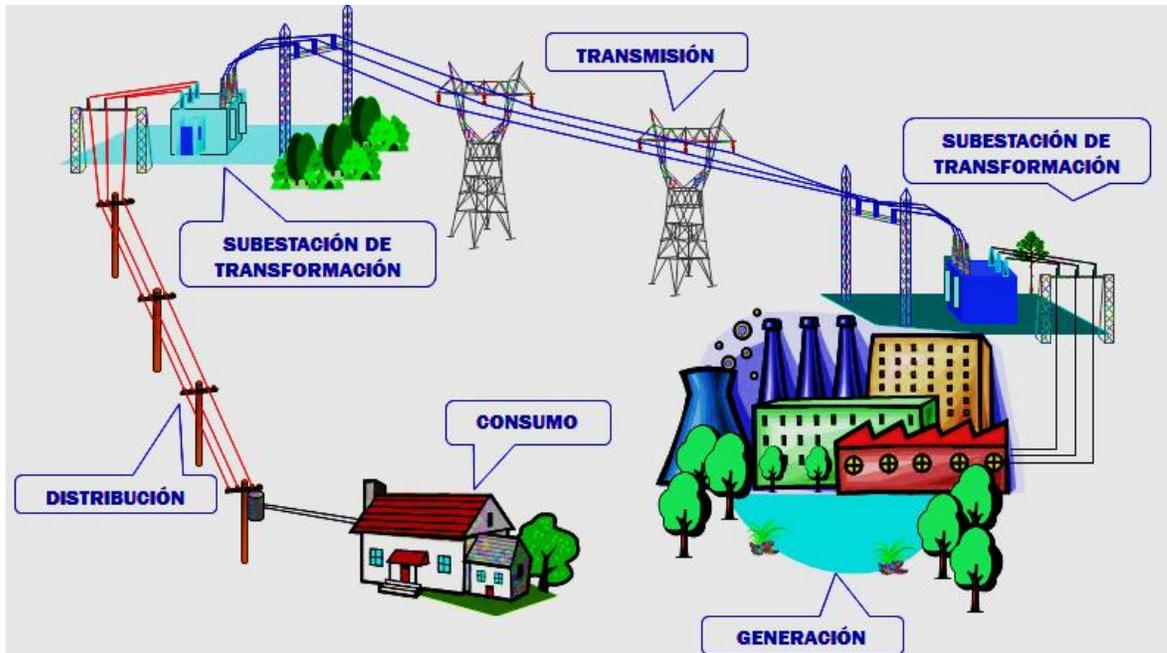


Figura 1.2. El Sistema Eléctrico de Potencia.

Una subestación eléctrica es parte de un sistema, normalmente un sistema eléctrico de potencia esta diseñado de manera que si falla una componente individual, tal como un transformador, una línea de transmisión o un alimentador de distribución, se debe minimizar la duración de la interrupción y al número de usuarios (Clientes) afectados por la interrupción.

Por otra parte, la falla de una componente en un sistema provoca que otras componentes lleven una carga mayor que la normal, es decir, se presenta lo que se conoce como una sobrecarga, esta contingencia debe estar normalmente considerada en el criterio de diseño.

Las subestaciones son las componentes de los sistemas de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, sirven además de un punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica,

pueden clasificarse de acuerdo a su función, forma de operar y por el arreglo de los buses.

Una subestación eléctrica del tipo intemperie se encuentra constituida por un gran número de equipo eléctrico, al cual denominamos equipo primario, donde cada uno realiza una actividad específica dentro de la misma, siendo el transformador uno de los equipos de gran importancia.

Las subestaciones eléctricas (Tipo intemperie) se conforman de los siguientes elementos:

1. *Transformadores y autotransformadores de potencia.* Es un dispositivo que de acuerdo con su relación modifica los parámetros eléctricos, (tensión y corriente) operando como elevadores o reductores.



Figura 1.3. Transformador de potencia.

2. *Reactor de potencia.* Absorbe los reactivos regulando el voltaje, además de compensar las líneas de transmisión que por su longitud generan

reactancias capacitivas. Estos se construyen tanto en unidades monofásicas como en unidades trifásicas; su apariencia física es muy parecida a la de los transformadores de potencia, su capacidad de determina en MVAR`s.



Figura 1.4. Reactor de potencia.

3. *Banco de capacitores.* Están compuestos por un arreglo de unidades capacitivas de tal manera que se obtenga la reactancia requerida.



Figura 1.5. Banco de capacitores.

4. *Compensadores estáticos de VAR's.* Son equipos conformados por reactancias inductivas, capacitivas y electrónica de potencia, destinados a eficientar la transmisión de energía mediante la compensación de reactivos en forma dinámica de acuerdo a las condiciones instantáneas del sistema.



Figura 1.6. Compensadores estáticos de VAR's.

5. *Interruptores de potencia*. Son dispositivos electromecánicos de conexión y desconexión, que conducen permanentemente e interrumpen corrientes en condiciones normales de operación y realizan estas funciones en condiciones anormales o de falla.



Figura 1.7. Interruptor de potencia monopolar.

6. *Transformadores de potencial inductivo*. Es un dispositivo primario que modifica o reduce el potencial para reflejar las condiciones primarias en magnitud y ángulo del circuito de potencia al que está conectado para llevarlo a esquemas de protección, sincronización y señalización.



Figura 1.8. TP's.

7. *Transformadores de potencial capacitivo*. Su función es similar a los transformadores de potencial, solo que estos cuentan con una parte inductiva y otra capacitiva donde se puede además conectar el acoplamiento de Oplat para los canales de comunicación a través de las líneas de transmisión.



Figura 1.9. Transformador de potencial.

8. *Transformadores de corriente*. Es un dispositivo que modifica o reduce la corriente para reflejar las condiciones primarias y llevarlas a los esquemas de protección y medición.



Figura 1.10. Transformador de Corriente.

9. *Apartarrayos*. Son aparatos automáticos conectados entre fase y tierra, destinados a proteger las instalaciones contra las sobre tensiones de origen atmosférico o producidas por maniobras. Deben ser instalados en la proximidad de los equipos a proteger, cuando operan conducen a tierra las ondas de sobretensión.



Figura 1.11. Apartarrayos.

10. *Cuchillas desconectoras*. Dispositivos utilizados para abrir o cerrar un circuito cuando no esta conduciendo corriente, destinadas específicamente para aislar de la red con potencial, una máquina, un conjunto de equipos o una sección de una línea, para los fines de mantenimiento o reparación.



Figura 1.12. Cuchillas desconectoras.

11. *Barras y cables.* Las barras son los elementos físicos en donde se interconectan las líneas de transmisión, generadoras, transformadores de potencia y todos los elementos de la red de generación, transmisión y distribución.



Figura 1.13. Barras y cables.



Figura 1.14. Vista área de Subestación eléctrica tipo intemperie.

Anteriormente hemos definido que es un sistema eléctrico de potencia en caso de que tuviéramos una falla a una componente individual, tal como un transformador, una línea de transmisión o un alimentador de distribución, las consecuencias que tendríamos en el sistema sería sin duda la interrupción y como consecuencia afectaríamos a un gran número de usuarios (Clientes).

Por tal motivo en las subestaciones eléctricas del tipo intemperie, es sumamente importante mantener en óptimas condiciones de operación el equipo eléctrico primario que constituye a una subestación eléctrica, mediante el monitoreo de equipo de control vía remota y personal de mantenimiento calificado, capaz de atender en caso de una falla incipiente.

Sin duda el establecer programas de mantenimiento predice, previene y corrige fallas de tipo incipiente en el equipo primario, que pudiesen llegar a hacer de carácter catastrófico. En especial dentro de una subestación eléctrica el transformador es el encargado a partir de que se genera energía eléctrica de elevar los niveles de tensión para que pueda viajar a través de líneas de transmisión con el fin de evitar caídas de voltaje y el mantenimiento de la sincronización entre sistemas, a una subestación receptora la cual se encargará de reducir el voltaje y corriente (subtransmisión) para entregarlo a niveles de distribución.

El transformador de potencia, sin duda es el equipo que recibe y entrega los parámetros con los que se ha de trabajar dentro de una subestación, así que pondremos especial atención en el mantenimiento a transformadores de potencia mediante el análisis de gases disueltos en aceite a transformador, con el propósito de asegurar la operación de este equipo dentro la subestación eléctrica; para ello recordemos como fue el nacimiento de esta máquina de CA que permitió transportar la energía eléctrica a grandes distancias.

## 1.2. Historia del transformador de potencia

El científico danés Hans Christian Oersted demostró en 1820 que cuando una corriente eléctrica fluía se generaba un campo magnético. En ese tiempo se consideraban a la electricidad y al magnetismo como fuerzas separadas y no relacionadas. Descubrir que la electricidad era capaz de generar un campo magnético, dio pie a pensar que el magnetismo era capaz de generar electricidad (Oersted, 1820).

A partir de los estudios de Oersted, el progreso en las investigaciones de éste científico inglés en el año de 1831 llevaron a Michael Faraday al descubrimiento de la ley de Inducción, siendo esta ley la base para poder producir electricidad por medio del magnetismo. En sus primeros experimentos, Faraday buscaba inducir una corriente en un conductor utilizando dos conductores enrollados sobre una bobina. Para hacer pasar una corriente por el primero de los conductores, Faraday conectó una batería de pilas al mismo produciendo así una corriente directa.

Este experimento lo llevó a resultados inicialmente negativos. Probó con diferentes conexiones y diferentes valores de voltaje. Sin embargo, mediante la observación detenida, este científico documentó que cuando conectaba el circuito era posible identificar un pequeño desplazamiento en la aguja del sensible galvanómetro que utilizaba. De esta manera descubrió que el cierre y apertura del circuito primario inducía una corriente de manera instantánea en el circuito secundario. A estas corrientes las denominó corrientes inducidas e inductoras. Un mayor análisis de los resultados de este y subsecuentes experimentos lo llevaron a enunciar la ley de la inducción. Uno de sus principales experimentos es conocido como el Anillo de inducción de Faraday (ver Fig. 1), el cual consistía de unos toroides de alambre sobre los que arrollaba dos bobinados de hilo de cobre superpuestos y aislados uno del otro, para que cuando circule corriente por alguno de ellos cambiando su intensidad bruscamente al abrir o cerrar el interruptor de la pila de alimentación se indujera una corriente variable sobre un galvanómetro (Faraday, 1831).

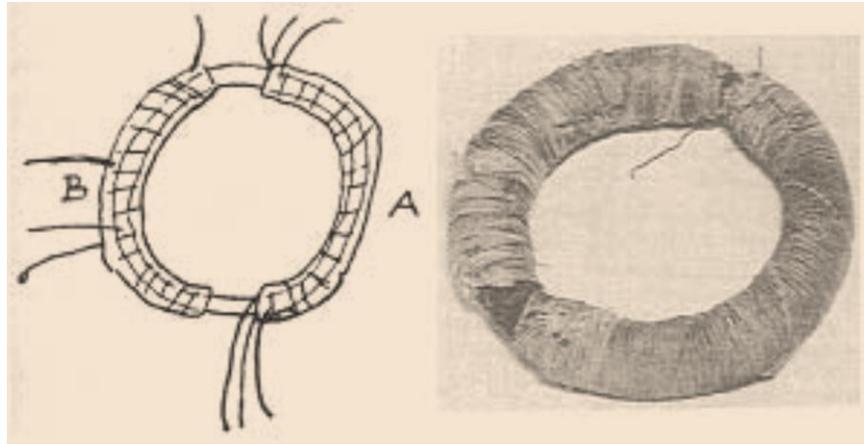


Figura 1.15. Anillo de Inducción de Michael Faraday.

Aparecieron científicos como Heinrich Daniel Ruhmkorff quien construyó y patentó en el año de 1851 un aparato capaz de transformar la energía generada por una pila a elevadas fuerzas electromotrices.

Así siguieron científicos realizando mejoras a lo que sería el prototipo del transformador no fue sino hasta el año de 1855 cuando los científicos Otto Titus Blathy, se les solicita una patente para el sistema de distribución en corriente alterna con alimentación en paralelo y transformadores de distribución, dicha patente fue presentada por la compañía Ganz y Cía.; donde además de Blathy trabajaban los jóvenes ingenieros húngaros Miska Deri y Karoly Zipernowsky.

La diferencia del transformador de los húngaros con el de Gaulard y Gibbs consistió primordialmente en el circuito magnético cerrado y la marcha en paralelo de los transformadores y las cargas. Por tal motivo, aunque algunos consideran la creación del transformador el día 7 de Agosto de 1884, el profesor Milan Vidmar, en su obra *Die Transformatoren*, cita el año de 1885 como la fecha de su surgimiento.

Existiendo una polémica en cuanto a quién se debe atribuir la invención del transformador; si a Gaulard y Gibbs o al equipo de trabajo húngaro. Si bien el transformador de Ganz es un transformador bien construido con un vacío donde la tensión en bordes del secundario es igual a la fuerza electromotriz inducida en le

secundario. El valor de la tensión disminuye muy lentamente con la carga, y cuando ésta es máxima, la fuerza electromotriz no varía más que un mínimo porcentaje. Esta característica hace a este aparato muy preciso para la distribución a tensión constante.

Por su parte los húngaros Deri, Blathy y Zipernowsky fueron los primeros en aplicar lo que se conoce como distribución en derivación. La distribución anteriormente, se realizaba con una conexión en serie. Recordemos que el transformador nació ante la necesidad de hacer más eficiente la transportación y distribución de energía a lo largo de grandes distancias.

De tal manera son los húngaros los pioneros en la aplicación del transformador, en cuanto a la distribución en derivación, la mayoría de los textos les otorga la paternidad sobre lo que conocemos hoy como el transformador eléctrico.

El primer transformador de los húngaros consistía en un toroide de hierro dulce sobre el que se desarrollaban los dos devanados, alternándolos entre sí. Más tarde se cambió el toroide por un manojo de alambres del mismo material, que arrollaba al circuito primario y secundario. Al seccionar el núcleo, se redujeron considerablemente las corrientes parásitas, aumentando así la eficiencia del transformador.

El empresario Americano George Westinghouse quedó impresionado por la demostración de Gaulard y Gibbs en Italia. En los años de 1880, Westinghouse se interesó en la potencia eléctrica, más le preocupaba su aplicabilidad. Su escepticismo estaba bien fundamentado en el sistema en paralelo, la carga demandaba incremento en la corriente y una carga del tamaño de una ciudad requeriría una enorme cantidad de corriente, pero la transmisión de altas corrientes demandaba conductores de baja resistencia, por lo que sería necesario enviar la potencia a través de largos conductores de cobre o construir plantas generadoras

muy cercanas a sus cargas, dispersando muchas plantas pequeñas a través de una gran ciudad.



Figura 1.16. Westinghouse (con los planos en la mano) y sus colaboradores estudiando un generador secundario de Gaulard y Gibbs.

La transmisión eficiente de potencia de alto voltaje, por otro lado, era posible con conductores relativamente pequeños, muchas personas buscaban maneras de transmitir energía eléctrica a voltajes más altos que los que se requerían en el punto de aplicación. En 1884, Westinghouse contrató un joven ingeniero, William Stanley, quién ya tenía algunas ideas para resolver los problemas de los transformadores. Cuando escuchó sobre el trabajo de Gaulard y Gibbs, animó a Westinghouse a tomar una opción en las patentes del transformador. Stanley estaba convencido de la superioridad de la conexión en paralelo; para principios del verano de 1885, había diseñado algunos transformadores de núcleo cerrado.

En tanto Westinghouse, quién no estaba completamente convencido de la sabiduría de la conexión en paralelo, exploró varias combinaciones de los generadores secundarios de Gaulard y Gibbs con otro pionero de la ingeniería eléctrica, Oliver B. Shallenberger.

Stanley utilizó en su laboratorio conexiones paralelas a un transformador primario con razones de vueltas diferentes para que el secundario pudiera proporcionar cualquier voltaje que el necesitara. Parte importante del desarrollo que logró Stanley fue la estabilidad en la línea de voltaje. Los diseños de Gaulard, Gibbs y de los húngaros presentaban bastante variabilidad en este aspecto. Para distribución, Stanley comenzó utilizando voltaje de 1 KV. Poco tardó en concluir que se requerirían voltajes mayores para poder hacer la transmisión más eficiente. Trabajó en Pittsfield con una línea de transmisión de 15 KV, encontrando un funcionamiento adecuado aún en los fríos inviernos.

Para diciembre de 1885, Stanley había progresado suficiente para ganarse totalmente a Westinghouse. Con la ayuda de Shallenberger y otro ingeniero brillante Albert Schind, Westinghouse se dispuso a modificar el transformador de Stanley para que (al contrario del toroide húngaro) pudiera ser fabricado fácil y económicamente. Parte fundamental del diseño era que contara con el mínimo número de partes móviles. El núcleo estaba hecho de láminas delgadas de hierro cortadas en la forma de la letra H se enrollaron devanados de cable de cobre aislado alrededor de la barra horizontal de la H, y en los extremos de la H fueron cerrados con tiras separadas de hierro. Stanley sugirió hacer las láminas de hierro en la forma de una E de modo que las barras del centro pudieran deslizarse dentro de una bobina pre enrollada. Las láminas en forma de E eran insertadas en direcciones alternadas, y piezas rígidas de acero puestas a través de las puntas de los brazos para completar el circuito magnético. Esta construcción aun es común hoy en día. La Westinghouse Electric Company fue inaugurada en enero de 1886.

Después de pocos meses, Westinghouse y sus asociados patentaron el proceso para insertar laminaciones apiladas de hierro a las bobinas pre enrolladas, las provisiones para refrescar, aislar el transformador por inmersión en aceite y el empaquetado del armado en un contenedor herméticamente sellado. Stanley construyó e instaló varios transformadores en Great Barrington y cableó el sistema para distribución de 500V del laboratorio al centro del pueblo, una distancia de casi

una milla. Para demostrar la posibilidad de la transmisión eficiente a través de grandes distancias, también uso transformadores para elevar la potencia eléctrica a 3000 V y luego reducir la tensión a 500V antes de enviarla al pueblo.

El 16 de Marzo de 1886, se puso en servicio la planta de Stanley, fue un gran éxito y Westinghouse procedió a establecer facilidades para la fabricación y venta de equipo para distribuir potencia eléctrica de CA.

La vida sin el transformador eléctrico sería una vida sin energía eléctrica económica y eficiente. La confiabilidad, eficiencia y transparencia de su funcionamiento, fueron logrados gracias al trabajo continuo a lo largo de los años, hacen que el usuario final no preste tanta importancia a estos equipos.

Sin embargo, el transformador fue el producto del trabajo de una gran cantidad de científicos, investigadores e inventores. Por lo tanto, es difícil atribuir su invención a una sola persona o a un grupo de personas. Desde el estudio de los principios, teorías, mejoras; el transformador tiene tanta importancia como el descubrimiento de la electricidad misma.

### 1.3. Principio del funcionamiento del Transformador

El transformador trabaja bajo la autoinducción en una bobina o conductor, en realidad es una fuerza contraelectromotriz que se genera cuando el campo magnético originado por el flujo de corriente corta a la bobina o conductor. Si las líneas de flujo del campo magnético se expanden o contraen en una bobina cortarán los devanados de otra bobina cercana, también se inducirá una tensión en esa segunda bobina.

La magnitud de la FEM inducida de esta manera depende de la posición relativa de las dos bobinas. Además, cuánto mayor sea el número de vueltas que tenga la segunda bobina y que sean cortadas por las líneas de flujo de la primera bobina, mayor será la FEM inducida. Esta inducción de FEM en una bobina o conductor, recibe el nombre de inducción mutua. La bobina en el cual se origina el flujo se conoce como primario o devanado primario y aquella en la que induce la FEM recibe el nombre de secundario. En forma similar, la corriente que fluye a través del primario es la corriente primaria y si el secundario está conectado a una carga de manera que también fluya corriente, está recibe el nombre de corriente secundaria.

Cuando la corriente fluye en el devanado secundario, establece su propio campo magnético, que también induce una tensión en el devanado primario. Así pues, cuando hay inducción mutua entre dos bobinas, existen cuatro tensiones. Estas son:

- a) La tensión aplicada al primario;
- b) La fem autoinducida en el primario;
- c) La fem inducida en el secundario;
- d) La fem inducida de nuevo al primario por la corriente secundaria;

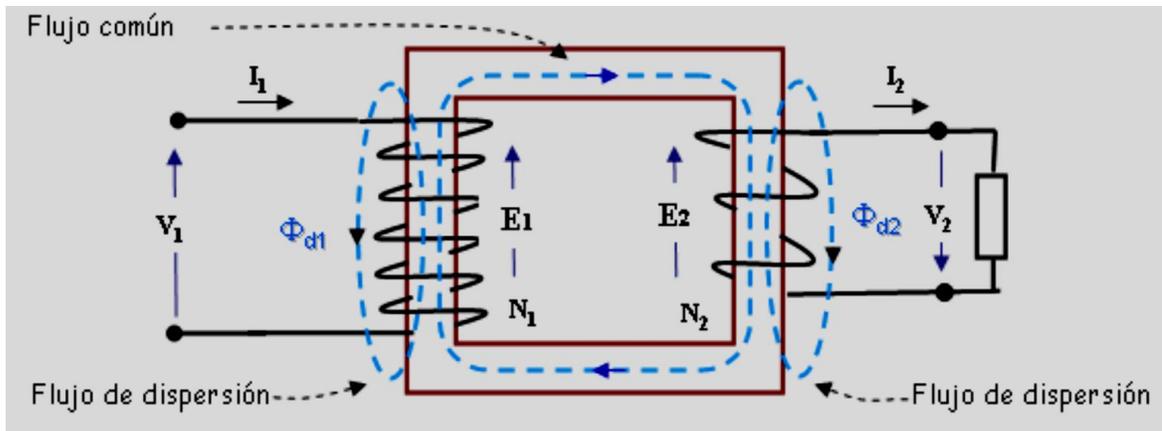


Figura 1.17. Transformador real.

Por lo tanto la inductancia real o efectiva general de las dos bobinas mutuamente acopladas, es compleja debido a las interacciones complejas entre los campos magnéticos. La inductancia efectiva de dos bobinas acopladas mutuamente recibe el nombre de inductancia mutua.

La inductancia mutua se puede considerar como la cantidad o grado de inducción mutua que existe entre dos bobinas determinadas depende del encadenamiento del flujo entre las bobinas, que a su vez dependen de las posiciones relativas que tiene entre sí.

Cuando hay inducción mutua entre dos bobinas o devanados, entonces un cambio de corriente en una de ellas induce una tensión en la otra. Los dispositivos que funcionan con base en este principio reciben el nombre de transformadores. Todo transformador tiene un devanado primario y uno o más devanados secundarios. El devanado primario recibe energía eléctrica de una fuente de energía y acopla esta energía al devanado secundario por medio de un cambio magnético variable. La energía aparece como una fem en el devanado secundario, entonces la energía es transferida a la carga.

Por medio de transformadores, se puede transferir energía de un circuito a otro, sin que exista conexión física entre ellos. La transferencia de energía se efectúa

completamente a través del campo magnético. Entonces el transformador funciona como dispositivo de acoplamiento. Los transformadores también son indispensables en la distribución de potencia de c.a. ya que pueden convertir potencia eléctrica con condiciones dadas de corriente y tensión a la potencia equivalente, con otros valores de corriente y tensión.

El transformador es un dispositivo que transfiere potencia eléctrica de un circuito a otro, en diferentes niveles de tensión. Esta constituido por dos o más bobinas devanadas con alambre o solera de cobre, aisladas entre si eléctricamente y enrolladas alrededor de un núcleo de material ferromagnético.

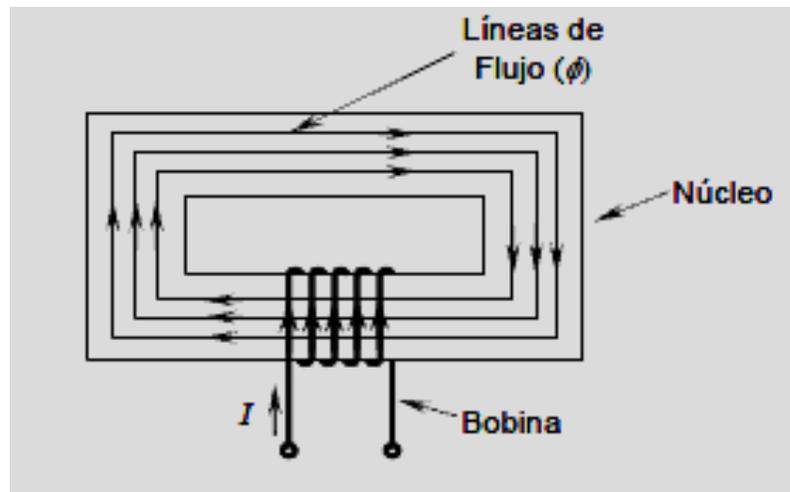


Figura 1.18. Voltaje inducido en el devanado secundario.

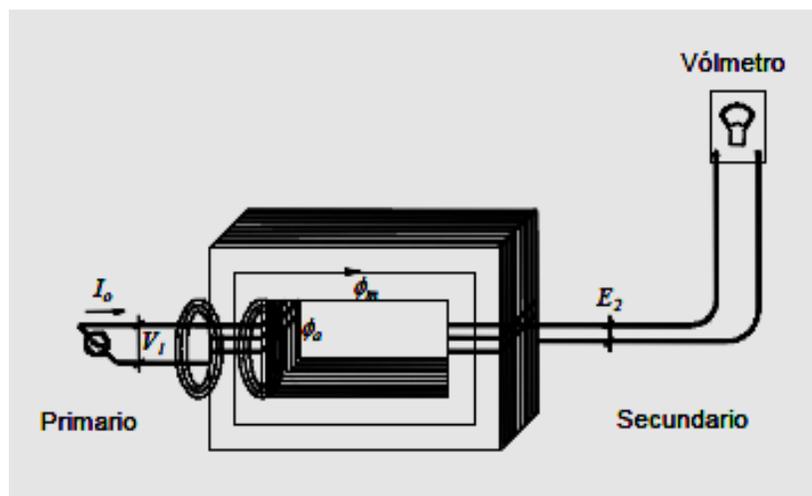


Figura 1.19. Dirección del flujo de una bobina con nucleo de hierro.

Impedancia de dispersión.

Es raro encontrar un transformador operando en vacío en la práctica, pero si se encuentra en estas condiciones, la impedancia dominante es la de magnetización, por lo que toma una corriente del orden de 3% de la nominal.

Normalmente, los transformadores tienen conectada una carga y por sus condiciones de operación pueden estar sometidos a una condición de falla. En este caso, la impedancia dominante es la de dispersión.

Cuando se encuentra en operación normal, la impedancia de dispersión afecta la regulación de voltaje del sistema y lo deseable es que sea tan baja como sea posible. Sin embargo, en condiciones de corto circuito se requiere que sea tan alta como sea posible, para limitar las corrientes de falla.

Desde el punto de vista de ingeniería, es necesario determinar el balance entre la limitación de corriente por falla y la regulación de voltaje, aunque es necesario enfatizar el efecto que tiene una baja impedancia de dispersión en la selección de los interruptores y otros equipos asociados.

#### 1.4 Clasificación de los transformadores.

Los transformadores se pueden clasificar de acuerdo con el tipo de núcleo empleado, lo cual define los esfuerzos de corto circuito que soportan, e influye en la facilidad o dificultad para efectuar una inspección visual en sitio, en caso de alguna anomalía. También se pueden clasificar de acuerdo con el tipo de enfriamiento que utilizan.

Generalmente, los transformadores se suministran con radiadores que disipan el calor por convección natural o forzada, usando ventiladores adicionales. En cuanto al número de fases, se pueden fabricar unidades monofásicas para formar un banco trifásico o pueden ser trifásicos en una sola unidad. También se pueden clasificar de

acuerdo con el medio ambiente en el que operan, por su capacidad, por el tipo de aplicación y la conexión de sus devanados.

#### 1.4.1 Tipo de núcleo.

El transformador tipo acorazado también se le conoce como tipo Shell. Su característica principal lo define por el hecho de que el núcleo magnético envuelve las bobinas. Las ventajas de este diseño son su alta resistencia mecánica, que permite transportarlos en unidades de gran capacidad sin sufrir daños y la posibilidad de construirlos con baja impedancia de dispersión, cuando la regulación de voltaje del sistema es crítica.

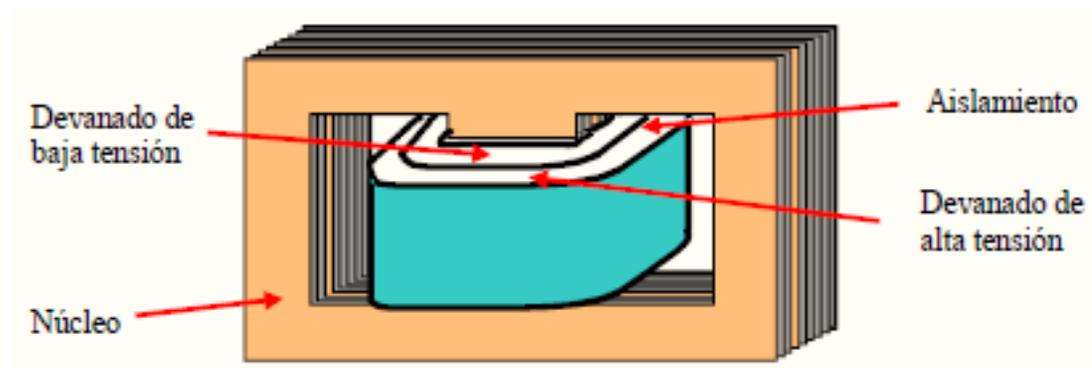


Figura 1.20. Transformador tipo Shell.

El transformador tipo columna tiene como característica principal que las bobinas envuelven al núcleo magnético. El diseño tiene como ventajas un bajo costo inicial, una alta impedancia y menores costos de reparación, teniendo como desventajas una baja resistencia mecánica y menor regulación.

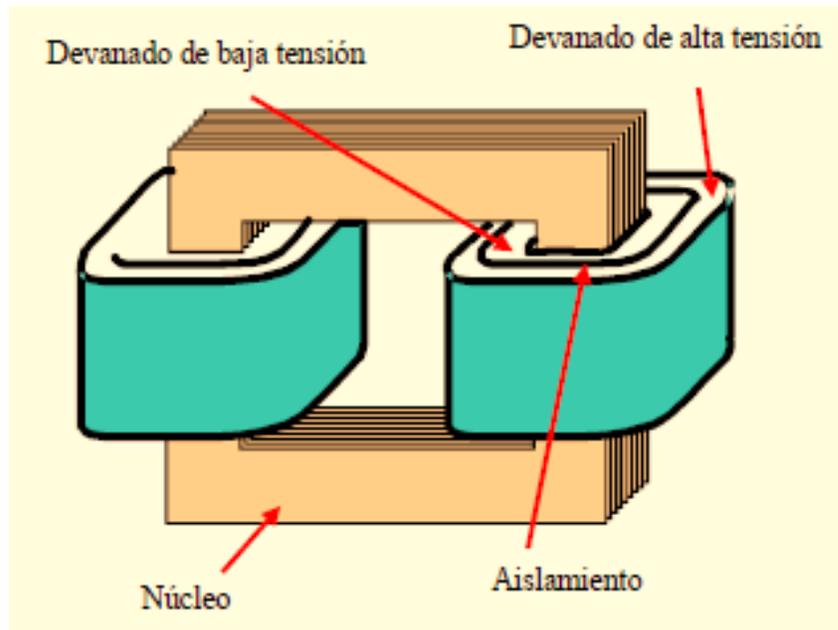


Figura 1.21. Transformador tipo columna.

#### 1.4.2 Tipo de enfriamiento.

Para transformadores sumergidos en aceite aislante:

*ONAN*: Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento natural. En estos transformadores, el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas, o bien provistos de enfriadores tubulares o radiadores desmontables.

Por lo general, en transformadores mayores de 50 kVA, se usan tubos radiadores o tanques corrugados para disminuir las pérdidas. En capacidades superiores a 3 MVA, se usan radiadores del tipo desmontable.

*ONAN/ONAF*: Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural y enfriamiento forzado. Es básicamente un transformador ONAN, el cual se le han

adicionado ventiladores par aumentar la capacidad de disipación del calor en las superficies que requieren enfriamiento.

*ONAN/ODAF/ODAF:* Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural/aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aire forzado. El régimen de operación del transformador tipo ONAN en líquido aislante, se incrementa cuando se emplea una combinación de bombas y ventiladores. El incremento de la capacidad se realiza en dos pasos: primero se usa la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas para lograr un aumento de 1.333 veces sobre el diseño ONAN. En el segundo paso, se hace trabajar a la totalidad de los radiadores y las bombas, logrando un aumento de 1.667 veces el régimen ONAN. Estos transformadores se designan con el nombre de triple régimen. Normalmente se utilizan en transformadores de 10 MVA monofásicos o de 12 MVA trifásicos y mayores, con base en el régimen ONAN.

*OFAF:* Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento con aceite forzado y con aire forzado. Este tipo de transformadores se usa con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando al mismo tiempo, tales condiciones absorben cualquier carga pico a plena capacidad.

*ONWN:* sumergido en líquido aislante y con enfriamiento por agua. En estos transformadores, el agua de enfriamiento se conduce a través de serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente.

*OFWF:* Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado y enfriadores de agua forzada. El transformador es prácticamente igual que el FOA, solo el intercambiador es del tipo agua-aceite, por tanto el enfriamiento de aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores.

#### 1.4.3 El número de fases.

Se pueden clasificar en monofásicos y trifásicos. Existe la tendencia a utilizar transformadores monofásicos, debido a que permiten una mayor flexibilidad de operación. En caso de una falla solo se ve afectada una unidad, la cual puede remplazarse con la unidad de reserva.

En el caso de un transformador trifásico, la unidad completa se ve afectada, debido a que la falla contamina el aceite, y las bobinas de las inicialmente no involucradas también se ven afectadas, por lo que es necesario sustituir la unidad completa. El costo de un banco de transformadores monofásico es significativamente más alto, comparado con el de un trifásico.

