

**UNIVERSIDAD
DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



FACULTAD DE INGENIERÍA

***EL ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE MINERAL
DIELÉCTRICO COMO ALTERNATIVA PARA EL DESARROLLO DE
PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO DE
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE POTENCIA***

TESIS

**PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR**

WALTER MIGUEL FLORIÁN CARBONELL

**AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 1,997

**PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central**

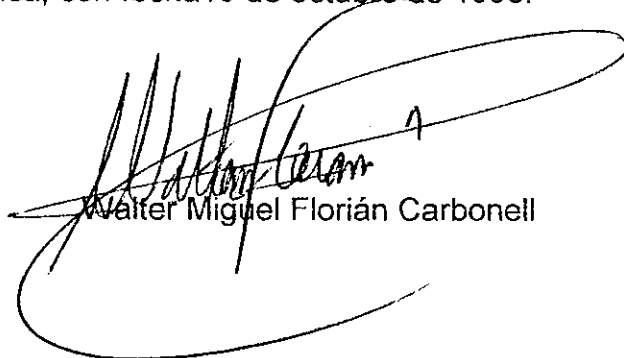
08
T(4192)
C.4

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Conforme a lo establecido por la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

**EL ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE MINERAL
DIELÉCTRICO COMO ALTERNATIVA PARA EL DESARROLLO DE
PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO DE
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE POTENCIA**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 16 de octubre de 1996.



Walter Miguel Florián Carbonell

**UNIVERSIDAD
DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



FACULTAD DE INGENIERÍA

MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO:	ING. HERBERT RENÉ MIRANDA BARRIOS
VOCAL 1o.	ING. MIGUEL ÁNGEL SÁNCHEZ GUERRA
VOCAL 2o.	ING. JACK DOUGLAS IBARRA SOLÓRZANO
VOCAL 3o.	ING. JUAN ADOLFO ECHEVERRÍA MÉNDEZ
VOCAL 4o.	BR. VÍCTOR RAFAEL LOBOS ALDANA
VOCAL 5o.	BR. WAGNER GUSTAVO LÓPEZ CÁCERES
SECRETARIA	INGA. GILDA MARINA CASTELLANOS DE ILLESCAS

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ
EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO:	ING. JULIO ISMAEL GONZÁLEZ PODSZUEK
EXAMINADOR:	ING. MIGUEL ANGEL SÁNCHEZ GUERRA
EXAMINADOR:	ING. CARLOS ANIBAL CHICOJAY COLOMA
EXAMINADOR:	ING. GUSTAVO BENIGNO OROZCO GODINEZ
SECRETARIO:	ING. FRANCISCO JAVIER GONZÁLEZ LÓPEZ

Guatemala, 28 de mayo de 1997.

Ingeniero
Angel García
Coordinador del Area de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Presente

Ingeniero García:

De conformidad a la designación que me hicieran, he realizado la asesoría del trabajo de tesis titulado **EL ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE MINERAL DIELECTRICO COMO ALTERNATIVA PARA EL DESARROLLO DE PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE POTENCIA**, elaborado por el estudiante universitario WALTER MIGUEL FLORIÁN CARBONELL, con carnet # 9212805, como requisito previo a optar el Título de Ingeniero Mecánico Electricista.

Luego de revisar el contenido y verificar la consistencia de los temas expuestos, recomiendo la aprobación del presente trabajo.

Por lo anterior, mucho le agradecería revisar el trabajo que se adjunta, a fin de dar su visto bueno, para que el estudiante Walter Miguel Florián Carbonell pueda someterse al examen de tesis respectivo.

Las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo son responsabilidad únicamente del Autor y Asesor.

Atentamente,


Ing. Francisco Javier Rivera Canek
Asesor



Guatemala, 22 de octubre de 1,997

Señor Director
Ing. Miguel Angel Sánchez Guerra
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis titulada: El análisis de gases disueltos en aceite mineral dieléctrico como alternativa para el desarrollo de programas de mantenimiento preventivo y predictivo de transformadores trifásicos de potencia, desarrollado por el señor Walter Miguel Florián Carbonell, por considerar que llena los requisitos establecidos para tal fin.

: Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Angel J. García Martínez
Coordinador Area de Potencia

AJGM/sdem.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante Walter Miguel Florián Carbonell, titulado: El análisis de gases disueltos en aceite mineral dieléctrico como alternativa para el desarrollo de programas de mantenimiento preventivo y predictivo de transformadores trifásicos de potencia, procede a la autorización del mismo.

Ing. Miguel Angel Sánchez Guerra
Director

Guatemala, 30 de octubre de 1,997.



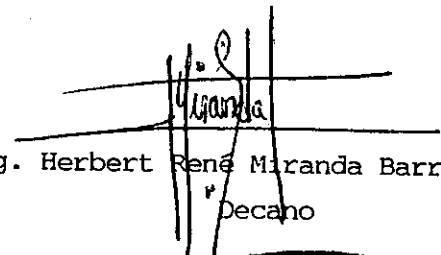
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



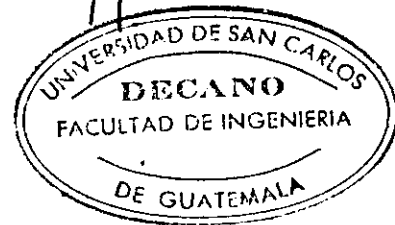
FACULTAD DE INGENIERIA

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: **El análisis de gases disueltos en aceite mineral dieléctrico como alternativa para el desarrollo de programas de mantenimiento preventivo y predictivo de transformadores trifásicos de potencia**, del estudiante **Walter Miguel Florián Carbonell**, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:


Ing. Herbert René Miranda Barrios
Decano

Guatemala, noviembre de 1,997.



ACTO QUE DEDICO

A DIOS

Por ser la fuerza generadora de todo cuanto existe
y quien me guía hoy y siempre.

A MI ESPOSA

Synthia J. Hurtado A. de Florián.
Con amor y gratitud por todo el apoyo brindado, sin el
cual no habría culminado esta tesis.

A MIS PADRES

Manuel de Jesús Florián Túnchez
y María Violeta Carbonell de Florián.
Gratitud eterna por todo el apoyo y cariño brindado.
Para ellos con respeto.

A MIS HERMANOS

Nancy, Maynor, Zulma y Manolo.
En reconocimiento al apoyo y consejos. Con mucho
cariño.

A MI CUÑADA

Mabel Hurtado.
Gratitud sincera por todo el apoyo brindado.

A MIS COMPAÑEROS
DE ESTUDIO

Erwin, Camilo, Pablo, German, Manolo y Mario.
Con aprecio sincero y en reconocimiento a su apoyo
incondicional ayer hoy y siempre.

A MIS AMIGOS

Por demostrarme que puedo contar con ellos.

A MI ASESOR

Ing. Francisco Rivera.
Gratitud sincera por todo el apoyo brindado.

A TODA MI FAMILIA
EN GENERAL

Respetuosamente.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	v
GLOSARIO.....	vii
INTRODUCCIÓN.....	x
1 GENERALIDADES	1
1.1 Los transformadores, su constitución e importancia en un sistema eléctrico.....	1
1.1.1 Construcción de los transformadores.....	5
1.2 Los aceites aislantes, su aplicación y función.....	8
1.2.1 El aceite de uso dieléctrico como refrigerante.....	8
1.2.2 El aceite de uso eléctrico como medio dieléctrico.....	9
1.2.3 Los aceites y los arcos eléctricos.....	10
1.2.4 El aceite y los gases.....	10
1.3 Propiedades de los aceites (según ANSI/ASTM).....	11
1.3.1 Propiedades físicas.....	12
1.3.1.1 Punto de anilina.....	12
1.3.1.2 Color.....	12
1.3.1.3 Punto de Flasheo.....	12
1.3.1.4 Tensión interfacial.....	12
1.3.1.5 Punto de fluidéz.....	13
1.3.1.6 Gravedad específica.....	13
1.3.1.7 Viscosidad.....	13
1.3.1.8 Apariencia visual.....	13
1.3.1.9 Índice de PCB.....	13
1.3.2 Propiedades eléctricas.....	14
1.3.2.1 Rigidez dieléctrica.....	14
1.3.2.2 Rigidez dieléctrica ante impulsos.....	14
1.3.2.3 Factor de potencia.....	14

1.3.2.4	Tendencia a gasificarse.....	15
1.3.3	Propiedades químicas.....	15
1.3.3.1	Contenido de inhibidores de oxidación.....	15
1.3.3.2	Sulfuros corrosivos.....	15
1.3.3.3	Contenido de agua.....	15
1.3.3.4	Número de neutralización.....	16
1.3.3.5	Estabilidad ante la oxidación.....	16
2	COMPARACIÓN ENTRE LAS PRUEBAS TRADICIONALES Y EL ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS.....	18
2.1	La comparación de las pruebas para determinar la cantidad de información que proporcionan.....	18
3	LOS GASES DISUELTOS EN ACEITES MINERALES DIELECTRICOS.....	20
3.1	Las fallas que se pueden originar en los transformadores y su relación con los gases disueltos en el aceite.....	20
3.1.1	Descargas parciales.....	20
3.1.2	Sobrecalentamiento.....	21
3.1.3	Arcos eléctricos.....	21
3.2	Fallas secundarias.....	21
3.3	El origen de los gases combustibles.....	22
3.3.1	El aceite mineral.....	22
3.3.1.1	Sobrecalentamiento del aceite.....	22
3.3.1.2	Pirólisis del aceite mineral.....	23
3.3.2	La celulosa.....	23
3.3.2.1	Sobrecalentamiento de la celulosa.....	23
3.3.2.2	Pirólisis de la celulosa.....	24
3.4	Solubilidad de los gases en el aceite mineral.....	26
4	LA DETECCIÓN DE LOS GASES.....	27
4.1	El relé recolector de gas o relevador Buchholz.....	27
4.2	Total de gases combustibles.....	28

4.3	Análisis del espacio gaseoso (colchón de gases).....	29
4.4	Análisis de gases disueltos.....	29
4.5	El método de análisis de gases disueltos en el aceite.....	30
4.5.1	Obtención de una muestra de aceite.....	32
4.5.1.1	Contenedores para almacenar muestras de aceite.....	34
4.5.1.1.1	Jeringa hipodérmica de vidrio	34
4.5.1.1.2	Botellas de acero inoxidable.....	37
4.5.1.1.3	Contenedor flexible de acero inoxidable.....	37
4.5.2	Extracción de los gases del aceite.....	40
4.5.3	Análisis de gases con el uso de la cromatografía.....	42
5	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	43
5.1	Método de los gases detectados.....	43
5.2	Método de los gases clave.....	45
5.3	Método de los cocientes Dörnenburg.....	45
5.4	Método de la comparación de patrones gráficos.....	47
5.5	Método de la cantidad de gases clave.....	49
5.6	Método del total de gases combustibles.....	50
5.7	Método de los cocientes Rogers.....	50
5.8	La norma de concentraciones con probabilidad de falla en un 90%.....	52
5.9	Los métodos recomendados.....	52
6	DESARROLLO DE PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO.....	55
6.1	El método de análisis de gases disueltos y el mantenimiento preventivo y predictivo.....	55
6.2	Guía práctica para el desarrollo de programas de mantenimiento.....	56
6.3	Esquemas para el registro de datos.....	57

6.4	Justificación para la aplicación del método de análisis de gases disueltos.....	62
	CONCLUSIONES.....	63
	RECOMENDACIONES.....	65
	BIBLIOGRAFÍA.....	67
	ANEXO I.....	68
	ANEXO II	87

INDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

NUMERO	NOMBRE	PAGINA
1	Tipos de núcleos.....	4
2	Elementos básicos de un transformador.....	5
3	Diagrama pictórico de un transformador de potencia.....	7
4	Rangos comparativos de evolución de gases función de la energía de descomposición.....	25
5	Jeringa para muestra de aceite.....	35
6	Colocación de la jeringa hipodérmica para extraer muestras de aceite en transformadores.....	36
7	Kit de botellas de acero inoxidable.....	38
8	Colocación del kit de botella de acero inoxidable para extraer muestras de aceite en transformadores.....	39
9	Detalle de aparato de extracción de gases disueltos en aceite mineral.....	41
10	Diagrama esquemático de un cromatógrafo para gases.....	42
11	Cocientes de Dörnenburg clave de indicadores sintomáticos de fallas en transformadores.....	46
12	Patrones gráficos de gases generados.....	48
13	Formato para el almacenamiento de datos para registro de mantenimiento.....	58

TABLAS

NUMERO	NOMBRE	PAGINA
I	Clasificación de los transformadores.....	4
II	Inspecciones típicas para aceite mineral dieléctrico.....	17
III	Solubilidad de los gases en aceite mineral para transformadores.....	26
IV	Comparación de métodos para detección de gases.....	31
V	Comparación de contenedores para muestras de aceite para análisis cromatográfico.....	33
VI	Tipos de fallas probables.....	44
VII	Guía para gases combustibles.....	49
VIII	Diagnóstico sugerido para los cocientes de gas. Método de los cocientes Rogers.....	51
IX	Concentraciones con el 90% de probabilidades de falla.....	52
X	Métodos comparativos para interpretación de los datos de gases disueltos en aceite.....	53
XI	Acción apropiada y tiempo de uso del transformador.....	61
XII	Intervalos recomendados para la realización de análisis de gases disueltos.....	61

GLOSARIO

1 ANSI

American National Standard Institute (Instituto Nacional Americano de Estándares).

2 Arco eléctrico

Flujo de corriente eléctrica que se genera entre dos puntos que tienen una diferencia de potencial más alta que la rigidez dieléctrica del medio que los separa.

3 ASTM

American Society of Tests and Materials (Sociedad Americana de Pruebas y Materiales).

4 Colchón de nitrógeno

Espacio gaseoso que se encuentra en la parte superior de los transformadores compuesto en su mayoría por nitrógeno.

5 Cromatografía

Prueba de laboratorio para la identificación y cuantificación del contenido de gases que componen una mezcla.

6 DGA

Dissolved Gas Analysis (Análisis de Gases Disueltos).

- 7 Gases combustibles disueltos en aceite mineral dieléctrico**
Hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno y monóxido de carbono.
- 8 Gases disueltos**
Gases que contiene atrapados el aceite por sus propiedades de absorción.
- 9 HVDC**
High Voltage Direct Current (Alto voltaje de Corriente Directa).
- 10 IEEE**
Institute of Electrical and Electronics Engineers
(Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos)
- 11 PCB**
Policloruro de Bifenil. Componente de los aceites sintéticos que es sumamente contaminante.
- 12 Pirólisis**
Acción de calentar una substancia hasta destruirla.
- 13 PPM**
Partes Por Millón.
- 14 STP**
Standard Temperature and Pressure (Temperatura y Presión Estándares), 1 Atmósfera y 25 ° C.

15 TCG

Total Combustible Gases (Total de Gases Combustibles).

16 TORR

Unidad de medida de presión que equivale a 1/760 Atmósferas.

17 Transformador

Es un dispositivo eléctrico que consiste de dos devanados y un núcleo magnético. Funciona por inducción electromagnética, para cambiar valores de voltaje y corriente a la misma frecuencia entre circuitos.

INTRODUCCIÓN

Un transformador es un dispositivo que se utiliza para cambiar los valores de corriente y voltaje a la misma frecuencia en un circuito eléctrico. Esta propiedad se aprovecha en los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para lograr los niveles de voltaje adecuados para obtener un funcionamiento con bajas pérdidas y en condiciones adecuadas de seguridad. Además un transformador es un dispositivo que puede llegar a tener una eficiencia superior al 99 % al realizar su función.

Por lo anteriormente expuesto, es claro que los transformadores forman una parte esencial en un sistema eléctrico y es por esto que se le debe de prestar una atención especial al mantenimiento de éstos debido a la gran importancia que poseen como equipo así como el valor económico que poseen.

Es por esto que el presente trabajo, tratando de informar sobre otras opciones, se encarga de mostrar una alternativa poco usada para poder realizar mantenimiento predictivo de transformadores, y así poder minimizar los tiempos fuera de línea de los equipos, ya que éstos representan pérdidas mayores para las empresas generadoras, distribuidoras y consumidoras de energía eléctrica.

Actualmente, en el mercado guatemalteco existe solo una opción, de las dos posibles, para monitorear los transformadores sin sacarlos de servicio. Ésta es una de las pruebas convencionales para aceite mineral dieléctrico de transformadores de potencia, las cuales no revelan con suficiente precisión las fallas que se generan en el interior de un transformador.

El presente trabajo de tesis presenta otra opción que consiste en el análisis de gases disueltos en el aceite mineral dieléctrico usado en transformadores eléctricos de potencia, la cual puede revelar, sin necesidad de desmantelar, fallas incipientes en los sistemas de aislamiento de los

transformadores. Al darse fallas en los sistemas de aislamiento, se tienen problemas en el transformador que pueden ir desde sobrecalentamiento general hasta sobrecalentamiento concentrado en un punto específico, por lo general ocasionado por conexiones flojas.

Es por esto que se presenta la opción de análisis de gases disueltos ya que se pueden detectar fallas incipientes, las cuales no pueden ser detectadas tan oportunamente con las pruebas convencionales, y por lo tanto evitar la destrucción del equipo.

1 GENERALIDADES

El presente capítulo contiene los conceptos básicos sobre los transformadores así como una breve descripción del desarrollo histórico de los mismos. Luego, se explica el origen del uso de los aceites minerales en los transformadores.

1.1 Los transformadores, su constitución e importancia en un sistema eléctrico

Luego de la invención de la lámpara incandescente, en 1878 se formó la Edison Electric Light Company la cual tenía como principal objetivo proporcionar apoyo para la comercialización de la lámpara. Para 1879 Edison perfeccionó la iluminación eléctrica.

Para ese entonces se tenían sistemas de distribución de energía en corriente continua, los cuales eran de tramos cortos y transmitiendo en bajo voltaje, esto último presenta el inconveniente de altas pérdidas por efecto térmico joule.

Paralelo al desarrollo de los sistemas de distribución en corriente continua se empezaron a desarrollar nuevas corrientes entre las cuales se puede mencionar el sistema de los "generadores secundarios", desarrollado por Lucien Gaulard (francés) y John Gibbs (inglés).

Este sistema, que fue patentado en Inglaterra, utilizaba transformadores de núcleo abierto y fue presentado en la exhibición eléctrica en el acuario Westminster de Londres en 1882. El mismo sistema fue expuesto en la exhibición de Turín, en 1884.

Para 1885 tres ingenieros eléctricos de Hungría: Max Deri, Otto Blanty y Karl Zipernowsky; crearon otro sistema basándose en el sistema Gaulard-Gibbs. Para este sistema cambiaron los núcleos abiertos y lo patentaron en Australia, ellos fueron los primeros en utilizar el término transformador para nombrar su invención.

En 1885 durante la exhibición de Budapest los tres ingenieros húngaros mostraron su invención. A esta exhibición se presentó un estadounidense, inventor del freno para ferrocarril, al cual le interesó el sistema, al grado de que al ver la potencialidad del nuevo dispositivo, comprando varios dispositivos y los envió a su empresa Union Switch and Signal Company.

Este estadounidense, cuyo nombre era George Westinghouse, rediseñó las unidades, tanto mecánica como eléctricamente. Para enero de 1886 se había formado la Westinghouse Electric Company, que se dedicó a promover y construir equipo eléctrico para corriente alterna. Para el siguiente mes Westinghouse adquirió la patente estadounidense del transformador.

Westinghouse encargó a su ingeniero eléctrico William Stanley el desarrollo y perfeccionamiento del transformador, quien para marzo de 1886 instaló un sistema para demostrar la fiabilidad de la corriente alterna.

Luego de este acontecimiento se fueron desarrollando sistemas paralelos en corriente alterna y continua, pero debido a las nuevas aplicaciones y flexibilidad de los sistemas de corriente alterna se generó una tendencia para su aplicación práctica, y quedó atrás la tecnología de los sistemas de corriente continua.

A la fecha, se estudian nuevas posibilidades y realizan transmisiones de potencia en voltajes altos (500-800 KV) de corriente continua en proyectos HVDC (high voltage direct current) con sistemas de estado sólido y transmisión láser.

Sin embargo, aunque la corriente continua está demostrando ventajas en sistemas de transmisión, la corriente alterna sigue superándola para la distribución, por lo que se tendrán que generar sistemas híbridos para optimizar su rendimiento.

Hasta ahora se ha utilizado, en su mayoría, sistemas de corriente alterna para distribución y transmisión, por lo que se hace necesario la utilización de transformadores para obtener los distintos voltajes utilizados en una red.

Los transformadores se clasifican por: tamaño, aislamiento y lugar de aplicación. En la tabla I se presenta un resumen de ANSI/IEEE para la clasificación de los transformadores.

En dicha tabla se pueden encontrar los tipos de transformadores clasificados en diferentes grupos, de acuerdo con su tamaño, el lugar o propósito final de utilización, su forma constructiva, los tipos de aislamiento, el tipo de enfriamiento y la forma de montaje.

Además, como ayuda a esta tabla se tiene la figura 1, en la cual se diagrama la forma constructiva de los núcleos de los transformadores de acuerdo con sus características mecánicas.

Tabla I

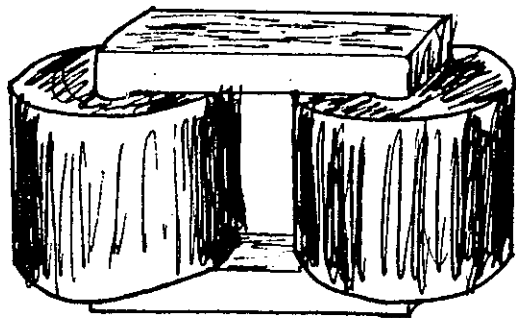
CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES*

Tamaño o uso final	Forma mecánica o Construcción		Aislamiento-refrigerante				Localización			
	Núcleo simple (Fig. 1,1)	Acorazado (Fig. 1,2)	Seco (Aire o gas)	Líquido		Resina	Interior	Afuera a prueba del clima	Montaje en poste	Suelo
				Aceite ^{**} mineral	Aceite sintético					
Potencia (> 500 KVA)	X**	X	X	X**	X	X	X	X**	-	X
Distribución (< 500 KVA)	X	-	X	X**	X	X**	X	-	X**	X
PROPÓSITO ESPECIAL										
Instrumento	X	-	X	X**	-	X	X**	X	-	-
Fundición	X**	X	-	X	-	-	X	-	-	X
Rectificador	X	-	X	X	-	-	X**	X	-	X
Locomotora de tren	X	-	-	-	X	-	-	X	-	-
Minas de carbon	X	-	X**	-	X	-	-	-	-	X
Distribución subterránea	X	-	X	-	X**	-	-	-	-	X

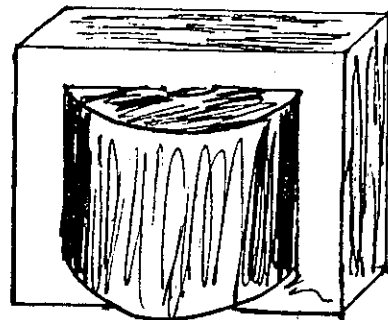
* Norma ANSI/IEEE C57.12.80-1978, p. 8. Cada X en la tabla 1.1 significa que el ítem en particular es aplicable al tamaño o uso del transformador.

** La mayoría de las unidades caen dentro de esta categoría

“ El método de preservación del aceite es otro tipo de clasificación específica.



Simple



Acorazado

Figura 1.1 Tipos de núcleos

1.1.1 Construcción de los transformadores

Los transformadores, desde el punto de vista constructivo, están conformados por tres partes esenciales, como se puede observar en la figura 2, en donde se pueden observar el núcleo y los devanados primario y secundario.

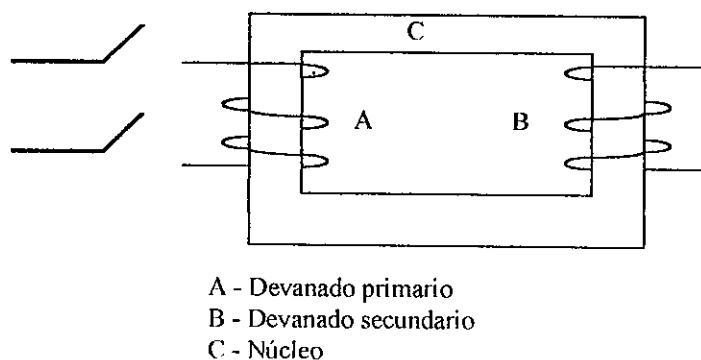


Figura 2. Elementos básicos de un transformador

Existen otras partes de los transformadores, entre las cuales se puede mencionar: las derivaciones, los interruptores y otros elementos que son incluidos en el grupo de equipo auxiliar de los transformadores.

El núcleo, es un circuito magnético, a la vez de ser una estructura para soporte de los devanados. El metal utilizado para su construcción es acero al silicio laminado en hojas de aproximadamente 0.0014 pulgadas de espesor. Estas hojas se apilan para formar los núcleos que son de varias pulgadas de espesor, entre ellas se aplica un material aislante; por lo general un barniz; para reducir las pérdidas magnéticas y térmicas.

Debido a la estructura laminada se logra reducir las corrientes de Foucault y por consiguiente, las pérdidas generadas por éstas.

Los devanados primario y secundario incluyen arreglos para sujeción al núcleo. Están hechos por lo general de cobre o aluminio. Los dos devanados se aíslan uno del otro y se bobinan en un núcleo común.

Además de los componentes anteriores podemos mencionar los siguientes:

-Tanque: en este se coloca el transformador en sí junto a sus sistemas de enfriamiento. Le sirve para protegerse mecánicamente y como medio para intercambio de calor.

-Bushings: las puntas terminales y las derivaciones de los bobinados del transformador, deben colocarse de cierta forma para lograr un medio aislante entre las terminales y el tanque además de proporcionar un soporte mecánico de las puntas de conexión. Se fabrican usualmente de porcelana u otros materiales como mezclas de resina y sílica, en su parte interior pueden contener aceite, papel, epóxicos o fibra de vidrio.

-Sistema de enfriamiento: a la vez es un medio aislante que puede ser aire, gas, aceite o líquidos sintéticos.

En la figura 3 se muestran las seis partes más importantes en un transformador de potencia, además de éstas se tienen otros equipos que se deben de incluir entre las partes principales como los aislamientos sólidos entre devanados, las derivaciones, los cambiadores de derivaciones, el equipo de protección del transformador (breakers, relés de protección) y otros equipos auxiliares.

Entre los equipos auxiliares podemos mencionar los pararrayos, los indicadores de nivel, los termómetros, las placas de datos características, los radiadores, los ventiladores, las válvulas para drenaje, los sistemas de anclaje, las válvulas para muestreo, los indicadores de presión, las válvulas de alivio y los equipos para cambio de derivaciones entre otros.