#### 1.4.4 Ambiente de operación.

En esta clasificación se consideran los transformadores del tipo interior o intemperie. El diesel de la subestación determina el tipo de equipos que deben de utilizarse. Para transformadores de gran capacidad, prácticamente todos son del tipo intemperie, de otra forma, se requiere un edificio de mayor área y con distancias dieléctricas seguras.

Los transformadores tipo caverna utilizados en las instalaciones subterráneas son de gran capacidad y son prácticamente iguales a los instalados a la intemperie, excepto que las terminales de salida son a través de cables de energía.

#### 1.4.5 Su capacidad.

Por su capacidad, los transformadores se clasifican en 3 grupos:

- De pequeña potencia, con capacidades de 500 a 7500 KVA.
- De mediana potencia, con capacidades de 7,5 a 10 MVA.
- De gran potencia, con capacidades de 10 MVA y superiores.

#### 1.4.6 Por su aplicación.

De acuerdo con su aplicación en los sistemas eléctricos, se clasifican en los siguientes tipos:

- Elevadores.
- Reductores.
- Para instrumentos.
- Reguladores.
- Para aterrizamiento.
- De arranque.

#### 1.4.7 Preservación del aceite.

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

Con tanque conservador.

Los transformadores con tanque conservador, utilizan diferentes métodos para preservar las propiedades del aceite, aislándolo del medio ambiente y regulando la presión de salida de los gases.

Los métodos más comúnmente utilizados son:

- Respiración a través de silica gel.
- Sellados con:
  - Bolsa elástica.
  - Diafragma.
  - Nitrógeno.

Sin tanque conservador.

Estos equipos no cuentan con tanque conservador, pero tienen uno de los siguientes métodos de preservación del aceite:

- Sellado con aire o nitrógeno.
- Respiración a través de silica gel.

#### 1.4.8 Tipo de conexión.

De acuerdo con la conexión de sus devanados, los transformadores se clasifican de la siguiente manera:

##### Conexión Delta/Estrella ( $\Delta$ -Y)

En esta clase de transformadores, las 3 fases del devanado primario están conectadas en delta, mientras que las del devanado secundario están en estrella. Se utilizan como transformadores elevadores en las centrales generadoras, ya que al disponer de un neutro en el secundario, que se puede conectar a tierra, se logra que la tensión de las fases se limite a la tensión nominal del sistema. Otra ventaja importante de esta conexión, es que aísla la corriente de falla a tierra entre los dos circuitos del primario y secundario. Cuando se presenta una falla monofásica, la corriente que se genera circula únicamente en el circuito donde ocurre la falla, por lo que el otro circuito no se ve afectada. También se utilizan como transformadores de distribución, cuando se requiere alimentar cargas monofásicas y trifásicas. Los desequilibrios de las cargas monofásicas tienden a ser compensados por el primario conectado en delta.

### Conexión estrella/delta (Y- $\Delta$ ).

En estos transformadores, las tres fases del devanado primario están conectadas en estrella y las del secundario en delta. Se utilizan como transformadores reductores y se conectan al final de una línea de transmisión. Son utilizados con menor frecuencia en sistemas de distribución, debido a que el secundario no tiene neutro. En algunas ocasiones, se utiliza para distribución de energía hasta 20 kv.

La conexión estrella-delta, ayuda a disminuir los efectos de la componente del tercer armónico de la señal de voltaje, en virtud de que éstos se anulan con la corriente que circula en el lado delta. Esta conexión es estable con relación a las cargas desbalanceadas, ya que la delta redistribuye parcialmente cualquier desbalance que se presente.

### Conexión estrella/estrella (Y-Y).

Los devanados del primario y del secundario están conectados en estrella. Una de sus características es que la tensión de líneas es de 1,73 veces mayor que la tensión de la fase.

Generalmente un transformador con esta conexión es de fácil construcción y tiene un menor costo que cualquier otro, pero en la práctica no suele utilizarse, debido a que un mal comportamiento cuando se presentan desequilibrios en las cargas. La única aplicación práctica es cuando se conecta a líneas de alta tensión.

### Conexión delta/delta ( $\Delta$ - $\Delta$ ).

En estos transformadores, los devanados primario y secundario están conectados en delta, las tensiones de línea y de fase son iguales. Estos equipos se utilizan en baja tensión y presentan un buen comportamiento frente a desequilibrios en la carga.

Esta conexión se utiliza con frecuencia para alimentar sistemas de alumbrado monofásicos y simultáneamente cargas trifásicas. Tienen la ventaja de poder conectar los devanados primario y secundario sin desfasamiento, no presenta problemas de cargas desbalanceadas o armónicas. Sin embargo, cuando no están conectados al mismo tap de regulación y tienen la misma relación de tensión, se genera circulación de altas corrientes.

- Cuando se presenta una falla en un banco de transformadores monofásicos, esta conexión permite el funcionamiento del sistema al 58% de la potencia con dos transformadores.

## Capítulo 2. Descripción de los elementos y funcionamiento de sus partes del transformador de potencia Banco.

### 2.1 Elementos que constituyen el transformador.

Los transformadores están integrados por distintos componentes que cumplen con una función en particular. Los accesorios, se clasifican en aquellos que indican las condiciones de operación y elementos de protección.

#### 2.1.1. Núcleo de hierro magnético.

El núcleo está construido con láminas de acero al silicio de grano orientado, laminado en frío, con alta permeabilidad magnética y con recubrimiento aislante superficial para resistir una temperatura de 820°C, compatible con el líquido del transformador. El tipo de núcleo es enrollado o tipo acorazado de cinco piernas para los transformadores trifásicos. Este tipo de núcleo con entrehierros escalonados, minimiza las pérdidas sin carga, también es tratado térmicamente (en una atmósfera controlada) para liberar los esfuerzos mecánicos y restablecer sus propiedades electromagnéticas.

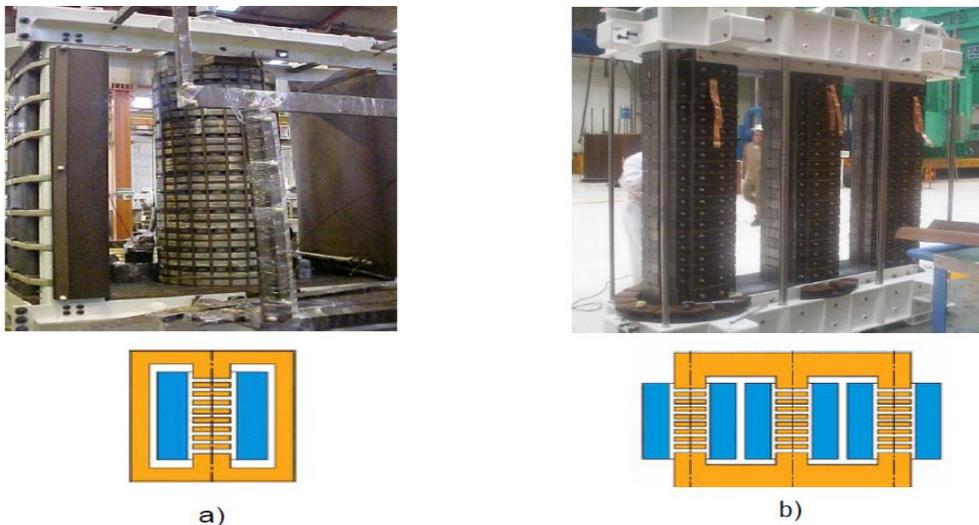


Figura 2.1. Núcleo de hierro sumergido en aceite a) tipo acorazado, b) tipo columna.

### 2.1.2. Devanados de A.T. y B.T.

Los devanados están formados por varias bobinas conectadas en serie o en paralelo, dependiendo del nivel del voltaje de operación o de la corriente requerida. Los devanados se encuentran acoplados por un circuito magnético.

Las bobinas se fabrican con material conductor de cobre o de aluminio y se encuentran aisladas entre sí. En el transformador se identifican dos tipos de devanados: el devanado que esta conectado a la fuente (devanado primario) y el que esta conectado a la carga (devanado secundario).



Figura 2.2. Devanados de A.T. y B.T.

### 2.1.3. Aislantes.

Las funciones que realizan los aisladores sólidos en un transformador son las siguientes: aislar entre sí las espiras de una misma bobina, aislar entre sí a los devanados, aislar contra tierra los devanados, soportar sin daño los esfuerzos mecánicos y térmicos a que son sometidos los devanados.



Figura 2.3. Papel dieléctrico aislante.

#### 2.1.4. Tanque o recipiente.

El tanque cumple con la función de contener el aceite aislante y proteger las partes energizadas del transformador. Sirve también como estructura de montaje para los accesorios y equipo de control. La cubierta del tanque puede estar empotrada o soldada al marco del tanque, el cual está diseñado para soportar la presión de la expansión térmica del aceite aislante. La presión a la que puede ser sometido el tanque del transformador, no debe exceder 2 atmósferas (29,4 psi) de presión absoluta, para evitar deformaciones permanentes, fisuras o fracturas.

#### 2.1.5. Tanque conservador.

La finalidad de este tanque es absorber la expansión térmica del aceite, que se produce al incrementar la temperatura en el tanque principal del transformador, originada por un aumento de carga o de la temperatura ambiente. La capacidad de este tanque debe ser entre el 10% y 20% de la capacidad del tanque principal. Aislado con bolsa o diafragma de material elastomérico, la respiración a través de un sistema deshidratador a base de sílica gel.



Figura 2.4. Tanque conservador.

#### 2.1.6. Tubos radiadores.

Estos dispositivos permiten disipar el calor generado en el transformador. El aceite se hace circular por convección natural o por circulación forzada del mismo. El aceite caliente ingresa en la parte superior de los radiadores, intercambia el calor con el medio ambiente y retorna nuevamente al tanque, en la conexión inferior de los radiadores con el tanque principal.



Figura 2.5. Tubos radiadores y ventiladores.

### 2.1.7. Boquillas o aisladores de potencia.

Su función es permitir la conexión eléctrica entre las terminales de los devanados del transformador y la red eléctrica. Los tipos básicos de construcción son: de aislamiento sólido, tipo capacitivo, sistema de aislamiento papel-aceite en distintas modalidades, papel impregnado con aceite, papel impregnado con resina, papel devanado con resina y con envoltentes de porcelana o compuestos polímeros.



Figura 2.6. Boquillas de B.T.

## 2.2. Accesorios del transformador.

A continuación se describen cada uno de los accesorios que conforman el transformador de potencia.

### 2.2.1 Indicador de temperatura del aceite.

Tiene como función detectar la temperatura del aceite que se encuentra en la parte superior del tanque principal. En esta sección existe un gradiente mayor de temperatura, y es donde se localiza el sensor.



Figura 2.7. Indicador de temperatura del aceite.

### 2.2.2. Válvula de sobrepresión.

La válvula de sobrepresión automática va montada sobre la cubierta del transformador y esta diseñada para aliviar las presiones excesivas que pueden llegar a acumularse dentro del tanque del transformador ocasionado por una falla.

Cuando la presión en el tanque sube hasta un nivel excesivo y llega a  $10 \text{ Psi} \pm 1 \text{ Psi}$  libera la presión, por otro lado la válvula se repone y sella automáticamente cuando la presión en el espacio de gas se reduce hasta aproximadamente 8 a 9 Psi.



Figura 2.8. Válvula de sobrepresión.

### 2.2.3. Indicador de temperatura del devanado.

Los devanados son una de las fuentes de generación de calor (la otra fuente es el núcleo). En operación normal, la corriente nominal es la que genera el calor, la cual se excede considerablemente en condiciones de falla.

Un incremento de temperatura en los devanados provoca el envejecimiento de los aislamientos, por lo que es necesario mantener el nivel adecuado. Para monitorear esta temperatura, se utiliza un transformador de corriente conectado a una resistencia en derivación y a su vez a un indicador de temperatura.

La función de este indicador es medir indirectamente la temperatura media de los devanados.



Figura 2.9. Indicador de temperatura del devanado.

#### 2.2.4. Indicador de la temperatura máxima de operación “hot spot”.

Su función es indicar la temperatura máxima de los devanados. Los sensores convencionales miden los cambios de temperatura en la parte superior e inferior del aceite. Estos sensores no pueden conectarse directamente a los devanados del transformador, por lo que la indicación de la temperatura máxima determinada de manera indirecta, utilizando la temperatura superior del aceite y el nivel de corriente del transformador.



Figura 2.10. Indicador “hot Spot”

### 2.2.5. Indicador de temperatura remoto.

Estos indicadores miden la temperatura del aceite y en forma indirecta la de los devanados. Los transformadores de gran potencia tienen sensores resistivos de cobre que se calibran para detectar variaciones de temperatura entre 10 °C y 25 °C. Estos sensores se conectan a un registrador de temperatura que se encuentra ubicado en la sala de control.

### 2.2.6. Indicador magnético de nivel de aceite.

Es un dispositivo que indica el nivel de aceite del tanque. Cuando existe un bajo nivel de aceite, se activa una alarma.

### 2.2.7. Relevador de Buchholz.

El relevador de Buchholz es instrumento de detección de formación de gases en el transformador cuyas funciones principales son las siguientes:

- a) Detectar la formación de gases dentro del transformador, causadas por daños o fallas internas.
- b) Dar aviso de la presencia de gases, mediante los contactos que tiene la cámara principal, que se conecta a circuitos de alarma o disparo.

Para cumplir su función, requiere que se instale en la tapa superior del tanque.

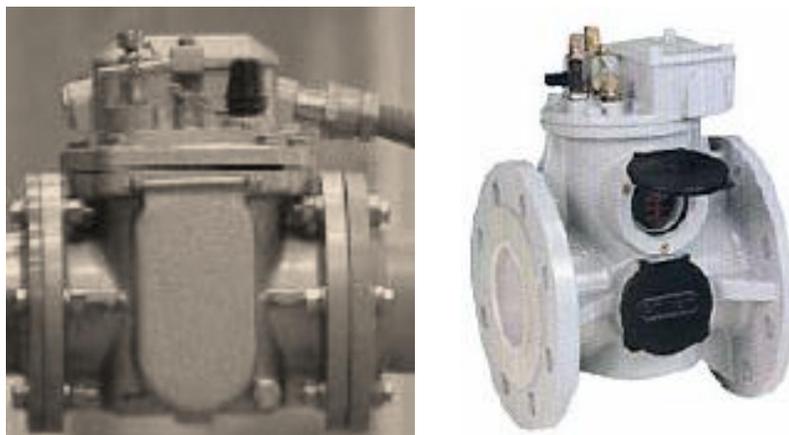


Figura 2.11. Relevador de Buchholz.

### 2.2.8. Cambiador de derivaciones.

Los cambiadores de derivaciones permiten modificar la relación de transformación de un transformador. Este hecho se manifiesta en un aumento o disminución del voltaje secundario para una misma tensión en el primario. Existen dos tipos:

- a) Cambiador de derivaciones sin carga. Para realizar el cambio de derivación (tap) en el primer tipo, es condición indispensable que el transformador este desenergizado. No se debe realizar el cambio de tap con el transformador energizado en vacío ya que la corriente de excitación es muy grande al producirse la desconexión-conexión del tap y dicha corriente dañaría los contactos del mismo. Estos son operados en forma manual a través de un mecanismo externo aislado (manivela).
  
- b) Cambiador de derivaciones con carga. Se pueden operar en cualquier condición de carga del transformador, estando energizado. La operación se puede hacer con un control local o remoto. También puede operarse en forma automática, si se fija el nivel de voltaje requerido. El cambiador bajo carga también se puede operar manualmente.



Figura 2.12. Selector de derivaciones.

### 2.2.9. Gabinete de control.

Este gabinete tiene la finalidad de concentrar las terminales de los dispositivos, las alarmas, los controles de los ventiladores de enfriamiento, las señales de los transformadores de corriente y de las resistencias calefactoras, entre otros.



Figura 2.13. Gabinete de control.

### 2.2.10. Transformadores de corriente.

Generalmente tienen construcción tipo dona o forma toroide y se instalan en las boquillas en una región, en el lado del aceite, que tiene referencia de tierra expresamente preparada para esta función. Su finalidad es proveer una señal de corriente proporcional a la corriente del transformador para medición y protección.



Figura 2.14. Transformadores de corriente.

#### 2.2.11. Sistemas de preservación del aceite.

Su función es evitar la oxidación y contaminación del aceite provocada por la humedad, el polvo y otros contaminantes sólidos que se encuentran en el medio ambiente. Los sistemas mas utilizados son los siguientes:

- a) Respiración a través del material deshidratante, usualmente silica gel, que es una material compuesto por aluminato de calcio con un indicador de color.
- b) Con sello de gas inerte (generalmente nitrógeno).
- c) Con sello a través de una membrana o bolsa elástica.



Figura 2.15. Con sello a través de una membrana o bolsa elástica.

#### 2.2.12. Bombas e indicadores de flujo.

Estos accesorios se utilizan para incrementar el flujo de aceite, a través de los radiadores para acelerar la disipación de calor generado en el transformador. Este equipo tiene un indicador que permite observar la operación de la bomba y el sentido del flujo.

#### 2.2.13. Placa de Datos.

Es una placa metálica instalada en un lugar visible del transformador, donde se graban sus características mas importantes como son: capacidad del transformador en KVA, tensiones y corrientes nominales, conexión de devanados, niveles de aislamiento, número de fases y frecuencia, valores de impedancia, elevación de temperatura, clase de enfriamiento, polaridad, tipo de construcción del núcleo, número y tensión de derivaciones, diagrama vectorial, características del cambiador de derivaciones, características de TC's, nombre del fabricante, año de fabricación, número de serie, número de contrato, número de partida, volumen de aceite, pesos y dimensiones.

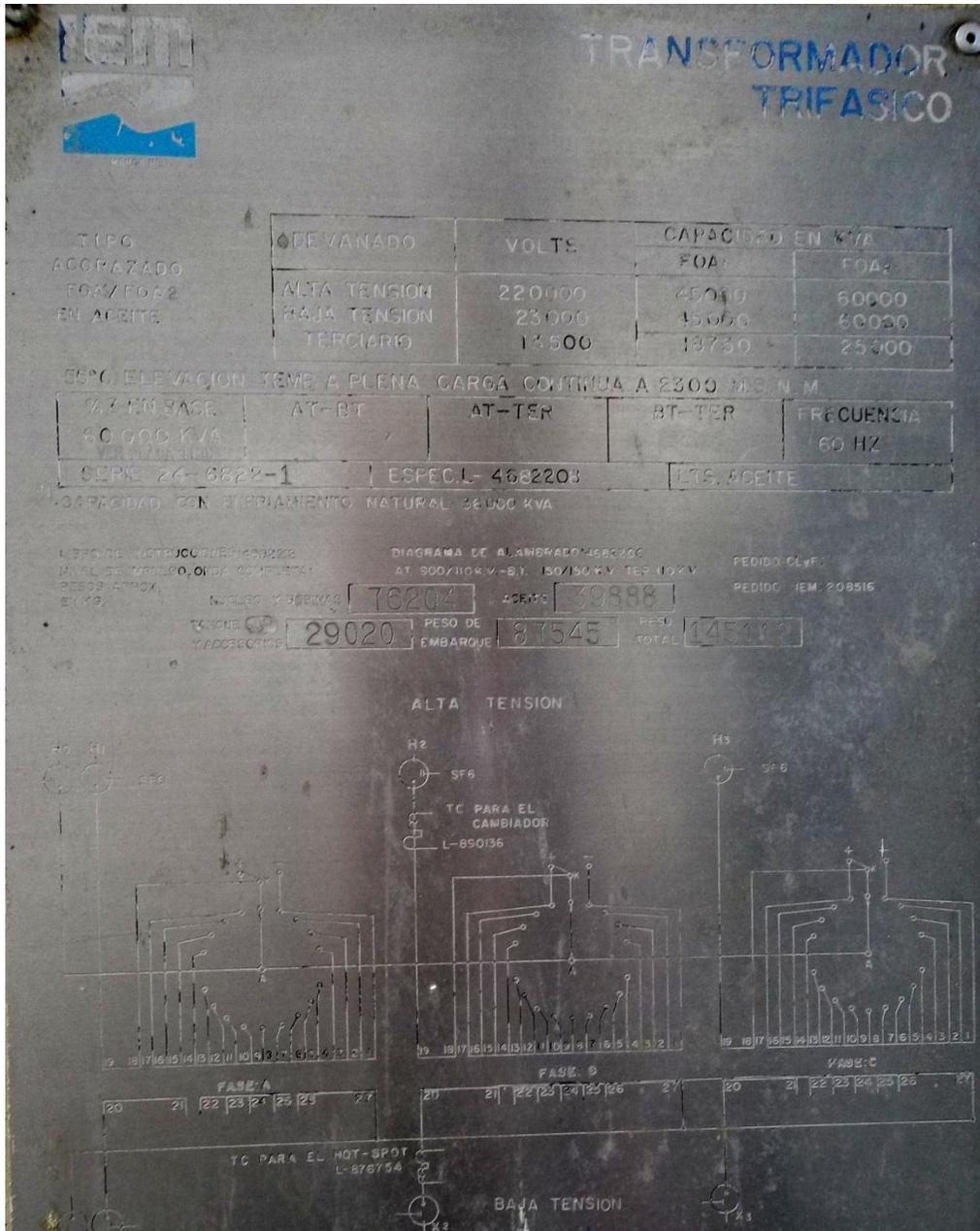


Figura 2.16. Placa de datos.

#### 2.2.14. Válvula de drenaje.

Esta válvula generalmente es utilizada para realizar la extracción de aceite dieléctrico, cuando por alguna razón el relevador de Buchholz pudiera estar alarmando; con la finalidad de detectar una posible falla incipiente a través del AGDAT.



Figura 2.17. Válvula de drenaje.

#### 2.2.15. Punto de conexión a tierra.

El tanque del transformador se conecta a tierra, con la finalidad de eliminar la posibilidad de que exista una diferencia de potencial en el tanque, es decir, debe estar en la condición de frente muerto. De manera similar, la conexión a tierra del neutro del transformador, tiene como finalidad drenar las corrientes de falla y de desbalance de las fases. De esta forma y considerando un buen diseño de la red de tierra, se garantiza la seguridad del personal y del equipo de la subestación.

Elementos y accesorios que constituyen un transformador de potencia.

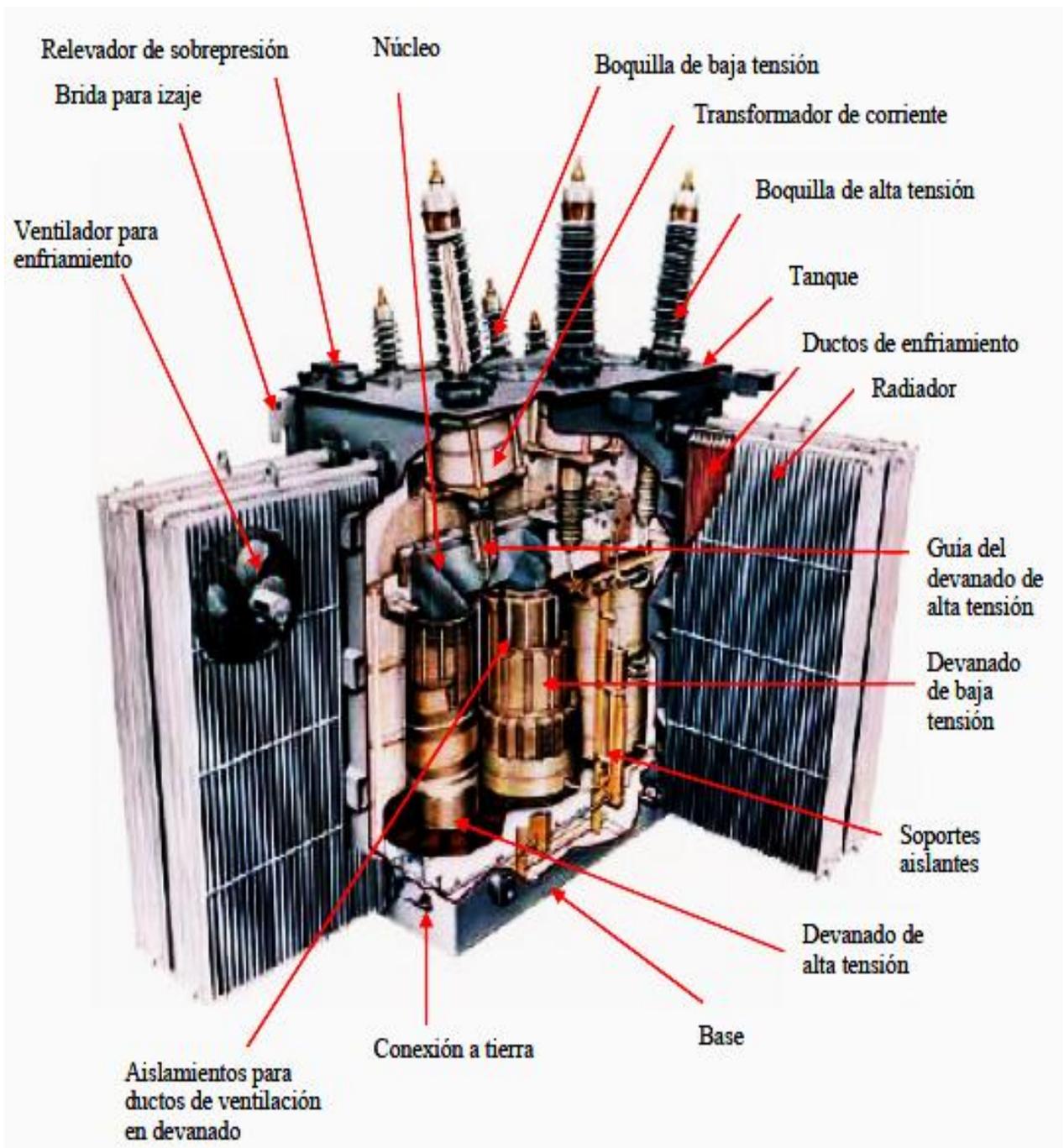


Figura 2.18. Parte interna del transformador de potencia.

### **CAPÍTULO 3. Normas y especificaciones utilizadas en la manufactura de transformadores de potencia.**

3.1.- ¿Cuál es la función de utilizar estándares, normas y procedimientos en la manufactura de transformadores?

Las normas son un conjunto de publicaciones editadas por organismos especializados, que sirven de base en el diseño de las instalaciones, equipos o partes dentro de cualquier área de la ingeniería.

Se puede definir la normalización como el proceso de formular y aplicar reglas con la aportación y colaboración de todas las áreas involucradas, para obtener una técnica y economía de conjunto óptimas.

La normalización se apoya en la ciencia, la técnica y la experiencia; fija las bases para un entendimiento entre un fabricante y un comprador, respecto a la calidad de un producto.

En forma general se considera que la normalización abarca tres niveles:

1. Nivel de empresa. Este nivel de normalización se desarrolla en empresas grandes y muy grandes, para satisfacer sus propias necesidades y optimizar el costo, el tiempo y la calidad de sus productos.
2. Nivel nacional. Este nivel de normalización se desarrolla dentro de algunos países, por lo general en los más desarrollados industrialmente; sirve como herramienta para reglamentar las transacciones desde el punto de vista técnico, entre los diferentes fabricantes y consumidores de un país.  
Estas normas abarcan diferentes industrias, como son la eléctrica, la mecánica, la química, etc. Como ejemplos de estas instituciones se pueden citar las normas ANSI americanas, las NOM mexicanas, etc.

3. Nivel internacional. Este nivel de normalización es el caso general que abarca los casos anteriores. Estas normas se utilizan para reglamentar las transacciones técnicas entre diferentes países. Como un ejemplo se puede mencionar, la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), cuya responsabilidad cubre el campo de la electrotécnica, para unificar la nomenclatura, la clasificación de los aparatos y máquinas eléctricas, sus pruebas, etcétera.

Un organismo de normalización suele estar formado por un consejo directivo, un comité ejecutivo, comités y subcomités técnicos de normalización, cada uno de estos últimos operando dentro de un área específica.

El proceso para desarrollar una norma es la siguiente:

El comité correspondiente prepara un anteproyecto, que es estudiado y discutido hasta que haya unanimidad en los acuerdos. Estos comités están formados por representaciones de fabricantes, consumidores, universidades y centros científicos. Cuando se llega a un acuerdo dentro del comité técnico, el documento se somete a una encuesta pública durante seis meses. Si en este período no aparecen críticas, se analizan de nuevo por el comité, en presencia de los críticos y después de discusiones y acuerdos, se aprueba definitivamente la norma.

Debido a los avances tecnológicos más o menos rápidos, dependiendo del área, las normas requieren ser revisadas con cierta periodicidad. Es usual que se revisen y actualicen cada cinco años o menos, si es necesario.

La normalización integral. Es el conjunto de los siguientes factores:

1. Formulación y aplicación de normas. Es lo que se llama propiamente normalización.

2. Control de la calidad. Tiene como objetivo verificar las características físicas y la calidad de los productos, con base en el cumplimiento de las normas.
3. Metrología. Es la ciencia de las mediciones y se refiere al conjunto de estudios, análisis, pruebas, etc., que se efectúan a los equipos por comprobar.
4. Certificación. Se refiere a la sanción que una autoridad técnica hace, de acuerdo con la norma, de un producto.

Para sancionar un producto se puede certificar a nivel nacional, pero cuando se requieren pruebas de alto nivel técnico, se requiere un laboratorio de alta tecnología, cuyo fallo sea reconocido internacionalmente, como ejemplo se pueden citar los laboratorios UL de Estados Unidos.

Las especificaciones son un conjunto de reglas escritas, de fácil comprensión, con una descripción clara y precisa de los requisitos técnicos de los materiales, equipos o servicios, que un comprador elabora basado en una o varias normas, que son parte íntegramente del contrato de compra venta con un fabricante, y que sirven de base para la fabricación de un equipo determinado.

En las especificaciones se fijan los requisitos mínimos de aceptación en cuanto a las características eléctricas, mecánicas, químicas, etc., así como las pruebas de prototipo; de rutina y especiales requeridas.

Además de la parte escrita, las especificaciones suelen ir acompañadas de dibujos, normas, catálogos, etcétera.

El desarrollo de una especificación implica trabajo de investigación y pruebas por parte de ingenieros capacitados, así como retroalimentación de información por parte de las áreas de construcción, operación y mantenimiento, para mejorar los diseños nuevos de los aparatos de que se trate.

### 3.2.-Características y condiciones generales en la manufactura de transformadores de potencia NMX-J-284-ANCE.

#### 1. Clase de enfriamiento.

Las clases de enfriamiento son las siguientes:

ONAN/ONAF: auto enfriamiento y enfriado por aire forzado.

ONAN/ONAF/ONAF: auto enfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire forzado.

#### 2. Número de fases.

Todos los transformadores correspondientes a esta especificación deben ser trifásicos.

#### 3. Número de Devanados.

Los transformadores deben ser de dos devanados. En el caso de autotransformadores se debe incluir un devanado terciario.

#### 4. Elevación de temperatura.

Los transformadores sujetos a esta especificación deben ser capaces de operar a su capacidad plena siempre que la temperatura ambiente no exceda de 40°C y la temperatura promedio del ambiente durante cualquier periodo de 24 hrs, no exceda de 30°C.

La elevación de temperatura de los devanados y punto mas caliente a tensiones y frecuencias nominales a capacidad plena, puede ser hasta de 55°C y 65°C respectivamente, medida por el método de resistencia sobre una temperatura ambiente máxima de 40°C.

#### 5. Influencia de la temperatura y la altitud.

Se debe considerar lo descrito en la norma NMX-J-284-ANCE, en su capítulo: Efecto de la altitud en la elevación de la temperatura.

6. Para los transformadores, las conexiones deben ser delta en el devanado primario y estrella en el devanado secundario.

7. Impedancia.

La impedancia debe indicarse referida al devanado primario del transformador, a la capacidad de enfriamiento ONAN y tensión nominal.

Tensión nominal devanado primario (KV)	Impedancia (%)
34,5 KV y menores	7,5 %
69 KV	8,5 %
115 KV	9,0 %
138 KV	9,5 %

Figura 3.1. Impedancia referida al devanado primario del transformador.

La tolerancia en la impedancia debe estar de acuerdo con lo indicado en la NMX-J-284-ANCE.

8. Relación de transformación y su tolerancia.

Debe ser de acuerdo a lo indicado en la norma NMX-J-284-ANCE.

9. Nivel de ruido.

Debe ser de acuerdo a lo indicado en la norma NMX-J-284-ANCE.

10. Tensión de alimentación.

11. Características constructivas.

### **Parte activa.**

#### *Núcleo.*

- a) El núcleo debe montarse y sujetarse de tal manera que no se produzcan deformaciones, desplazamientos, aflojamiento, fatiga, derivadas de los esfuerzos producidos durante corto circuitos, así como durante maniobras y/o transporte.

- b) Se debe indicar el valor nominal del par de apriete de los tornillos que sujetan en su posición a los devanados, gatos de apriete axiales y tuercas que aseguran la resistencia del devanado a los esfuerzos de corto circuito. Se requiere que este par de apriete pueda ser verificado en campo. Aún cuando no sea el método de ejecutar el apriete o compresión axial de los devanados en fabrica, estos elementos tienen como función mantener esta compresión durante la vida esperada del equipo; el propósito de este requerimiento es el verificar periódicamente que la función se esta cumpliendo.
- c) El núcleo debe conectarse a tierra en un solo punto mediante una conexión independiente externa al tanque, ubicada en la parte superior de éste, por medio de una boquilla, localizada en una caja accesible exclusiva para este uso, con tapa, de tal forma que permita la verificación de la resistencia de aislamiento entre núcleo y tanque.
- d) Todos los soportes y elementos estructurales de fijación del núcleo deben estar aislados dieléctricamente del núcleo, deben soportar la prueba de aislamiento entre núcleo y tanque. El diseño y los materiales utilizados para el aislamiento de estos soportes deben de tomar en cuenta los esfuerzos presentes durante el manejo, el transporte y operación del transformador. El aislamiento no debe de sufrir envejecimiento que degrade su función durante la vida útil esperada del equipo. El proveedor debe incluir en el manual del transformador un plano que indique la ubicación de los soportes y elementos estructurales de fijación del núcleo contra el tanque.

#### *Devanados y aislamiento.*

- a) Las uniones de los conductores en los devanados y entre los devanados deben ser soldadas eléctricamente o con autógena empleando soldadura de plata. El proveedor debe tener evidencia de la calificación del personal que realiza las uniones soldadas.
- b) Se deben utilizar conexiones atornilladas en las boquillas de baja tensión. En las boquillas de alta tensión, en la conexión con el devanado, se pueden utilizar conexiones atornilladas y/o guías de cable pasado. En los cambiadores

de derivaciones se deben utilizar solo conexiones atornilladas; todas las conexiones deben tener contratuerkas y seguros.

- c) El ensamble completo de devanados y guías de conexión, debe estar sujetos y soportado de manera que resista los esfuerzos mecánicos producidos por la ocurrencia de corto circuito en cualquiera de las terminales, no debe sufrir ningún desajuste ni deformación durante el embarque, transporte y maniobras.
- d) Los materiales utilizados en la construcción deben ser compatibles con el aceite aislante y con la temperatura máxima presente bajo condiciones normales y anormales de operación.
- e) Las guías de conexión de los devanados a las boquillas y al cambiador de derivaciones, deben ser de una sola pieza y conectarse directamente; mediante conectores terminales con la sección de contacto diseñada para soportar la corriente máxima nominal; sin ninguna pieza intermedia adicional. El diámetro de los agujeros de los conectores terminales, debe estar de acuerdo a las tolerancias definidas por la norma utilizada para definir el diámetro de los tornillos utilizados. Estas conexiones deben ser atornilladas, contar con seguros y prever blindaje en los tornillos utilizados para evitar efecto corona y/o descargas parciales.

#### *Tanques, cubiertas y bases.*

- a) Los tanques y cubiertas de los transformadores deben ser contruidos de placa de acero, diseñada para ser soldada y de una construcción que resista sin daño alguno, los esfuerzos inherentes al embarque, transporte, instalación, operación y pruebas. La preparación de las juntas a soldarse, debe tomar en cuenta que no deben presentarse fugas a través de poros o defectos de la soldadura.
- b) Los tanques, cubiertas, radiadores, tanques de expansión y demás accesorios deben ser capaces de resistir, sin sufrir daños y deformaciones permanentes los esfuerzos producidos al aplicar vacío absoluto al nivel del mar. El ensamble de la cubierta a las paredes del tanque, debe ser soldado.

- c) Los radiadores deben ser desmontables por medio de bridas. El diseño de los radiadores y bridas en la pared del tanque, debe ser tal que eviten sobre esfuerzos mecánicos en su punto de acoplamiento para evitar fugas de aceite.
- d) Se deben proporcionar los medios necesarios para conectar a tierra en dos puntos el tanque del transformador, estos deben incluir los tornillos y rondanas necesarias, las cuales pueden ser de acero inoxidable o bronce. El conector para aterrizamiento del tanque del transformador, debe ser capaz de alojar cables con una sección transversal de  $126.64 \text{ mm}^2$
- e) Se deben proporcionar guías dentro del tanque para facilitar el movimiento de la parte activa (conjunto núcleo-bobinas) cuando se introduzca o se saque del tanque.
- f) Las dimensiones totales (incluyendo radiadores, tanque conservador y boquillas) de estos transformadores deben ser ajustadas como máximo a las siguientes: altura 7m, ancho 5.5m y largo 7m.

#### *Empaques*

- a) El fabricante debe diseñar para garantizar la hermeticidad (cero fugas a través de empaques) del transformador al menos por 15 años sin necesidad de cambiar algún empaque, todos los empaques para boquillas, radiadores, válvulas y demás accesorios deben ser de una sola pieza, de material elastomérico, compatible con el líquido aislante y los límites máximos de temperatura del transformador.

#### *Accesorios y equipo auxiliar.*

- a) El dispositivo de alivio de sobrepresión tiene por objeto expulsar los gases y el aceite aislante al aumentar la presión interior del transformador, debe de contar con contactos de alarma y restablecimiento manual del indicador de operaciones y guarda rotatoria para canalizar el derrame de aceite hacia la fosa captadora.
- b) El sistema de conservación del aceite debe permitir:

- a. La expansión del volumen de aceite debida a la temperatura para un máximo 110°C,
- b. Compensar el nivel del tanque principal debida a la disminución de volumen del aceite cuando la temperatura ambiente sea baja, mínimo -10°C.
- c. Mantener el aceite aislante libre de contacto del oxígeno de la atmósfera.

*Tanque conservador.*

- c) El Tanque conservador está diseñado para que soporte una presión de vacío absoluto al nivel del mar y una presión interna de 105 kPa, durante 12h. sin sufrir deformaciones permanentes. Este tanque debe incluir adicionalmente:
  - Una válvula tipo globo de 50.8 mm bridada a la tubería utilizada para llenado, colocada en la parte superior. La colocación debe prever que la entrada de la válvula quede en posición horizontal y se evite la entrada del mismo.
  - Una válvula tipo globo de 50.8 mm bridada a la tubería utilizada para el vaciado del tanque conservador, colocada en la parte inferior del mismo.
  - Un tubo de conexión entre el tanque principal y el tanque conservador para acoplar "Buchholz". Este tubo debe tener una pendiente que satisfaga el correcto funcionamiento del relevador "Buchholz".
  - Un indicador magnético de nivel de aceite.

*Preservación del aceite.*

- d) La preservación del aceite es para evitar el contacto del aceite con la atmósfera, se debe suministrar el siguiente sistema de preservación:
  - Bolsa de material elastomérico, incluyendo sus accesorios dentro del tanque conservador. El material de la bolsa debe soportar las condiciones de operación (temperatura, contacto con el aceite, entre otros); durante la vida útil del transformador.

- Un sistema deshidratador a base de silica gel auto regenerable con indicador de color dependiendo de la humedad presente. El fabricante debe seleccionar el tipo de este equipo de manera que el sistema requiera el mínimo mantenimiento.

*Relevador de Buchholz.*

e) Relevador “Buchholz” (relevador de acumulación de gases).

- El fabricante debe seleccionar e instalar un relevador accionado por gases y aceite, que opere por acumulación de gases, por nivel bajo de aceite y por una perturbación repentina de aceite (flujo súbito). Debe instalarse colocando válvulas bridadas a la tubería en ambos extremos (lado tanque principal y lado tanque conservador).
- Debe colocarse una tubería que permita purgar el aire o gas atrapado en las torretas utilizados para boquillas. La tubería debe ser colocada de manera que salga directamente de las torretas hacia la tubería que sale del tanque principal al tanque conservador. La tubería debe ser instalada de tal forma, que todos los gases que se produzcan en cualquier parte del tanque principal pasen por el relevador “Buchholz”.

f) El aceite aislante utilizado para pruebas o cuando sea parte del suministro del transformador debe ser nuevo y cumplir con la **NMX-J-123-ANCE**.

g) El sistema de enfriamiento ONAN/ONAF y ONAN/ONAF/ONAF (autoenfriado con aire forzado y autoenfriado con dos pasos de enfriamiento de aire forzado).

- El transformador debe contar con un número suficiente de radiadores, detectores de temperatura, sistemas de control y protección, con el objeto de que no exceda las temperaturas máximas permisibles señaladas en esta especificación.
- Los radiadores deben ser desmontables por medio de bridas.
- Los motores de los ventiladores deben ser trifásicos y cumplir con lo siguiente como mínimo: sistema de rodamiento para servicio pesado, a

prueba de agua y todas sus partes internas deben estar protegidas contra la corrosión.

- Las conexiones eléctricas del moto ventilador deben ser protegidas contra la humedad y corrosión.
- Debe contar con dispositivos de protección contra corto circuito y contra sobrecargas.

#### *Ventilación.*

h) Los ventiladores deben contar con aspas para servicio pesado de una pieza de fundición de aluminio, diseñados para una alta eficiencia y bajo nivel de ruido; contar con una rejilla protectora frontal y trasera para prevenir la entrada de objetos mayores a 12.5 mm de diámetro hacia las aspas.

El montaje de los moto ventiladores sobre los radiadores debe ser tal que evite con el tiempo la corrosión y daños sobre las obleas por vibración.

i) El gabinete de control del transformador debe incluir:

- Interruptor termomagnético por motor.
- Arrancadores magnéticos directos a la línea, para arranque y paro de grupo o paso de enfriamiento.
- Interruptor termomagnético general.
- Un dispositivo selector para operación manual/automático, esto es para operación automática por medio de los dispositivos térmicos y para operar manualmente los ventiladores, independientemente de los dispositivos térmicos.
- Resistencia calefactora con termostato.
- Lámpara de alumbrado con su apagador correspondiente.
- Incluir un relevador de pérdida de fase o baja tensión para protección de los moto ventiladores.
- El diseño debe considerar el espacio suficiente para permitir el uso de herramientas durante sus actividades de instalación y mantenimiento.

### *Cambiador de Derivaciones.*

j) Cambiador de derivaciones con transformador desenergizado en el devanado de alta tensión debe estar provisto con 4 derivaciones de 2,5% de la tensión nominal mediante un cambiador de 5 posiciones, con las siguientes características:

- a. En todas las derivaciones el transformador debe ser capaz de operar a la capacidad nominal.
- b. La ubicación de las derivaciones es (una arriba y 3 abajo de la posición nominal).

Este cambiador de derivaciones debe ser operado mediante un volante, colocado sobre la cubierta del tanque, localizado en un lugar accesible para su operación.

El diseño del cambiador de derivaciones debe ser tal que permita su colocación en la parte superior de los devanados de tal forma que para efectuar inspecciones visuales, no sea necesario bajar el nivel del aceite a tal grado que se tengan que descubrir los devanados o núcleo. El mecanismo debe ser simple y confiable, evitando el desajuste de la flecha de transmisión del movimiento.

El fabricante debe proporcionar en la propuesta el número mínimo de operaciones sin requerir mantenimiento, la frecuencia del mantenimiento y las acciones de mantenimiento requeridas, así como el costo de refacciones y horas hombre requeridas para llevarlas a cabo.

El mecanismo externo para efectuar el cambio de derivación debe de contar con indicador de posición de la derivación, debe ser confiable y operar de tal manera que no permita posiciones intermedias o incorrectas de los devanados, debe de garantizar la sincronía de la posición de los contactos con el indicador externo, debe contar con un sello hermético entre la barra del mecanismo que atraviesa el tanque y con un volante con un diámetro que permita ser asegurado con una cerradura o candado, debe estar protegido para soportar el interperismo durante la vida útil del transformador.

- k) Cambiador de derivaciones para operación con carga:
- a. Debe de contar en baja tensión con 32 pasos, o en alta tensión con 20 pasos o 32 pasos según se indique en las características particulares.
  - b. El intervalo de regulación es de  $\pm 10\%$  de la tensión nominal para ambos casos.
  - c. Debe soportar las corrientes de corto circuito a través de sus contactos, cuando se presenten en terminales del transformador.
  - d. La tensión de aguante al impulso por rayo normalizado debe ser igual al establecido para el transformador de acuerdo con esta especificación.
  - e. Con el propósito de igualar las presiones entre los tanques del transformador y del cambiador durante el proceso de mantenimiento, debe incluirse una tubería para la interconexión entre el tanque del transformador y el del cambiador de derivaciones.
  - f. El cambiador de derivaciones bajo carga debe contar con un indicador digital de posición para uso remoto. La numeración de posiciones debe ser 1 a 21 para cambiador de 20 pasos siendo las posiciones de tensión nominal la 11a, 11 y 11b, para cambiador de 32 pasos de 1 a 33 , siendo las posiciones de tensión nominal la 17a, 17 y 17b.  
La posición de máximas espiras del devanado, debe ser la posición 1 del cambiador de derivaciones.
  - g. El cambiador debe tener una vida útil igual a la garantizada para el transformador, siguiendo las recomendaciones del fabricante establecidas en los manuales de operación y mantenimiento. El cambiador debe ser capaz de llevar a cabo cuando menos 10 000 operaciones por año.
  - h. La vida mecánica del cambiador debe ser de por los menos de 500 000 operaciones.
  - i. El tiempo promedio entre mantenimiento debe ser de 5 años de operación o a las 50 000 operaciones (lo que ocurra primero).
  - j. Debe de incluir todas las protecciones necesarias para garantizar la seguridad en su operación (indicador de nivel de aceite, presión súbita,

válvula de sobrepresión, monitoreo de botellas de vacío, contacto de disparo por mecanismo trabado).

- k. Gabinete exclusivo para cambiadores, contenido el mecanismo a motor y los circuitos de control, seguridad, señalización y relé de indicación de posiciones, conmutadores para los circuitos de control., debe de incluir además del control local, lo necesario para la operación remota desde el tablero de control de la subestación.

*l) Boquillas.*

Todos los extremos de los devanados deben llevarse al exterior a través de boquillas montadas en la cubierta o en las paredes del tanque. Las boquillas deben de cumplir con niveles de aislamiento, deben ser adecuadas para servicio intemperie y estar dotadas de conectores apropiadas.

a. Boquillas de alta tensión:

- i. Deben tener un deposito sellado con indicador de nivel de aceite, adicionalmente la boquilla debe contar con medios para el llenado y drenado de aceite.
- ii. Las bridas deben ser cementadas a la porcelana.
- iii. Deben ser del prototipo condensador.
- iv. Las boquillas de alta tensión de porcelana deben der de una sola pieza.
- v. Deben de suministrarse los conectores terminales bimetálicos para conexión con cables de aluminio o cobre areos o barras a la boquilla, el fabricante debe proporcionar una lista e indicar en planos el tipo de tuercas, tornillos, seguros y el par de apriete, todo esto con la finalidad de eliminar puntos calientes que deterioren el aislamiento de las boquillas.
- vi. El aislamiento interno debe ser de papel impregnado en aceite.

m) Boquillas de baja tensión y neutros.

- a. Deben ser de una sola pieza.

- b. Deben suministrarse conectores terminales bimetálicos para conexión con cables de aluminio o cobre aéreos o barras a la boquilla.
- c. Las boquillas para 34,5 KV deben ser tipo capacitivo.
- d. El fabricante debe colocar en la parte superior del tanque principal, adyacente a la boquilla del neutro, un conector que permita la conexión del neutro a tierra, debe prever la colocación de abrazaderas a lo largo de la pared del tanque que permitan soportar y fijar el cable de tierra desde la base del tanque hasta el conector en la parte superior.
- e. Gabinete de control: debe ser del servicio intemperie tipo 4, de acuerdo a la norma NMX-J-253/1-ANCE, diseñado para operar en un intervalo -10°C a más 55°C, tanto internamente como externamente; estar protegido con un recubrimiento anticorrosivo y estar ubicado convenientemente enfrente de lado de baja tensión y satisfacer las características siguientes:
  - i. Puerta con bisagras y provista de empaque y conectada a tierra por medio de una trenza flexible de cobre.
  - ii. Previsión para tubos conduit por la parte inferior para la llegada del cableado externo de la CFE.
  - iii. Manija con chapa a prueba de intemperie, garantizada por la vida del transformador.
  - iv. Este gabinete debe alojar lo siguiente.
    1. Tablillas terminales de control, fuerza y para terminales de transformadores de corriente.
    2. Alambrado de todas las alarmas, control y fuerza debe conectarse a las tablillas terminales antes mencionadas.
    3. Alimentación, control y protección del sistema de enfriamiento.
    4. Resistencia calefactora y un termostato cuya alimentación debe ser de 120 VCA o 220VCA.
    5. Placa de diagrama de conexiones, para identificación de terminales y equipos.

6. Barra de cobre para conexión a tierra, incluyendo al menos conectores en sus extremos para recibir cable.

*n) Indicador de nivel de aceite.*

Que cumpla con lo establecido en la norma NMX-J-284-ANCE. Adicionalmente debe de contar con un juego de contactos de alarma por bajo nivel de aceite. La capacidad interruptora de estos debe ser como mínimo de 25 VA inductivos con una constante de tiempo (R/L) de 40 ms a 125 VCD, el diámetro de la caratula no debe ser menor a 140mm y debe tener marcas de 25°C (nivel normal, bajo y alto). La varilla que contiene el flotador del indicador no debe de ser obstruida por la tener una barrera que lo proteja para evitar que este se atore en la bolsa de material elastomérico, con el objetivo de evitar indicación incorrecta del nivel de aceite.

- o) Termómetro indicador de aceite tipo caratula que cumpla con lo establecido en la norma NMX-J-284-ANCE. Debe contar con 2 contactos, la capacidad interruptora de estos debe ser como mínimo de 25 VA inductivos con una constante de tiempo (R/L) de 40 ms a 125 VCD ajustables a diferentes temperaturas.

- p) Válvulas de drenaje, muestreo, filtro y vacío.

Un juego de válvulas que cumpla con lo siguiente:

- a) La válvula de drenaje debe ser de 50,8 mm y estar localizada en la parte mas baja del tanque. La válvula de muestreo debe localizarse en el tapón de la válvula de drenaje.
- b) El tapón de la válvula de drenaje debe ser del mismo material que la válvula.
- c) La válvula superior de filtrado y de acceso para vacío debe ser de 50,8 mm.

q) Indicador de temperaturas de devanados.

Debe de suministrarse un indicador de temperatura de los devanados para cualquiera de los tipos de enfriamiento forzado. Este indicador de temperatura de los devanados o imagen térmica, debe incluir un termo pozo que aloje una resistencia por la cual circula una corriente secundaria y un transformador de corriente, con objeto de obtener una indicación de la temperatura de los devanados.

Entre el transformador de corriente y la resistencia calefactora debe intercalarse un dispositivo de ajuste alojado en el gabinete de control. Este debe ser claramente indicado en la propuesta y aprobado por el área usuaria, además de ser indicado en los planos entregado área aprobación.

Este indicador debe suministrarse con cuatro contactos para 0,25A a 125 VCD.

r) Base para apartarrayos, que debe proporcionar el fabricante para el montaje de apartarrayos en el lado de alta tensión, estas bases deben estar colocadas en posición adyacente a las boquillas, a menos que se indique otra cosa en las características particulares.

s) Alambrados de control y fuerza.

El alambrado de control entre los diversos aparatos y la cja de conexiones del transformador debe ser hecho por el proveedor atendiendo a los siguientes requisitos:

- El alambrado de llegada debe ser a un mismo lado de la tablilla terminal. Cualquier conexión común que se requiera por el proveedor debe ser hecha en este mismo lado dejando libre el otro para el alambrado de la CFE.
- El arreglo del alambrado debe ser tal que los aparatos e instrumentos puedan ser removidos sin causar problemas en el alambrado.

- La ruta del cableado debe ser ordenada y no obstaculizar la apertura de puertas, cubiertas, revisión de equipos, acceso a terminales, aparatos e instrumentos y el alambrado en el campo.
- El alambrado de agruparse en paquetes y asegurarse con los no inflamables y no metálicos.
- El alambrado de ser instalado, conectado y probado por el proveedor antes del embarque.

<b>TRANSFORMADORES DE POTENCIA</b>	
NMX-J-098-ANCE-1999	SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA - SUMINISTRO - TENSIONES ELÉCTRICAS NORMALIZADAS.
NMX-J-169-ANCE-2004	TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y POTENCIA - MÉTODOS DE PRUEBA.
NMX-J-234-ANCE-2008	AISLADORES - BOQUILLAS DE EXTRA ALTA, ALTA Y MEDIA TENSIÓN PARA CORRIENTE ALTERNA - ESPECIFICACIONES Y MÉTODOS DE PRUEBA.
NMX-J-284-ANCE-2006	TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA - ESPECIFICACIONES.
NMX-J-285-ANCE-2005	TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS PARA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA - ESPECIFICACIONES.
NMX-J-351-ANCE-2008	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y POTENCIA TIPO SECO - ESPECIFICACIONES.
NMX-J-409-ANCE-2003	TRANSFORMADORES - GUÍA DE CARGA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE.
NMX-J-526-ANCE-2000	PRODUCTOS ELÉCTRICOS - TRANSFORMADORES - TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA REPARADOS - ESPECIFICACIONES Y PRUEBAS.



Figura 3.2. Normas Mexicanas para transformadores de potencia.

### 3.1.3. NMX-J-123-ANCE-2001 Aceites minerales aislantes para transformadores de potencia.

Esta Norma Mexicana establece las especificaciones de los aceite minerales aislantes, obtenidos de la destilación y refinación del petróleo crudo, asimismo, los procedimientos de muestreo y los métodos de prueba para verificar que se cumple con dichas especificaciones. Estos aceites se emplean principalmente en

transformadores. Las especificaciones aquí contenidas son aplicables solo a aceites nuevos con y sin aditivos, tal como se recibe del proveedor y antes de cualquier proceso de reacondicionamiento.

3.1.4. NMX-J-308-ANCE-2004. Transformadores-Guía para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de aceites minerales aislantes para transformadores en servicio.

Esta Norma Mexicana tiene por objeto establecer las medidas necesarias para preservar las características del aceite mineral aislante.

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

<b>LIQUIDOS AISLANTES</b>	
NMX-J-123-ANCE-2008	ACEITES MINERALES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES-ESPECIFICACIONES, MUESTREO Y METODOS DE PRUEBA.
NMX-J-308-ANCE-2004	TRANSFORMADORES - GUÍA PARA EL MANEJO, ALMACENAMIENTO, CONTROL Y TRATAMIENTO DE ACEITES MINERALES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES EN SERVICIO.
NMX-J-572/1-ANCE-2005	LÍQUIDOS AISLANTES DE ALTO PUNTO DE IGNICIÓN PARA TRANSFORMADORES - PARTE 1: GUÍA PARA LA ACEPTACIÓN, MANEJO, ALMACENAMIENTO, CONTROL, MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS AISLANTES SILICONADOS.
NMX-J-572/2-ANCE-2005	LÍQUIDOS AISLANTES DE ALTO PUNTO DE IGNICIÓN PARA TRANSFORMADORES - PARTE 2: GUÍA PARA LA ACEPTACIÓN, MANEJO, ALMACENAMIENTO, CONTROL, MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS DE HIDROCARBUROS MENOS INFLAMABLES.



Figura 3.3. Normas Mexicanas para líquidos aislantes.

3.1.5. Norma NOM-138-SEMARNAT/SA1-2008.

Limites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos para el muestreo y la remediación.

## **Capítulo 4. Mantenimiento.**

La realidad del sector eléctrico como cualquier sector de producción, ha requerido la operación correcta y el mantenimiento oportuno de los activos. La falta de modernización de los equipos y reposición de los mismos ya sea por su régimen de operación, condición operativa o tiempo de vida del equipo, han ocasionado programas caducos y no acordes a la necesidad de la empresa en términos de disponibilidad; provocando la ocurrencia de fallas severas que ocasionan interrupciones no planificadas en el servicio eléctrico y que a la postre significan paralización en la producción y deterioramiento prematuro del equipo.

Es importante realizar un plan de mantenimiento oportuno, que permita evitar salidas de equipos por causas eventualmente prevenibles, que logre en términos de confiabilidad mantener y mejorar la calidad del servicio.

Podemos caracterizar los beneficios de la implantación del programa de mantenimiento en beneficios directos, reducción de los costos de reparación, tiempo fuera de servicio con sus costos directos e indirectos, relacionados con la estima de los trabajadores de la empresa, mejora en el desempeño de los mismos, incremento de la productividad relacionándose con altos ingresos por calidad y disponibilidad de los equipos.

La importancia que tienen los transformadores en un sistema de potencia, hace que el mantenimiento que se practica en estos equipos sea cada vez más estricto y cuidadoso. La funcionalidad de un transformador es básica e imprescindible en términos generales, de ahí que su mantenimiento preventivo sea muy importante para garantizar su funcionamiento, durabilidad, disponibilidad y confiabilidad; todas las variables vitales en la ruta crítica de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

#### 4.1 ¿Qué es el Mantenimiento?

Cualquier corte de energía ocasionado por alguna falla en los equipos, representa una suspensión innecesaria en la producción, lo que significa pérdidas económicas. Es necesario, asegurar la operación del equipo en forma continua y libre de inconvenientes, a través de un programa de mantenimiento adecuado, en base a inspecciones periódicas frecuentes las cuales deberán ser las óptimas para el mejor desempeño del transformador.

El diseño de cualquier programa de mantenimiento debe plantearse metas claras en el campo empresarial. La implementación de un programa de mantenimiento restringe al empresario ver ganancias inmediatas, por lo que en ocasiones se resisten a invertir en el plano de mantenimiento, aunque con el tiempo esto repercutirá en el funcionamiento del sistema.

Un programa de mantenimiento debe considerar un eficiente equipo de pruebas, herramientas, personal capacitado para llevar a cabo tareas de mantenimiento y tiempo requerido para realizar inspecciones, pruebas y rutinas de mantenimiento; seguido por un sistema de almacenamiento de registros que abarque un medio completamente computarizado.

Para establecer los requisitos del mantenimiento del equipo deben considerarse tres criterios principales:

El criterio de “crítico” contra no crítico, estableciendo las condiciones de cada equipo con el proceso completo y las consecuencias de su falla en la operación del sistema. El equipo que provoque serias consecuencias en la operación del sistema, seguridad, producción, costos, etc., es considerado como “crítico”. Aquel tipo que su falla no tenga serias consecuencias sobre el sistema, es considerado “no crítico”.

El criterio de “límites permisibles” comprende establecer valores, generalmente resultados de pruebas, que deben indicar cuando el equipo se acerca a una

condición límite y que su condición es peligrosa, una reparación o reposición del mismo se hace necesaria.

El criterio de “datos fabricante” en ocasiones permite obtener información sobre límites de vida esperada, o sugiere, intervalos de tiempo para mantenimiento en función del servicio del equipo. Estos tres criterios deben considerarse para definir y establecer los requisitos de mantenimiento para cada uno de los equipos.

## 4.2 Tipos de mantenimiento

Mantenimiento correctivo.

Es el tipo de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación y control pero sus desventajas lo hacen inaceptable en grandes instalaciones, ya que todo el trabajo es hecho sobre una base de emergencia la cual resulta en un ineficiente empleo de la mano de obra y en excesivas interrupciones.

Mantenimiento preventivo.

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo prevenir las interrupciones y fallas, al mismo tiempo prolongar los tiempos de operación por medio de inspecciones programadas y revisiones periódicas del equipo. En general logra su objetivo pero actualmente se considera que los costos de este tipo de mantenimiento son relativamente elevados.

Mantenimiento predictivo.

Este tipo de mantenimiento tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento anteriores para lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar el trabajo innecesario. Esto exige técnicas de revisión, pruebas más avanzadas para determinar con mejor certeza la condición del equipo, un control más riguroso para lograr la Planeación correcta y efectuar las revisiones verdaderamente necesarias.

El mantenimiento a transformadores de potencia tiene fundamento en el mantenimiento predictivo, el cual puede representarse en la siguiente figura, donde se aprecia, que el equipo después de pasar su período de puesta en servicio reduce sus posibilidades de falla (fallas inmediatas), entonces se encuentra dentro de su período de vida útil, posteriormente el equipo envejece y aumentan sus posibilidades de falla (período de envejecimiento). El mantenimiento predictivo tiende a reducir la cantidad de trabajo por realizar durante el período de vida útil.

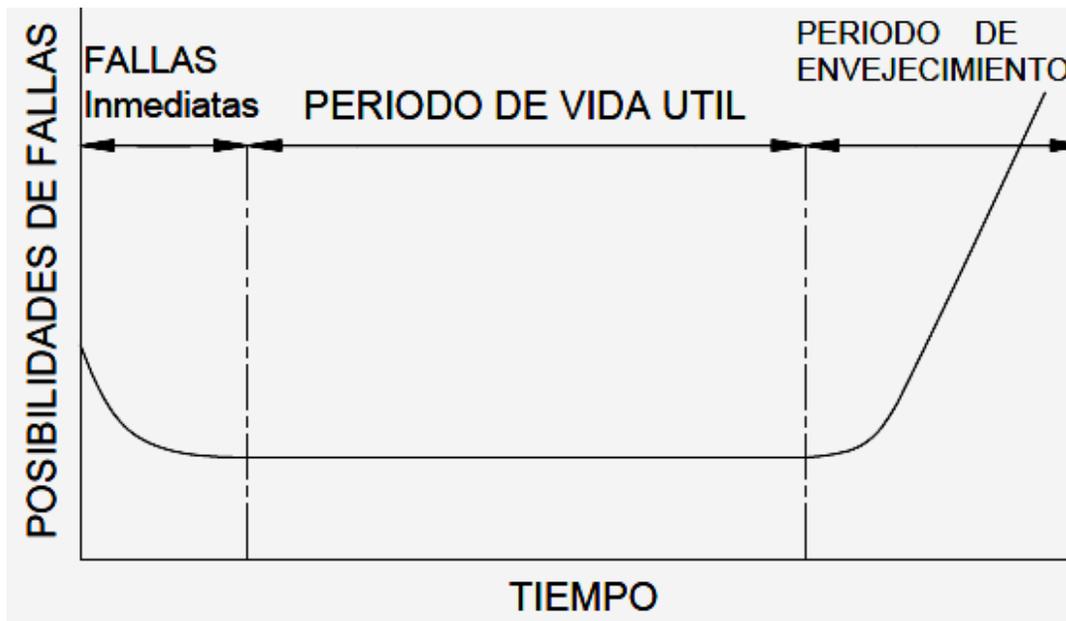


Figura 4.1. Curva de vida del transformador de potencia.

### 4.3. Planeación del programa de Mantenimiento.

Un plan de mantenimiento tiene como finalidad, reducir la cantidad de trabajo generado por el número de fallas durante el período de vida útil del equipo, lo que generará una productividad mayor la cual se logra mejorando las técnicas de mantenimiento y reducción de costos. Los principales objetivos del mantenimiento en transformadores son:

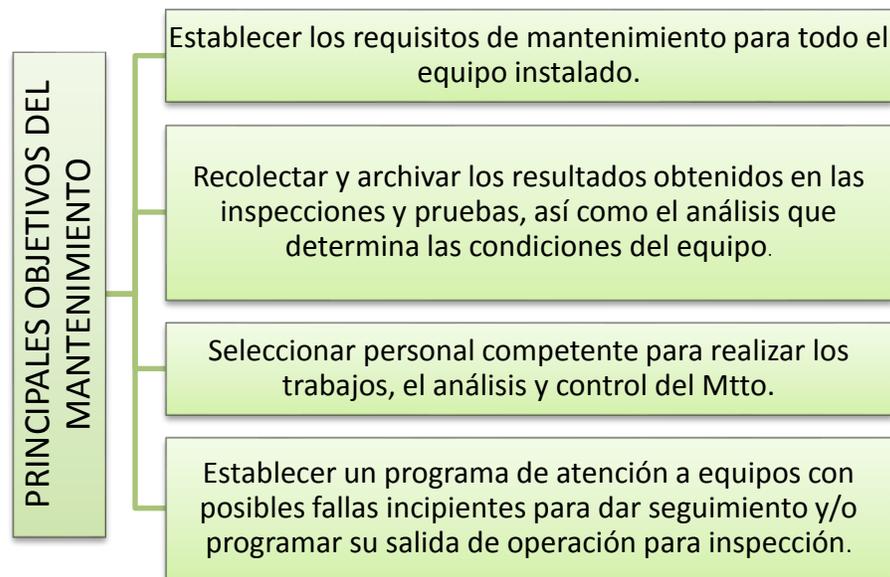


Figura 4.2. Principales objetivos del mantenimiento.

El transformador es considerado como un equipo que requiere poco mantenimiento y que tiene un alto nivel de confiabilidad. ***El propósito principal del mantenimiento en transformadores es asegurarse de que sus partes internas, externas y accesorios, se conservan en buenas condiciones y que sea capaz de operar con un alto nivel de confiabilidad. Un segundo propósito es mantener un registro histórico de las condiciones del transformador.***



Figura 4.3. Establecimiento de los requisitos de mantenimiento.

Para llevar a cabo el mantenimiento se debe realizar un programa anual, en el cual se determinará, las fechas en las que se debe llevar a cabo el mantenimiento, es decir; las fechas en que deberán realizarse las pruebas del análisis de gases disueltos en aceite, debidamente documentadas en formatos y anotar los resultados de dichas pruebas; anexando los reportes e interpretación, los cuales deberán ser concisos, concretos y deben comprender todos los aspectos; aunque sean considerados de poca trascendencia, con el fin de que la persona que los analice, tenga un panorama completo de la situación que guarde el equipo en forma rápida. **Ver el Anexo 1 como ejemplo de una Planeación de mantenimiento.**

La metodología empleada para la implantación del mantenimiento de transformadores incluye las siguientes etapas:

- a) Análisis del Modo de Falla y sus efectos del AGDAT.
- b) Redacción de las órdenes de trabajo de tareas resultantes.
- c) Desarrollo de herramientas informáticas.
- d) Capacitación del personal.
- e) Implantación y seguimiento.

a) Análisis del Modo de Falla y sus efectos del AGDAT.

El AGDAT es una técnica analítica usada para identificar y/o analizar las posibles fallas incipientes en transformadores de potencia. Esta técnica permite mejorar la confiabilidad del equipo en operación.

Básicamente consiste en plantear y analizar una serie de preguntas sobre un equipo crítico, las cuales se muestran a continuación junto a un ejemplo para una función del transformador:

❖ ¿Cuáles son las funciones del transformador?

Transformar energía de un circuito primario a uno secundario en condiciones nominales.

❖ ¿De qué forma falla al cumplir esta función?

1. No transforma energía.
2. No transforma energía en condiciones nominales.

❖ ¿Cuál es la causa de “No transformar energía”? las causas comunes son:

- Cortocircuito interno.
- Conmutador abierto.