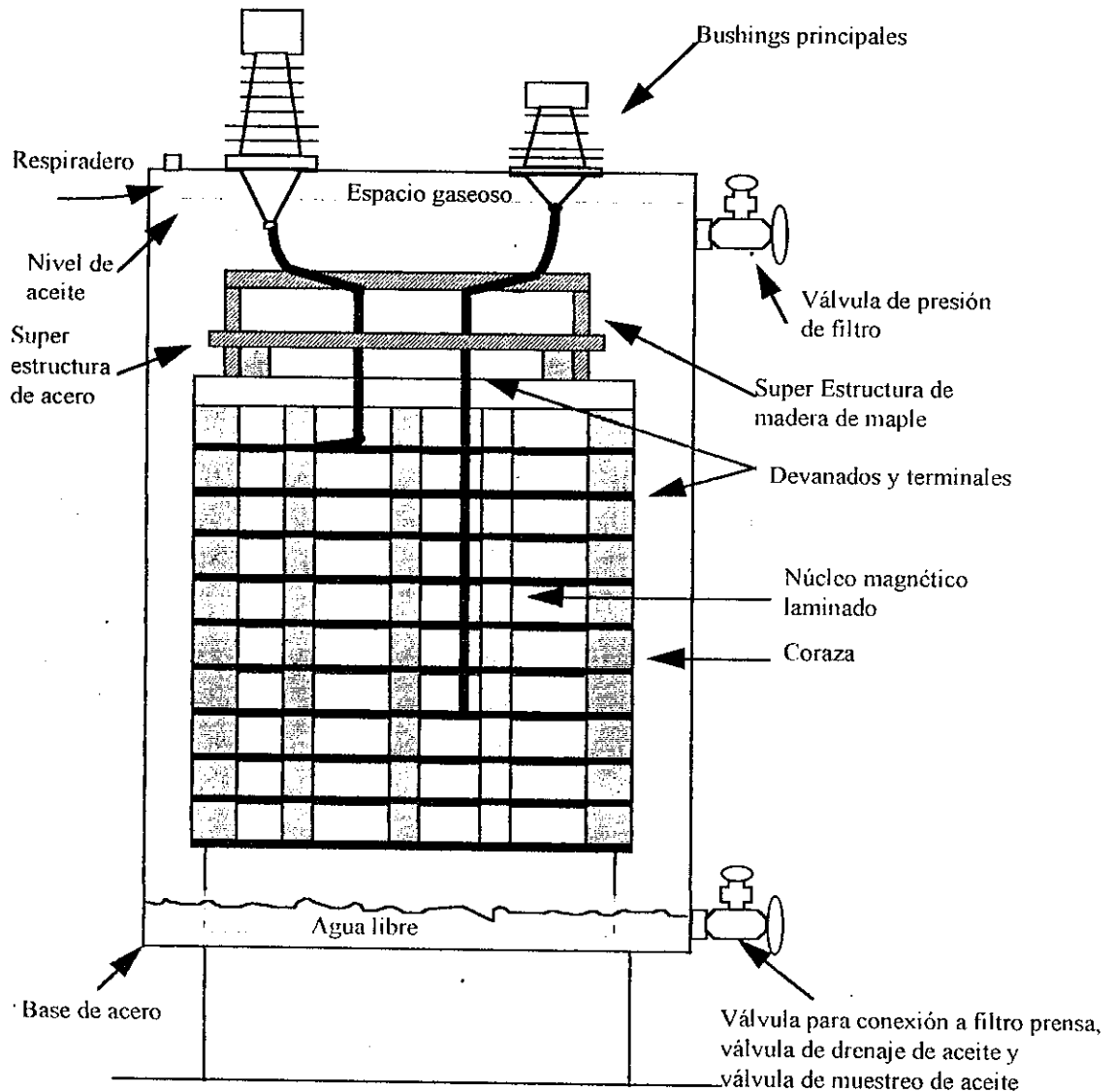


Fig. 3. Diagrama esquemático de las partes más importantes de un transformador de potencia.

1.2 Los aceites aislantes, su aplicación y función

Los aceites minerales o sintéticos aislantes se utilizan en la operación de transformadores, interruptores, reactores, capacitores, motores, y otros tipos de equipo eléctrico. Sin embargo, el uso más extenso de éstos es en los transformadores, es por esta razón que se conocen también como aceites para transformador.

En los transformadores, un aceite dieléctrico tiene dos funciones básicas. Como primera función actúa como un medio de enfriamiento, para disipar el calor generado por el dispositivo, y como segunda, se comporta como un aislante eléctrico. En dispositivos tales como los interruptores el aceite también actúa como un medio de extinción del arco eléctrico que se forma cuando los contactos se abren o cierran bajo carga.

1.2.1 El aceite de uso eléctrico como refrigerante

De acuerdo con sus propiedades como refrigerante, un aceite debe comportarse como un medio eficiente para conducir calor. También debe ser capaz de resistirse a la degradación a temperaturas normales de trabajo.

La propiedad de conducción de calor, se dificulta en los transformadores cuando, luego de un período prolongado de inactividad, la unidad se pone en servicio. Es en este punto cuando las pérdidas por calor son mayores y el aceite es más viscoso debido a que su temperatura es muy parecida a la temperatura ambiente. La propiedad del aceite que tiene un gran efecto sobre la eficiencia de la transferencia de calor, es la viscosidad. Un incremento en la viscosidad provoca un menor coeficiente de transferencia de calor. Al mismo tiempo, una alta viscosidad dificulta la circulación del aceite por los radiadores.

El coeficiente de transferencia de calor también se reduce por la formación de lodos causados por la oxidación del aceite. Los lodos no sólo restringen el flujo del aceite a través de los conductos de enfriamiento, sino también cubre la superficie de éstos, formando una capa indeseable de aislante térmico. Ambos efectos dan como resultado un incremento en las temperaturas de operación y un deterioro del aceite. Una buena estabilidad ante la oxidación es una propiedad primordial de un aceite aislante, propiedad que se consigue agregando aditivos que permiten que el aceite forme una película que se adhiere para evitar la corrosión.

1.2.2 El aceite de uso eléctrico como medio dieléctrico

La segunda función de un aceite aislante es la propiedad dieléctrica. Como medio dieléctrico, el aceite previene la formación de arcos entre dos conductores con gran diferencia de potenciales. En otras palabras, el aceite actúa como un aislante eléctrico. Los aceites derivados del petróleo limpios y sin contenido de agua son muy buenos aislantes. Sin embargo, la contaminación con pequeñas cantidades de agua o algún otro material extraño causa un deterioro acelerado de la propiedad aislante del aceite.

La mayoría de fabricantes de equipo eléctrico requieren que el aceite no tenga más de 30 partes por millón (ppm) de agua en el aceite aislante. Para asegurar la ausencia de agua y el mínimo de partículas en el aceite, se debe tener una rigidez dieléctrica de 30 kilovoltios. Esto se obtiene de una prueba normada, en la que una muestra de aceite debe ser capaz de resistirse al paso de corriente eléctrica hasta alcanzar a un voltaje mayor a 30000 voltios.

La oxidación afecta adversamente la propiedad aislante del aceite, así como la propiedad refrigerante. Los productos de la oxidación, como peróxidos y ácidos, son dañinos para los materiales orgánicos que se usan como materiales aislantes para la construcción de los equipos eléctricos. Estos materiales incluyen madera, resinas, pintura y plásticos. La oxidación afecta el factor de potencia y rigidez dieléctrica del aceite. Es por esto que, nuevamente, una buena estabilidad ante la oxidación debe ser propiedad de un buen aceite aislante.

1.2.3 Los aceites y los arcos eléctricos

En los interruptores, los aceites aislantes tienen, como función adicional, extinguir los arcos eléctricos que se forman cuando se abren o cierran los contactos bajo carga. El calor generado por el arco causa una descomposición del aceite, formando carbón e hidrógeno. El carbón se precipita en el recipiente que contiene el aceite. El hidrógeno gaseoso ayuda a enfriar el arco ya que actúa como medio de transferencia de calor. El flujo del gas hacia la superficie del aceite ayuda; de forma mecánica; a prolongar el arco, de tal manera que se extingue. El hidrógeno se ventea a la atmósfera. Es importante que el aceite forme hidrógeno gaseoso cuando se forme un arco a través de él, pero también es importante que el aceite no se preste a una degradación excesiva, que provocaría una disminución de la vida útil de éste.

1.2.4 El aceite y los gases

En los transformadores se pueden formar ocasionalmente un efecto corona o descargas parciales internamente. El efecto corona causa una degradación gradual del aceite al formar hidrógeno gaseoso y, si el caso

es bastante severo, la formación de otros gases. El hidrógeno gaseoso es potencialmente explosivo, ya que al encontrarse en un espacio hermético y una concentración por debajo del 86 % de hidrógeno en aire explota. Es por esto que es importante que el aceite resista el ataque del efecto corona. En condiciones de bajos niveles de efecto corona que se dan en condiciones normales de trabajo, las moléculas aromáticas del aceite reaccionan con el hidrógeno de tal manera que no se libera como gas. La habilidad de un aceite de minimizar la formación de hidrógeno gaseoso se obtiene al refinar el aceite a niveles aromáticos apropiados, de tal manera que el hidrógeno formado, en condiciones de operación normal, será neutralizado por las moléculas aromáticas.

1.3 Propiedades de los aceites (Según ANSI/ASTM)

La norma para aceites minerales dieléctricos que son subproductos del petróleo es la ANSI/ASTM D 3487. Estos aceites son para uso como medio aislante y refrigerante en dispositivos eléctricos. Esta norma es válida desde 1976 tanto para el ANSI (American National Standards Institute) y la ASTM (American Society for Testing and Materials). Además es aceptado por el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) y otras entidades.

Esta norma aplica, únicamente, a aceites dieléctricos minerales nuevos. Además, define a los aceites aislantes como intercambiables entre sí de acuerdo con los existentes en el mercado, además de ser compatibles con los equipos de actualidad. Asimismo, con el mantenimiento adecuado, cumplirán con sus especificaciones.

Las propiedades funcionales del aceite se dividen en tres categorías: Las propiedades físicas, las eléctricas y las químicas. Los límites de estas propiedades se resumen en la tabla II.

1.3.1 Propiedades físicas

1.3.1.1 Punto de anilina (ASTM D611, 63-83 ° C)

El punto de anilina indica la propiedad del aceite de diluir o comportarse como un solvente para los materiales orgánicos que están en contacto con éste. Si el punto es bajo indica una alta propiedad solvente, el punto de anilina está relacionado con la resistencia al impulso y la tendencia del aceite a gasificarse.

1.3.1.2 Color (ASTM D1500, 0.5 máx)

Un bajo valor, de acuerdo con la escala ASTM D1500, indica un color claro lo cual es un aceite relativamente nuevo. El equipo debe ser inspeccionado visualmente antes de agregar el aceite. Si se tiene un número alto indica un deterioro del aceite.

1.3.1.3 Punto de flasheo (ASTM D92, 145 ° C mín)

Un punto de flasheo alto es necesario para una operación segura de los equipos.

1.3.1.4 Tensión interfacial (ASTM D971, 40 Dinas/cm mín a 25 °C)

Un valor alto de esta propiedad indica la ausencia de contaminantes solubles.

1.3.1.5 Punto de fluidez (ASTM D97, -40 ° C máx)

El punto de fluidez representa la temperatura más baja a la cual el aceite fluye. Para aumentar este punto se debe tener una adecuada destilación, refinación y el uso de aditivos apropiados.

1.3.1.6 Gravedad específica (ASTM D1298, 0.91 a 15°C/15°C)

La gravedad específica afecta las propiedades de transferencia de calor. Se puede dar el caso de que con una alta gravedad específica flote hielo en la superficie del aceite, lo que puede provocar cortocircuitos entre terminales.

1.3.1.7 Viscosidad (ASTM D88/D445 210°F/100°C 36/3.0 máx, 100°F/40°C 66/12.0 máx, 32°F/0°C 350/76.0 máx SSU/cST)

La viscosidad influye directamente en el coeficiente de transferencia de calor, lo cual conduce a un incremento en la temperatura de operación de los dispositivos. Además una viscosidad alta puede provocar una reducción de la velocidad en partes móviles en algunos dispositivos como cambiadores de derivación en transformadores, bombas, interruptores, reguladores, etc. Además, con una viscosidad alta se dificulta el arranque de los dispositivos en los climas fríos.

1.3.1.8 Apariencia Visual (ASTM D1524, claro y brillante)

Con una inspección visual se puede determinar la presencia de contaminantes indeseables como agua o partículas sólidas en suspensión.

1.3.1.9 Índice de PCB (ASTM D4059, 2 ppm máx)

Esta prueba está en estudio para su inclusión en la norma ASTM bajo

especificación D3487. Los PCB son materiales sintéticos que han sido desechados debido a su alta condición contaminante. La presencia de PCB en el aceite de transformadores nuevos o usados es un indicio de la mezcla de aceites reciclados contaminados. EL máximo aceptable de PCB es de 2 ppm determinado por el método ASTM D4059.

1.3.2 Propiedades eléctricas

1.3.2.1 Rigidez dieléctrica (ASTM D877, 30 kV mín; ASTM D1816 VDE 28-56 kV mín)

La rigidez dieléctrica indica la capacidad del aceite de resistir la formación de un arco entre dos puntos de alta diferencia de potencial a la frecuencia de operación. La rigidez dieléctrica es el mínimo voltaje al cual se forma un arco entre dos electrodos sumergidos en aceite. La magnitud del voltaje depende de muchos factores tales como la forma de los electrodos, el espacio entre ellos y la capacidad del medio aislante entre ellos.

1.3.2.2 Rigidez dieléctrica ante impulsos (ASTM D3300, 145 kV mín a 25°C)

Este parámetro indica la resistencia del aceite ante altos voltajes transitorios, tal es el caso de descargas atmosféricas o aperturas de interruptores.

1.3.2.3 Factor de potencia (D924, 0.05 % máx a 25°C, 0.30 máx a 100°C)

El factor de potencia o factor de disipación es un indicador de las pérdidas dieléctricas en un aceite. Contrario a un circuito eléctrico, un bajo factor de potencia indica pocas pérdidas y baja concentración de contaminantes solubles en el aceite.

1.3.2.4 Tendencia a gasificarse (ASTM D2300A, +15 máx mm³/min a 80°C ó ASTM D2300B, +30 máx mm³/min a 80°C)

Este parámetro indica la tendencia de un aceite de absorber gases, por lo general hidrógeno, bajo condiciones en las cuales se presenta efecto corona. Un valor positivo indica gases disueltos en el aceite, y por el contrario en un valor negativo.