❖ ¿Qué sucede cuando ocurre un “Cortocircuito interno”? el efecto común es:

- Pérdida del aislamiento.
- Efectos electrodinámicos.
- Aumento de temperatura.

❖ ¿Qué se debe realizar para prevenir un “Cortocircuito”? a modo de control:

- Análisis Gases Disueltos en Aceite a Transformador.
- Control de gases de Relé de Buchholz.

Las tareas a desarrollar sobre el transformador serán las que salen de los diferentes modos de control. Para su definición, periodicidad y responsabilidad se debe tener en cuenta:

- La periodicidad: considerar el período de evolución de la falla y las consecuencias para la red si ésta se manifiesta. En general es determinada en base a la recopilación de información que se obtiene.
- En el estudio realizado se determina al responsable de la tarea a realizar y podrá ser personal de mantenimiento o de operación.
- Finalmente se obtiene un listado de las tareas a realizar, su periodicidad y responsable. Agrupando estas tareas por responsable y periodicidad se obtienen órdenes de trabajo definidas para cada acción de mantenimiento sobre el equipo.

Para llevar a cabo el Mantenimiento se han definido las tareas a realizar de acuerdo a la periodicidad, diariamente, semanalmente, quincenalmente, mensualmente, trimestralmente, semestralmente y anualmente. **Ver anexo 2. Como ejemplo de Programación del Mantenimiento.**

b) Instructivos y documentos relacionados.

Una vez obtenida las tareas a realizar sobre el transformador, es necesario escribir un documento que contenga las instrucciones detalladas para efectuarlas, con el fin de asegurar correctamente su realización, aplicando un procedimiento para dicho mantenimiento. **Ver el anexo 3. Como ejemplo de Inspección Visual.**

c) Desarrollo de herramientas informáticas.

Estas herramientas fueron desarrolladas por el personal propio en base al sistema informático actual de mantenimiento y a un sistema de captura de datos obtenidos.

d) Capacitación del personal.

Esta actividad está enfocada a considerar los siguientes puntos: seguridad del personal, instructivos y ordenes de trabajo, manejo de equipos y de herramientas informáticas.

En función de éstas se implementaron: planeación del mantenimiento, procedimientos de trabajo, formatos de procedimientos y manejo de herramientas informáticas.

e) Implantación y seguimiento.

Una vez capacitado el personal involucrado, se procede a la implantación de nuevas tareas de inspección de transformadores.

Pudiendo detectar problemas como: termómetros con mal funcionamiento o mal conectados, nivel de aceite con mal funcionamiento, conexiones no adecuadas entre los elementos de protección y las alarmas o interruptores, mal funcionamiento del conmutador.

La metodología de trabajo empleada implica una fuerte participación del personal que realiza las tareas en las etapas de estudios técnicos y desarrollo de procedimientos, lo que significa una facilidad a la hora de implantar por el conocimiento previo que tienen del trabajo y su desarrollo.

La revisión planteada permite estandarizar los procedimientos de trabajo en mantenimiento, el uso de un sistema informático corporativo permite realizar consultas y dar un paso más en el sentido de consolidar un proceso de mejora continua en el mantenimiento del sistema de potencia.

Después de la implementación del programa, es esencial considerar cinco elementos que garantizan el éxito del mismo:

*I. Responsabilidades.*

Las responsabilidades de un programa de mantenimiento, deben ser claramente definidas por una planificación de la organización del mismo, en base a tareas específicas y funcionales para cada unidad.

*II. Inspección.*

La inspección es la llave del éxito para cualquier programa de mantenimiento. Debe asignarse un tiempo suficiente y necesario para realizar inspecciones en los equipamientos. Su propósito es proveer por anticipado señales de advertencia del equipo que esta bajo estudio. Cuando esta inspección es realizada cíclicamente y por personal capacitado para el efecto, un inminente deterioro puede ser detectado y reparado antes de que ocurra una falla.

*III. Planeamiento.*

Al desarrollar un programa de mantenimiento; es decir; un plan de trabajo es importante que sea claramente establecido. Los cuales deben estar basados en una política de un mínimo tiempo de inactividad para los diferentes segmentos operativos del sistema. Los planes de inspección, rutinas de mantenimiento y otros trabajos pueden variar para diferentes equipos y dependen de varios factores (edad del equipo, frecuencia de servicio, horas de operación, condiciones ambientales, daños por excesos y requerimientos de seguridad).

*IV. Órdenes de trabajo.*

Las órdenes de trabajo son documentos requeridos que necesitan ser ejecutados para su culminación. Las órdenes de trabajo (OTS) son establecidas por todas las acciones de inspección y otros trabajos en el equipo en términos de rutinas; éstas suelen incluir información de cuándo, dónde y exactamente en qué consiste el trabajo que será desarrollado. Son generadas en un sistema informático de mantenimiento.

*V. Registro de antecedentes.*

El éxito de un programa de mantenimiento planeado depende del ímpetu presentado por el empresario y el interés del personal de mantenimiento en el programa. Para tener un programa efectivo, es imperante que el inventario de

mantenimiento y pruebas de todo el equipo se a accesible y legible a lo largo de todo el periodo de funcionamiento del equipamiento.

Este record es importante hasta el fin de la vida útil del transformador.

Todas las formas y reportes deben ser organizados para proveer una lectura accesible cuando se requieran los datos involucrados y para tener un archivo de las áreas problema. Estos datos suelen dar una idea clara del proceso deterioración que se efectúa en el equipo.

#### 4.4. ¿Quién puede llevar a cabo un Programa de Mantenimiento?

Los técnicos autorizados para poder realizar el mantenimiento deberán ser personal competente para la realización y administración de éste, es un requisito importante, se requiere una preparación a conciencia para realizarlo en forma correcta, eficientemente las pruebas y el reporte correspondiente. Esto facilitará el análisis de tendencias de variables, así como la programación adecuada del mantenimiento de tipo predictivo en el futuro.

#### 4.5. Higiene y Seguridad del personal técnico de mantenimiento.

La seguridad es un concepto al que por lo regular se le concede poca importancia, pero debido a las medidas y accesorios de seguridad depende muchas veces la vida del personal y la operación del equipo, es muy importante que se acaten y respeten las medidas de seguridad establecidas en centrales para operar y mantener los transformadores de potencia.

La seguridad del personal es la más importante y debe de anteponerse incluso a la producción, por lo que es necesario mencionar la importancia de cada equipo:

#### 4.5.1 Del personal técnico:

- Casco: deben ser dieléctricos y usarse siempre para protección de la cabeza.
- Zapatos: estos deben ser esencialmente cómodos provistos de suela de hule aislante de 2 o 3 centímetros de espesor, la que debe estar cocida o pegada al corte y tendrá de 3 a 4 centímetros de tacón. Los zapatos deben usarse siempre.
- Ropa: la ropa debe estar en buen estado y usarse siempre. Quedando prohibido usar ropa amplia o sin abrochar en lugares donde la maquinaria esté en movimiento, así como el uso de llaveros, anillos, cedas, pulseras, etc.
- Guantes: son accesorios de seguridad que sirven para proteger las manos, cuya naturaleza varía según el trabajo. Los guantes deben usarse siempre y deben ser los adecuados.
- Anteojos: estos sirven para proteger los ojos y hay varios tipos, en nuestro caso debemos usar aquellos que nos protejan contra partículas volátiles en operación de herramientas manuales y contra deslumbramiento o radiación de rayos ultravioleta o infrarrojos producidos por el arco eléctrico.

#### 4.5.2. Del equipo:

- Herramientas: todas las herramientas manuales deberán de conservarse en perfecto estado, teniendo en cuenta que es necesario usar la herramienta adecuada para cada caso.
- Avisos: los avisos y/o carteles de seguridad tendrán la indicación de peligro pudiendo ser una calavera o una silueta de persona recibiendo una descarga eléctrica con el título “límite de la zona protegida”.

En caso de falla incipiente que implique trabajar en el transformador, se debe considerar las siguientes reglas de seguridad:

- Asegurarse que el transformador ha sido desenergizado y puesto a tierra antes de empezar a trabajar en él o al probarlo.
- Nunca entre al tanque de un transformador hasta estar seguro que el nitrógeno o el gas ha sido completamente remplazado con aire fresco. (16% de oxígeno es el mínimo requerido para mantener la vida dentro del tanque).
- Asegúrese que sus bolsillos se encuentran vacíos antes de entrar al tanque transformador.
- Todas las herramientas deben ser aseguradas con cables de seguridad antes de entrar al transformador.
- Evite tirar materiales dentro del transformador, en caso de que caiga cualquier material dentro del transformador, tendrá que ser removido antes de volverlo a energizar.

Debe ser muy cuidadoso en la inspección interna del transformador, revisando las conexiones a los aisladores, líneas de tierra, barras conectoras, cambiador de derivaciones, devanados, etc.

## Protección contra incendio.

Los incendios en transformadores de potencia se presentan muy eventualmente, y de los que ocurren en equipos e instalaciones eléctricas son los que se presentan con menos frecuencia, sin embargo cuando llegan a presentarse causan la destrucción total del transformador con un alto riesgo de conflagración al resto de la instalación y equipos adyacentes. El transformador es un equipo que por su constitución puede ser arrasado por el fuego, ya que tiene en su interior materiales sólidos combustibles y líquidos inflamables, madera, papel, cartón y aceite aislante; las consecuencias de un incendio de este tipo pueden ser desastrosas, ya que además de la pérdida del transformador, se pueden tener daños al personal, a otros equipos, a la propia instalación y pérdida de energía.

Para las protecciones contra incendio a transformadores de potencia se tienen sistemas de extinción y sistemas de protección, su aplicación depende de la importancia del equipo.



Figura 4.4. Sistema contra incendio en transformadores de potencia.

## **CAPÍTULO 5. El aceite aislante.**

En la industria eléctrica la calidad del fluido aislante se desarrolla de manera simultánea con la evolución de los equipos eléctricos, en busca de optimizar la capacidad refrigerante y aislante de los fluidos se han sintetizado compuestos similares a los aceites aislantes. El aceite mineral como medio aislante y refrigerante, es el más usado para transformadores de potencia, se ha desarrollado nuevas tecnologías para su refinación adaptándose a las necesidades específicas de los equipos de acuerdo a la finalidad y diseño.

Los líquidos aislantes para usos electrotécnicos son obtenidos por destilación fraccionada del petróleo y es comúnmente conocido como aceite dieléctrico. El aceite es un componente muy importante del aislamiento del transformador que debe cumplir con aislar los arrollamientos entre sí y contra tierra, enfriar los devanados y núcleo magnético del transformador.

El aceite aislante debe tener una rigidez dieléctrica alta, un bajo factor de potencia, una estabilidad química y física, de preferencia un bajo costo. Es un producto natural que contiene una variedad de impurezas en diferentes cantidades.

### **5.1. Tipos de Aceite.**

Existen 2 tipos de aceites aislantes, los sintéticos y los derivados de petróleo.

#### **5.1.1. Aceites sintéticos.**

Estos aceites son comúnmente llamados bifenilos policlorados y son compuestos sintéticos no flamables, los cuales una vez descompuestos por arco eléctrico producen mezclas gaseosas, son estables y difíciles de destruir, son contaminantes

ambientales y tóxicos. Además producen acné por contacto o disturbios al hígado o riñones por inhalación de sus gases, actualmente su uso está prohibido.

El problema principal de los bifenilos policlorados, es que cuando están en contacto con el agua, sólo una cantidad de 125 ppm se disuelve en el aceite y el resto flota sobre la superficie. La resistencia dieléctrica de los bifenilos policlorados disminuye rápidamente, conforme se incrementa la concentración de humedad.

Cuando en el aceite se presenta un arqueo eléctrico severo, éste se descompone y adquiere un color negro debido a las partículas de carbón en suspensión.

Los hidrocarburos aromáticos clorados están constituidos por una amplia gama de compuestos químicos orgánicos, obtenidos a partir de agregar átomos de cloro (42% y 51%) a las moléculas de bifenilos de origen sintético, entre los que destacan los “bifenilos policlorados” (BCP’s) y los “trifenilos policlorados” (TPC’s).

#### 5.1.2. Aceites derivados del petróleo.

Básicamente están formados por carbono e hidrógeno, se consideran parafínicos aquellos de cadena lineal o ramificada conocidos como n-alcenos, estos compuestos debido a su estructura química son más inestables que los nafténicos y aromáticos. Las moléculas nafténicas también conocidos como cicloalcenos, definen la calidad del aceite, se encuentran formados por estructuras cíclicas de 5, 6 ó 7 carbonos y sus propiedades dieléctricas son mejores por tener mayor solubilidad que los n-alcenos; en menor proporción todos los aceites para transformador contienen moléculas aromáticas. La variedad de hidrocarburos presentes en los aceites aislantes dependerá de los procesos de refinación que se le hagan al petróleo, cuya composición química depende de su origen.

Se considera que es la forma de destilación y los aditivos aplicados lo que proporciona la calidad del aceite, por lo que el análisis del mismo es el que indicará si

es ó no adecuado para el equipo de que se trate. Las características finales deseadas de un aceite aislante han sufrido modificaciones, de acuerdo a la experiencia y conocimientos de las propiedades físico-químicas, tales como el factor de potencia y la tensión de ruptura.

La materia prima para la fabricación de aceites aislantes, esta constituida por hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos; así mismo se encuentran presentes en concentraciones muy bajas, compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno que son denominados compuestos polares que dan al aceite su inestabilidad a la oxidación.

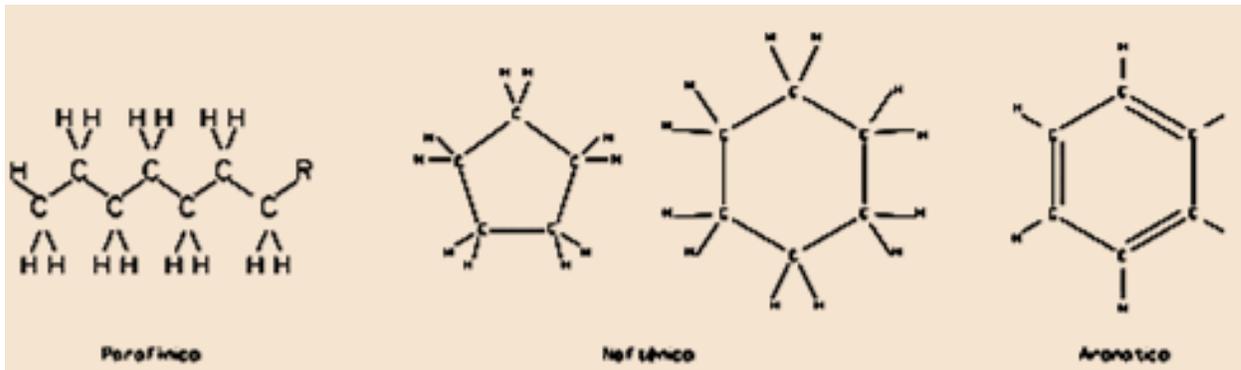


Figura 5.1. Estructuras moleculares aislantes del aceite.

*Los aceites aislantes que se utilizan en transformadores e interruptores, cumplen cuatro funciones importantes que contribuyen con la operación del transformador.*

**a) Actuar como un material dieléctrico aislante.**

Mientras el equipo esta en servicio afecta las propiedades dieléctricas del aceite, de manera más rápida de lo que afecta a las mismas propiedades del aislamiento sólido sobre el equipo, sin embargo el deterioro en las propiedades dieléctricas del aceite es gradual y muy lento.

A cierto punto crítico, mientras los productos de descomposición del aceite se separan del sistema en forma de lodo, la disminución gradual de las propiedades

dieléctricas del aceite puede acelerarse rápidamente a medida que se forman trayectorias conductoras en aceite, que cortocircuitan los conductores dentro del equipo.

El envejecimiento afecta las propiedades de la combinación aceite/papel tan rápido de lo que haría cada uno de los materiales por separado; incluso esos cambios en las propiedades eléctricas se producen a un ritmo mucho más lento que el envejecimiento, afectando las propiedades químicas y físicas de ambos materiales.

### **b) Como medio de transferencia de calor.**

La composición del aceite determina sus propiedades físicas, la distribución y tipo de hidrocarburos presentes, así como el peso molecular de dichos componentes determina propiedades físicas importantes, como el perfil de viscosidad, el calor específico, la densidad relativa y el coeficiente de expansión del aceite.

Tales propiedades físicas determinan como se comportará el aceite hasta un punto en el que se pueda “recoger” el calor del núcleo y las bobinas, hasta absorber el exceso de calor, para transportarlo hacia el tanque del transformador, logrando disipar el exceso de calor en la atmósfera.

La característica del aceite, en relación con la transferencia de calor, cambiará, muy lentamente, a medida que el aceite envejece en servicio básicamente no se manifestará cambio alguno durante mucho tiempo, hasta que los lodos sólidos se acumulen en el aceite.

Una vez formándose el lodo, se precipitará o se separará del aceite, impidiendo la transferencia de calor al cubrir las superficies metálicas en las que el aceite disipa el calor hacia la atmósfera. El lodo proveniente del envejecimiento del aceite también rellenará los poros y otras estructuras en el aislamiento sólido y evitará el paso del aceite en ambos sentidos (hacia adentro y afuera) de la bobina.

Esta condición impide aun más la adecuada transferencia del calor. Las propiedades físicas que definen la capacidad de transferencia de calor del aceite no cambian sustancialmente durante la disminución de las propiedades por el envejecimiento; de manera que casi todos los efectos relacionados con la transferencia de calor se deben a la formación de lodos.

### **c) Como protector de papel.**

El transformador se mantiene unido, literalmente por el papel que constituye el aislamiento sólido; la acción del calor, el oxígeno y la humedad sirven para descomponer el papel y reducir su resistencia mecánica.

El 85% de todas las fallas del transformador se deben a que el papel se ha debilitado hasta el punto de que no pueda recuperarse de un esfuerzo mecánico a su condición inicial.

El aceite protege al papel de la acción del calor, el oxígeno y humedad; ya que extrae el calor del papel en los devanados y en el núcleo a medida que éste se origina por convección natural.

El proceso de envejecimiento acarrea la aparición de ciertos productos de la reacción entre el papel y el aceite. Tales productos son muy agresivos con el papel, lo destruyen molécula a molécula, lo cual reduce radicalmente la rigidez mecánica del aislamiento sólido.

Esta disminución en la rigidez comienza a producirse inmediatamente a un grado significativo, al formarse cualquier subproducto a partir del envejecimiento del aceite, es obvio que esta función es la primera en desaparecer cuando el aceite envejece.

#### **d) Como herramienta de diagnóstico.**

Se ha aprendido a interpretar los resultados de las pruebas de aceite, gracias a contar con varias décadas de aprendizaje en la realización de pruebas en el aceite y a relacionar cuidadosamente los resultados con las condiciones en el interior del equipo eléctrico.

Mediante la cromatografía de gases y análisis de gases disueltos en aceite a transformador podemos obtener un valor que nos permitirá evaluar y monitorear las condiciones del equipo; realizando la interpretación de datos mediante el método de relaciones de Dörnenburg, Triángulo de Duval, código de Rogers y Nomograma.

Con respecto a los transformadores, el aceite forma parte del sistema de aislamiento y por otro lado actúa como agente enfriador, transportando el calor del núcleo y bobinas a la zona de disipación final. Por lo que respecta a los interruptores además de ser parte del sistema de aislamiento, su principal función es la de extinguir el arco eléctrico durante la apertura de sus contactos.

Las causas más comunes del deterioro del aceite en los transformadores son entre otras, la contaminación, humedad, formación de ácidos y oxidación. La humedad reduce notablemente las propiedades dieléctricas del aceite aislante, en tanto que los ácidos orgánicos además de ser conductores ayudan a retener agua.

## 5.2. Pruebas que se realizan al aceite aislante.

Para determinar la calidad de un aceite, se recomienda realizar una evaluación de sus características físicas, químicas y eléctricas. También se requiere comprender la finalidad de las pruebas y los criterios de análisis de los resultados de prueba.

Las normas que describen los procedimientos de prueba son las siguientes:

- IEC 60422 3ra Edition-2005-10 Mineral insulating oils in electrical equipment-supervision and maintenance guidance.
- NMX-J123-ANCE-2005 Transformadores Aceites minerales aislantes para transformadores. Especificaciones, muestreo y métodos de prueba.

### 5.2.1. Pruebas en el laboratorio.

Estas pruebas requieren de normas para asegurar que el aceite cumple con sus características químicas, para desempeñar su función como medio aislante en el transformador.

#### 5.2.1.1. Densidad.

Es la relación del peso de un volumen dado de una sustancia, al peso de un volumen igual de agua, la densidad varía con la temperatura de modo que se debe corregir cuando se mida a una temperatura que no sea la de referencia. La prueba consiste en utilizar un aparato de vidrio que se hace flotar en el líquido, llamado densímetro el cual tiene una graduación interna en la que se lee el valor que coincida con la superficie del líquido. El uso de esta prueba es para identificación de la muestra; así como para la corrección de la tensión interfacial. Con el resultado se puede determinar el tipo de aceite, ya que el nafténico tiene valores de alrededor de 0,84 a 0,88 y el de tipo parafínico entre 0,86 a 0,89.

#### 5.2.1.2. Viscosidad.

La viscosidad es una característica necesaria para conducir el calor generado en el equipo eléctrico y así actuar como refrigerante. La viscosidad del aceite se reporta como segundos Saybolt universales. El límite máximo de viscosidad es de 60 SSU, ahora referidos en  $m^2/s$  a un valor de  $10,4 \times 10^{-6}$  como máximo.

La viscosidad es usualmente medida en un aparato llamado viscosímetro Saybolt, se hace pasar una cantidad determinada de muestra y se mide el tiempo que tarda en recorrer un tubo capilar estandarizado; esencialmente el aparato es un baño de aceite conteniendo un cilindro para la muestra, calentándose a la temperatura deseada.

#### 5.2.1.3. Aspecto visual.

Es una prueba sencilla, pero puede ser de gran utilidad, ya que fácilmente se determina el estado de un aceite. Este debe ser limpio, transparente y libre de sedimentos.

#### 5.2.1.4. Temperatura de inflamación e ignición.

La temperatura de inflamación es una indicación de los constituyentes volátiles del aceite. Para efectuar esta determinación, se coloca una muestra de aceite en una copa adecuada y se calienta lentamente pasando una pequeña flama por la superficie de la muestra. La temperatura de inflamación será cuando el aceite desprenda vapores y se enciendan en forma rápida. La temperatura de ignición será cuando se produzcan vapores suficientes para mantener encendida la muestra durante 5 segundos cuando menos. La copa abierta copa Cleveland es el aparato más usual para esta determinación. La especificación para el punto de inflamación es de 145°C mínimo.

#### 5.2.1.5. Color ASTM.

La prueba de color no es una prueba muy importante, pero si de fácil determinación. Para aceite nuevo la especificación es de 1,0 máximo. El color de los aceites se incrementa con el uso aunque muchas sustancias encontradas en transformadores, interruptores y reguladores lo incrementan.

#### 5.2.1.6. Temperatura de congelación.

Es la temperatura a la cual el aceite deja de fluir. Una baja temperatura de congelación es necesaria para asegurar que el aceite fluya aun a temperaturas frías. En aceites parafínicos la especificación indica  $-26^{\circ}\text{C}$  como máximo.

#### 5.2.1.7. Análisis estructural.

Es una prueba para determinar la concentración de aromáticos del aceite. Para aceite nacional se ha encontrado la óptima concentración de aromáticos entre 8% y 12%.

#### 5.2.1.8. Tensión interfacial.

El deterioro de los aceites aislantes se debe a los efectos de la oxidación o de la presencia de impurezas disueltas del material con el cual el aceite tiene contacto, también de contaminación externa, esta prueba por lo tanto mide las impurezas polares solubles en el aceite capaz de orientarla en la cara aceite-agua. La determinación de la tensión interfacial se efectúa por 2 métodos principales; el de la gota y el del anillo, con un valor mínimo a  $25^{\circ}\text{C}$  de  $0,04\text{N/m}$ .

#### 5.2.1.9. Contenido de partículas.

Esta prueba tiene por objeto determinar la cantidad de partículas que contiene una muestra de aceite, este se pasa a través de un filtro calculándose el peso de impurezas detenidas relacionándolas con el volumen previamente determinado.

#### 5.2.2. Pruebas químicas.

De manera similar a los ensayos físicos, a continuación se describen algunas de estas pruebas, en cuanto a su definición, metodología y resultados.

##### 5.2.2.1. Número de neutralización.

Es la prueba química más importante y conocida; se le llama también índice de acidez consiste en determinar la cantidad de material alcalino necesario para neutralizar los ácidos del aceite. El aceite durante su operación normal sufre cambios en su composición química, originándose peróxidos, aldehídos y ácidos orgánicos. La medida de la acidez nos indica el nivel de deterioro por oxidación en un aceite.

##### 5.2.2.2. Número de saponificación.

Esta prueba mide absolutamente todo el ácido presente. Esta prueba es usada con poca frecuencia por el tiempo necesario y la dificultad para efectuarla.

##### 5.2.2.3. Punto de anilina.

Es un método rápido y directo para saber en forma general el contenido de hidrocarburos aromáticos y el grado de refinación de un aceite. Después de calentar y disolver volúmenes iguales de anilina y aceite, se deja enfriar y se toma la lectura cuando se separan totalmente las 2 fases. La especificación para aceite nuevo tipo nafténico es de 78°C.

#### 5.2.2.4. Contenido de agua.

El agua es uno de los enemigos principales del aceite. El método usado más común para su determinación es el de Karl-Fisher, es importante la manipulación de la muestra ya que el aceite es altamente higroscópico.

Otro método para la medición de humedad, es medir el punto de rocío por medio de una celda y calcular el contenido de agua en el aceite con ayuda de las tablas de vapor de agua y la ecuación de solubilidad de Henry. El aceite para equipo eléctrico antes de entrar en operación debe tener una concentración máxima de agua, dependiendo del voltaje de operación del mismo:

- Para equipos hasta 115KV; 15 ppm máximo.
- Para equipos hasta 230 KV; 12 ppm máximo.
- Para equipos hasta 400 KV; 10 ppm máximo.

#### 5.2.2.5. Contenido de inhibidor.

Esta prueba tiene por objeto determinar el contenido de inhibidor en aceite ya sea que esté nuevo o usado. La determinación puede ser cualitativa o cuantitativa. Los inhibidores o antioxidantes tienen como propiedad reaccionar con los peróxidos y así destruirlos, disminuyendo con esto la velocidad de oxidación. Sin embargo si hay corrosivos presentes, los inhibidores no pueden evitar que estos disuelvan el cobre que cataliza la peroxidación, por lo que no debe existir la presencia de inhibidor en el aceite.

#### 5.2.2.6. Cloruros y sulfatos.

Esta determinación es cualitativa y sirve para determinar la presencia de cloruros y sulfatos en aceites nuevos, los cuales son contaminantes y pueden existir en el aceite como resultados de fallas en la refinación.

#### 5.2.2.7. Azufre total.

El azufre es un contaminante en el aceite por lo que se debe determinar y observar que se cumpla con la especificación de un valor máximo de 0,1%.

#### 5.2.2.8. Azufre corrosivo.

Como se ha dicho los aceites minerales pueden contener sustancias que causan corrosión bajo ciertas condiciones de uso. Esta prueba utiliza cobre metálico en contacto con aceite bajo condiciones prescritas. La especificación indica que no debe existir azufre corrosivo.

#### 5.2.3. Pruebas en sitio.

Estas pruebas son las más importantes ya que nos permiten visualizar el estado del aceite y su operación interna del transformador.

##### 5.2.3.1. Prueba de rigidez dieléctrica o tensión de ruptura.

Por definición la tensión de ruptura eléctrica de un aceite aislante es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba es frecuentemente realizada la medición nos permite conocer la resistencia dieléctrica momentánea de un aceite al paso de la corriente al aplicarle un voltaje además de la presencia de agua libre, polvo, lodos o cualquier partícula conductora presente en la muestra.

##### 5.2.3.2. Resistividad del aceite.

La resistividad del aceite es una medida de sus propiedades aislantes. Una alta resistividad refleja el bajo contenido de iones libres (compuestos polares) y normalmente indica una concentración baja de materiales contaminantes conductores.

La prueba de resistividad es importante cuando se investiga equipo cuya resistencia de aislamiento haya disminuido, pudiendo ser una baja resistividad del aceite una de las causas. La prueba de resistividad da resultados más consistentes que la prueba de rigidez dieléctrica, de tal forma que la reducción de la resistividad con el envejecimiento es una valiosa indicación para determinar la capacidad de resistencia a la oxidación del aceite. La resistividad de cualquier material esta dada por la ecuación =  $(A/L)R$

#### 5.2.3.3. Prueba de factor de potencia.

El factor de potencia es una prueba para evaluar la condición del aceite aislante desde el punto de vista dieléctrico. El factor de potencia de un aceite es la relación de la potencia disipada en watts en el aceite, entre el producto del voltaje efectivo y la corriente, expresado en voltampers. Esto es numéricamente adimensional, expresado normalmente en porcentaje.

Un aceite con un factor de potencia de 0,5% a 20°C, es usualmente considerado como satisfactorio para operación.

Un aceite con un valor de factor de potencia mayor de 0,6 a 20°C, debe ser considerado como riesgoso, la confiabilidad para seguir operando en estas condiciones será muy critica, por lo que deberá ser investigado y complementado su análisis con pruebas físico-químicas, para determinar el estado del aceite.

Factores que afectan al sistema de aislamiento del transformador.

Existen 4 factores que afectan al sistema de aislamiento de un transformador en aceite: la humedad, el oxígeno, el calor y la contaminación externa.

- La humedad puede presentarse en el interior del transformador de las siguientes maneras:
  - a) De forma disuelta.
  - b) En forma de mezcla líquida (agua/aceite).
  - c) Estado libre en el fondo del tanque.
  - d) En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0,9 el hielo puede flotar).

El efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite depende de la forma en que exista una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión (agua/aceite), tiene una marcada influencia al reducir la rigidez dieléctrica del aceite. Sin embargo, hasta cierto punto el agua disuelta en el aceite tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctricas del mismo.

- El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que reacciona con el aceite para formar productos de oxidación, los cuales se ubican en una de las familias generales de compuestos químicos presentados a continuación con una estructura genérica para cada familia de compuestos.

Además, cada uno de estos productos de descomposición actúa sobre los otros y sobre el aceite para formar lodos. Estos lodos son menos solubles en el aceite y se separan de la solución para formar depósitos en el equipo e interferir con la transferencia de calor y la rigidez dieléctrica.

De manera que cuando mencionamos “envejecimiento del aceite en servicio”, nos referimos a la oxidación de las moléculas del aceite, debido al oxígeno disuelto, presente en el aceite.

El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicar calor, además no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se realiza en vacío.

Se considera que el límite mínimo necesario para sustentar la oxidación del aceite del transformador es de 1000 a 2000 ppm, de oxígeno disuelto. A temperaturas por encima de 70°C, ese oxígeno el cual normalmente no está disponible para oxidarse con el aceite, puede liberarse para reaccionar con el aceite y acelerar el proceso de envejecimiento.

La mayor parte del aire presente en el aceite del transformador es de origen atmosférico. El aire contiene aproximadamente 20% de oxígeno y este se disuelve en el aceite expuesto al aire.

Cuando se coloca el aceite dentro del transformador, se elimina el oxígeno mediante desgasificación al vacío.

- Se sabe que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento está en función del tiempo, de la temperatura y aislamiento.

Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, produciéndose la de-polimerización del papel.

- Los contaminantes externos pueden presentarse en forma de “caspa”, provenientes del proceso de manufactura del transformador y que no han sido propiamente eliminados en el proceso de llenado del transformador con aceite, partículas diminutas pueden desprenderse de la celulosa cuando el transformador está en servicio.

Generalmente en la práctica de mantenimiento de transformadores, como rutina para la medición del grado de envejecimiento del sistema de aislamiento compuesto por el aislamiento sólido y líquido, éste se realiza a través de ensayos periódicos al aceite y a los devanados, que estadísticamente van indicando el grado de envejecimiento o degradación de sus componentes, que son, en condiciones normales de operación,

resultado del grado de contaminación que sufren tanto el aceite como la celulosa por la presencia de los compuestos polares producidos por el efecto acumulado de la oxidación y que resultan en la pérdida de propiedades dieléctricas y mecánicas de los aislamientos sólidos, además de que son afectados por la acción química de los productos ácidos que aceleran su descomposición de manera irreversible.

La forma mas sencilla, practica y confiable de medir la tendencia en el envejecimiento del aceite y su proyección directa en la celulosa, es mediante la realización de ensayos físico-químicos, a muestras de aceite dieléctrico obtenida con equipos de operación, ya que de esta forma se puede determinar las acciones correctivas que pueden ser aplicables en su momento para corregir el deterioro del aceite y retardar el envejecimiento de la celulosa.

### 5.3. Manejo y almacenamiento del aceite.

Generalmente, el aceite aislante no se utiliza inmediatamente después de que se concluye su refinación, sino que pasa por etapas de almacenamiento y vaciado en recipientes, para su traslado a otros lugares. Si estas operaciones se realizan en forma inadecuada, el aislante se contamina, provocando una disminución en su capacidad como dieléctrico. Deben extremarse las medidas de protección en cuanto a su almacenamiento, transporte y manejo, pues de esto depende que el aceite se conserve en óptimas condiciones.

El almacenamiento del aceite en tanques debe realizarse, cuidando que estén limpios, secos, equipados con respiraderos o drenes y que su pared inferior este cubierta con pintura resistente al aceite para evitar la corrosión.

Si el almacenamiento es de tiempo corto, por ejemplo de hasta 3 meses, se deben instalar respiraderos con algún material desecante (sílica gel u oxido de aluminio) para limitar la entrada de humedad. Las bolsas de neopreno se utilizan para un almacenamiento de corta y larga duración, teniendo la precaución de efectuar

pruebas periódicas de evaluación. Se debe garantizar que las bolsas estén limpias y sin residuos de aceite, antes de uso.

Es común que se realice el almacenamiento del aceite en tambores, lo cual debe hacerse de preferencia bajo techo, fuera del temporal y no expuesto a cambios bruscos de temperatura. Los tambores deben almacenarse por encima del nivel del piso e invertirlos, de manera que los tapones queden en la parte inferior. En caso de que no sea posible tenerlos en forma vertical, deben colocarse horizontalmente, con los tapones a la misma altura del piso, estibados en una cama de madera.

Los tambores se deben de identificar de acuerdo con su contenido: aceite limpio, aceite deteriorado y aceite nuevo. Se debe cuidar que no se derrame aceite tanto en su almacenaje como en el muestreo.

El lugar donde se almacene el aceite debe estar protegido contra incendios, pero en caso que hubiese alguno, la manera mas apropiada de extinguirlo seria sofocando las llamas, bloqueando la entrada de aire nuevo. Y aunque los extinguidores químicos para fuego son efectivos, no se debe usar agua, a menos que se aplique con una boquilla atomizadora.

El aceite se puede transportar utilizando camiones pipa, de los cuales los tanques deben estar sellados herméticamente y ser de acero inoxidable o de aluminio, para evitar la oxidación.

Si se transporta en tambores, deben colocarse en posición vertical con los tapones en la parte inferior o en forma horizontal, estar siempre tapados con una lona o transportados bajo techo.

Si se transporta en bolsa de neopreno, la bolsa debe con firmeza a un camión y solo se recomienda para distancias cortas, evitando el movimiento excesivo del aceite.

El aceite deteriorado no se debe tirar al drenaje, sino más bien se deberá almacenar para su regeneración.

Regenerado y purificado de aceite del transformador.

Para llevar a cabo este mantenimiento, se debe cuidar el aislamiento (líquido-sólido) del transformador, así como el indicador de nivel de aceite se encuentre entre el mínimo y el máximo, dejando sin protección de aislamiento a conexiones y devanados provocando daños irreversibles al equipo y sobre todo daños humanos.



Figura 5.2. Indicador de nivel de aceite.

El purificado al aceite eléctrico es el deshidratado y desgasificado, que esta enfocado a lograr la eliminación de humedad disuelta en el aceite y la celulosa, mediante el calentamiento de aceite para expandir las moléculas de agua al pasarlas por una cámara de alto vacío, estas se volaticen emitiéndolas a la atmósfera.

Con los gases es exactamente los mismo, como estos están disueltos (junto con moléculas de humedad), en el aceite, al calentarlo y haciendo pasar por la cámara de alto vacío, fácilmente se volatizan, emitiendo los gases extraídos a la atmosfera.

Para realizar este proceso, se emplea la purificadora Mod. E4500-BM de un eje, la cual puede hacer recircular aceite hasta 7000 litros/hora en un circuito cerrado que comprende purificadora y transformador.



Figura 5.3. Purificadora (deshidratadora y desgasificadora).

El servicio de mantenimiento del aceite purificándolo se hace energizado o desenergizado, dependiendo de las necesidades y condiciones del sistema.

Es de suma importancia que antes de tomar la decisión de realizar el proceso (energizado), por razones de seguridad se tenga un conocimiento concreto y reciente del % de humedad y base seca del contenido de gases combustibles disueltos y que estos sean evaluados.

Procedimiento.

- 1) Se procede a llevar el equipo lo más próximo al transformador.
- 2) Si el transformador queda retirado de la purificadora, se cuenta con mangueras suficientemente largas para lograr el enlace con el transformador (las mangueras se llenan previamente con aceite nuevo), para no provocar un vacío al interior del transformador.
- 3) Se conectan las válvulas superior e inferior. Posteriormente se abren para iniciar el proceso de purificado y desgasificado.

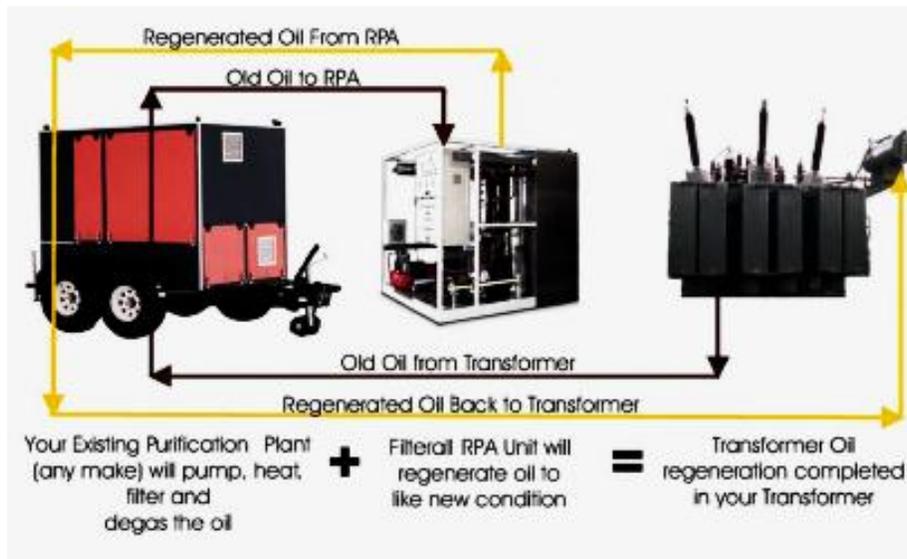


Figura 5.4. Diagrama de conexión entre purificadora, regeneradora y transformador.

## **CAPÍTULO 6. El Análisis de Gases Disueltos en Aceite al Transformador.**

### 6.1. ¿Qué es la Cromatografía de Gases?

Durante la operación del transformador, el aceite aislante y otros materiales dieléctricos sufren degradación bajo la acción de la temperatura y de las tensiones eléctricas; estos procesos de descomposición química originan la aparición de gases. Cuando ocurren fallas incipientes (como sobrecalentamiento, arcos o descargas parciales), que dan como resultado la generación de gases que en algunos transformadores; por diseño, son atrapados en el relevador Buchholz.

Para establecer la naturaleza o la gravedad de la falla, en el caso de la operación del relevador Buchholz, se efectúa un análisis del gas recogido. Los gases existentes liberados por el aceite aislante provienen de la falla o descomposición de los materiales aislantes en general.

El análisis más usual del gas recogido es la simple verificación de su combustibilidad, que en caso de ser positiva es alarmante. Además de esta forma, los estudios realizados a lo largo del tiempo indicaron que es posible relacionar la presencia de determinados gases con la naturaleza eléctrica de la falla o con el material afectado por ella. De este modo el relevador Buchholz permite distinguir una falla eventual.

Los gases formados por la descomposición de los materiales aislantes se disuelven total o parcialmente en el aceite, y son transportados a todos los puntos con los que entra en contacto. Esto permite que mediante la recolección de una muestra se obtenga información sobre todas las partes en contacto con el aceite.

Los métodos anticuados para detectar la presencia de gases combustibles, se basan en pruebas de combustibilidad o en análisis químicos, no tienen sensibilidad y solo son confiables en casos de deterioro avanzado del aceite y/o materiales aislantes.

La aparición de técnicas modernas de análisis de gases aislantes, entre las que destaca la Cromatografía, capaz de procesar pequeñas muestras de aceite con gran sensibilidad y precisión, hace posible un enfoque distinto del problema. Cuando ocurre una falla incipiente, la cantidad de gas que se genera es pequeña. Este gas se disuelve en el aceite y puede no presentarse en un estado gaseoso que pueda detectarse o analizarse como se describe anteriormente. En esta etapa, su extracción y análisis a partir de una muestra del aceite aislante, constituye un poderoso instrumento para lograr la identificación oportuna de una falla o una operación anormal del equipo.

Los gases típicos generados por algunas fallas en transformadores de potencia se muestran en el siguiente cuadro:

GAS	SIMBOLO.
Hidrógeno**	H <sub>2</sub>
Oxígeno	O <sub>2</sub>
Nitrógeno	N <sub>2</sub>
Metano**	CH <sub>4</sub>
Monóxido de carbono**	CO
Etano**	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>
Etileno**	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>
Acetileno**	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>

\*\*Indica gas combustible.

Figura 6.1. Nomenclatura de gases analizados en el ADGAT.

Este método se está desarrollando y utilizando en escala cada vez mayor, permite un diagnóstico de las condiciones internas de un transformador, según varios criterios que se han publicado. Se ha usado con excelentes resultados para resolver problemas tales como:

- Impregnación de aceite en unidades nuevas.
- Control del deterioro de materiales aislantes.
- Control durante el período de garantía.
- Detección de fallas incipientes.
- Localización de fallas y determinación de su significado.
- Anomalías en el cambiador de derivaciones.
- Optimización del tiempo de servicio.
- Desarrollo de materiales dieléctricos.

Además indica que este método de detección de fallas incipientes es más sensible y seguro que los métodos eléctricos aplicables, dado que su límite de detección disminuye con el aumento del tiempo de duración de la falla debido a la acumulación de gases en el aceite.

Con la utilización de esta técnica y debido a que en la mayoría de los casos se pueden determinar las fallas antes de tener que retirar de servicio la unidad, resulta posible preparar el sistema para reparar el equipo averiado sin interrumpir el servicio. Por tanto, se recomienda incluir el análisis periódico de los gases que contiene el aceite aislante como parte del programa de diagnóstico del equipo, para obtener una disminución del costo de operación.

## 6.2. Teoría del Análisis de Gases Disueltos en Aceite de Transformador (AGDAT).

Esta técnica analítica está basada en el hecho de que los aislamientos del transformador se descomponen en gases, dependiendo de la energía presente a su alrededor. Todos los transformadores generan algún tipo de gas durante su operación, debido a que, en ellos es normal que exista una energía térmica, proveniente de la disipación propia de sus partes activas (pérdidas) y del calentamiento ambiental. Con esta energía es suficiente para que el aislamiento sólido y líquido se descomponga lentamente. Del aceite proviene el hidrógeno, el butano, el propano, el etano, el metano, y de la celulosa del papel aislante proviene el monóxido y el bióxido de carbono, además de otra gran cantidad de compuestos

no gaseosos que se mezclan en el aceite. Los gases formados se disuelven en el aceite y se concentran en rangos normales a lo largo de la vida operativa del transformador.

Ocasionalmente los transformadores presentan comportamientos anormales, estos pueden ser provocados por:

- a) Una instalación defectuosa.
- b) Un escaso, nulo o erróneo mantenimiento.
- c) Defectos en el diseño o durante la fabricación que no fueron detectados en las inspecciones de prueba iniciales.
- d) Mala operación o sincronía fuera de fase.
- e) Imponderables durante la operación, como sobre voltajes transitorios en la red eléctrica o descargas atmosféricas.

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

La utilización del análisis de gases disueltos se basa en el rompimiento de las moléculas de hidrocarburos tanto en el aceite como, en la celulosa debido a la presencia de alguna falla de tipo térmico o eléctrico, los gases producidos por este rompimiento pueden ser fácilmente colectados en una muestra de aceite tomada apropiadamente y ser analizados. De esta manera dichas fallas como ionización, calentamiento, arco y pirolisis de la celulosa pueden ser detectadas con anticipación a otros síntomas.

Con base en lo anterior los principales objetivos del uso de esta técnica se centran en:

- Monitorear los transformadores en servicio y obtener un aviso anticipado de una falla.
- Supervisar una unidad en operación que se presume tiene una falla incipiente hasta lograr poder sacarla de servicio para su reparación o reemplazo.
- Indicar la naturaleza y localización de la falla.

- Asegurarse que un transformador recientemente adquirido no presente ningún tipo de falla durante el tiempo de garantía que da el fabricante.

Aparte de que la información proporcionada por el AGDAT es precisa, cabe hacer mención de las ventajas que se tienen en comparación con otras mediciones:

- ❖ No requiere la desconexión del equipo.
- ❖ Una sola persona puede realizar el muestreo de manera sencilla.
- ❖ Se puede repetir tantas veces como sea necesario.
- ❖ No afecta la operación del transformador.
- ❖ No depende de las condiciones ambientales.

Cuando el transformador presenta problemas o fallas incipientes como conexiones flojas, descargas parciales, arcos que no pueden ser detectados por las pruebas eléctricas de campo, el análisis de gases disueltos en el aceite (Cromatografía de gases) es una herramienta que proporciona información valiosa acerca del tipo de falla presente.

Puesto que el aceite esta constituido de varias bases de hidrocarburos entre 16 y 22 átomos de carbono, siendo que la celulosa es un hidrocarburo polímero, estos como constitutivos del sistema de aislamiento de un transformador son susceptibles a descomponerse desprendiendo gases ante la presencia de una falla de tipo térmico o eléctrico.

En el análisis de gases disueltos, lo primero que se debe visualizar es el contenido de 3 gases clave: el hidrógeno, el etileno y el acetileno. Estos gases proporcionan una indicación sencilla, rápida y clara de posibles condiciones anormales de operación del transformador.

El *hidrógeno*, también denominado el gas de “alarma”. Es un compuesto inorgánico, poco soluble en el aceite y se presenta inmediatamente antes de cualquier indicación

de anomalía, ya que es el primer compuesto que se obtiene por la descomposición de hidrocarburos.

Este tipo de gas se presenta con cualquier tipo de falla, el valor límite es de 200 ppm, aunque una indicación de 100 a 200 ppm es alarmante, sobre todo si se trata de un transformador nuevo.

Las descargas parciales se caracterizan por producir altas cantidades de hidrógeno, sin aumento notorio de otro gas inorgánico. Las descargas parciales, en su etapa inicial, son difíciles de diagnosticar utilizando la técnica de cromatografía de gases.

El hidrógeno también se produce por la reacción del aceite con ciertos metales como el acero inoxidable.

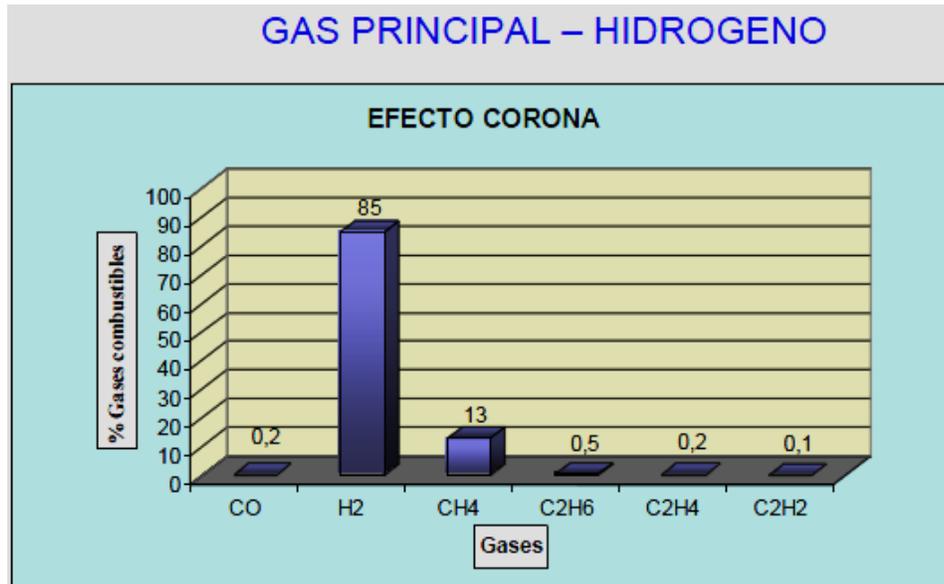


Figura 6.2. Perfil cromatográfico: Efecto Corona.

El *etileno*, cuando su contenido es mayor al doble de la cantidad de acetileno, es indicativo de puntos calientes, originado por el sobrecalentamiento de algún metal. Por lo general se presenta en conectores, tornillería y/o laminaciones. Aunque el valor límite reportado para el etileno es de 60 ppm, la experiencia ha comprobado que valores inferiores a 1000 ppm no son peligrosos. Los metales soportan altas temperaturas (por ejemplo 1083°C para el cobre) antes de fundirse, si además estas

piezas son enfriadas por el aceite, un sobrecalentamiento de apenas 600°C no deforma ni fatiga la pieza de cobre.

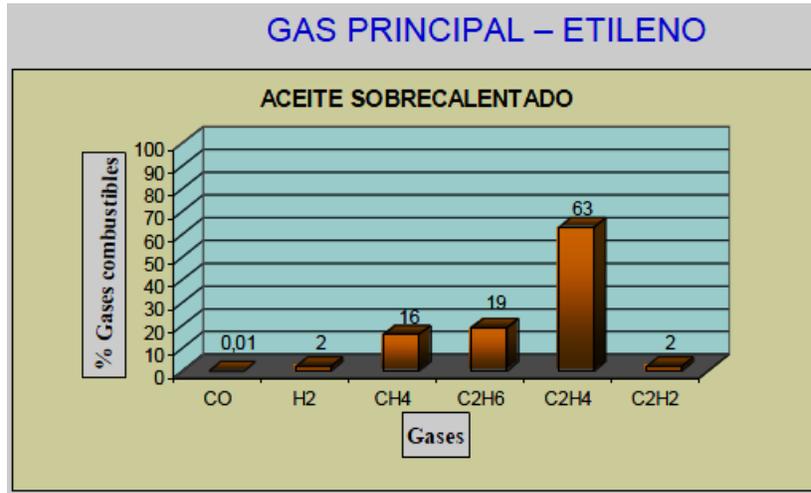


Figura 6.3. Perfil cromatográfico: Aceite Sobrecalentado.

La presencia del *acetileno*, es una condición más preocupante. La presencia de 5 ppm debe tomarse en cuenta, ya que indica la posibilidad de un arqueo, en partes con diferente potencial, o la separación de contactos; lo cual es sumamente destructivo. Se recomienda un muestreo semanal para verificar su tendencia. En caso de comprobar una tendencia ascendente, con un valor crítico de 15 a 100 ppm el diagnóstico puede ser dudoso, ya que depende de la localización de la falla y de los elementos involucrados.

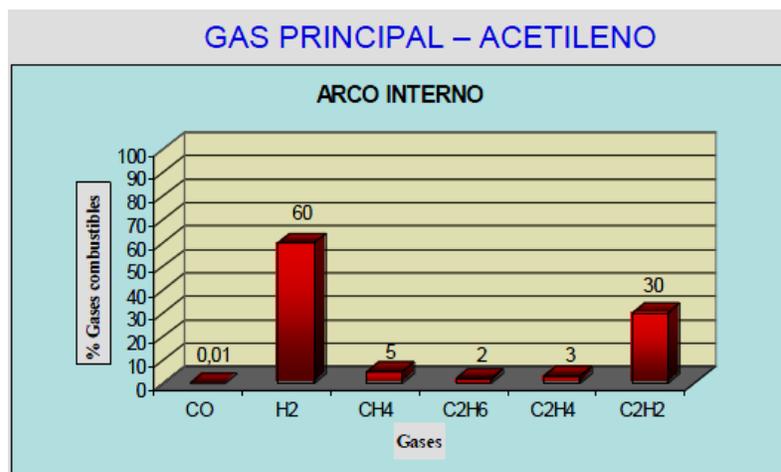


Figura 6.4. Perfil cromatográfico: Arco interno.

Después de encontrar un contenido anormal de un gas clave, es necesario revisar las cantidades de monóxido de carbono y dióxido de carbono ( $CO$  y  $CO_2$ ). Los valores límites para estos gases son 350 y 2500 ppm respectivamente, la celulosa sobrecalentada libera grandes cantidades de dióxido y monóxido de carbono. Si la falla afecta a una estructura impregnada en aceite, se formarían hidrocarburos gaseosos como metano y etileno.

Debemos reconocer que el AGDAT no es infalible (erróneo), sino más bien es un criterio o punto de vista; ya que por sí solo, no toma en consideración variantes como: tipo de equipo, ubicación, carga, solubilidad, grado de saturación de los gases, tipo de aceite, sistema de preservación, muestreo, localización de la falla y los propios del análisis. Por ello es necesario recalcar que no se debe suponer que los valores determinados son únicamente el reflejo del estado del transformador, causado por las condiciones operativas, sino que estos valores también están afectados por las condiciones transitorias que están presentes al momento de realizar el muestreo. Es por esto, que para emitir un diagnóstico acertado, no es suficiente basarse en un dato aislado, sino más bien de la observación de un conjunto de datos obtenidos a través del tiempo. Se requiere que se establezca un seguimiento o historial, que incluya la información operativa eficiente como: cargas, temperaturas, cambios de aceite, sistema de preservación, pruebas alternas y otros antecedentes para la adecuada toma de decisiones.

Otro aspecto es que la aplicación de esta técnica está encaminada a detectar y prevenir fallas de tipo evolutivo, más no está posibilitada para prevenir fallas instantáneas. El AGDAT a la postre, se utiliza como medio de investigación cuando buscamos encontrar el tipo de falla, su posible localización y llegar a especular las causas por las que falló un transformador.

### 6.3. Procedimiento para realizar el AGDAT.

Es común observar condiciones normales o estables y la información no pasa más allá del archivo, en espera del siguiente muestreo programado. Pero en ocasiones, los datos muestran un comportamiento anormal o dudoso, en estos casos se recomienda hacer un nuevo muestreo para confirmar la veracidad de los datos y reconfirmar un diagnóstico de sospecha de falla. Con el segundo muestreo se logra confiar en la veracidad de los datos, pero puede ser aventurado la predicción de una tendencia, por lo que hay que realizar un tercer muestreo. Dependiendo de la severidad de la falla y el lapso de monitoreo es posible pronosticar una tendencia.

Una vez obtenidos los datos del tercer análisis, se puede decir si la condición anormal fue momentánea o presenta una evolución. La condición anormal momentánea es hasta cierto punto considerado como estable por lo que puede seguirse vigilando con un programa de frecuencia adecuado, pero si la condición anormal es evolutiva, se requiere de un seguimiento intensivo para determinar si el desarrollo de la falla es de proporción constante (con cierta celeridad) o variable (acelerada). En los transformadores con fallas de velocidad constante, se puede programar su revisión antes de que alcancen un valor crítico. Los equipos con fallas aceleradas, deben ser inspeccionados inmediatamente.

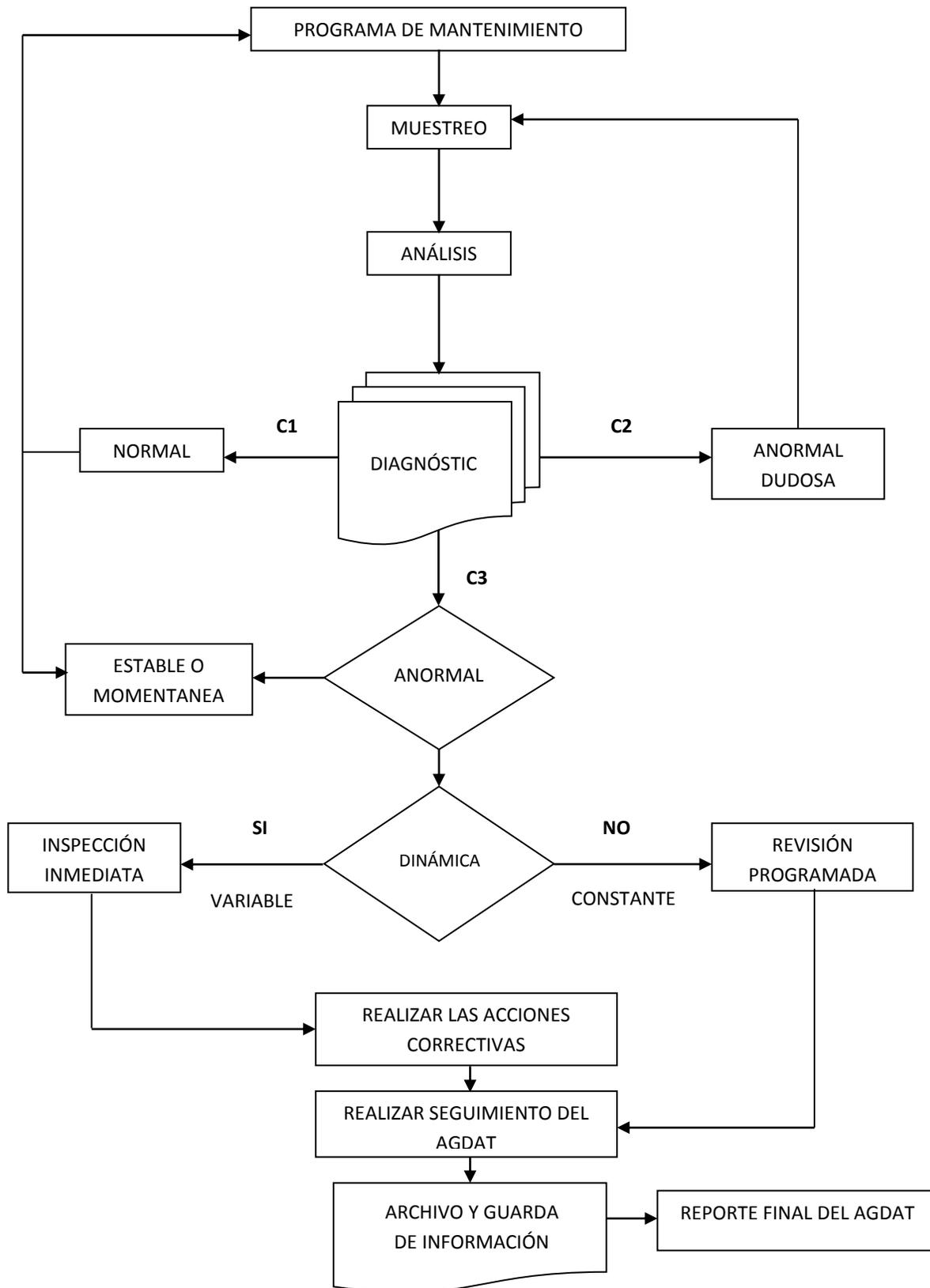


Figura 6.5. Programa de Mantenimiento del AGDAT.

### 6.3.1. Muestreo.

Esta etapa consiste en la obtención de la muestra representativa del equipo que esta en estudio, debiendo tener cuidado sobre todo en evitar el contacto o la contaminación con el aire. Normalmente la muestra se debe tomar por la válvula inferior de muestreo, es recomendable en caso de alarma por gases tomar la muestra de la purga de Buchholz, esto con la finalidad de detectar los gases antes de su total disolución en el aceite.

La obtención de la muestra es uno de los pasos más importantes, de ésta depende la confiabilidad de los resultados de la prueba.

A continuación se citan los principales puntos de procedimiento de toma de muestra según norma NOM-J-308-1983 y ASTM D3613.

Materiales:

- *Jeringa de vidrio con capacidad de 50 a 100 ml. Con válvula de 3 vías. Para mantener un sello hermético, la jeringa debe estar esmerilada en la pared interior del cuerpo fijo de la jeringa y en la superficie exterior del embolo. El pivote debe ser de preferencia excéntrico.*



Figura 6.6. Jeringas de vidrio.

- Tela de algodón o papel absorbente.

- Juego de conexiones.



Figura 6.7. Juego de conexiones.

- ½ metro de manguera de Tygon de ¼ “de diámetro.



Figura 6.8. Manguera Tygon.

- Equipo de seguridad personal:
  - Casco de protección dieléctrico.
  - Botas de seguridad dieléctrica.
  - Lentes de seguridad.
  - Guantes de neopreno-caucho.
  - Guantes de carnaza.
  - Tapones auditivos cuando se tomen muestras en áreas con nivel de ruido alto.



Figura 6.9. Personal con equipo de seguridad.



Figura 6.10. Recipiente para aceite usado.

Nota: todos los accesorios del muestreo deben estar limpios y secos.

Verificar para el caso de transformadores: la condición de operación en que se encuentran trabajando los siguientes parámetros importantes para la seguridad del personal de los mismos equipos, así como soporte para el desarrollo del ensayo y diagnóstico.

- a) Energizado ó desenergizado.
- b) Temperatura del aceite indicada en el tanque principal.
- c) Temperatura del devanado en el caso de contar con termómetro de punto caliente.
- d) Lectura del mano-vacuómetro, (presión dentro del tanque).estado operativo del sistema de gas inerte (nitrógeno de alta pureza).
- e) Nivel actual de aceite.
- f) Existencia de fugas de aceite, localización y posible causa.

Muestreo de aceite con jeringa de vidrio.

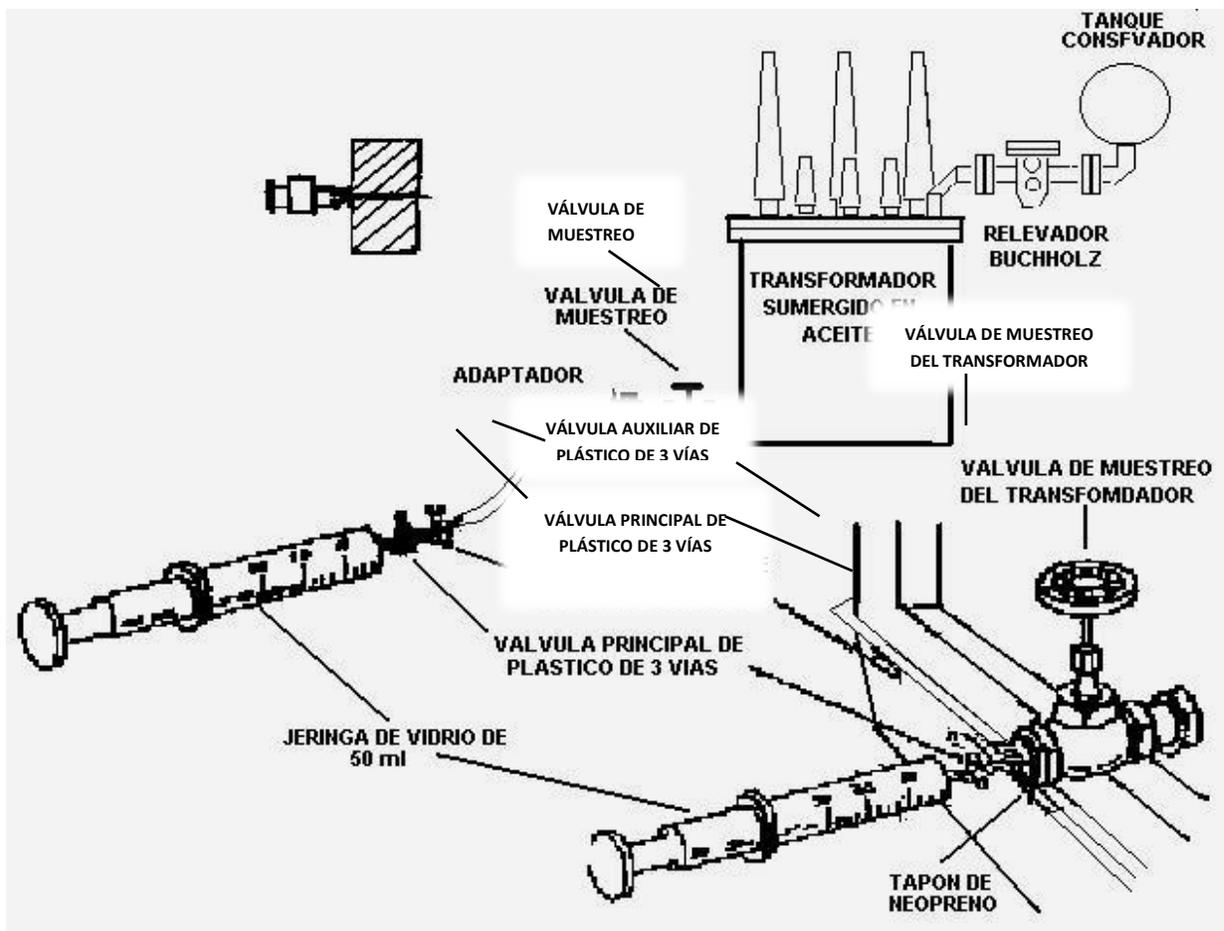


Figura 6.11. Muestreo de aceite con jeringa de vidrio.

- La jeringa no debe tener fugas, para verificar esto se hará cerrando la válvula y colocando la jeringa en posición vertical con la punta hacia arriba si se queda fija y el émbolo no se mueve esta tiene hermeticidad.
- La limpieza de la válvula de drenado, accesorios y la jeringa es indispensable para evitar la contaminación del aceite aislante, esto se logra desechando dos litros aproximadamente para arrastre de posibles sedimentos en la válvula y la muestra obtenida será más significativa, la jeringa se purga llenándose y vaciándose por medio de la válvula de 3 vías.
- El llenado de los formatos correspondientes y el correcto etiquetado de las jeringas, facilitan la identificación del equipo en cuestión.
- Una vez obtenida la muestra debe transportarse al laboratorio en condiciones adecuadas para evitar derrames, exposición al calor y humedad.

Los diversos laboratorios que practican estos análisis utilizan varios tipos de recipientes. En todos los casos hay que garantizar que el manejo de muestras no resulte en una pérdida de hidrógeno superior a 2.5% por semana, puesto que de todos los gases que se analizan éste es el menos soluble y el que más rápido se infunde, lo que puede ocasionar errores por almacenamiento y transporte.