1.3.3 Propiedades químicas

1.3.3.1 Contenido de inhibidores de oxidación (ASTM D2668, 0.08 máx, ASTM D1473, 0.30 máx % en peso)

Los inhibidores pueden ser agregados al aceite para retrasar la formación de lodos y evitar el incremento de la acidez bajo condiciones oxidantes.

1.3.3.2 Sulfuros corrosivos (ASTM D1275, no corrosivo)

Azufre estable e inestable contenido en mezclas deben evitarse para prevenir la corrosión de ciertos metales como la plata y el cobre que se encuentren en contacto con el aceite.

1.3.3.3 Contenido de agua (ASTM D1315, 35 ppm; ASTM D1533 35 ppm)

Un bajo contenido de agua es necesario para obtener una rigidez dieléctrica adecuada y a la vez bajas pérdidas dieléctricas, para maximizar la vida del sistema de aislamiento y minimizar la corrosión de los metales.

**1.3.3.4 Número de neutralización (ASTM D974,
0.03 mg de KOH/ gr de aceite)**

Un bajo número es necesario para minimizar la conductancia eléctrica y corrosión de los metales a la vez que maximiza la vida del sistema de aislamiento.

**1.3.3.5 Estabilidad ante la oxidación (ASTM
método A D2440, 0.15 máx; método B
ASTM D2112, 195 mín, % en peso)**

Una buena estabilidad ante la oxidación es necesaria para minimizar la formación de lodos y ácidos durante los períodos de almacenaje, procesamiento y vida útil del aceite. Esto minimiza la conducción eléctrica, la corrosión y maximiza la vida del sistema de aislamiento.

TABLA II
Inspecciones típicas para aceite mineral dieléctrico

Los valores mostrados aquí son representativos de producción de corriente. Algunos son controlados por especificaciones de manufactura, mientras que otros no. Todos ellos pueden variar en rangos pequeños.

PROPIEDAD	MÉTODO TEST ASTM	ANSI/ASTM D 3487	
		TIPO I	TIPO II
Propiedades físicas			
Punto de anilina, °C	D 611	63-83	
Color	D 1500	0.5 máx.	
Punto de flasheo, °C	D 92	145 mín	
Tensión interfacial a 25°C, dinas/cm	D 971	40 mín	
Punto de congelación, °C	D 97	-40 máx	
Gravedad específica a 15°C/15°C	D 1298	0.91	
Viscosidad, SSU/cST a	D 88/D 445		
210°F/100°C		36-3.0 máx	
100°F/40°C		66/12.0 máx	
32°F/0°C		350/76.0 máx	
Apariencia	D 1524	Claro y brillante	
Policloruro de bifenil (PCBs)	D4059	---	
Propiedades químicas			
Contenido de antioxidante aprobado, % peso	D 2668, D 1473	0.08 máx	0.30 máx
Azufre corrosivo	D 1275	no corrosivo	no corrosivo
Humedad, ppm	D 1315, D 1533	35	35
Número de neutralización, mg KOH/g de aceite	D 974	0.03	0.03
Estabilidad de oxidación			
Método A (ácido/test de lodos)			
72 horas	D 2440	0.15 máx	0.10 máx
lodo, % peso		0.50 máx	0.30 máx
Valor de neutralización, mg KOH/g			
164 horas			
lodo, % peso		0.30 máx	0.20 máx
Valor de neutralización, mg KOH/g		0.60 máx	0.40 máx
Método B (Test de oxidación de bomba rotatoria)	D 2112	---	195 mín
Propiedades eléctricas			
Rigidéz dieléctrica			
a 60 hertz			
Electrodos de disco, kV	D 877	30 mín	
Electrodos VED, kV a cualquiera	D 1816*		
0.040-in. huelgo entre electrodos ó		28 mín	
0.080-in. huelgo entre electrodos		56 mín	
Rigidez dieléctrica ante impulso, 25°C, kV			
Aguja (negativo) y esfera (aterrizada)			
a 1-in. huelgo	D 3300		
Factor de potencia a 60 hertz, % a:			
25°C	D 924	145 mín	
100°C		0.05 máx	
Tendencia gaseosa, mm ³ /min a 80°C	D 2300A	0.30 máx	
	o	115 máx	
	D 2300B	+30 máx	

*D 1816 aplica solamente a aceite nuevo que ha sido filtrado, deshidratado y desgasificado.

2 COMPARACIÓN ENTRE LAS PRUEBAS TRADICIONALES Y EL ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS

Para poder analizar las diferencias entre las pruebas tradicionales y el análisis de gases disueltos en aceite hay conocer cuales son las pruebas tradicionales, cuales son los indicadores que se derivan de sus resultados así como el significado de éstos, de tal forma que se pueda determinar el estado del transformador mediante los análisis, a continuación se resumen las pruebas que se aplican y que provoca el apareamiento de malos indicadores.

En norte América, luego de un estudio, se utilizan 6 pruebas convencionales para el aceite de los transformadores, estas pruebas son las de rigidez dieléctrica, color, factor de potencia, contenido de humedad, tensión interfacial y acidez.

La prueba de rigidez dieléctrica indica la presencia de contaminantes conductivos en el aceite; como partículas metálicas, agua y otros; con lo cual se puede determinar la pureza del aceite. La rigidez de un aceite nuevo se toma como aceptable en un rango de 30 a 60 KV¹, si se tiene una rigidez menor se debe realizar un filtrado.

Para la prueba de color se realiza una comparación contra un patrón. Cuando el aceite se oscurece es un indicativo de envejecimiento, con el cual va perdiendo sus propiedades.

El factor de potencia de un buen aceite debe estar en el orden del 0.05 % o menos. El factor de potencia, mientras mas alto es, indica la presencia de humedad, resinas, barnices, productos derivados de la

¹ S.D. Myers. **The Consultor**. Akron Ohio, diciembre 1983. p. 4.

oxidación y otros contaminantes como aceites combustibles o lubricantes, lo cual se deriva en pérdidas dieléctricas del aceite.

Un buen aceite debe tener abajo de 25 ppm en contenido de humedad. La humedad en el aceite revela el contenido de agua lo cual va ligado con las propiedades dieléctricas del aceite.

La tensión interfacial de un aceite indica la tensión existente entre dos líquidos inmiscibles, tal es el caso del agua y el aceite. Se debe tener una tensión de más de 25 dinas por centímetro cuadrado. Este dato indica la presencia o no de lodos o un exceso de contaminantes polares provenientes de la celulosa.

Por último, la acidez indica la presencia de ácidos en el aceite, si existen se generan problemas de corrosión. Este dato es la cantidad de miligramos de hidróxido de potasio necesarios para neutralizar un gramo de aceite. Un aceite nuevo tiene un valor de 0.03 mgKOH/g o menos. Como se puede observar, las pruebas convencionales son un indicativo de qué sucede dentro del transformador, pero no son tan exactas como los indicadores de las pruebas de gases disueltos. Por lo tanto las pruebas convencionales son útiles para determinar el estado del aceite, también pueden dar indicios de fallas internas pero en algunos casos demasiado tarde y en otros el estado físico del tanque (corrosión, filtraciones de humedad, etc.). Un buen aceite dieléctrico tiene que superar las pruebas anteriores para poder cumplir con su función.

Por otra parte, el análisis de gases disueltos es un método útil para obtener información sobre las fallas internas; que pueden ser incipientes, medias o severas; ya que da un diagnóstico más exacto y a tiempo, con lo que se puede determinar si es necesario o no un mantenimiento mayor del equipo.

3 LOS GASES DISUELTOS EN ACEITES MINERALES DIELÉCTRICOS

Cuando se examina el transformador desde el punto de vista químico se debe de tratar al transformador como un dispositivo que varía los niveles de voltaje de una señal eléctrica sin variar su frecuencia.

Las partes más grandes que forman a este dispositivo son: el tanque, el núcleo, las bobinas, los bushings, el aislamiento de celulosa y el aceite mineral. Debido a lo anterior, se torna interesante la presencia de compuestos de origen orgánico en el transformador, por lo que se observa un punto débil de la superestructura ya que por su naturaleza están sujetos a la descomposición debido a los diferentes esfuerzos a los que son sometidos.

3.1 Las fallas que se pueden originar en los transformadores y su relación con los gases disueltos en el aceite

El origen principal de los gases son los esfuerzos mecánicos, térmicos y eléctricos, los cuales son originados por las siguientes condiciones:

3.1.1 Descargas parciales (Efecto Corona) y corto circuito entre espiras

a. Corona: se genera un esfuerzo eléctrico como resultado de la ionización del medio aislante. Luego de la ionización se genera un arco que daña los medios aislantes generando gases, como hidrógeno y otros.

3.1.2 Sobrecalentamiento

- a. Puntos calientes: Son fallas incipientes que pueden alcanzar hasta 500 grados centígrados sin suficiente calor como para quemar la celulosa.
- b. Calentamiento general sin puntos calientes.

3.1.3 Arcos eléctricos

En contraste con las descargas parciales que generan una luz tenue, éstos forman una flama de gran brillantez.

Las fallas anteriores difieren esencialmente en la cantidad de energía que se disipa a través de ellas.

3.2 Fallas secundarias

Además de las fallas primarias se tienen causas secundarias que son las que generan los gases combustibles que se acumulan en el aceite, entre éstas podemos mencionar las siguientes:-

- Colchón de nitrógeno contaminado.
- Fallas anteriores que han sido corregidas físicamente, pero no se han extraído los gases del aceite.
- Condiciones atmosféricas adversas.
- Hidrólisis del agua que pudiese estar contenida en el aceite.
- Transformador entregado por el fabricante con CO₂ para su

traslado (para eliminar el oxígeno y prevenir corrosión).

-En el caso de transformadores con circulación forzada de aceite, si el motor de la bomba se ha quemado.

-Si se ha cambiado el aceite del transformador, en la mayoría de casos, el transformador retiene aproximadamente el 10 % del aceite y/o menos, lo cual origina contaminación del aceite nuevo.

Si se analiza el aceite de los transformadores y se tiene contaminación de gases combustibles producidos por las causas anteriores, se posee un indicativo de una operación anormal del transformador pero no necesariamente una falla.

3.3 El origen de los gases combustibles

Se han realizado pruebas en laboratorio para determinar la relación entre un determinado tipo de falla y los gases que ésta puede producir, se toman los dispositivos aislantes principales, como el aceite y el papel.

Al someter estos dos elementos a sobrecalentamiento o cremado se obtienen datos interesantes, a continuación se presenta en resumen qué sucede al sobrecalentar o quemar los elementos aislantes de un transformador.

3.3.1 Aceite Mineral

3.3.1.1 Sobrecalentamiento del aceite

Se lleva el aceite a temperaturas superiores a los 500 °C, y se liberan los siguientes hidrocarburos:

-Etileno

-Etano

-Metano

Además, a más bajas temperaturas y teniendo oxígeno presente se liberan los siguientes productos:

-Dióxido de carbono (a 400 °C)

-Agua (a 200°C)

3.3.1.2 Pirólisis del aceite mineral

Cuando un aceite se somete a esfuerzos eléctricos extremos, como por ejemplo arcos eléctricos, se generan altas temperaturas que descomponen el aceite (pirólisis = calentar hasta destruir) se liberan las siguientes cantidades de gases:

-Hidrógeno 60.0 a 80.0 %

-Acetileno 10.0 a 25.0 %

-Metano 1.5 a 3.5 %

-Etileno 1.0 a 2.9 %

En los casos anteriores, es curioso que se generen solamente algunos productos y que no se presente dióxido de carbono aunque en el aceite existan alrededor de 2800 hidrocarburos.

3.3.2 Celulosa (principal componente de los papeles aislantes)

3.3.2.1 Sobrecalentamiento de la celulosa

Al elevar la temperatura de la celulosa a 140 °C, en un sistema que permita detectar los

productos emanados se obtienen los siguientes compuestos:

- Monóxido de carbono
- Dióxido de carbono
- Agua

3.3.2.2 Pirólisis de la celulosa

Si la celulosa se somete a pirólisis se obtienen los siguientes productos:

- | | |
|----------------------|------|
| -Coque | 39 % |
| -Agua | 34 % |
| -Dióxido de carbono | 10% |
| -Variados | 9 % |
| -Brea | 4 % |
| -Monóxido de carbono | 4% |

Además si se lleva a temperaturas arriba de los 250 °C se obtiene alrededor de 4 veces por volumen más CO que CO₂.

Los casos típicos de fallas presentan los siguientes porcentajes, expresados respecto al total de gases combustibles:

-Arco: 60.0% de hidrógeno, 30.0% de acetileno, 5.0% de metano, 1.6% de etano y 3.3% de etileno.

-Corona: 86.0% de hidrógeno, 13.0% de metano, 0.2% de monóxido de carbono, 0.5% de etano, 0.2% de etileno, y 0.1% de acetileno.

-Sobrecalentamiento de la Celulosa: 63.0% de etileno, 17.0% de metano, 16.0% de metano y trazas de acetileno y otros gases.

-Sobrecalentamiento de la celulosa: 92.0% de monóxido de carbono, 6.7% de hidrógeno, 1.2% de metano, 0.01% de etano 0.01% de etileno y 0.01% de acetileno.

En la figura 4 se puede observar una comparación de los gases detectados contra las fallas que los originan.