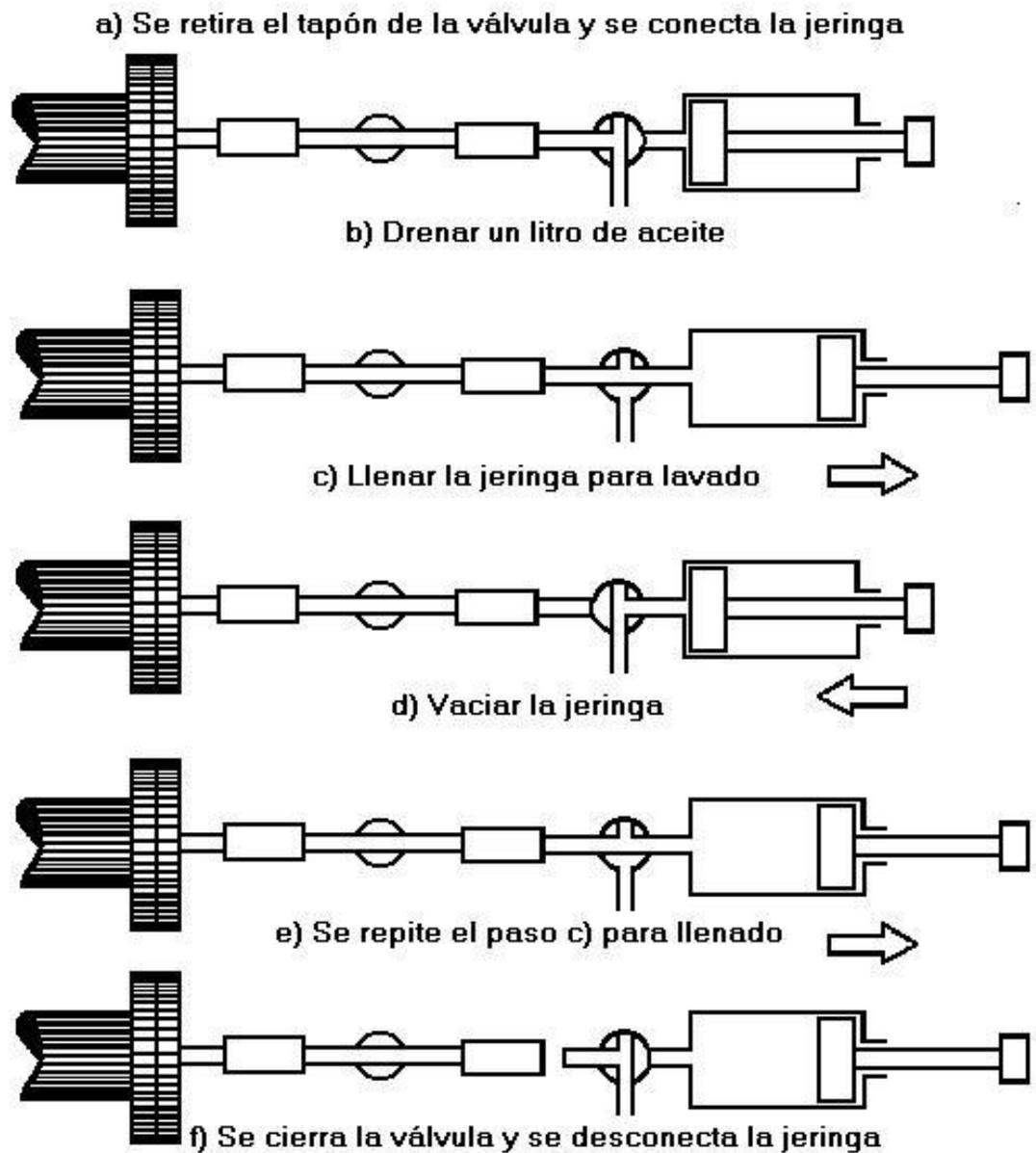


Figura 6.12. Muestreo de aceite con jeringa (Procedimiento).

Normalmente se emplean jeringas de vidrio de 50 ml. equipadas con válvulas de 3 vías perfectamente adaptadas en el extremo, se envían al laboratorio acondicionadas para su transporte en una caja protectora que debe contener una etiqueta con las características del equipo muestreado.

### 6.3.2. Extracción de los gases disueltos.

Esta operación es la primera parte del análisis, consiste en la extracción mediante vacío de los gases disueltos en una pequeña cantidad de aceite aislante. El aparato consta de una probeta para gas con aguja superior calibrada y agrupada con una llave que permite sucesivamente la aplicación de vacío de 10-2 Torr la admisión de la muestra y la compresión de los gases a presión atmosférica.

Se toma una muestra de aceite (normalmente 25 ml) y se extraen los gases contenidos en el aceite sometiendo la muestra al vacío y a una agitación vigorosa. Los gases que ocupan todo el espacio, se comprimen en seguida por la elevación de un nivel de mercurio y en la aguja calibrada se efectúa la lectura de los gases extraídos a presión y temperatura ambiente. Después de la lectura del volumen se retira parte de la mezcla de gases, a través de una membrana, para su inmediata inyección en la cromatografía.

Existen equipos que al inyectar la muestra de aceite, la extracción de gases se hace internamente en forma automática.

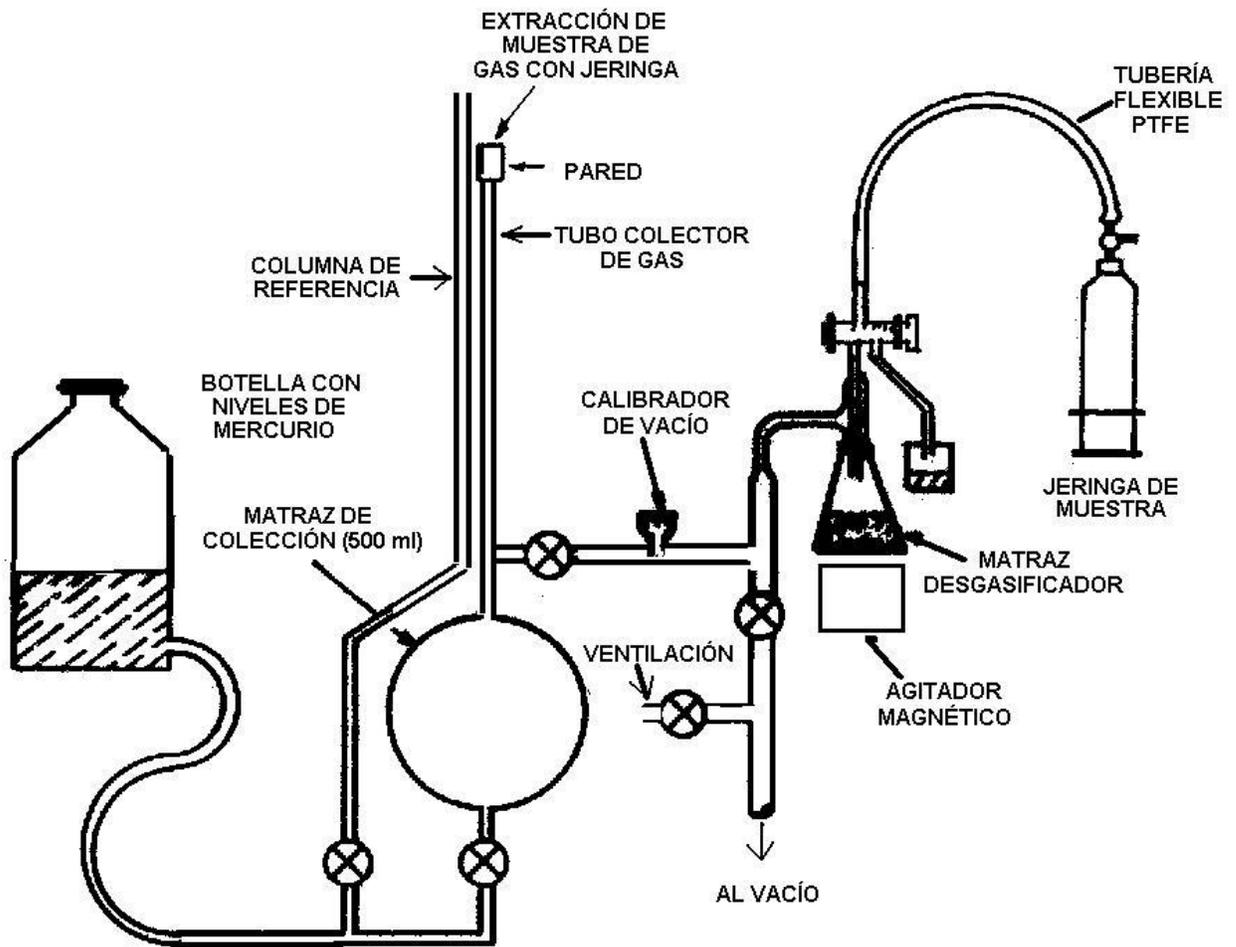


Figura 6.13. Extracción de gases disueltos.

### 6.3.3. Análisis Cromatográfico.

La cromatografía consiste en un medio físico de separar los componentes de la mezcla que interactúan con la fase estacionaria o medio, si estas interacciones son diferentes entre sí, también lo serán las velocidades durante el recorrido. El tiempo que tarda un componente en recorrer la fase estacionaria y llegar al detector se le llama tiempo de retención y es diferente para cada componente de acuerdo a sus propiedades químicas. Los gases son detectados por dispositivos establecidos para cada uno de ellos, la medición requiere de un patrón con concentraciones conocidas y se calibran los tiempos de retención para su identificación.

En términos generales un cromatógrafo de gas se divide en 3 partes principales: inyector o vaporizaciones, columnas y detectores. En el inyector, la muestra de gas que se va a analizar se diluye en un gas inerte, que la conduce a través de la columna, donde se realiza la separación en un medio adecuado y pasa en seguida al detector que emite una señal de cada componente.

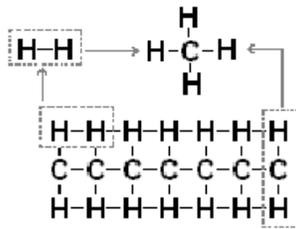
El aparato debe ser capaz de controlar con precisión todas y cada una de las siguientes variables: la temperatura de las 3 partes principales, la corriente de los detectores y el flujo de gas inerte. Para las columnas se utilizan distintos tipos de detectores y medios, cada uno de los cuales presenta selectividad para un componente o grupo de componente afines.

La determinación de la concentración de gases extraídos del aceite aislante se hace modelando el instrumento con una muestra de los gases que se analizarán en una proporción conocida, comparándose el cronograma patrón con el que se obtiene de la muestra analizada.

#### 6.3.4. Fallas incipientes en el transformador de potencia.

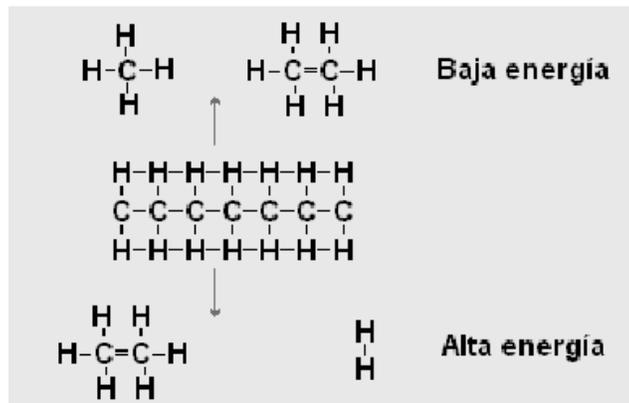
Antes de analizar los diferentes métodos aplicados, es importante revisar las siguientes consideraciones:

Al haber falla de corona en el aceite, se tendrá suficiente energía para producir únicamente hidrogeno, ya que los enlaces carbono-hidrogeno requieren relativamente poca energía para romperse. Si se rompen dos enlaces de este tipo, se forma hidrogeno. Si la energía involucrada en el proceso es mayor, se puede romper un enlace carbono-carbono de un extremo y se produce metano.



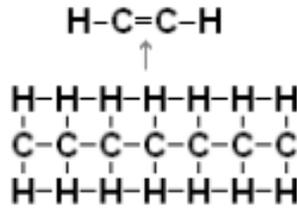
### Pirolisis del Aceite.

Este es el paso siguiente en cuanto a la regla disipada, en este tipo de falla se pueden distinguir dos etapas, la de alta y la de baja temperatura, dependiendo de la cantidad relativa de energía que se esté disipando. En baja temperatura se pueden romper enlaces interiores carbono-carbono en la molécula del aceite formándose metano y etano. Con alta temperatura, los gases carbono-hidrogeno del etano se rompen y se forma un doble enlace para producir etano e hidrogeno.



### Arqueo en el aceite.

Esta es la condición de mayor nivel de energía, aquí la característica principal es la formación de acetileno, una cantidad aunque pequeña de este gas, indica la presencia de mayor numero y cantidad de compuestos producidos, sin embargo, lo mas importante no es la cantidad de gases formados, sino la velocidad de aumento de ellos.



Normalmente se analizan nueve gases, contando los equipos con la siguiente sensibilidad:

GAS	SENSIBILIDAD [ppm].
Hidrógeno	0,5
Oxígeno	0,7
Nitrógeno	1,0
Metano	2,0
Monóxido de carbono	3,0
Dióxido de carbono	3,0
Etileno	1,0
Etano	2,0
Acetileno	3,0

Figura 6.14. Tipos de gases contenidos en un transformador dados en partes por millón [ppm].

La concentración de los gases disueltos en aceite aislante se expresa en partes por millón (ppm) volumen/volumen de aceite, medidas a una temperatura de 23°C para determinar esta concentración se emplea la siguiente fórmula:

$$ppm_i = \frac{N_i V_R R_i}{R_p} \quad \text{Ec. 6.1}$$

Donde:

$ppm_i$  = concentración en partes por millón del componente  $i$ .

$N_i$  = constante para la componente  $i$ .

$V_R$  = volumen de gases extraídos.

$R_i$  = respuesta del componente  $i$  en la muestra.

$R_p$  = respuesta del componente  $i$  en la patrón.

La componente  $N_i$  se calcula así;

$$N_i = \frac{C_i(V_c + K_i V_a) 10^4}{V_c V_a} \quad \text{Ec. 6.2}$$

Donde:

$N_i$  = constante para el componente  $i$ .

$C_i$  = concentración del gas  $i$  en el gas patrón en porcentaje.

$V_c$  = volumen de la cámara de desgasificación.

$K_i$  = coeficiente de solubilidad del componente  $i$ .

$V_a$  = volumen de la muestra de aceite utilizada.

$10^4$  = conversión en ppm.

Además de la concentración de cada gas, se calcula también la concentración total de los gases disueltos, así como la de los gases combustibles.

El valor de respuesta del componente, se obtiene del cronograma por la medida del pico correspondiente. Se puede utilizar la medida de la altura del pico, si bien el área integrada es un indicador más preciso.

Los equipos actuales realizan el proceso en forma automatizada mediante la utilización de integradores electrónicos digitales.

6.3.5. Métodos de interpretación de resultados para establecer una predicción del estado de un transformador. (Diagnóstico).

En la etapa de diagnóstico, dentro del proceso de análisis, se intenta determinar la respuesta a 2 preguntas:

- a. ¿Existe alguna irregularidad en el transformador que se examina?
- b. En caso afirmativo, ¿Cuál es su origen y su gravedad?

### 6.3.5.1. Límites de Dörnenburg.

Este método establece límites a los gases de falla y depende del volumen de aceite del transformador.

Los límites son concentraciones en unidades que relacionan un volumen de gas disuelto en un volumen de aceite un millón de veces más grande (ppm = 1 ml/1000 L).

GAS	LIMITE (ppm(v/v))
Hidrógeno	200
Metano	50
Etano	15
Etileno	60
Acetileno	15
Monóxido de carbono	1,000
Dióxido de carbono	11,000

Figura 6.15. Límites de gases (ppm).

### 6.3.5.2. Relaciones de Dörnenburg.

Para eliminar la dependencia con el volumen del transformador, Dörnenburg, sugirió la relación de dos pares de gases de falla; propuso la división de la concentración de metano, entre la concentración de hidrógeno y la división de la concentración de acetileno entre la concentración de etileno; ambas relaciones las graficó en una escala "XY". Encontró por estadística que existen tres tipos de fallas que se agruparán en diferentes áreas de esta gráfica.

Este método diagnostica el estado de un transformador mediante una gráfica con escala logarítmica en ambos ejes. Cada eje está asociado a la relación de dos gases. En el eje de la "X" se encuentra la relación del acetileno entre el etileno ( $C_2H_2/C_2H_4$ ) y en el eje de la "Y" tenemos la relación del metano entre el hidrógeno ( $CH_4/H_2$ ).

Dentro de la gráfica existen tres áreas bien definidas, las cuales corresponden a tres tipos de defectos en transformadores. Los de *tipo Térmico*, que van de relaciones  $C_2H_2/C_2H_4$  menor a 0.7 y  $CH_4/H_2$  mayores a 1.0. Los de *tipo Arqueo* que se encuentran en relaciones de  $C_2H_2/C_2H_4$  mayores a 0.7 y  $CH_4/H_2$  entre 0.1 a 1. Por último los defectos de *descargas parciales* localizados en relaciones  $CH_4/H_2$  menores a 0.1.

Dörnenburg propuso el método de las relaciones para evitar que las unidades de concentración de los límites máximos permitidos dadas en partes por millón (ppm) dependieran del volumen del transformador, ya que para un transformador de mayor volumen, un mismo volumen de gas producido por una determinada falla se diluirá más que en un transformador de menor volumen. Otro aspecto en esta gráfica es que se diseñó sobre la base de un estudio estadístico por lo que existen zonas sin diagnóstico.

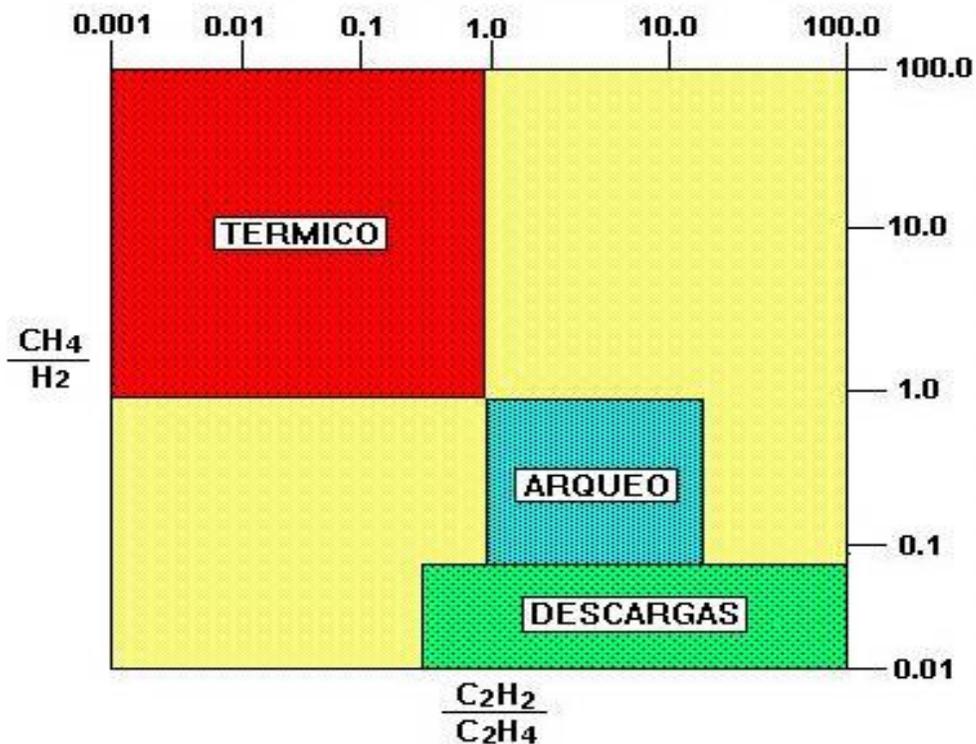


Figura 6.16. Método de Dörnenburg.

### 6.3.5.3. Triángulo de Duval.

Michel Duval de Hydro Quebec desarrolló este método en la década de 1960 con un database de miles en DGA y transformó un problema de diagnóstico. Recientemente, este método fue incorporado en el analista de petróleo de transformación Software versión 4 (TOA 4), desarrollado por Delta X investigación y utilizado por muchos en la industria de servicios públicos para transformar y diagnosticar problemas. Este método ha demostrado ser preciso y fiable, durante muchos años y ahora está ganando en popularidad. El método y la forma de utilizarlo, se describen a continuación.

Con el empleo de sólo tres gases, el señor Duval estableció un sencillo método de diagnóstico del comportamiento de transformadores. Duval sugirió el uso de concentraciones de *metano*, *etileno* y *acetileno* para este diagnóstico. Considerando

que la suma de las concentraciones de estos tres gases de falla representa un cien por ciento, calculó nuevos porcentajes de participación para cada uno de estos gases. Propuso una gráfica en forma de triángulo equilátero donde cada lado representa la escala desde cero a 100% de cada gas. Los porcentajes calculados son colocados en su respectiva escala y proyectando líneas en la dirección indicada, los tres coinciden en un punto que representan el 100%. El punto se localiza en áreas que representan la condición del transformador. Al igual que en la gráfica de relaciones de Dörnenburg, también se pueden sobreponer análisis posteriores.

En el triángulo se localizan 6 áreas representativas del comportamiento: arcos de alta energía, arcos de baja energía, descarga corona, calentamiento menor a 200°C, calentamiento entre 200°C y 400°C, calentamiento mayor de 400°C.

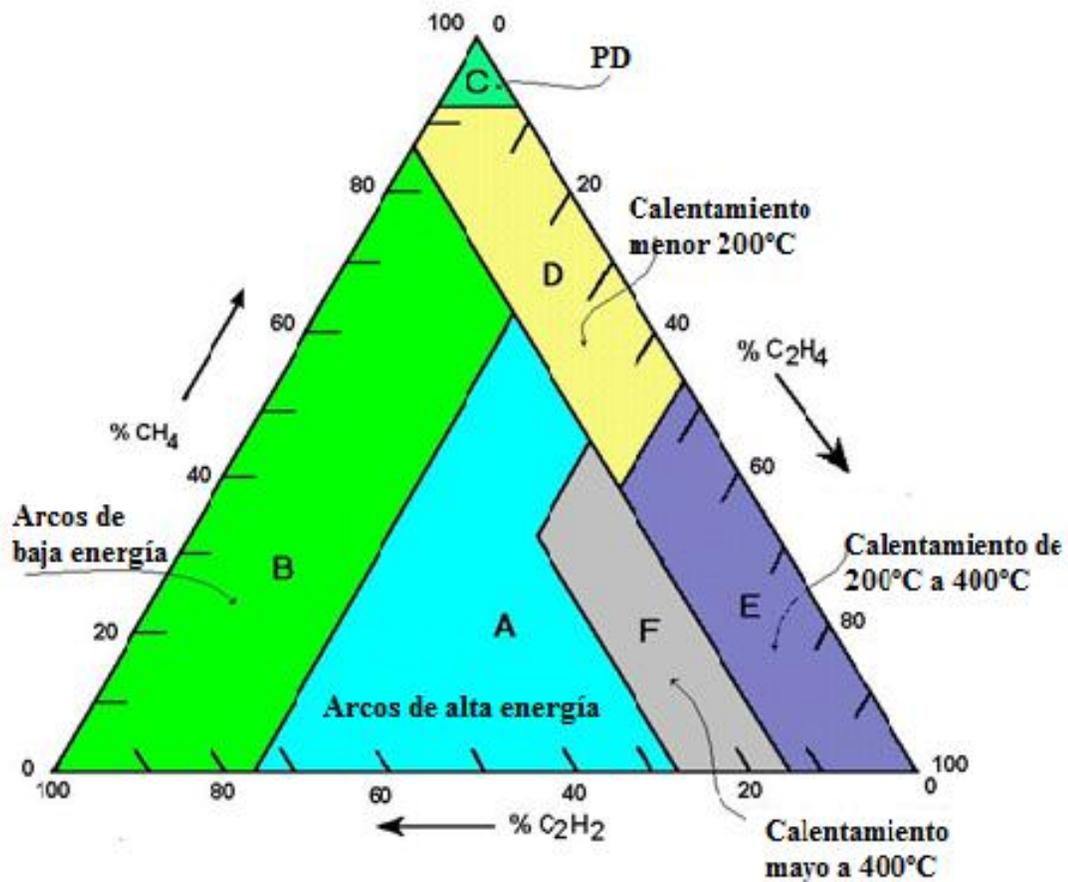


Figura 6.17. Triángulo de Duval.

$$\%C_2H_2 = \frac{100x}{x + y + z}; \quad \%C_2H_4 = \frac{100y}{x + y + z};$$

$$\%CH_4 = \frac{100z}{x + y + z} \quad Ecs. 6.3$$

**X = Concentración de acetileno en ppm.**

**Y = Concentración de etileno en ppm.**

**Z = Concentración de metano en ppm.**

Donde:

- C = Descargas Parciales.
- D = Calentamiento menor de 200 °C.
- E = Calentamiento de 200 °C a 400 °C.
- B = Arcos de baja energía.
- A = Arcos de alta energía.
- F = Calentamiento menor a 400°C.

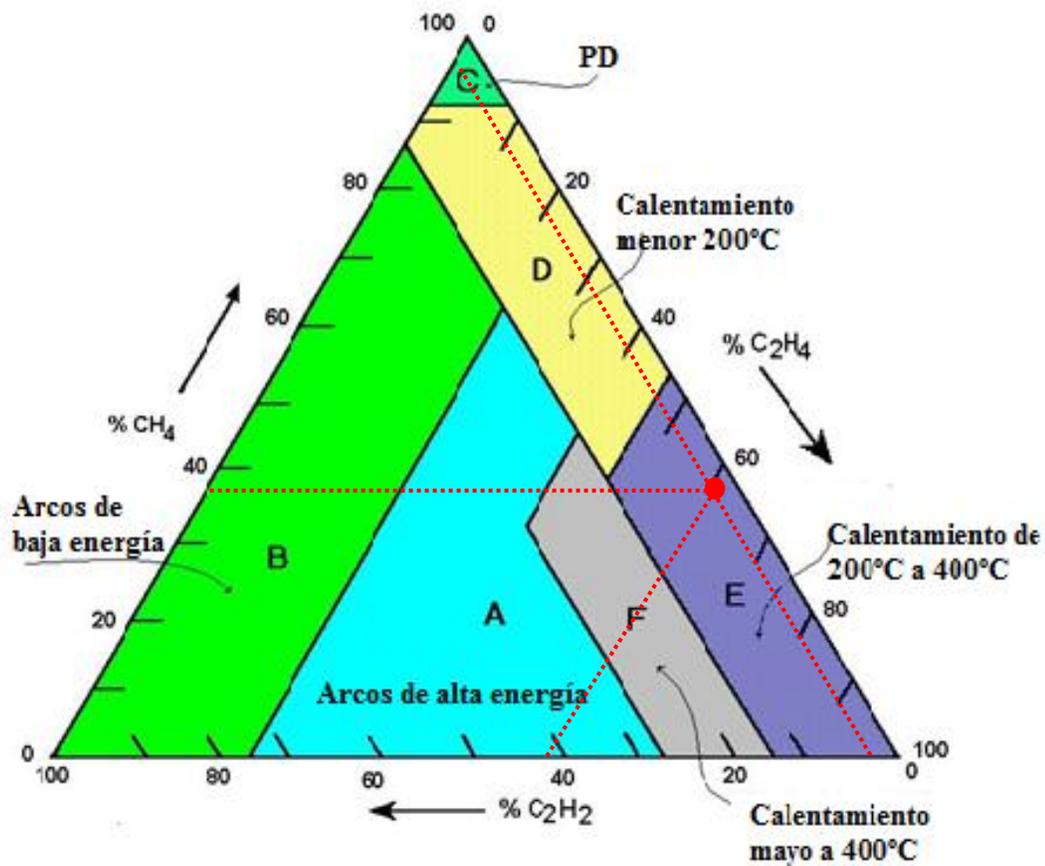


Figura 6.18. Duval Triangle Diagnostic Example of a Reclamation Transformer.

#### 6.3.5.4. Código de Rogers.

El método de Rogers sigue el mismo procedimiento de relaciones que utiliza Dörnenburg, pero además considera la participación del etano en el diagnóstico, proporcionando información para identificar los problemas térmicos y clasificarlos en varias categorías. Con el gas etano, Rogers propone además de las relaciones de metano/hidrógeno y acetileno/etileno; las relaciones de etano/metano y etileno/etano.

Para cada relación Rogers fija varios límites y emplea la ayuda de claves o códigos para facilitar la localización de diagnóstico propuesto.

COCIENTE DE GAS	INTERVALO	CÓDIGO	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	DIAGNÓSTICO
	< 0.1	5	0	0	0	0	DETERIORO NORMAL
CH <sub>4</sub>	> 0.1 < 1.0	0	5	0	0	0	DESCARGA PARCIAL
H <sub>2</sub>	> 1.0 < 3.0	1	1 ó 2	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO MENOR A 150°C
	> 3.0	2	1 ó 2	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO DE 150°C A 200°C
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	< 1.0	0	0	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO DE 200°C A 300°C
CH <sub>4</sub>	> 1.0	1	0	0	1	0	CALENTAMIENTO GENERAL EN LOS CONDUCTORES
	< 1.0	0	1	0	1	0	CORRIENTES CIRCULANTES EN EL DEVANADO
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	> 1.0 < 3.0	1	1	0	2	0	CORRIENTES CIRCULANTES EN NUCLEO Y TANQUE
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	> 3.0	2	0	0	0	1	DESCARGA NO SOSTENIDA
	< 0.5	0	0	0	1 ó 2	1 ó 2	ARQUEO SOSTENIDO
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	> 0.5 < 3.0	1	0	0	2	2	CENTELLEO CONTINUO
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	> 3.0	2	5	0	0	1 ó 2	DESCARGA PARCIAL CON DESCARGA SUPERFICIAL

Figura 6.19. Relaciones de código de Rogers.

#### 6.3.5.5. Nomograma.

Este método fue propuesto por el Sr. J. Orren Church, del Buró de Reclamaciones de Denver Colorado. El conjuntó en una gráfica las ideas de manejar la magnitud de las concentraciones y un valor límite máximo con el de relaciones de pares de gases.

Cada una de las concentraciones de los gases se representó con una línea y para ciertos gases con dos líneas en escalas logarítmicas dibujadas en sentido vertical. Las líneas de los gases que se propuso relacionar se presentaron adyacentes. Así por ejemplo el metano lo comparó con el hidrógeno y con el acetileno, de esta manera el número de relaciones aumentó a siete.

Para que la comparación fuera justa en gases que se producen en diferente proporción Church estableció un “handicap” en gases de baja generación desplazando el origen de las líneas.

Para realizar la comparación se trazan líneas que conectan las escalas adyacentes en los puntos de concentración de cada gas. La pendiente que presente esta línea de unión determinará el diagnóstico que corresponde a esta relación. Aunque se obtienen siete diagnósticos con éste método sólo se diferencian tres tipos de falla

que son: A.- arqueo, P.- Pirólisis y C.- Corona. El diagnóstico que se toma como más representativo del comportamiento del transformador será el que se repita más.

En el nomograma existen siete relaciones de pares de gases, estos son:

- Hidrógeno/Acetileno.
- Etano/Hidrógeno.
- Hidrógeno/metano.
- Metano/Acetileno.
- Acetileno/Etileno.
- Monóxido de carbono/Dióxido de carbono.

Desplazó las escalas para que una línea que conectara las concentraciones de gases fuera horizontal (pendiente = 0) si la relación es normal, por ejemplo:

1/10 entre etano y el hidrógeno, 1/1 entre el hidrógeno y el metano, etc.

En cada escala presentó las concentraciones límite para transformadores considerados con operación normal por Dörnenburg, además, marco concentraciones límites obtenidas por su propia experiencia.

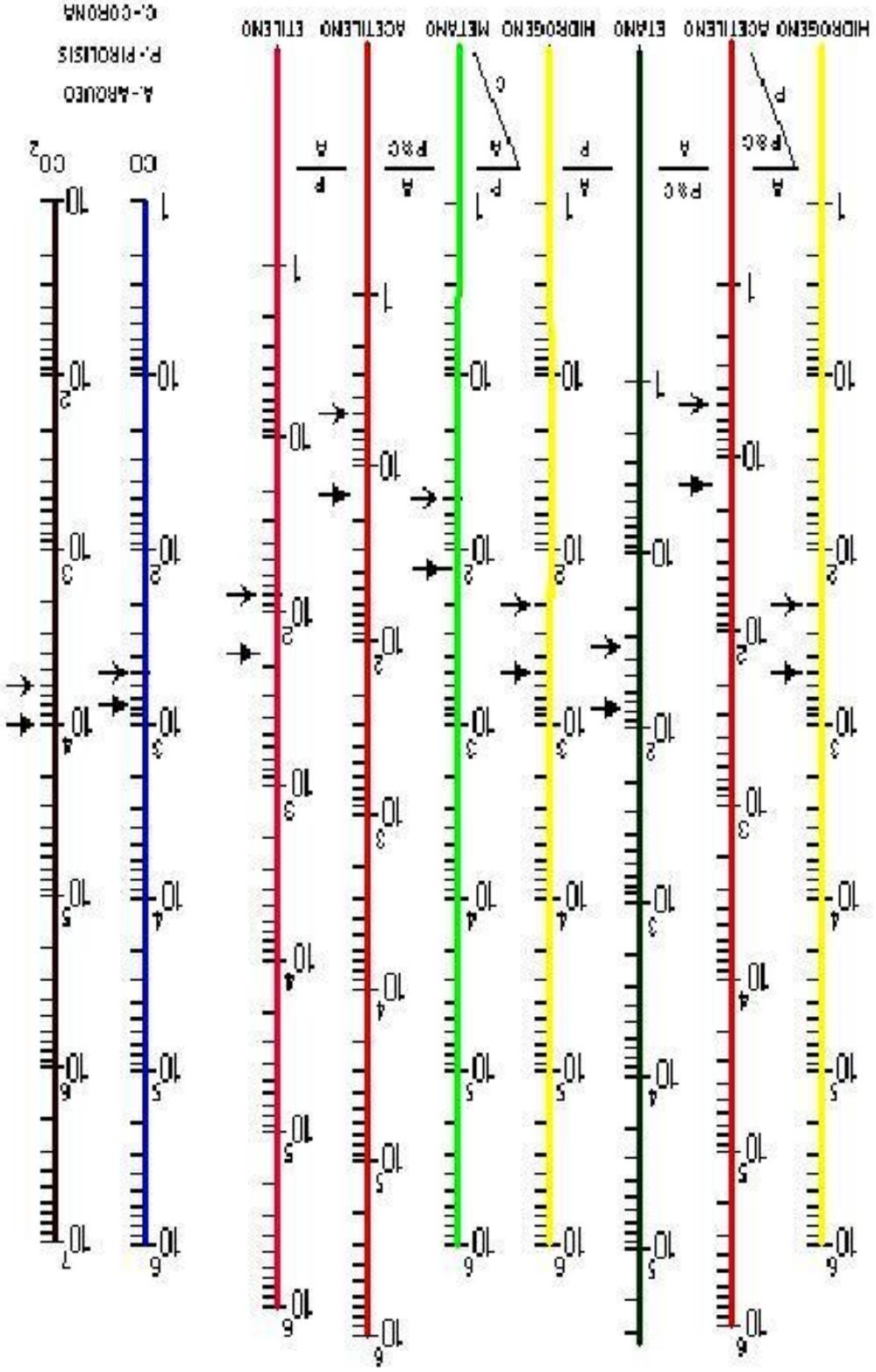


Figura 6.20. Gráfica del Nomograma.

En la parte inferior de la gráfica, entre cada par de escalas comparadas se encuentran las claves de diagnósticos de Church. Usando la cuarta relación (hidrógeno – metano) como ejemplo (Figura 6.20) para obtener el diagnóstico, si la relación es 1:1 la línea que conecta los puntos es horizontal y corresponde a un comportamiento normal, si la relación es mayor a uno, la línea tiene pendiente positiva y corresponde a una falla tipo pirólisis o calentamiento. Si la pendiente de la línea es negativa pero menor de menos uno (-1), corresponde a relaciones en el rango de uno a diez e indican arqueo. Líneas con pendientes negativas mayores a menos uno, corresponden a relaciones mayores a diez e indican descarga parcial o corona.

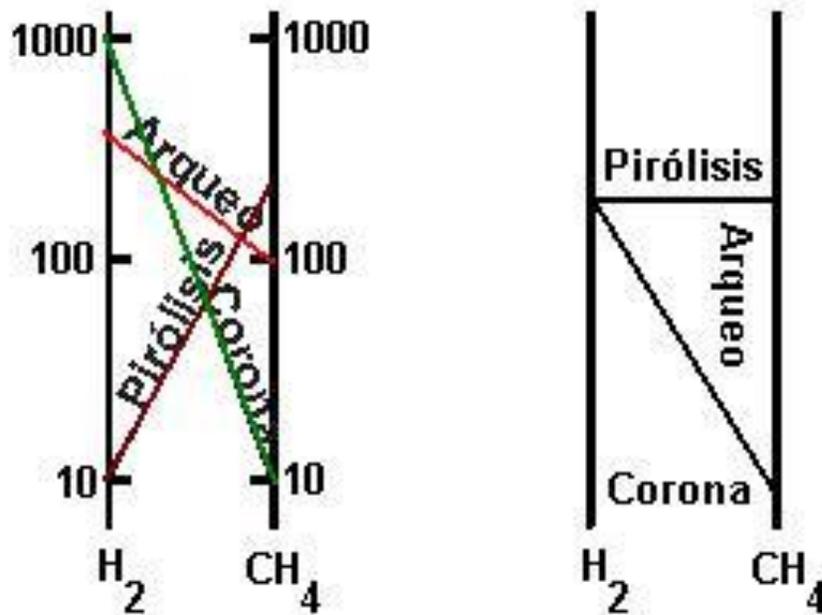


Figura 6.21. Tipo de fallas usando relaciones cuantitativas de hidrógeno y metano. La línea verde indica Corona, la línea roja indica Arqueo, y la línea café indica Pirólisis.

## **CAPÍTULO 7. Mantenimiento mediante Análisis de Gases Disueltos en Aceite al Transformador de Potencia.**

Realizando el AGDAT en forma periódica se pueden evitar costosas fallas catastróficas y se pueden prevenir consecuencias tales como:

- La indisponibilidad del equipo.
- La pérdida de la inversión.
- El costo de reparación.
- El costo de la sustitución.
- El posible daño de equipo cercano.
- La posible lesión de personal.

Con la siguiente exposición de experiencias se pretende demostrar los beneficios indicados y ejemplificar la aplicación de los métodos de diagnóstico.

### 7.1. Mantenimiento mediante el procedimiento de AGDAT “AZC T-2”.

Se verifica que el transformador se encuentra:

- a) Energizado.
- b) Temperatura del aceite.
- c) Temperatura del devanado.
- d) Lectura del mano-vacuómetro.
- e) Nivel actual de aceite.
- f) Existencia de fugas de aceite.

### 7.1.2. Procedimiento de extracción de la muestra para el AGDAT.

- 1) Limpie con un paño de algodón la línea de conexión y/o válvula donde se toma la muestra.



Figura 7.1. Limpieza de la válvula principal.

- 2) Retire la brida o tapón de la válvula de muestreo del transformador, drenando el contenido de la misma, al recipiente de aceite usado. Cierre la válvula.



Figura 7.2. Retirar tapón de la válvula principal.

3) Instale la reducción para conectar la manguera a la jeringa.



Figura 7.3. Instalación de reducción.

4) Gire la válvula de tres vías y colóquela en la posición para drenar un litro de aceite por su extremo libre.



Figura 7.4. Drenar un litro de aceite.

- 5) Gire la válvula de tres vías para que entre aceite a la jeringa, de tal manera que la presión del aceite empuje al embolo libre y lentamente.



Figura 7.5. Colocación de la válvula de tres vías.

- 6) Gire la válvula de tres vías, ponga la jeringa en posición vertical con su válvula hacia arriba y empuje el émbolo hasta vaciarla, procurando retirar todas las burbujas de aire, verifique que la superficie interna de la jeringa y la del émbolo estén completamente impregnadas de aceite y no tenga polvo u otros cuerpos extraños.



Figura 7.6. Drenar 3 veces aceite de la jeringa de vidrio.

7) Repita los pasos 5 y 6, tome la muestra de aceite.



Figura 7.7. Muestra de aceite con jeringa de vidrio.

8) Cierre la válvula del transformador hasta que no exista flujo de aceite, y desconecte la jeringa.



Figura 7.8. Cierre de válvula principal del transformador.

9) Etiquete cuidadosamente la jeringa.



Figura 7.9. Etiquetado de muestra de aceite.

10) Debe de evitar derrames. El aceite de enjuague y sobrantes lo deberá almacenar y manejar como aceite usado.



Figura 7.10. Manejo y almacenamiento de aceite dieléctrico.

11) Llenar el formato correspondiente para enviar a laboratorio.

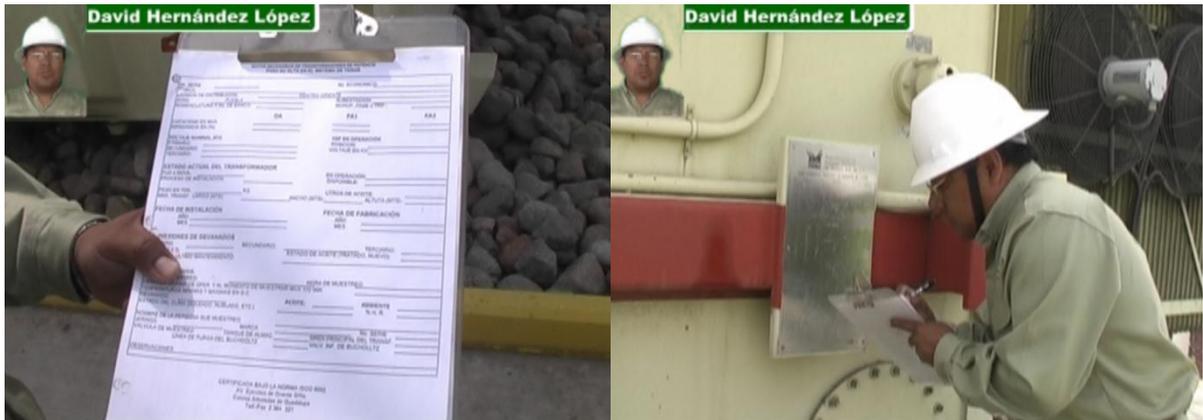


Figura 7.11. Llenado de orden de trabajo.

12) Para su transporte, las muestras deben ser protegidas de polvo, luz, humedad e impactos.



Figura 7.12. Embalaje de muestra de aceite dieléctrico.

- 13) El material sólido de desecho que se impregne con aceite tal como: estopa, trapo, papel absorbente, etc. Lo debe identificar y manejar como residuo de manejo especial de acuerdo a la legislación vigente que le aplique.
- 14) Evite el almacenamiento innecesario de la muestra.
- 15) Con el equipo Transport "X" se realizara espectroscopia fotoacústica para obtener los 7 gases combustibles.



Figura 7.13. Equipo Transport X

### 7.1.2. Análisis de la muestra mediante Cromatografía de Gases.

16) Una vez que se tomó la muestra se coloca para analizarla en el equipo, como se observa en la figura:



Figura 7.14. Análisis de la muestra de aceite con el equipo.

17) Durante 20 minutos la muestra debe volatizarse para obtener los 7 gases combustibles.



Figura 7.15. Volatización de la muestra de aceite durante 20 minutos.

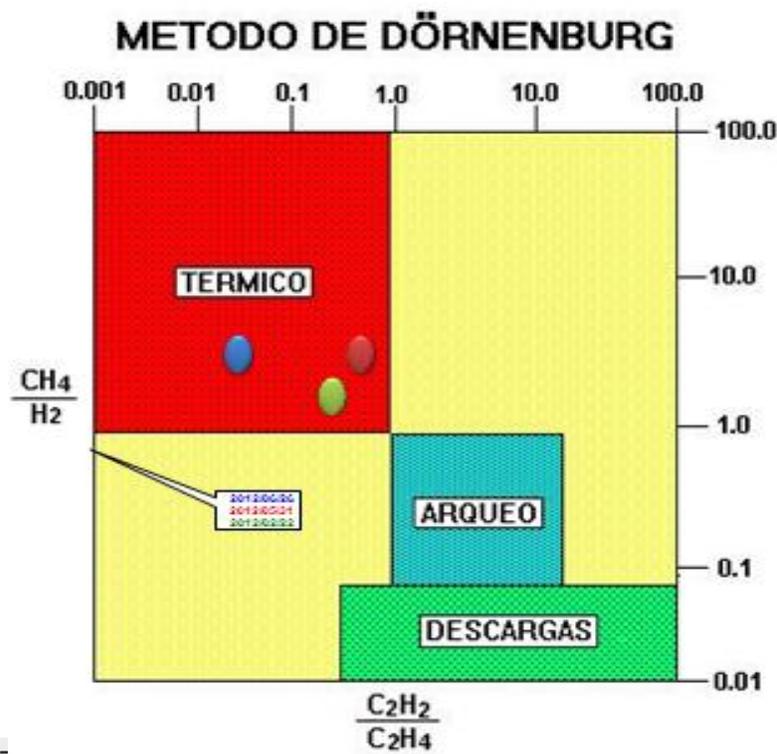
18) Después de 20 minutos se presiona la tecla Print para que se obtenga el reporte de los 7 gases combustibles en ppm.



Figura 7.16. Reporte de gases combustibles en la muestra de aceite.

## 7.2. Métodos de Interpretación de Resultados mediante AGDAT.

### 7.2.1. Análisis y resultados por el Método de Dörnenburg.



#### OBSERVACIONES

En base a los registros que se obtuvieron durante el periodo de Enero de 2012 a Enero de 2013 Como se puede observar en la figura de la gráfica existen 3 áreas bien definidas, las cuales corresponden a tres tipos de defectos en transformadores:

- \*Los de tipo térmico, que van de relaciones  $C_2H_2/C_2H_4$  menor a 0.7 y  $CH_4/H_2$  mayores a 1.0
- \*Los de tipo Arqueo que se encuentran en relaciones de  $C_2H_2/C_2H_4$  mayores a 0.7 y  $CH_4/H_2$  entre 0.1 a 1
- \*Por último los defectos de descargas parciales localizados en relaciones  $CH_4/H_2$  menores a 0.1.

#### RESULTADOS

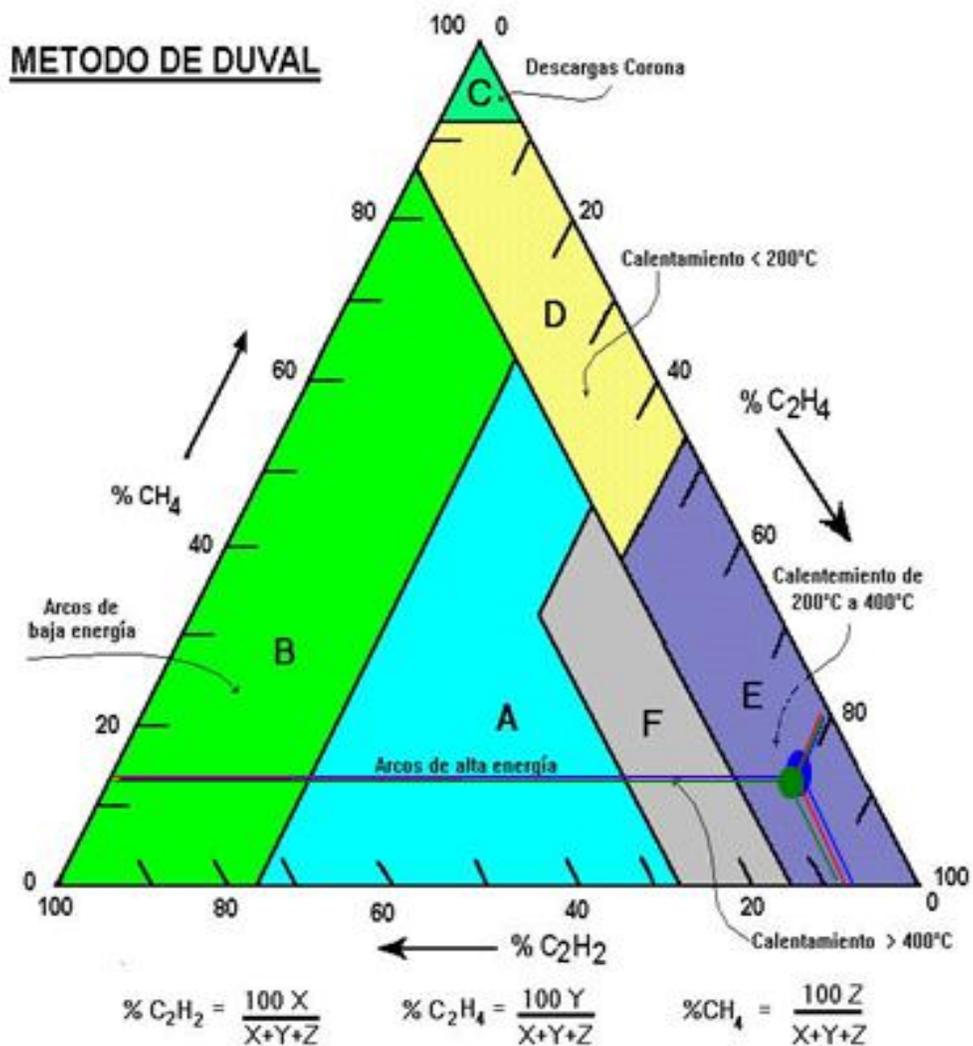
ESTATUS	TIPO
Sí	Térmico
No	Arqueo
No	Descargas parciales

En base a las relacion de  $C_2H_2/C_2H_4$  se observa que son menor a 0.7, asimismo la relación  $CH_4/H_2$  muestra valores mayores a 1.0

	Hidrogeno	Metano	Monoxido de carbono	Bioxido de carbono	Etileno	Etano	Acetileno
<b>GASES</b>	<b>H2</b>	<b>CH4</b>	<b>CO</b>	<b>CO2</b>	<b>C2H4</b>	<b>C2H6</b>	<b>C2H2</b>
2012-01-13	15,0	63,0	17,0	960,0	418,0	105,0	25,7
2012-02-23	20,0	69,0	20,0	1072,0	451,0	106,0	31,0
2012-05-30	38,0	66,0	20,0	1234,0	420,0	99,0	28,7

$\text{CH}_4/\text{H}_2 = 4,20$        $\text{CH}_4/\text{H}_2 = 3,45$        $\text{CH}_4/\text{H}_2 = 1,736842105$   
 $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 = 0,061483254$      $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 = 0,068736142$      $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 = 0,068333333$

### 7.2.2. Análisis y resultados por el Método del Triángulo de Duval.



## OBSERVACIONES

Dentro del Triangulo de Duval se observan las siguientes areas:

- IC = Descargas Parciales.
- ID = Calentamiento menor de 200 °C.
- IE = Calentamiento de 200 °C a 400 °C.
- IB = Arcos de baja energía.
- IA = Arcos de alta energía.
- IF = Calentamiento menor a 400°C.

## RESULTADOS

Como se puede observar dentro de la gráfica, todas las intersecciones quedaron dentro del área E, la cual pertenece y nos indica que el transformador presenta sobrecalentamiento con una temperatura entre 200°C - 400°C

## CALENTAMIENTO 200 °c A 400°C

	Hidrogeno	Metano	Monoxido de carbono	Bioxido de carbono	Etileno	Etano	Acetileno
GASES	H2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2
2012-01-13	15,0	63,0	17,0	960,0	418,0	105,0	25,7
2012-02-23	20,0	69,0	20,0	1072,0	451,0	106,0	31,0
2012-05-30	38,0	66,0	20,0	1234,0	420,0	99,0	28,7

 2012-01-13  
 C2H2= 5,072034735  
 C2H4= 82,5  
 CH4= 12,4

CALENTAMIENTO 200 °c A 400°C

 2012-02-23  
 C2H2= 5,626134301  
 C2H4= 81,9  
 CH4= 12,5

CALENTAMIENTO 200 °c A 400°C

 2004-10-12  
 C2H2= 5,576063726  
 C2H4= 81,6  
 CH4= 12,8

CALENTAMIENTO 200 °c A 400°C

### 7.2.3. Análisis y resultados por el Método de Código de Rogers.

	Hidrogeno	Metano	Monoxido de carbono	Bioxido de carbono	Etileno	Etano	Acetileno
GASES	H2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2
2012-01-13	15,0	63,0	17,0	960,0	418,0	105,0	25,7
2012-02-23	20,0	69,0	20,0	1072,0	451,0	106,0	31,0
2012-05-30	38,0	66,0	20,0	1234,0	420,0	99,0	28,7

CH4/H2=	4,2	3,45	1,736842105
C2H6/CH4=	1,7	1,5	1,5
C2H4/C2H6=	4,0	4,3	4,2
C2H2/C2H4=	0,1	0,1	0,1

COCIENTE DE GAS	INTERVALO	CÓDIGO					DIAGNÓSTICO
			CH4/H2	C2H6/CH4	C2H4/C2H6	C2H2/C2H4	
CH4 H2	< 0.1	5	0	0	0	0	DETERIORO NORMAL
	> 0.1 < 1.0	0	5	0	0	0	DESCARGA PARCIAL
	> 1.0 < 3.0	1	1 ó 2	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO MENOR A 150°C
	> 3.0	2	1 ó 2	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO DE 150°C A 200°C
C2H6 CH4	< 1.0	0	0	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO DE 200°C A 300°C
	> 1.0	1	0	0	1	0	CALENTAMIENTO GENERAL EN LOS CONDUCTORES
C2H4 C2H6	< 1.0	0	1	0	1	0	CORRIENTES CIRCULANTES EN EL DEVANADO
	> 1.0 < 3.0	1	1	0	2	0	CORRIENTES CIRCULANTES EN NUCLEO Y TANQUE
	> 3.0	2	0	0	0	1	DESCARGA NO SOSTENIDA
C2H2 C2H4	< 0.5	0	0	0	1 ó 2	1 ó 2	ARQUEO SOSTENIDO
	> 0.5 < 3.0	1	0	0	2	2	CENTELLEO CONTINUO
	> 3.0	2	5	0	0	1 ó 2	DESCARGA PARCIAL CON DESCARGA SUPERFICIAL

COCIENTE DE GAS	INTERVALO	CÓDIGO					DIAGNÓSTICO
			CH4/H2	C2H6/CH4	C2H4/C2H6	C2H2/C2H4	
CH4 H2	< 0.1	5	0	0	0	0	DETERIORO NORMAL
	> 0.1 < 1.0	0	5	0	0	0	DESCARGA PARCIAL
	> 1.0 < 3.0	1	1 ó 2	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO MENOR A 150°C
	> 3.0	2	1 ó 2	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO DE 150°C A 200°C
C2H6 CH4	< 1.0	0	0	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO DE 200°C A 300°C
	> 1.0	1	0	0	1	0	CALENTAMIENTO GENERAL EN LOS CONDUCTORES
C2H4 C2H6	< 1.0	0	1	0	1	0	CORRIENTES CIRCULANTES EN EL DEVANADO
	> 1.0 < 3.0	1	1	0	2	0	CORRIENTES CIRCULANTES EN NUCLEO Y TANQUE
	> 3.0	2	0	0	0	1	DESCARGA NO SOSTENIDA
C2H2 C2H4	< 0.5	0	0	0	1 ó 2	1 ó 2	ARQUEO SOSTENIDO
	> 0.5 < 3.0	1	0	0	2	2	CENTELLEO CONTINUO
	> 3.0	2	5	0	0	1 ó 2	DESCARGA PARCIAL CON DESCARGA SUPERFICIAL

COCIENTE DE GAS	INTERVALO	CÓDIGO					DIAGNÓSTICO
			CH4/H2	C2H6/CH4	C2H4/C2H6	C2H2/C2H4	
CH4 H2	< 0.1	5	0	0	0	0	DETERIORO NORMAL
	> 0.1 < 1.0	0	5	0	0	0	DESCARGA PARCIAL
	> 1.0 < 3.0	1	1 ó 2	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO MENOR A 150°C
	> 3.0	2	1 ó 2	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO DE 150°C A 200°C
C2H6 CH4	< 1.0	0	0	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO DE 200°C A 300°C
	> 1.0	1	0	0	1	0	CALENTAMIENTO GENERAL EN LOS CONDUCTORES
C2H4 C2H6	< 1.0	0	1	0	1	0	CORRIENTES CIRCULANTES EN EL DEVANADO
	> 1.0 < 3.0	1	1	0	2	0	CORRIENTES CIRCULANTES EN NUCLEO Y TANQUE
	> 3.0	2	0	0	0	1	DESCARGA NO SOSTENIDA
C2H2 C2H4	< 0.5	0	0	0	1 ó 2	1 ó 2	ARQUEO SOSTENIDO
	> 0.5 < 3.0	1	0	0	2	2	CENTELLEO CONTINUO
	> 3.0	2	5	0	0	1 ó 2	DESCARGA PARCIAL CON DESCARGA SUPERFICIAL

### 7.3. Casos en la aplicación del AGDAT.

Caso 1) C.T. Guadalupe Victoria (Lerdo) T-U2 Prolec No Serie N-452-02 15/230 KV 165 MVA.

El 26 de Julio de 1996, siendo las 8:05 a.m. se disparó la unidad 2 operando el relevador Buchholz y 386GA, 394GB y 394E. La unidad se encontraba generando 160 MW en condiciones normales.

La causa principal de la falla fueron unas partículas metálicas y pedacería de empaque de los asientos de las válvulas de las bombas de circulación de aceite, que finalmente se depositaron entre las espiras de las bobinas del transformador. Esto provocó un corto circuito entre los devanados de alta tensión de las fases B y C, perforando los separadores y casquillos envolventes aproximadamente en la parte media de ambos devanados.

Las partículas metálicas provienen del desgaste de la chumacera de bronce de una de las motobombas de circulación de aceite, que a su vez pudo ser ocasionado por el atoramiento del impulsor de la bomba o la obstrucción de los ductos por la pedacería de los empaques de hule.

La pedacería de los empaques se debió a que estaban constituidos de hule etileno-propileno (EPDM), el cual es recomendado para manejo de agua y contraindicado para hidrocarburos.

Una vez ocurrido el desgaste de la chumacera, y depositado las partículas en las bobinas se iniciaron las descargas parciales en los casquillos y las barreras de cartón, con esto la Rígidez Dieléctrica del aislamiento entre los devanados se fue perdiendo progresivamente hasta ocasionar el corto circuito y las falla permanente del equipo.

HISTORIAL DE ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE AISLANTE												
Localización		C.T. Gpe. Victoria					Equipo		T2			
Marca		PROLEC					Voltaje		15/230 KV			
Nº de serie		N-452-02					Volumen					
FECHA	H2 Hidrógeno	O2 Oxígeno	N2 Nitrógeno	CH4 Metano	Monóxido de Carbono	Bióxido de Carbono	C2H4 Etileno	C2H6 Etano	C2H2 Acetileno	%Gas comb.	%Gas dis.	Comentarios
28-Dic-93	0	10 555	559 211	81,4	235,5	7570,48	5,97	87	0			
05-Mar-94	11	1 021	54 593	98	416	7605	7	132	0	0,085	6,70	
30-Jun-94	0		78 294	142,8	660,2	10387	7,7	113,9	0			
4-May-95	Mantenimiento mayor y llenado con aceite nuevo marca PEMEX											
05-May-95	0		22 429	0	0	101	0	0	0	0,018	2,00	
16-May-95	0		20 499	6,4	41,9	1758	1	23,28	0	0,008	0,97	
26-Sep-95	0		36 848	16	73	1844	1	18,9	0	0,011	1,71	
09-Feb-96	27		39 388	87	37	2919	2	37	0	0,025	4,09	
26-Jul-96	361		79 097	217	192	9636	71	112	71	0,119	6,36	
26-Jul-96	Falla											
LIMITES	200	3 500	1 000 000	120	700	10 000	80	100	15	0,1	10	

Figura 7.17. Historial de Análisis de Gases Disueltos en Aceite a Transformador.

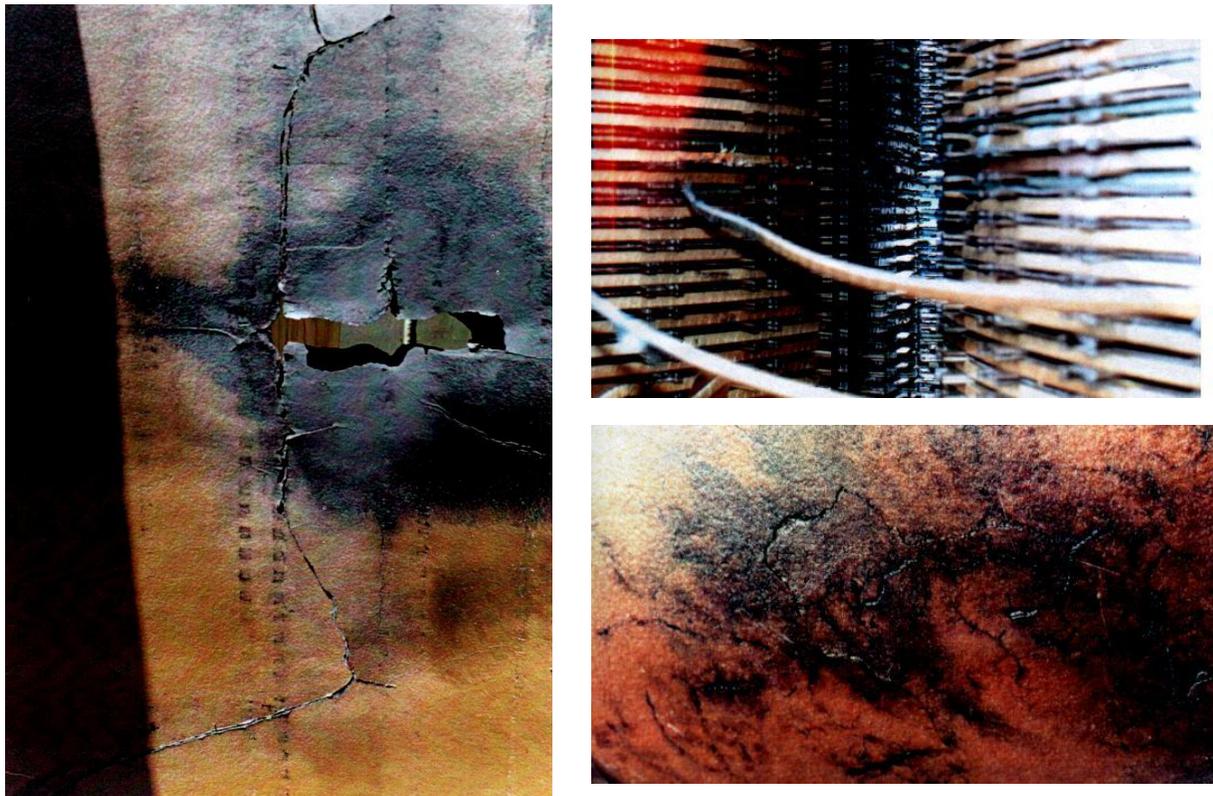


Figura 7.18. Corto circuito en los devanados.

## Caso 2) Central Huinalá

En marzo de 1989 el personal de la Central Huinalá reportó el transformador de servicios auxiliares operando en condiciones anormales. Las pruebas eléctricas tradicionales no reportaron indicios de falla. Debido a su poco volumen (5 000 litros), al realizar el análisis cromatográfico se detectaron enormes cantidades de gases combustibles (81%), lo cual representaba un riesgo de incendio.

Tomando las debidas precauciones se extrajo la parte activa, mostrando un sobrecalentamiento en conectores de las guías de la fase "C" hacia el cambiador de taps. Se realizó la reparación en campo, quedando en servicio en agosto de 1989.

A pocos días de estar operando, el transformador volvió a manifestar incrementos muy notables de gases combustibles. El equipo se continuó monitoreando hasta diciembre del mismo año en que se decidió sacarlo nuevamente de operación, bajo sospecha de que la reparación hubiera quedado defectuosa.

En enero de 1990 se sacó otra vez la parte activa, mostrando el mismo tipo de falla encontrada anteriormente, pero esta vez en los conectores de las guías de la bobina de la fase "B". En esta ocasión se tomó la decisión de cambiar todos los conectores, por unos de tipo bimetálico, ya que la bobina esta fabricada con solera de aluminio y las guías hacia al cambiador son de cobre. A la fecha el equipo esta operando normalmente

Localización			Central Huinala				Equipo			Auxiliar T No 46		Comentarios
Marca			General Electric				Voltaje			4980 L		
Nº de serie			H880685B				Volumen					
FECHA	H2 Hidrógeno	O2 Oxígeno	N2 Nitrógeno	CH4 Metano	Monóxido de Carbono	Dióxido de Carbono	C2H4 Etileno	C2H6 Etano	C2H2 Acetileno	%Gas comb.	%Gas dis.	
14-Dic-89	1762			14569,0	406	1 496	17589	5637	172	5,6400	8,00	
03-Abr-90	33			50,0	263	3 402	13	33	0	0,0573	9,70	
16-Abr-90	5			23,0	40	241	69	15	0	0,0270	8,80	
16-Abr-90	4			18,0	31	200	58	15	0	0,0260	8,50	calentamiento en conductores
14-May-90	6			44,0	97	457	154	34	8	0,0550	7,90	
13-Jun-90	29			98,0	237	1 147	352	67	4	0,1160	5,40	
11-Jul-90	13			97,0	238	1 089	356	72	9	0,1260	7,50	
07-Ago-90	11			87,0	237	1 181	365	77	8	0,1150	6,20	
07-Ago-90	14			89,0	238	1 185	369	74	3	0,1180	5,78	
03-Sep-90	24			83,0	278	1 491	365	77	6	0,1260	6,00	
25-Oct-90	14			115,0	345	1 972	502	101	4	0,1590	6,14	
25-Oct-90	22			115,0	319	1 939	533	107	4	0,1840		
LIMITES	200	3 500	1 000 000	120	700	10 000	80	100	15	0,1	10	

Figura 7.19. Historial de Análisis de Gases Disueltos en Aceite a Transformador.

S.E. C. HUINALA	EQUIPO T No.46	MARCA G.E.	N.S.	H880685B
No DE ANALISIS			FECHA	14-Dic-89

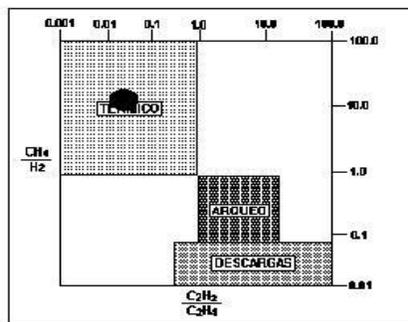
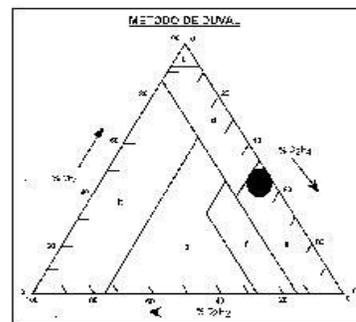


DIAGRAMA DE DÖRNEBURG



- a.- Arcos de alta energía
- b.- Arcos de baja energía
- c.- Descargas corona
- d.- Calentamiento  $T < 200^{\circ}\text{C}$
- e.- Calentamiento  $200^{\circ} < T < 400^{\circ}\text{C}$
- f.- Calentamiento  $T > 400^{\circ}\text{C}$

METODO DE ROGERS

COCIENTE DE GAS	INTERVALO	CODIGO
CH4/H2	< 0.1	5
	> 0.1 < 1.0	0
	> 1.0 < 3.0	1
C2H6/CH4	> 3.0	2
	< 1.0	0
C2H4/C2H6	> 1.0	1
	< 1.0	0
	> 1.0 < 3.0	1
C2H2/C2H4	> 3.0	2
	< 0.5	0
C2H2/C2H4	> 0.5 < 3.0	1
	> 3.0	2

CH4 H2	C2H6 CH4	C2H4 C2H6	C2H2 C2H4	DIAGNOSTICO
0	0	0	0	DETERIORO NORMAL
5	0	0	0	DESCARGA PARCIAL
1 6 2	0	0	0	SOBRECALENTAMIENTO MENOR A 150° C
1 6 2	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO DE 150° A 200° C
0	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO DE 200° A 300° C
0	0	1	0	CALENTAMIENTO GENERAL EN CONDUCTORES
1	0	1	0	CORRIENTES CIRCULANTES EN EL DEVANADO
1	0	2	0	CORRIENTES CIRCULANTES EN EL NUCLEO Y TANGUE
0	0	0	1	DESCARGA NO SOSTENIDA
0	0	1 6 2	1 6 2	ARGUERO SOSTENIDO
0	0	2	2	CENTELLEJO CONTINUO
5	0	0	1 6 2	DESCARGA PARCIAL CON DESCARGA SUPERFICIAL

COMENTARIOS : Calentamiento en conexiones.