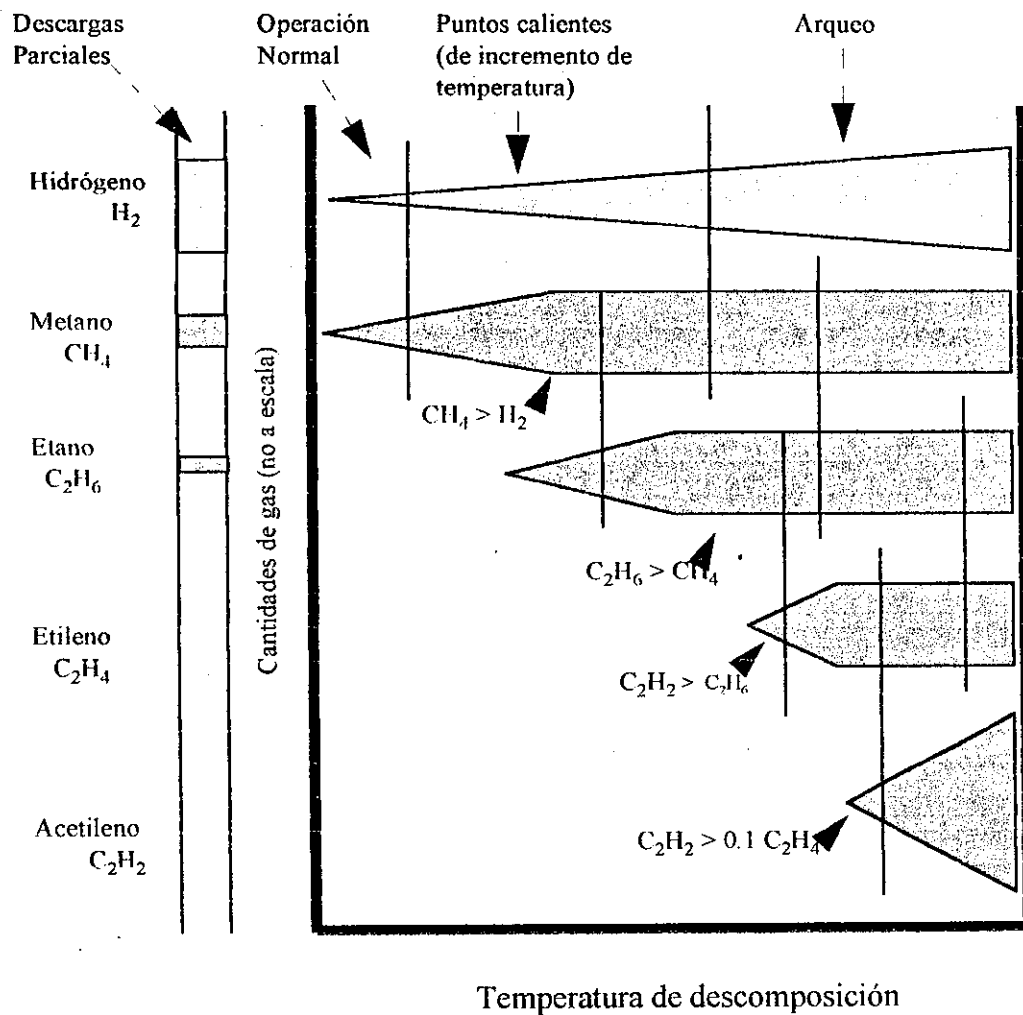


Figura 4. Rangos comparativos de la evolución de los gases del aceite como una función de la energía de descomposición. R. R. Rogers "IEEE and IEC Codes to interpret incipient faults on transformers using gas-in-oil analysis" (1978)

3.4 Solubilidad de los gases en el aceite mineral

Con la referencia de las fuentes básicas de generación de gases en un transformador, otra información interesante al respecto de pruebas de laboratorio, es la solubilidad de los gases en un aceite mineral dieléctrico de uso común en transformadores. Para esto se presenta la tabla III que presenta cuanto se disuelven los gases en el aceite.

Tabla III

SOLUBILIDAD DE LOS GASES EN ACEITE MINERAL PARA TRANSFORMADORES		
GAS	SÍMBOLO	% POR VOLUMEN
Hidrógeno ¹	H ₂	7.0
Nitrógeno	N ₂	8.6
Monóxido de carbono ¹	CO	9.0
Oxígeno	O ₂	16.0
Metano ¹	CH ₄	30.0
Dióxido de carbono	CO ₂	120.0
Etano ¹	C ₂ H ₆	280.0
Etileno ¹	C ₂ H ₄	280.0
Acetileno ¹	C ₂ H ₂	400.0

Datos a una presión de equilibrio de 760 mm de Hg y 25 °C. Superíndice¹ marca gases combustibles.

4 LA DETECCIÓN DE LOS GASES

Los métodos más recientes para la detección de los gases combustibles se relacionan directamente con pruebas de flamabilidad o análisis químicos de los gases en el aceite. Sin embargo, estos métodos no son lo suficientemente sensibles para los normativos actuales, pero si son de gran importancia para la obtención de datos.

Existen cinco métodos para la detección de gases generados por fallas. A continuación se presentan sus ventajas y desventajas.

4.1 El relé recolector de gas o relevador Buchholz

Este método es muy usado en Europa más que en Norteamérica. Se debe tener presente que los gases combustibles generados son de gran solubilidad en el aceite. En un transformador completamente lleno de aceite, las pequeñas cantidades de gases generados por una falla que se empieza a formar son totalmente absorbidos en el aceite. Por lo tanto se utiliza un tanque conservador para permitir la acumulación de gases libres en el relevador. Cuando se acumulan gases en el relevador, lo que se tiene es información histórica, o sea que el transformador se había mantenido con una falla, y es hasta ahora que se descubre la evidencia, por lo general demasiado tarde.

El relevador Buchholz puede responder a descargas de baja energía o calentamiento local. Sin embargo, desde que el relevador y el sistema de recolección de gases están colocados lejos del centro de la acción crítica como las bobinas y otras áreas clave, es imposible para el sistema Buchholz responder a etapas tempranas de problemas en el corazón del transformador. De hecho, como razonaba E. Dörnenburg, si

el transformador está lleno de aceite, el aceite debe estar a la par de la falla. Pero buscar gases combustibles en el aceite es más eficiente, debido a la solubilidad, que buscar en el espacio libre o en el relevador.

4.2 Total de gases combustibles

El método del total de gases combustibles es probablemente el más usado como método de campo, mide el total de gases combustibles conocido como TCG (total combustible gases).

Entre sus mayores ventajas está su rapidez y la adaptabilidad para su uso en el campo. De hecho, puede ser usado para monitorear continuamente un transformador. Sin embargo, este método detecta solamente los gases combustibles, y es aplicable únicamente a unidades que tienen un espacio de gas sobre el aceite. La mayor desventaja del método TCG es que provee solamente un valor simple para el porcentaje de gases combustibles, y no identifica la cantidad y cuáles gases están presentes. Los resultados están sujetos a factores como temperatura y presión, así como la solubilidad de varios gases de interés. Al revisar la tabla III se puede notar lo mucho que varía la solubilidad con la temperatura. El aceite frío generalmente, pero no siempre, disuelve más gases que el aceite caliente.

El principio de William Henry requiere que los análisis subsecuentes sean tomados a una temperatura y presión similar; de otra forma, ningún dato puede tener significado: "La solubilidad de un gas en un líquido es directamente proporcional a la presión del gas en el líquido a una temperatura definida." Existe una pequeña tendencia de los gases combustibles de moverse al espacio gaseoso sobre el aceite si la concentración es baja. Por lo tanto se requiere que un gran volumen de

gas escape del aceite y se acumule en el espacio gaseoso sobre el propio aceite para poder tener muestras significativas de gases para analizarlos.

4.3 Análisis del espacio gaseoso (Colchón de gases)

El colchón de gases es el espacio gaseoso en la parte superior del transformador. Un análisis de laboratorio identifica los componentes individuales de los gases, pero solamente en el espacio gaseoso. Debido a que los gases se diluyen en el espacio gaseoso no se puede determinar lo que ha sucedido en el transformador, ya que los gases que se encuentran en el colchón han sido formados a través de cierto tiempo y posiblemente distintas fallas o condiciones de operación. Por lo tanto en el colchón de gases se tiene un registro de lo que ha pasado a diferencia de los gases disueltos en el aceite que pueden indicar que está pasando.

4.4 Análisis de gases disueltos

El método que proporciona más información es el método de detección de gases disueltos en el aceite DGA (dissolved gas analysis). En este método de laboratorio se toma una muestra de aceite de un transformador; los gases disueltos se extraen, se separan, son identificados y se cuantifican.

Varios métodos de laboratorio han sido utilizados, incluyendo absorción infrarroja y espectroscopía másica, pero el análisis cromatográfico es la técnica más utilizada.

La difusión de los gases entre espacios líquidos y gaseosos toma cierto tiempo, durante el cual pueden ocurrir daños severos en el equipo.

El monitorear los gases disueltos en el aceite ofrece la sensibilidad requerida, porque se detectan gases nuevos más rápido. La única desventaja del método de análisis de gases disueltos es que no puede ser, hasta el momento, aplicado directamente en el campo. Por otra parte, este método es aplicable a todos los dispositivos llenos con aceite, y ayudan a determinar la capacidad de operación del transformador y aumentar su vida útil.

4.5 Método de análisis de gases disueltos en el aceite

Ya que se ha optado por aplicar el análisis de gases disueltos para evaluar el sistema de aislamiento de un transformador, es necesario seguir una serie de pasos que se presentan a continuación:

1. Extracción de muestra representativa de aceite.
2. Extracción de los gases disueltos en el aceite.
3. Análisis de los gases por cromatografía:
 - Separación de los gases.
 - Identificación.
 - Cuantificación.
4. Análisis de resultados.

En la tabla IV se puede observar una comparación entre los métodos de detección antes mencionados, entre ellos se encuentra la detección de hidrógeno; creado en 1979.

Tabla IV

COMPARACIÓN DE MÉTODOS PARA DETECCIÓN DE GASES						
Método	Localización	Muestreo requerido	Gases detectados	Cuantificación	Aplicación a transformadores	Comentarios
1. Relé recolector de gas - Buchholz (1926)	Campo - en el transformador	Gas en exceso actúa como una "alarma existente"	Medida total de gas acumulado	No - test de visualización solamente	Solamente unidades de tipo conservador (entre unidad y conservador)	Principalmente usado en Canadá y Europa
2. Detección de gases existentes: Total de gases combustibles (TCG) 1959	Campo	Muestra de gas: se requiere del espacio arriba del aceite	Gases combustibles totales estimados en espacio superior solamente	No - test de visualización solamente	Unidades con espaciado para gases	Posible monitoreo continuo; resulta afectado por la solubilidad del gas y la temperatura
3. Análisis de espacio gaseoso ASTM D-2759	Laboratorio	Muestra de gas	Identifica gases en espacio superior	Sí - partes por millón (ppm)	Unidades con espaciado para gases	---
4. Análisis de gases disueltos (DGA) 1963 ASTM D-3612	Laboratorio	Muestra de aceite	Identifica el gas disuelto en aceite en donde es generado	Sí - partes por millón (ppm)	Todos los transformadores llenos de aceite	Los datos de la formación de gases indican el tipo de problema con muestreo y chequeo repetido
5. Hidrógeno en aceite 1979	Analizador de campo portátil	Muestra de aceite	Identifica el hidrógeno disuelto en aceite donde es generado	Sí - ppm, test de visualización; si es anormal - se debe dar un seguimiento de laboratorio DGA	Todos los transformadores llenos de aceite	Mejor único indicador de falla incipiente, monitoreo continuo, solamente sensibilidad de campo.

4.5.1 Obtención de una muestra de aceite

Una persona puede realizar el muestreo en cuestión de minutos, pero se debe tener un cuidado especial para no contaminar las muestras. Sin importar que tipo de contenedor se utilice es necesario tomar las siguientes precauciones para tomar la muestra:

-Se debe tomar muestras sólomente de unidades que estén bajo presión positiva. Ya que al intentar en un transformador que trabaje con presión negativa se le introduce aire a través de la válvula de muestreo en forma de burbujas que pueden originar pérdida de rigidez dieléctrica del medio aislante, que en cierto momento podría ser aire en vez de aceite y puede originarse una falla.

-Limpiar la válvula para muestras, se debe dejar fluir aproximadamente un cuarto de galón antes de tomar la muestra para evitar contaminación.

-Proteger la muestra de la luz solar.

-Enviar a laboratorio tan pronto como sea posible para evitar la pérdida de gases disueltos.

En los Estados Unidos de América se utilizan comúnmente dos métodos de muestreo. En Europa se utiliza un tercer método. En la tabla V se hace una comparación entre los métodos de muestreo.

Generalmente, se toman muestras de 40 centímetros cúbicos para enviarlas al laboratorio.

TABLA V

COMPARACIÓN DE CONTENEDORES TÍPICOS ASTM STANDARD D-3613 PARA MUESTREO GC				
Tipo de contenedor para muestreo	Lugares en donde son usados	Ventajas	Desventajas	Comentarios
Vidrio, jeringa hipodérmica ASTM D-923-73	Industrias en EEUU (espacios gasosos y unidades con respiraderos abiertos)	Barato, permite cambio de volumen por cambio de temperatura ¹	Frágil	Test en poco tiempo, se sugiere test de gas periódico
Botella de acero inoxidable	Industrias y fabricantes de transformadores en EEUU	A prueba de contaminación y derrame ¹	Construcción rígida, inspección invisible, no se puede ver si hay burbujas en el contenedor	Usado para almacenamiento prolongado
Recipiente de latón flexible	Europa (fabricantes de transformadores) EEUU algunos usos	Permite cambio de volumen por cambio de temperatura, contenedor más grande ¹	Uso limitado, datos insuficientes	Método en estudio en EEUU para determinar su precisión, aceptación futura.

¹ Cada contenedor puede ser reciclado para su uso adicional.

4.5.1.1 Contenedores para almacenar las muestras

4.5.1.1.1 Jeringa hipodérmica de vidrio (ASTM D-923-73)

Típicamente se utiliza una jeringa de vidrio con capacidad de 50ml que posee una válvula de 3 vías en la entrada. La jeringa se coloca en una caja especial para transporte, como se puede observar en la figura 5. Además la jeringa posee un adaptador para colocarle un tubo de tygon para conectarla directamente a la válvula de muestreo del transformador utilizando dicha manguera.