---



---



---

FACG  
ANALIZO

FACG  
REVISO

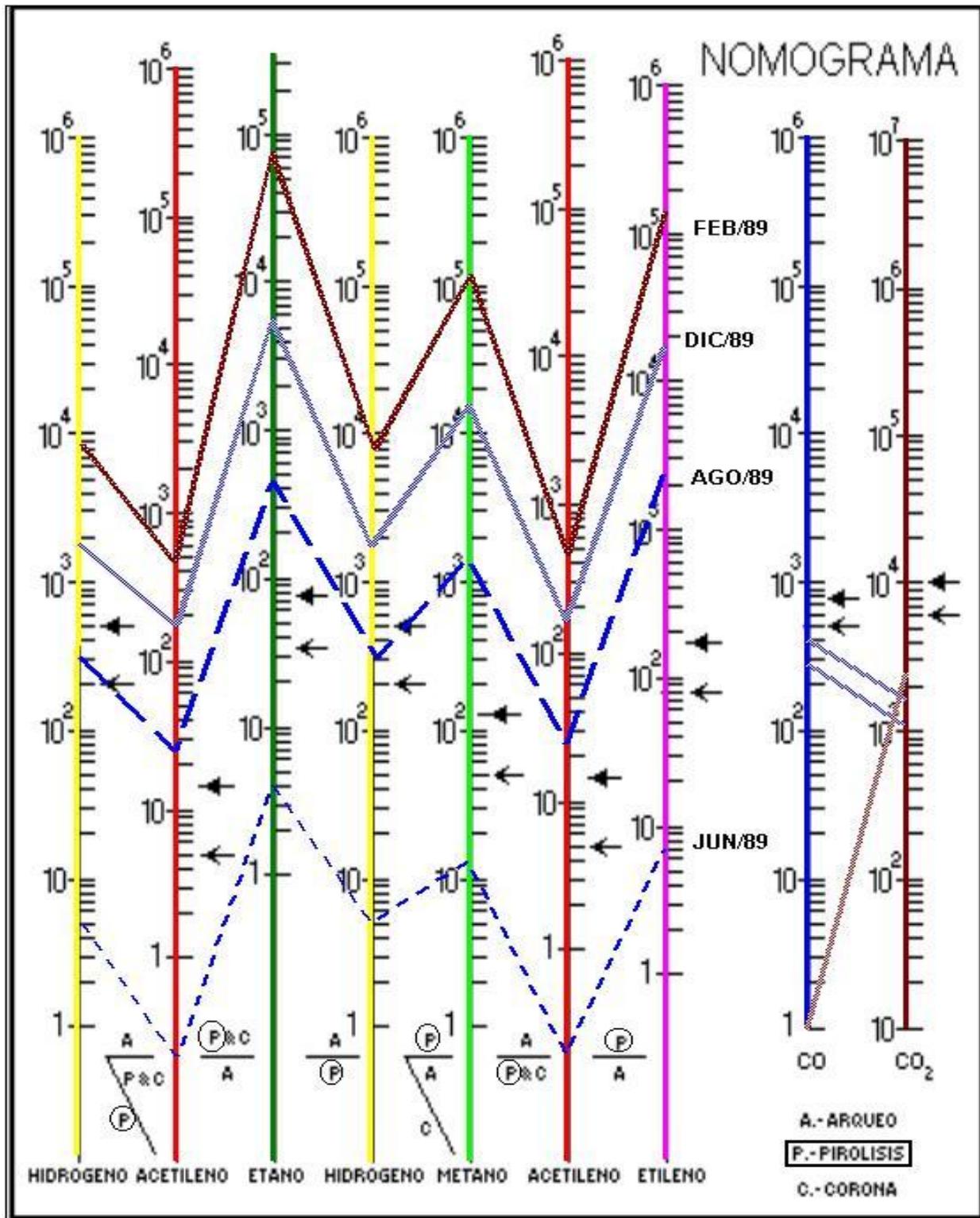


Figura 7.20. Interpretación mediante Nomograma del transformador de S.E. Central Huinalá

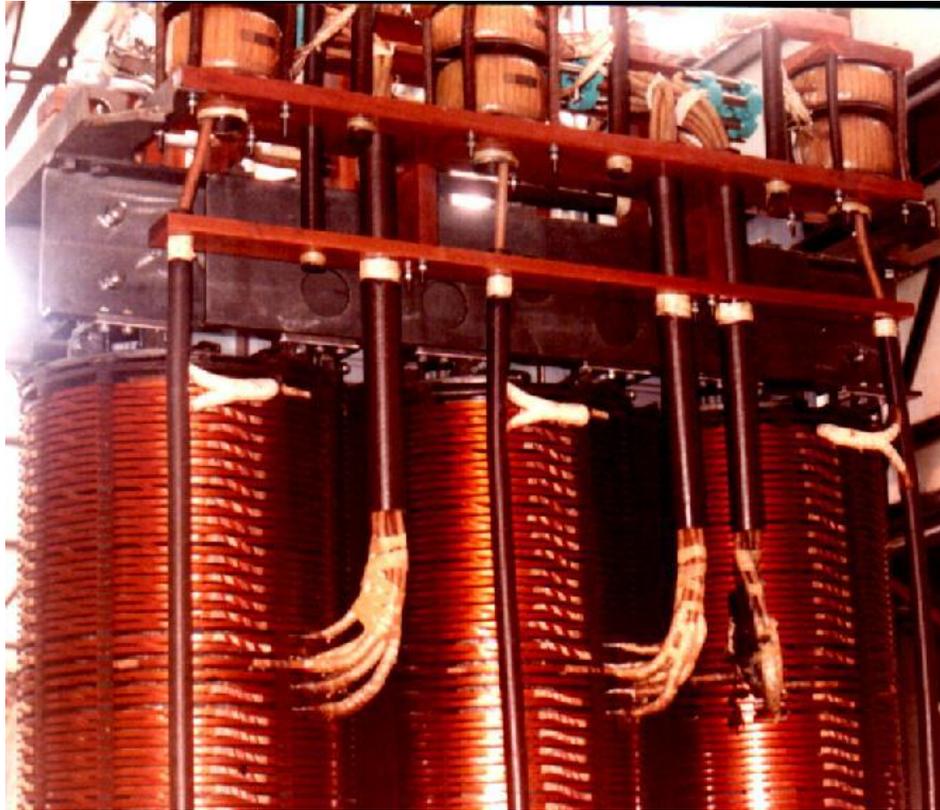


Figura 7.21. Primera falla.



Figura 7.22. Segunda falla.

## RESUMEN

El presente trabajo se realizó con la finalidad de prevenir fallas incipientes mediante monitoreo, en los transformadores de potencia con la planeación de un Programa de mantenimiento utilizando la técnica del Análisis de Gases Disueltos en Aceite a transformador.

Esta técnica es utilizada actualmente en el mantenimiento preventivo a éstas máquinas eléctricas del tipo sumergido en aceite.

El aceite dieléctrico en el transformador de potencia tiene las funciones de actuar como un material dieléctrico aislante, medio de transferencia de calor, como protector de papel y como herramienta de diagnóstico, aquí nuestro objeto de estudio.

Con respecto a los transformadores, el aceite es uno de los elementos más importantes ya que forma parte del sistema de aislamiento y por otro lado actúa como agente enfriador, transportando el calor del núcleo y bobinas a la zona de disipación final. Las causas más comunes del deterioro del aceite en los transformadores son entre otras, la contaminación, humedad, formación de ácidos y oxidación. La humedad reduce notablemente las propiedades dieléctricas del aceite aislante, en tanto que los ácidos orgánicos además de ser conductores ayudan a retener agua.

Mediante la cromatografía de gases y análisis de gases disueltos en aceite a transformador podemos obtener un valor que nos permitirá evaluar y monitorear las condiciones del equipo; realizando la interpretación de datos mediante el método de relaciones de Dörnenburg, Triángulo de Duval, código de Rogers y Nomograma. Dicha técnica es una herramienta fundamental en el Mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo para *mantener el buen funcionamiento del equipo en la subestación.*

En el desarrollo de la presente tesis se describe como interpretar y utilizar el AGDAT.

## RECOMENDACIONES

El mantenimiento preventivo del transformador es esencial para un alargamiento de su vida útil. De acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de diagnóstico que se realizan a los transformadores en aceite, la mayoría de las fallas producidas en estos equipos pueden ser atribuidas al deterioro de su sistema de aislamiento.

Sin embargo, éste talón de Aquiles puede ser fortalecido si se mantiene un programa completo de mantenimiento preventivo-periódico, orientado a combatir a los factores de humedad, oxígeno, calor y contaminación; que inciden en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.

Por ello es recomendable el AGDAT, ya que es una técnica analítica que proporciona información precisa que nos permite monitorear y evaluar el comportamiento de un transformador de potencia que nos permitirá detectar una posible falla incipiente y su localización; cabe hacer mención de las ventajas que se tienen en comparación con otras mediciones: porque NO requiere la desconexión del equipo, una sola persona puede realizar el muestreo de manera sencilla, se puede repetir tantas veces como sea necesario, NO afecta la operación del transformador, NO depende de las condiciones ambientales.

Cuando el transformador presenta problemas o fallas incipientes como conexiones flojas, descargas parciales, arcos que no pueden ser detectados por las pruebas eléctricas de campo, el análisis de gases disueltos en el aceite (Cromatografía de gases) es una herramienta que proporciona información valiosa acerca del tipo de falla presente.

Dentro de una subestación eléctrica es indispensable elaborar un programa de mantenimiento con registros mensuales con los datos y resultados del AGDAT documentándose en órdenes de trabajo con ayuda de software y la guarda de documentación en electrónico, en caso de posible falla especular con los históricos.

El mantenimiento preventivo sin duda debe ser considerado el más importante, ya que si se presentara una falla nos dejaría fuera del sistema eléctrico, o peor aun podría causar un peligroso siniestro por no realizar correctamente un buen mantenimiento preventivo.

Se recomienda realizar en toda subestación de fuerza las pruebas eléctricas con el transformador fuera de operación como son: resistencia de aislamiento, factor de potencia, resistencia óhmica, relación de transformador, medición de corriente de excitación.

Se recomienda para boquillas y uniones:

Que los aisladores de porcelana de las boquillas de transformadores, se deben limpiar durante los periodos que están fuera de servicio. Esto es particularmente importante para lugares con altos niveles de contaminación y humedad, utilizando artículos de limpieza.

En los periodos programados para mantenimiento de boquillas, se deben revisar las condiciones de las uniones de la conexión externa del transformador con las barras, ya que una reducción en la presión de contacto, provoca sobrecalentamiento en las boquillas y puede dañar las juntas adyacentes.

Para el cambiador de derivaciones sin carga, la relación de transformación varía a través del cambiador de derivaciones. El eje de control del cambiador se encuentra en la cubierta o la pared del tanque del transformador. La terminal del eje esta provista con una manivela, un indicador de posición y un dispositivo de bloqueo. Los cambiadores de carga normalmente no requieren de un mantenimiento regular, pero se recomienda que cuando este fuera de servicio, se mueva de un extremo de su posición hasta el otro varias veces, de forma manual o motorizada.

Las unidades manejadas con motor requieren de un mantenimiento regular. Los intervalos de mantenimiento y el tiempo de vida esperado dependen del número de operaciones. Sólo personal entrenado y experimentado deberá realizar el mantenimiento en este tipo de unidades, entre las que se encuentran los ventiladores y las bombas.

Usualmente las juntas son de corcho resistente a líquidos, goma de nitrilo, o silicón de sellado y son utilizados entre la tapa y los collarines o entre las boquillas y las tapas. Cuando las juntas presentan fugas, se realiza un ajuste que consiste en apretar los tornillos y si se requiere cambiarlas, se debe consultar y solicitar información con el proveedor del equipo.

Para la protección de superficies reparar la pintura dañada, se deben limpiar los puntos afectados y dejarlos libres de óxido, suciedad y grasa. Posteriormente se aplica la capa primaria de zinc enriquecido y después la capa de pintura. El espesor final de pintura debe ser por lo menos igual que el espesor de pintura original. Si se presenta un daño en la pintura, se recomienda contactar a una compañía especializada en este tipo de trabajo.

Finalmente otra recomendación es realizar el regenerado y purificado del aceite. Para realizar este proceso se debe emplear la purificadora, la cual debe hacer recircular aceite en un circuito cerrado que comprenda purificadora y transformador.

## CONCLUSIONES

La gran mayoría de los transformadores actualmente en servicio, tanto de potencia y distribución, son construidos del tipo sumergidos en aceite dieléctrico, característica que hace de estas máquinas fáciles de monitorear y diagnosticar su operación, darles mantenimiento preventivo a través de su propio aceite cuando éste, es realizado oportuna y adecuadamente por personal experto.

La gran demanda de grandes cantidades de energía para abastecer los centros de consumo industrial y urbano, requiere de un gran número de transformadores para su eficiente utilización.

Los transformadores de potencia son una de los componentes más importantes de los sistemas de potencia. La falla de un transformador implica asumir elevados costos, no solo por el remplazo de la unidad sino también el lucro cesante ante la posibilidad de abastecer al usuario.

Actualmente el 90% de los refrigerantes utilizados en los transformadores eléctricos son fabricados en base a aceites minerales derivados del petróleo.

Las principales funciones del aceite aislante en un transformador son: actuar como un material dieléctrico aislante, como medio de transferencia de calor, como protector del papel y como herramienta de diagnóstico.

El 85% de todas las fallas del transformador se deben a que el papel se ha debilitado hasta el punto en que no puede recuperarse a un esfuerzo mecánico.

Mientras que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico, las elevadas temperaturas causan envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciendo la rigidez dieléctrica y mecánica; produciendo la destrucción del papel.

Por lo que se concluye que el AGDAT esta basado en el hecho de que los aislamientos del transformador se descomponen en gases, dependiendo de la energía presente a su alrededor. Todos los transformadores generan algún tipo de gases durante su operación, debido a que es normal que exista una energía térmica, proveniente de la disipación propia de sus partes activas (pérdidas) y del calentamiento ambiental. Con esta energía básica es suficiente para que el aislamiento sólido y líquido se descomponga lentamente.

Los principales objetivos del uso de esta técnica se centran en: monitorear los transformadores en servicio y obtener un aviso anticipado de una falla, supervisar una unidad en operación que se presume tiene una falla incipiente hasta lograr poder sacarla de servicio para su reparación o reemplazo, indicar la naturaleza y localización de la falla, asegurarse que un transformador recientemente adquirido no presente ningún tipo de falla durante el tiempo de garantía que da el fabricante.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

### CORRIENTE NOMINAL

La corriente nominal fija los esfuerzos térmicos que debe soportar una instalación eléctrica, en las condiciones de operación más desfavorables.

### ESFUERZOS DIELECTRICOS

Son el resultado a sobrevoltaje del sistema, condiciones de impulsos transitorios o resonancias en el interior de los devanados.

### ESFUERZOS MECÁNICOS

Son originados entre conductores, cables de conexión y devanados, debido a sobrecorrientes o corrientes de falla, generados principalmente por cortocircuito del sistema y corrientes de magnetización.

### ESFUERZOS TÉRMICOS

Debidos a sobrecalentamiento puntual, originados por corrientes de sobrecarga y flujo disperso. Se generan cuando se sobrepasan los valores de la placa de datos o debido a un mal funcionamiento del sistema de enfriamiento.

### RÍGIDEZ DIELECTRICA

Es la tensión que produce un arco eléctrico permanente entre dos electrodos bien definidos separados 25mm, sumergidos en aceite a 20°C se expresa en KV/cm.

La rigidez dieléctrica orienta sobre la capacidad aislante del aceite, así como de la presencia en el mismo de impurezas, tales como agua, lodos, polvo, gases, etc. La presencia de impurezas disminuye la rigidez dieléctrica de un aceite. Las impurezas facilitan el paso de la corriente a través del aceite, especialmente las que llevan a cabo la disolución, tales como fibras de papel, gotas de polvo, etc.

## CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Determina los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión; y es también un parámetro importante en el diseño de la red de tierra de la instalación.

La corriente de cortocircuito, al circular por los devanados de cualquier transformador, produce un aumento brusco de temperatura, que degrada los aislamientos y disminuye la vida útil de éstos, de tal manera que una sobretensión posterior, aunque sea pequeña, puede ser el origen de una falla seria en los embobinados e incluso de su destrucción.

## RELÉ DE BUCHHOLZ

Es un dispositivo que aprovecha el incremento súbito de la presión del aceite o la generación de gases por una falla incipiente, para emitir una alarma o para accionar un disparo. Para cumplir su función, requiere que se instale en la tapa superior del tanque.

## ACEITE DIELECTRICO

Es el líquido aislante utilizado para usos electrotécnicos obtenido por destilación fraccionada del petróleo. Es un componente muy importante del aislamiento del transformador que debe cumplir con aislar los arrollamientos entre sí y contra tierra, enfriar los devanados y núcleo magnético del transformador.

## FALLA INCIPIENTE

En su etapa inicial NO son severas, pero pueden evolucionar y dar lugar a fallas mayores si no son atendidas oportunamente. A este tipo de falla se le debe dar un seguimiento, con la finalidad de anticiparse y evitar su evolución a una falla eléctrica severa o catastrófica.

## PPM

Es la unidad de medida con la que se evalúa la concentración, se refiere a la cantidad de unidades de la sustancia que hay por cada millón de unidades del conjunto.

## CROMATOGRAFÍA

Es una técnica de la Química Analítica que sirve para la separación de mezclas de compuestos por medio del paso de un fluido llamado fase móvil, sobre un material fijo llamado fase estacionaria.

## CROMATOGRAFÍA DE GASES

Es un tipo de Cromatografía donde la fase móvil es exclusivamente un gas

## AGDAT

Este análisis permite detectar problemas relacionados con la presencia de gases combustibles (cromatografía del aceite), la degradación de la celulosa (contenido de compuestos furánicos) y el contenido de humedad o contaminantes (factor de potencia, contenido de humedad y rigidez dieléctrica), generados durante la operación del equipo.

La generación de fallas en los transformadores de potencia esta asociada a la formación de gases. El análisis de dichos gases es un método efectivo para la detección de fallas incipientes, identificación del tipo de falla y el monitoreo de su evolución, respecto al tiempo. La sensibilidad de este método permite detectar fallas incipientes y prever acciones, antes de que el problema sea grave. Esto permite planear con anticipación la reparación o reemplazo del transformador, reduciendo considerablemente los costos de mantenimiento.

## ARQUEO ELÉCTRICO

Es la descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos sometidos en condiciones que provocan ruptura.

## DESCARGAS PARCIALES

Son descargas eléctricas intermitentes, de alta frecuencia, que se localiza en una porción de un sistema aislante, sometido a una gradiente de tensión, que resulta de una ionización gaseosa transitoria que ocurre cuando el gradiente de tensión excede de un valor.

Arquean parcialmente entre dos electrodos, y pueden ocurrir dentro del aislamiento o en el aire adyacente a la superficie aislada.

## EFECTO CORONA

El efecto corona es un caso particular del fenómeno de descargas parciales. Este efecto se puede oír y ver como una crepitación y luminosidad respectivamente que se producen sobre la superficie desnuda de un conductor, cuando el gradiente de tensión en la superficie alcanza un valor que excede la rigidez dieléctrica del aire que lo rodea.

## PIROLISIS

Del griego piro, (“fuego” y “lisis”, rotura) es la descomposición química de materia orgánica y todo tipo de materiales, excepto metales y vidrios, causada por el calentamiento en ausencia del oxígeno.

## PUNTO CALIENTE

Diferencia de temperatura entre conexiones, entre fases; debido a conexiones flojas, deterioro y/o ausencia de líquido refrigerante. (sobrecalentamiento)

## CELULOSA

Son los materiales con los que se encuentran contruidos los devanados del transformador como son: papel aislante, cartón, madera, lino, baquelita, etc.

## GAS CLAVE

Son gases que proporcionan una indicación sencilla, rápida y clara de posibles condiciones anormales de operación del transformador.

## NOMOGRAMA

Es el método propuesto por el Sr. J. Orren Church, del Buró de Reclamaciones de Denver Colorado. En el cual conjuntó en una gráfica las ideas de manejar la magnitud de las concentraciones y un valor límite máximo con el de relaciones de pares de gases.

Cada una de las concentraciones de los gases se representó con una línea y para ciertos gases con dos líneas en escalas logarítmicas dibujadas en sentido vertical.

## HÁNDICAP

Es la relación entre el modelo ideal y el modelo real. Si el modelo real es mejor que el ideal, se establece un cálculo diferencial para fomentar las condiciones ideales. En caso de ser peor, se suele desestimar si los valores de tolerancia son inadmisibles.

## BIBLIOGRAFÍA

*Enríquez, Harper Gilberto. "Manual del técnico en Subestaciones Eléctricas". LIMUSA, México. 2008*

*Raúll, Martin José. "Diseño de Subestaciones Eléctricas". 2ª ed. UNAM Facultad de Ingeniería, México. 2000*

*Calloni, Juan Carlos. "Mantenimiento Preventivo para Máquinas, equipos e instalaciones electromecánicas y civiles". 2ª ed. ALSINA, Buenos Aires. 1984*

*Enríquez. Harper Gilberto. "Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas". 2ª ed. LIMUSA, México. 626p. 2006.*

*Enríquez, Harper Gilberto. "Pruebas y Mantenimiento a Equipos Eléctricos". LIMUSA, México, 2010*

*Myers, Kelly, Parrish, Alexander & Griffith "A Guide to transformer maintenance", S.D. Myers Inc., USA 1981. 836 pp.*

*Vargas, Javier & Flores, Mari. "Procedimiento para la recolección de muestras en campo, identificación, empaque, transportación y control de admisión". ORPML-5.7.1 OilReclaiming, México 2009. 8 p*

*García, Garrido Santiago. "Organización y Gestión integral de Mantenimiento (Manual práctico para la implantación de sistemas de gestión avanzados de mantenimiento industrial)". Díaz de Santos. España, 2003.*

González, Hernández Francisco Javier. "Teoría y Práctica del Mantenimiento Industrial Avanzado". Fundación Confemetal, España. 2003  
James H. Harlow. "Electric Power Transformer Engineering". CRC Press, 2004.

Paul Gill, "Electrical power equipment maintenance and testing". Prentice Hall, 1997.

Liñan, Roberto & et. al "Monitoreo y diagnóstico en línea de transformadores de potencia". Boletín IIE- en línea-, julio-agosto 1997.  
<http://www.iie.org.mx/publica/bolja97/tec3ja97.htm>

Salitl O Duffoia, A. Raost & John Dixon Campeblell. "Sistemas de Mantenimiento, Planeacion y Control". LIMUSA WILLEY. 2000

United States Departament of the interior Bureau of Reclamation Denver, Colorado. "Fist 3-30 Facilities Instruccionas, Standards and Techniques. Transformer Maintenance, Hydroelectric Research and Technical Services Group D-8450". Denver Colorado, USA. Octubre 2000. 81 p.

Biddle Instruments, Manual on Electrical Insulation testing for the practical man, PA. 1942.

IEEE, Guide for the acceptance and maintenance of insulating oil in equipment, C57.106.1991

IEEE, Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers, C57.104.1991.

## ANEXOS

### SÍMBOLOS GRÁFICOS.

Especifica los símbolos a utilizar para la elaboración de procedimientos de procesos productivos y administrativos (Diagramas de Flujo).

SIMBOLOS GRÁFICOS	FUNCIÓN
	Indica el principio y fin de un procedimiento.
	Indica una operación del procedimiento.
	Indica una decisión para una operación del procedimiento.
	Indica la emisión de un documento/registro pertinente a un procedimiento.
	Indica la secuencia de variantes o retroalimentación de un proceso en una misma pagina, a través de letras.
	Indica que hay un detalle de la operación en otro flujo-grama.
	Indica que continúa el flujo-grama de un proceso en otra página, a través de números.
	Indica la dirección del flujo.

Anexo 1: Diagrama de Flujo del programa de mantenimiento.

PERIODO DE INSPECCIÓN	ACTIVIDADES A REALIZAR
DIARIAMENTE	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. TOMAR LECTURAS DE LAS CORRIENTES Y DE LOS VOLTAJES DE CARGA.</li> <li>2. TOMAR LECTURAS DE LA TEMPERATURA DEL ACEITE Y DE LA TEMPERATURA DE DEVANADOS.</li> <li>3. TOMAR LECTURAS DE LAS TEMPERATURAS DEL ACEITE ENTRANTE Y SALIENTE ( VENTILACIÓN POR ACEITE FORZADO).</li> <li>4. TOME LECTURAS DE LA PRESION DEL CHOLCHON DE NITROGENO (VARIARA BAJO LAS CONDICIONES DE CARGA Y TEMPERATURA DEL AMBIENTE).</li> <li>5. SONIDOS INUSUALES.</li> <li>6. OBSERVAR QUE LAS BOMBAS DE CIRCULACION Y LOS VENTILADORES QUE ESTEN OPERANDO DENTRO DE LAS TEMPERATURAS NORMALES.</li> </ol>
SEMANALMENTE	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. FUGAS; ESPECIALMENTE EN ACEITES CON PCB.</li> <li>2. NIVEL DE ACEITE EN EL TANQUE Y EN LOS PASATAPAS, SI ESTOS FUERAN EN ACEITE.</li> <li>3. REVISAR LOS TUBOS DE VENTILACION, SI EXISTEN CAMBIOS DE TEMPERATURA.</li> </ol>
MENSUALMENTE	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. INSPECCIONAR TODOS LOS MEDIDORES QUE POSEA EL TRANSFORMADOR JUNTO CON LAS PASATAPAS TANTO DE LATA COMO DE BAJA TENSION. REVISANDO SI EXISTE FUGAS DE ACEITE DEL TANQUE, UNIONES Y TUBERIAS.</li> <li>2. REALIZAR INSPECCION GENERAL DEL TRANSFORMADOR, TOMAR NOTA DEL NÚMERO DE OPERACIONES DEL CAMBIADOR DEL TAP BAJO CARGA.</li> <li>3. REVISAR LAS ALARMAS DE PROTECCIÓN (REVISANDO EL MEDIDOR DE PRESION/VACÍO).</li> <li>4. REVISAR EL ESTADO DEL RESPIRADOR DESHIDRATANTE, SI SE ENCUENTRA SATURADO DE HUMEDAD.</li> <li>5. REALIZAR ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE A TRANSFORMADOR.</li> </ol>
TRIMESTRALMENTE	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. TOMAR LECTURAS DE LA TEMPERATURA PROMEDIO DEL ACEITE.</li> <li>2. REVISAR SI LA VALVULA DE SOBREPRESION HA OPERADO.</li> <li>3. REALIZAR ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE A TRANSFORMADOR.</li> <li>4. REVISAR LA EXISTENCIA DE FUGAS DE ACEITE O DE AGUA.</li> </ol>
SEMESTRALMENTE	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. REALIZAR LAS 9 PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO.</li> <li>2. REALIZAR UNA INSPECCIÓN VISUAL DE LOS PASASATAPS/AISLADORES, APARTARRAYOS, GRADO DE LIMPIEZA, CONTAMINACION Y/O EXISTENCIA DE FOGONEO.</li> <li>3. REVISAR EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA, CONEXIONES FLOJAS, ROTAS Y/O CORROIDAS.</li> <li>4. REALIZAR ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE A TRANSFORMADOR.</li> <li>5. REVISAR EL SISTEMA CONTRA INCENDIO.</li> </ol>
ANUALMENTE	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. REALIZAR PRUEBAS ELECTRICAS AL TRANSFORMADOR.</li> <li>2. REALIZAR PRUEBA DE TERMOGRAFIA INFRARROJA EN BUSCA DE PUNTOS CALIENTES, MALAS CONEXIONES, PORCELANA ROTA.</li> <li>3. INSPECCIÓN DE LOS PUENTES DEL TRANSFORMADOR A LAS BARRAS O EQUIPOS EN BUSCA DE DEFORMACION Y/O ENVEJECIMIENTO.</li> <li>4. REVISAR LOS CIRCUITOS DE CONTROL.</li> <li>5. REALIZAR LA MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL SISTEMA (MENOS A 5 OHM).</li> <li>6. REALIZAR ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE A TRANSFORMADOR.</li> </ol>

ANEXO 2. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO (DEFINICIÓN DE TAREAS POR PERIODICIDAD).

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
Sistemas de protección y monitoreo.	Aceite	*Aislar los bobinados. *Disipar el calor.	Eliminar pequeños arcos electricos.
	Papel aislante	Aislar cada uno de los bobinados y conductores internos.	*Evitar la explosión del transformador. *Mantener en buen estado los contactos de accionamiento.
	Bushings	Aislar el conductor de alta tensión de la carcasa del tanque.	*Mantener hermeticidad. *Mantener una buena conductividad de la parte interna del bushings.                      *Permitir la inspección del nivel de aceite por medio del visor.
	Aisladores de porcelana, tales como manguitos, descargadores, aisladores de soporte, etc.	Aislar partes externas e internas del transformador y equipo primario.	*Aislamiento secundario. *Aislamiento de partes pequeñas individualmente.

ANEXO 3. FUNCIONES DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y MONITOREO.

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
Sistemas de protección y monitoreo.	Relé Buchholz	Desenergizar el transformador en caso de cortocircuitos internos.	*Mantener hermeticidad. *Purgar el gas en el aceite. *Mantener en buen estado los contactos
	Dispositivo de alivio de presión	Aliviar rápidamente la sobrepresión interna en caso de falla severa.	*Evitar la explosión del transformador. *Mantener en buen estado los contactos de accionamiento.
	Indicador de nivel de aceite	Monitorear el nivel de aceite.	*Facilitar la inspección del nivel de aceite al operador. *Mantener en buen estado los contactos de accionamiento. *Desconectar si el nivel de aceite es mínimo.
	Monitor de temperatura	Monitoreo de la temperatura. *Operación del sistema de enfriamiento.	*Facilitar la inspección de la temperatura del aceite y los devanados. *Tener una medición confiable de forma local y remota.
	Secador de aire	Proteger entrada de humedad	*Mantener en buen estado el silicagel. *Mantener hermeticidad.

ANEXO 3. FUNCIONES DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y MONITOREO.

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
Sistemas de protección y monitoreo.	Relé diferencial	Proteger al transformador de cortocircuitos internos.	*Registrar alarmas y disparos de forma local y remota. *Desconectar el transformador lo más rápido posible en caso de falla. *Discriminar las zonas de proteccion, asi como corrientes transitorias.
	Relé de sobrecarga y de falla de PT.	Detectan fallas en todo el sistema eléctrico por sobrecarga.	*Indica conexiones de puesta a tierra defectuosas.
	Relé de aumento brusco de presión	Detecta aumento brusco de presión en el tanque del transformador debido a la generación de gases causadas por una falla.	*Indica si el nivel de vapor de agua concentrado es más alto de lo normal.
	Relé de sobrecorriente	Proteger al transformador de cortocircuitos externos.	*Registrar alarmas y disparos de forma local y remota. *Desconectar el transformador lo más rápido posible en caso de falla. *Discriminar las zonas de proteccion, asi como corrientes transitorias.

ANEXO 3. FUNCIONES DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y MONITOREO.

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
Sistemas de protección y monitoreo.	Pararrayos	Limitar los sobrevoltajes de impulso y manibra a valor tolerables.	*Registro del numero de operaciones. *Mantener en buenas condiciones los gaps de aire. *Mantener una buena conductividad de la puesta a tierra.
	Indicador de cuadrante de nivel de aceite	Detectan fallas en todo el sistema eléctrico por sobrecarga.	*Indica temperaturas anormalmente bajas en aceite. *Indica pérdidas extrañas de aceite.

ANEXO 3. FUNCIONES DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y MONITOREO.

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
Sistemas de Refrigeración.	Relé térmico p/temperatura de aceite o bobinados.	Detecta e indica la máxima temperatura del aceite y los bobinados.	*Controlar el sistema de enfriamiento. *Protección de sobrecargas.
	Indicador de flujo de aceite.	Verifica el funcionamiento de la bomba de aceite.	*Indica fallas en el motor de la bomba. *Indica estado de apertura de las válvulas del radiador.
	Radiadores	Disipa el calor	*Permite hermeticidad al transformador. *Bloquea ingreso de partículas extrañas como tierra y oxidación.
	Ventiladores	Mejorar la tasa de transferencia de calor entre transformador y aceite.	*Mantener flujo de aire constante. *Liberar de oxidación y contaminación.
	Bombas de aceite	Mantener un flujo constante de aceite.	

ANEXO 3. FUNCIONES DE SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN.

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
Sistemas Parte activa	Núcleo	Acoplar flujo magnético entre los devanados.	*Evita la presencia de flujos capacitivos . *Sostener los bobinados.
	Devanados	Crear flujo electromagnético.	*Resistir cargas estáticas permanentes y sobretensiones transitorias. *Indica pérdidas extrañas de aceite.

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
Sistemas de Soporte	Tanque y tuberías	Contención y circulación de aceite aislante.	*Hermeticidad. <span style="float: right;">*Evitar</span> contacto del aceite aislante con partículas extrañas.
	Conservador	Compensación de variaciones de volumen de aceite.	*Prevenir el deterioro del aceite. *Prevenir el deterioro del papel del aislamiento.
	Estructura central	Soporte interno del núcleo	
	Estructura de Contactos	Conexiones de parte activa con el exterior.	

ANEXO 3. FUNCIONES DE SISTEMAS DE PARTES ACTIVA Y SOPORTE.