Cada jeringa utilizada para tomar las muestras debe ser chequeada periódicamente para evitar que posea pequeñas fugas de gas por su empaquetadura. Se determina que una jeringa está en buen estado si al almacenar una muestra de aceite por dos semanas; la cual ha sido analizada previamente para conocer su contenido de hidrógeno y metano; pierde menos de 2.5 % de hidrógeno y a lo sumo 0.5 % de metano.

Para tomar la muestra la jeringa se conecta a la válvula inferior del transformador con una manguera tygon transparente, como se puede observar en la figura 6, luego de que se ha sacado aceite para limpieza de la válvula.

Cuando la jeringa está conectada se abre la válvula del transformador y se procede a succionar el aceite con la jeringa hasta tener la muestra. Luego se cierra la válvula de la jeringa y posteriormente la del

transformador. Por último, se coloca la jeringa en la caja de transporte y se envía al laboratorio.

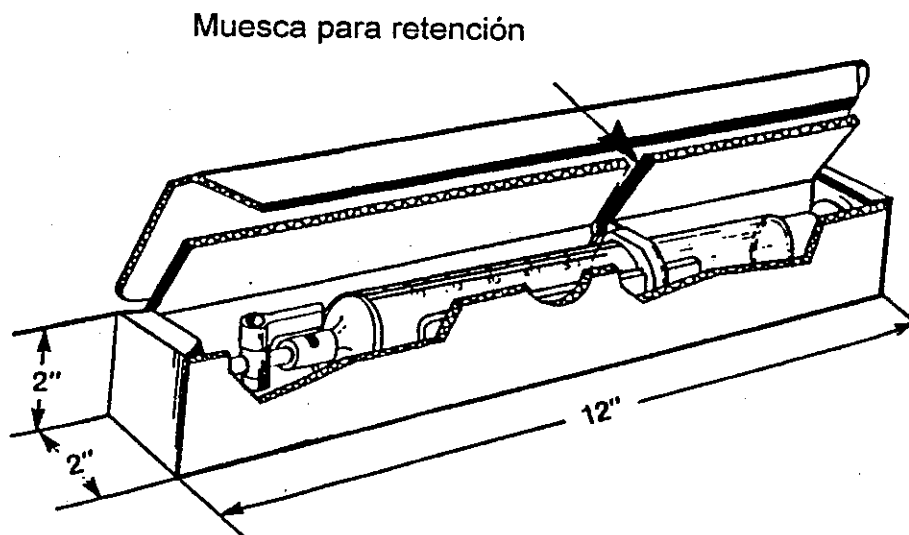


Figura 5. Jeringa para muestras.

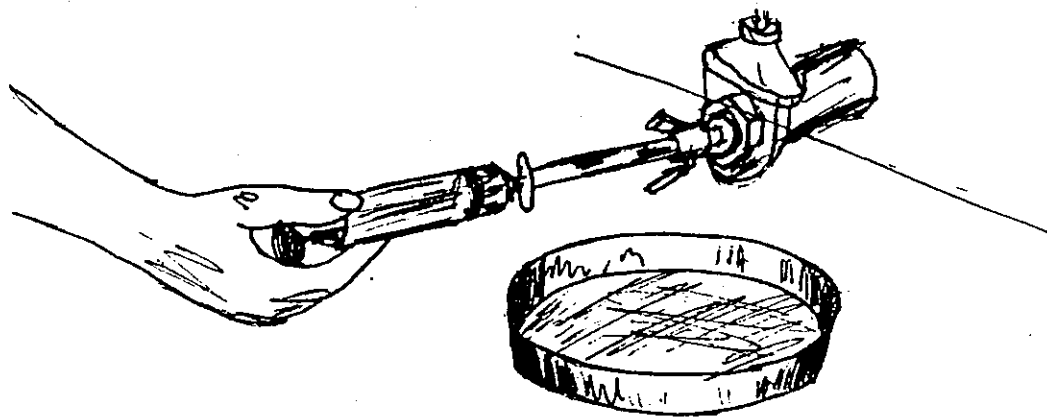


Figura 4.2. Colocación de la hipodérmica.

4.5.1.1.2 Botella de acero inoxidable

La botella de acero inoxidable es para aproximadamente 50 ml de muestra, posee 2 válvulas en los extremos con sello de grafito para evitar fugas. Al final de cada válvula se tienen adaptadores para colocar mangueras que pueden ser tygon o de pvc transparente.

Para extraer la muestra se conecta la botella a la válvula del transformador, que ha sido limpiada previamente con una manguera, y en el otro extremo se tiene otra manguera que se dirige a un recipiente de rebalse. Ya que se tienen las conexiones y el recipiente de rebalse listo se abre un poco la válvula del transformador, de tal manera que exista un flujo moderado, y las dos válvulas de la botella, se coloca la botella de forma vertical con la válvula de rebalse hacia arriba, luego se espera que el aceite llene completamente la botella, lo cual será indicado por el rebalse, para cerrar las válvulas, iniciando por la de rebalse, luego la de entrada a la botella y por último la del transformador.

En la figura 7 se puede observar la forma de la botella y en la figura 8 como se extraen las muestras.

4.5.1.1.3 Contenedor de acero inoxidable flexible

Es una variante de la botella de acero inoxidable que es un contenedor flexible, el cual aún no ha ganado mucha popularidad para utilizarlo en Norteamérica. La facilidad que se obtiene es una mayor capacidad y adaptable a los cambios de volumen del aceite durante el transporte debido a los cambios de temperatura.

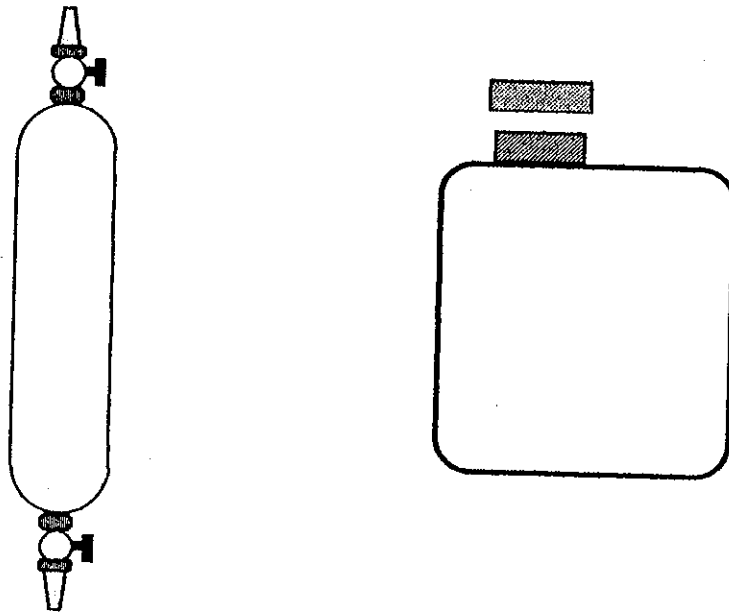


Figura 7. Kit de botellas de acero inoxidable

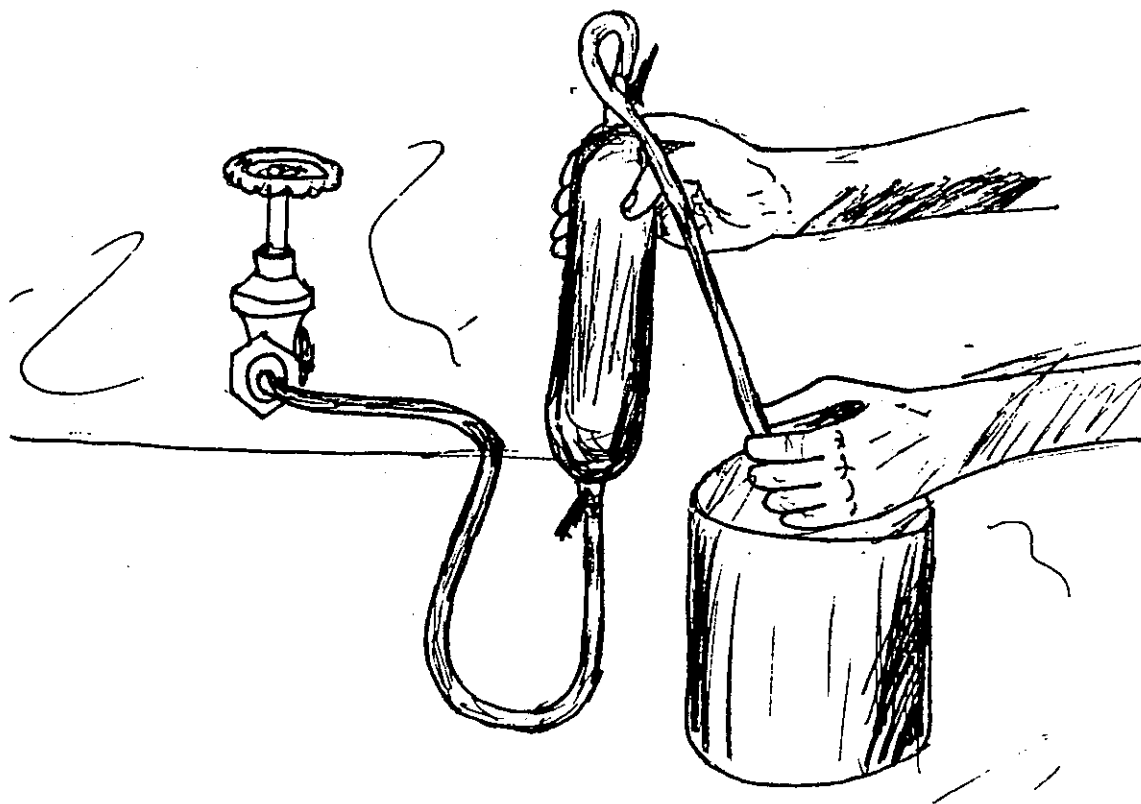


Figura 8. Extracción con kit de botella de acero

4.5.2 Extracción de los gases del aceite

Una vez que se tiene la muestra se debe enviar al laboratorio, la primera etapa en la extracción de los gases del aceite es mediante aparatos de vacío.

La inyección directa de pequeñas cantidades de aceite en un cromatógrafo para gases no es el mejor procedimiento para la detección de los gases disueltos, porque se tiene una muestra insuficiente de gas y los hidrocarburos líquidos incrementan el problema. Hasta el momento el mejor método para analizar gases disueltos en aceite es extraer primero los gases del aceite en un sistema externo al cromatógrafo, y luego se inyectan a éste como muestra gaseosa.

Se utilizan tres tipos básicos de aparatos para la extracción de los gases. El equipo usado depende del volumen de la muestra. La figura 9 muestra los detalles de un aparato de vacío. La secuencia típica para la extracción de los gases de un aceite aislante es la siguiente:

1. Se inyecta la muestra de aceite; ya sea de una jeringa o una botella de acero inoxidable; en el aparato de extracción. La muestra se introduce al recipiente desgasificador. Para que esta etapa sea completada con éxito debe eliminarse tanto las burbujas como las espumas del aceite. Luego de esto se pasa el aceite a través del recipiente de ebullición.
2. El gas se mantiene en ebullición en el recipiente de desgasificado durante 15 minutos como máximo. Los gases se liberan agitando el líquido en un recipiente con alto vacío.

3. Se procede a normalizar las presiones a temperatura estándar (0°C) y presión estándar (760 Torr). Se utiliza una columna de mercurio para comprimir los gases a S.T.P. (Presión y temperatura estándar)
4. Se miden los gases extraídos (mililitros) en el tubo recolector. El porcentaje de gas en el aceite se calcula a partir del volumen corregido del gas extraído.

En la figura 9 se puede observar un esquema del equipo para la extracción de gases.

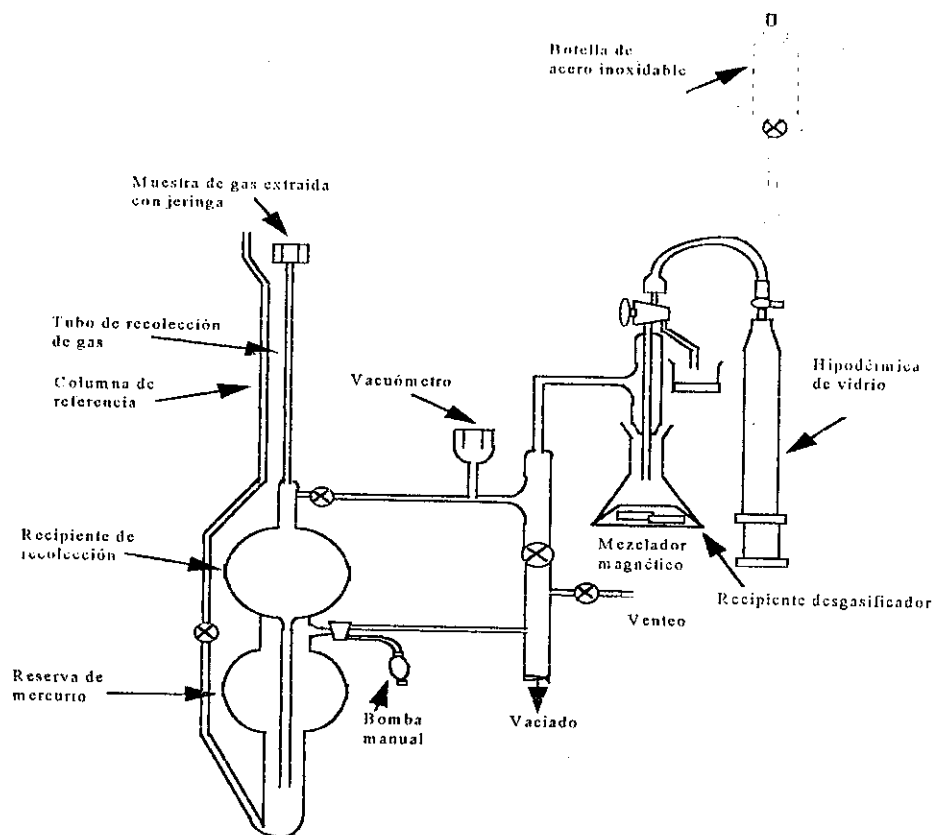


Figura 9. Detalles típicos del aparato de laboratorio para la extracción de gas del aceite de aislamiento (ANSI-IEEE C_57.104-1978).

4.5.3 Análisis de los gases con el uso de la cromatografía:

Un cromatógrafo para gases es un instrumento que se utiliza para "separar" los gases componentes de una columna gaseosa y detectarlos.

Un cromatógrafo para gases típico consiste en un cilindro que contiene gases para barrido o transporte, un controlador y regulador de flujo y presión, un puerto de inyección de muestras, una columna de adsorción, un detector (electrónico de estado sólido), termostatos, un grabador y un microprocesador para imprimir los resultados.

Un análisis completo de gases disueltos en aceite mineral dieléctrico se realiza en aproximadamente 25 minutos. La precisión de un cromatógrafo depende del cuidado con que se obtuvo la muestra de gas, la elección del detector y la calibración periódica del instrumento para asegurar resultados confiables.

En la figura 10 se puede observar un diagrama esquemático de un sistema para análisis cromatográfico de gases.

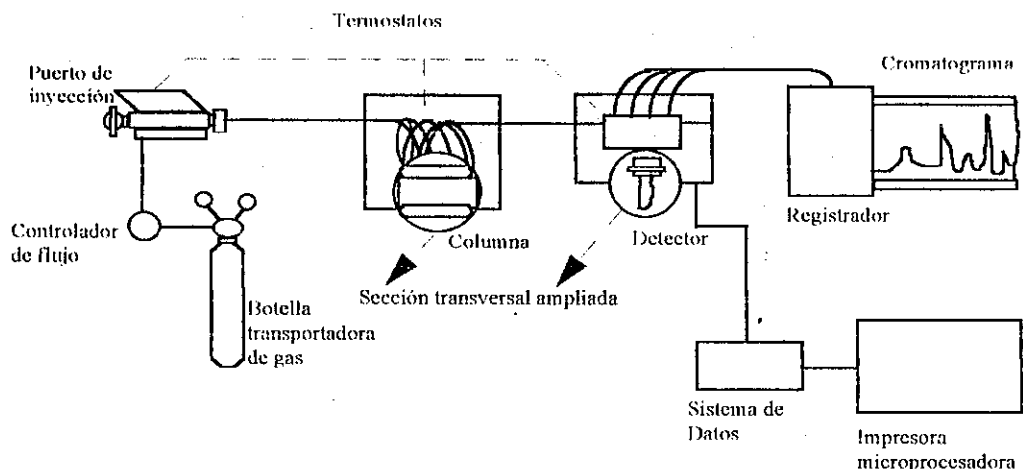


Figura 10. Dibujo esquemático de un sistema para análisis cromatográfico de gases

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

5 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Ya que el laboratorio ha generado los datos de los gases contenidos en el aceite es necesario interpretar estos resultados.

Se utilizan varios métodos para interpretar los resultados, los cuales se detallan en este capítulo.

5.1 Método de los gases detectados

Como primer método la interpretación se debe hacer de una forma cualitativa, en la tabla VI se puede encontrar una lista bastante completa de los posibles gases que se pueden encontrar en un aceite y la falla que los genera.

Tabla VI

TIPOS DE FALLAS PROBABLES	
Gases Detectados	Interpretaciones
Nitrógeno más el 5% o menos de oxígeno	Operación normal del transformador sellado
Nitrógeno y más del 5% de oxígeno	Chequear la funcionalidad del sello del transformador
Nitrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono o todos	Sobrecarga del transformador u operando en caliente, causando un deterioro de la celulosa. Chequear condiciones de operación
Nitrógeno e hidrógeno	Descarga de corona, electrólisis del agua o corrosión
Nitrógeno, hidrógeno, dióxido de carbono y monóxido de carbono	Descarga de corona involucrando celulosa o una sobrecarga severa del transformador
Nitrógeno, hidrógeno, metano con pequeñas cantidades de etano y etileno	Chispas u otra falla menor causando algún rompimiento dieléctrico del aceite
Nitrógeno, hidrógeno, metano con dióxido de carbono, monóxido de carbono, y pequeñas cantidades de otros hidrocarburos; el acetileno generalmente no está presente	Chispas u otra falla menor en presencia de celulosa
Nitrógeno con alto hidrógeno y otros hidrocarburos incluyendo el acetileno	Arco de alta energía que causa deterioro rápido del aceite
Nitrógeno con alto hidrógeno, metano, alto etileno y poco acetileno	Aceite con alta temperatura de arco en un área confinada, conexiones pobres o cortos entre espiras son ejemplos.
Igual que arriba excepto por la presencia del dióxido de carbono y monóxido de carbono	Igual que arriba excepto por el arco en combinación con celulosa

5.2 Método de los gases clave

Como se puede interpretar de la tabla VI, dependiendo de la cantidad y qué tipo de gases son los detectados se puede determinar el tipo de falla que lo genera, con los gases clave se tienen las cantidades de gases combustibles y dependiendo de la cual es el mayoritario se puede determinar qué tipo de falla posee el transformador, por ejemplo:

-Acetileno (C_2H_2): este es el menos deseable de ser encontrado ya que su presencia indica que se ha formado un arco eléctrico en el aceite.

-Hidrógeno (H_2): cuando se encuentra en grandes cantidades es símbolo de descargas parciales, es decir efecto corona.

-Etileno (C_2H_4): este gas se encuentra cuando existe una degradación térmica del aceite, es decir que existe un sobrecalentamiento de éste, que puede ser por conexiones flojas o sobrecarga severa.

-Monóxido de carbono (CO): este gas se genera cuando se tiene un sobrecalentamiento de la celulosa, por lo tanto un sobrecalentamiento del papel aislante.

5.3 Método de los cocientes Dörnenburg

La presencia de ciertos componentes y su concentración relativa se usan para determinar el tipo de falla.

- Descomposición térmica o puntos calientes: Se encuentran principalmente C_2H_2 , CH_4 , pequeñas trazas de C_2H_6 y H_2 .
- Descargas eléctricas (no incluye corona): Se encuentra principalmente H_2 , CH_4 , luego C_2H_2 , C_2H_4 y C_2H_6 .
- Descargas parciales (efecto corona): Se encuentra principalmente H_2 , y pequeñas cantidades de CH_4 y C_2H_2 .
- Descomposición del aislamiento a base de celulosa: Se encuentra CO y CO_2 .

A continuación se presenta la figura 11 que se utiliza para el análisis de resultados, el cual utiliza una gráfica en la que se encuentran los valores de los cocientes, los que relacionan las ppm de los gases clave detectados. Para el eje horizontal se obtiene el cociente entre las ppm del acetileno entre las del etileno y para el eje vertical las ppm del metano entre las del hidrógeno. Luego se intersectan las líneas que forman los valores de los cocientes anteriores para obtener como resultado el tipo de falla que existe dentro del transformador, esta es la razón del nombre del método de cocientes Dörnenburg.

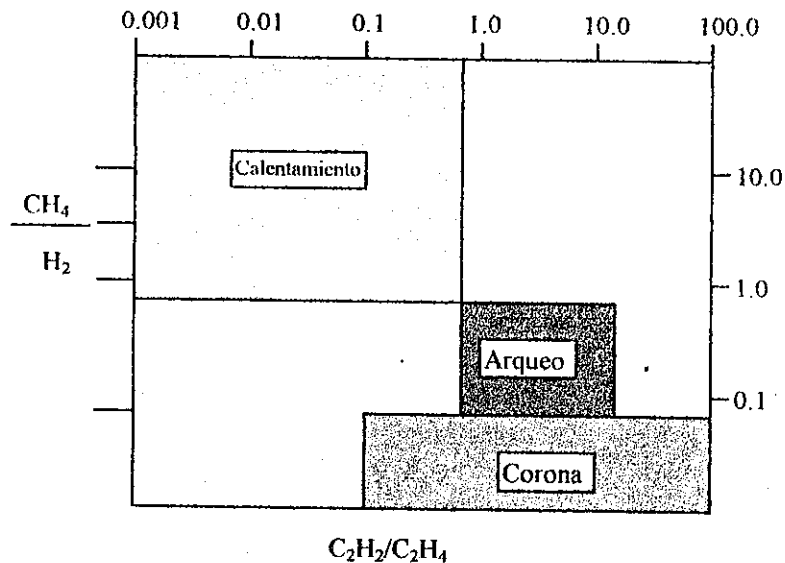


Figura 11. Cociente de Dörnenburg inicial de indicadores sintomáticos de fallas en transformadores.

5.4 Método de la comparación de patrones gráficos

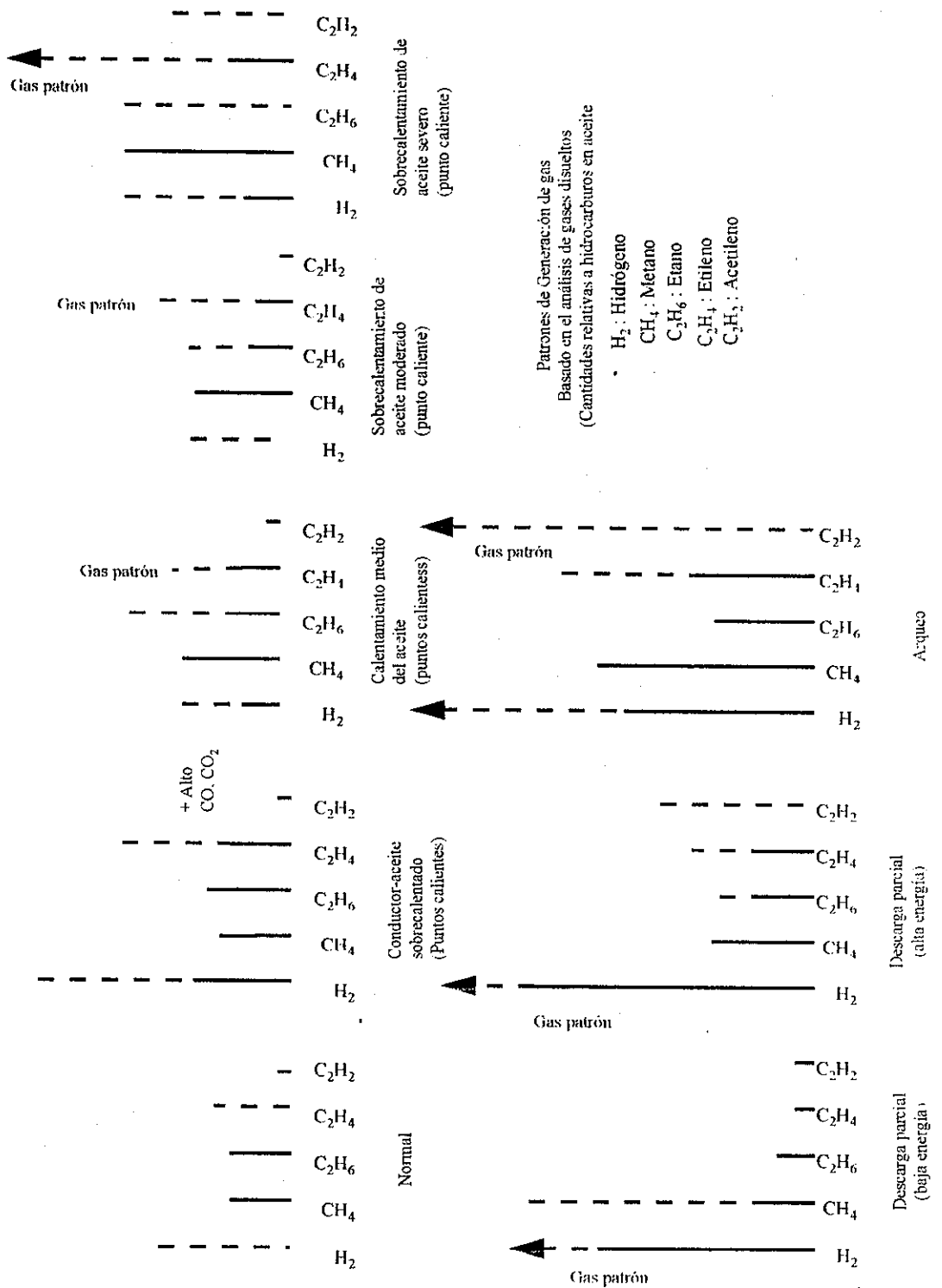
Al realizar los análisis de gases disueltos se obtienen ciertas cantidades de gas, luego de varios análisis, verificación y su interpretación se ha obtenido un conjunto de patrones gráficos que relacionan, de acuerdo a la cantidad de gases obtenidos, la forma del gráfico contra la falla interna.

En la figura 12 las líneas verticales representan las ppm de los gases detectados en el aceite. La altura de las líneas es proporcional a las ppm, en el caso de las continuas nos indican un valor fijo, y en las discontinuas se tiene un valor variable que puede oscilar desde el final de la línea continua hasta el final de la línea discontinua.

Para poder explicar de mejor forma es necesario utilizar un patrón, tal es el caso de la existencia de puntos calientes con sobrecalentamiento severo, el metano es el que se presenta alto, el hidrogeno puede ser $1/3$ del metano o llegar a ser la misma cantidad, el etano puede variar en un rango de cero hasta el mismo valor que el metano, el etileno puede variar desde un poco mas de $1/3$ del metano hasta un valor mucho mayor lo cual es indicado en la gráfica por la punta de la flecha y por último el acetileno puede variar desde cero hasta $2/3$ el metano. Además en la gráfica se marca uno de los gases como gas patrón lo cual se relaciona como gas clave el cual al revisar el resumen de gases clave es el que ayuda a identificar la falla.

Para cada análisis se debe hacer una comparación del gráfico obtenido contra los patrones de la figura 12 hasta encontrar al que se parezca para determinar el tipo de falla.

Figura 12
Representación gráfica de los patrones de generación de gas



5.5 Método de la cantidad de los gases clave

Desde que la detección de los gases en el cromatógrafo está en partes por millón (ppm), se tienen ciertos rangos para cada gas para determinar los niveles normales o no, además de su interpretación.

Cada gas clave se relaciona con cierto tipo de falla. El gas clave es frecuentemente el que predomina en la mezcla de los gases generados, pero ocasionalmente otro gas puede presentarse en una concentración mayor. Un ejemplo puede ser el arco para el cual se tiene una mayor concentración de hidrógeno que acetileno, o viceversa. Estas variaciones se deben a que la cantidad de gases generados depende de la temperatura que se origine en el punto de falla. Los gases clave y su relación con las fallas se presenta en la tabla VII. Además, se presenta una guía de límites de concentraciones según la CSU.

Tabla VII

GUÍA PARA GASES COMBUSTIBLES California State University, Sacramento			
Gas	Normal	Anormal	Interpretación
H ₂	150 ppm	1000 ppm	Arco, corona
CH ₄	25	80	Chispas
C ₂ H ₆	10	35	Sobrecalentamiento local
C ₂ H ₄	20	100	Sobrecalentamiento severo
CO	500	1000	Sobrecalentamiento severo
CO ₂	10000	15000	Sobrecalentamiento severo
N ₂	1-10%	N.A.	
O ₂	0.2-3.5%	N.A.	
	0.03%	0.5%	Combustibles

5.6 Método del total de gases combustibles

Al tener los gases combustibles en un rango de 0 a 500 ppm se puede decir que se tiene una operación normal del transformador.

Un rango de 500 a 1000 ppm de gases combustibles indica que el transformador ya está bastante usado y hay necesidad de evaluarlo constantemente.

Cuando se tiene una concentración superior a 1000 ppm, se tiene un indicativo de una gran descomposición, lo que procede es elaborar pruebas frecuentes y graficarlas, con lo que se puede determinar, si la concentración aumenta o no, si la concentración sube se tiene certeza de la existencia de problemas en la unidad.

La acumulación de más de 2500 ppm de gases combustibles indica una descomposición substancial. La integridad del aislamiento está en entredicho. El monitoreo es esencial para determinar si continúa en operación o se saca de línea.

5.7 Método de los cocientes Rogers

Este es el método más reciente para la interpretación de los resultados, el cual ha sido creado al realizar pruebas en transformadores que se han sacado de servicio por fallas severas y recopilando información de diferentes pruebas realizadas comparando los datos del laboratorio y lo encontrado en el transformador.

En la tabla VIII se resume el método, el cual consiste en combinar cuatro cocientes entre ciertos gases, y de acuerdo con esto se puede tener un diagnóstico.

Tabla VII

DIAGNÓSTICO SUGERIDO PARA LOS COCIENTES DE GAS - MÉTODO DE COCIENTE DE ROGERS				
CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	Diagnóstico sugerido
>0.1 <1.0	<1.0	<1.0	<0.5	Normal
≤0.1	<1.0	<1.0	<0.5	Descarga corona parcial
≤0.1	<1.0	1.0	≥0.5 ó ≥3.0 <3.0	Descarga corona parcial de baja energía
>0.1 <1.0	<1.0	≥3.0	≥3.0	Descarga continua
>0.1 <1.0	<1.0	≥1.0 ó ≥3.0 <3.0	≥0.5 ó ≥3.0 <3.0	Arco - con flujo de potencia
>0.1 <1.0	<1.0	<1.0	≥0.5 <3.0	Arco - sin flujo de potencia
≥1.0 ó ≥3.0 <3.0	<1.0	>1.0	<0.5	Sobrecalentamiento a 150°C
≥1.0 ó ≥3.0 <3.0	≥1.0	>1.0	<0.5	Sobrecalentamiento 150°-200°C
>0.1 <1.0	≥1.0	>1.0	<0.5	Sobrecalentamiento 200°-300°C
>0.1 <1.0	>1.0	≥1.0 <3.0	<0.5	Sobrecalentamiento general del conductor
≥1.0 <3.0	<1.0	≥1.0 <3.0	<0.5	Circulación de corrientes en devanados
≥1.0 <3.0	<1.0	≥3.0	<0.5	Circulación de corrientes en el núcleo y el tanque; juntas sobrecargadas

5.8 La norma de concentraciones con probabilidad de falla de un 90%

Esta norma se incorporó a la guía ANSI/IEEE debido a que en las pruebas se han tenido ciertas excepciones, que no fueron bien diagnosticadas con los métodos anteriores, por lo que se tienen los siguientes datos (tabla IX) de concentraciones, los cuales al ser sobrepasados existe una probabilidad del 90% de que exista falla.

En la tabla IX se tiene la referencia para los transformadores usados en subestaciones de generación y de transmisión, entendiéndose por transformadores de distribución los que no sobrepasan los 500 KVA, y los equipos de generación son aquellos que sobrepasan este límite, los que también se conocen como transformadores de potencia.

Tabla IX

CONCENTRACIONES CON EL 90% DE PROBABILIDADES DE FALLA		
	PPM V/V	
	EQUIPO DE GENERACIÓN*	EQUIPO DE TRANSMISIÓN*
CH ₄	160	120
H ₂	240	100
C ₂ H ₂	11	35
C ₂ H ₄	190	50
C ₂ H ₆	115	60
CO	580	350

*Definidos en ANSI C57.12.20-1981

A continuación se resumen los métodos citados, y se muestra su principal utilidad.

Tabla X

MÉTODOS COMPARATIVOS PARA INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE			
Método de interpretación	Valor del método	Fuente	Comentario
Gases detectados	Tipos de fallas probables	ANSI/IEEE C57.104-1978	Cualitativa
Gas clave	Tipo de problema general	Doble Engineering	Cualitativa
Componentes clave	Tipo de problema general	E. Dörnenburg	Cualitativa; todos los componentes deben ser identificados
Cociente de Dörnenberg	Tipo de problema general	E. Dörnnenburg	Cualitativa
Cantidad de gases clave	Severidad del problema	California State University (CSUS)	Cuantitativa
Gases combustibles totales	Severidad del problema	Doble Engineering	500 o más ppm - una segunda prueba es crítica - establece una tendencia
Cocientes de Rogers	Severidad del problema	R. R. Rogers	No menciona CO, fallas simultáneas, análisis ambiguo, concentraciones importantes
Límites de concentración de combustible	Solamente una guía	E. Dörnenburg	Sólo referencia
Concentración de Normas del 90%	Solamente una guía	ANSI/IEEE C57.104-1978	Concentraciones importantes, evita aplicaciones legales.

Para realizar los análisis se recomienda seguir un orden similar al siguiente:

- a. ¿Qué problema se tiene internamente?
- b. ¿Qué tan severo es?

Para el inciso "a" es recomendable utilizar la comparación gráfica de patrones conjuntamente con el método Dörnenburg, ya que estos dos resumen los métodos para identificación de la falla.

Para el inciso b es recomendable utilizar el método del total de gases combustibles, la cantidad de los gases claves y los cocientes Rogers para tener un diagnóstico bastante consistente.

6 DESARROLLO DE PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO

6.1 El método de análisis de gases disueltos y el mantenimiento preventivo y predictivo

El método de análisis de gases se presenta como un método alternativo para estudiar el estado de los transformadores, se puede utilizar para el mantenimiento predictivo y preventivo.

En el mantenimiento predictivo es útil ya que se pueden determinar fallas incipientes, las más comunes son las de los cambiadores de tap, que se aflojan y por ende se deterioran rápidamente por efecto de falso contacto.

En el mantenimiento preventivo los análisis de gases se utilizan como parte integral del mantenimiento anual de transformadores. En algunos casos en que las unidades son de gran tamaño o importancia es necesario realizar pruebas más frecuentes. En otros casos es necesaria una mayor continuidad por tener sospechas de fallas en el equipo.

Para el mantenimiento correctivo es útil el método de análisis de gases disueltos ya que en algunos casos se tienen indicios de fallas severas, para las cuales es sumamente necesario desarmar el transformador para revisar su condición interna.

6.2 Guía práctica para el desarrollo de programas de mantenimiento

Es aconsejable incluir el análisis de gases disueltos en el programa de mantenimiento; el cual no solo consiste en el análisis de gases, sino que también incluye operaciones de limpieza, análisis de aceites, verificación de relación de vueltas (TTR), pruebas eléctricas de aislamiento, revisión de sistemas auxiliares de enfriamiento, pintura, fuga de corrientes y otros.

Para la ejecución de programas de mantenimiento se debe tener presente que dejar sin tensión un transformador es bastante difícil, en algunos casos se puede realizar una inspección anual con el transformador desenergizado. Además, se debe tener presente que los tiempos muertos (tiempo no productivo) en una empresa son muy costosos, es por esto que se debe programar una inspección minuciosa que se pueda realizar con el transformador desenergizado.

La inspección minuciosa puede incluir la búsqueda de una falla incipiente que es reportada por un análisis de gases disueltos. Es por esta razón que se aconseja realizar el análisis un mes antes de la fecha en que el transformador saldrá de línea, esto con el objetivo de tener suficiente tiempo para realizar la prueba. Ya con los resultados de la prueba se tiene o no un indicio de falla en el transformador.

Ya conociendo los resultados, y dependiendo de éstos, se procede a la programación de una inspección interna.

La inspección interna se debe realizar si en los resultados del análisis se tiene variación o detección de gases combustibles. Ahora la interrogante es ¿cuánto tiempo más puede esperarse para hacer la

inspección? La respuesta depende del tipo de falla registrada, si se tiene sobrecalentamiento no severo o descargas parciales (ver figura 12) se puede programar la inspección para la fecha más cercana. Si por el contrario se tienen indicios de arco eléctrico o sobrecalentamiento severo se debe desenergizar la unidad de inmediato para realizarle toda una serie de pruebas eléctricas de aislamiento.

Es necesario tener presente que luego de generarse gases se debe realizar un desgaseado del aceite para que los análisis posteriores no sean afectados.

Entre otras consideraciones que se deben tener está la del total de gases combustibles detectados, ya que con esto se puede tener un criterio para determinar si es necesario o no la apertura del transformador, en la tabla XI se puede observar los niveles de gases combustibles y la causa, se puede apreciar claramente que al tener 1000 ppm o más de gases combustibles es inminente la apertura del transformador ya que la falla está claramente declarada y es necesario revisar el transformador para optar por una reparación o un cambio de equipo, de ser extremo el problema.

6.3 Esquemas para el registro de datos

Como a cualquier equipo que se incorpore al mantenimiento de manera eficaz es necesario realizar un registro de las operaciones hechas.

Para el caso de análisis de gases disueltos se recomienda la utilización de una ficha técnica como la que se detalla en la figura 13, en la cual se tiene un registro de las pruebas y de los resultados para cada una

de ellas, con lo que se puede generar una gráfica para revisar la tendencia que se obtiene, y determinar, al observar cambios severos, el funcionamiento del transformador.

Localización del equipo _____					Tipo de equipo _____							
Fabricante _____					No. de Serie _____			Rango _____		Galones de aceite _____		
Datos GC Los valores de gases están expresados en PPM (partes por millón)												
fecha	Hidrógeno	Oxígeno	Nitrógeno	Metano	Monóxido de Carbono	Etano	Dióxido de carbono	Etileno	Acetileno	Contenido total de gas	Contenido de gas combust	Recomendación
ND = no detectado												

Figura 13

El hecho de que el análisis de gases disueltos sea una de las mejores herramientas para evaluar el buen funcionamiento de los transformadores no significa que sea la única opción para realizar un programa de mantenimiento preventivo completo. De hecho, la interpretación de los datos de gases combustibles será complementada al utilizar otras herramientas para el mantenimiento, como pruebas eléctricas del transformador, pruebas de aislamiento y otros. Esto incluye utilizar los mejores aceites, tratar de obtener las mejores condiciones de operación posibles, además hacer un registro de operaciones bajo condiciones anormales como sobrecargas, fallas, sobrevoltajes y mal funcionamiento de dispositivos auxiliares como ventiladores, relevadores, interruptores, u otros dispositivos asociados.

En la tabla XI se presenta una serie de lineamientos prácticos. La frecuencia de los análisis depende del tamaño del transformador (potencia), las condiciones de uso e importancia de la unidad.

El análisis de gases disueltos es un método práctico y efectivo para la detección de fallas incipientes y la determinación de la severidad de la falla. Con una producción de gases similar a la de un transformador con alta carga indica un problema de falso contacto o incluso hasta un deterioro del aislamiento.

La producción de gases en los transformadores puede generar otros problemas como el deterioro de las propiedades aislantes del aceite y la reducción del punto de flama del aceite desde 145 grados hasta valores entre 50 a 80 grados centígrados.

Si el transformador ha tenido fallas que generan cierta cantidad de gases es necesario eliminar esos gases del aceite para que al tener nuevas fallas éstas no sean enmascaradas por los gases generados por

fallas antiguas. Largos períodos de muy alto vacío y calor son necesarios para remover la mayor parte de los gases atrapados en el papel aislante. Una vez que los gases residuales se han estabilizado luego de un período de operación, es necesario realizar un análisis para determinar el estado del aceite.

Los beneficios de un bajo contenido de gases no debe ser subestimado ya que las burbujas formadas en el transformador serán absorbidas rápidamente por el aceite antes de que se combinen y causen un arco eléctrico. La sobresaturación de gases, con el peligro de la formación de burbujas libres durante bajadas súbitas de presión, se elimina completamente.

La frecuencia de los análisis depende de la temperatura del aceite del transformador (temperatura de la parte superior), en la tabla XII se pueden encontrar los datos para la frecuencia de los análisis.

Tabla XI

ACCIÓN APROPIADA Y TIEMPO DE USO DEL TRANSFORMADOR		
Contenido de Gas combustible (ppm)	Por qué un análisis de Gas en Aceite	Cuando realizar un análisis Gas en Aceite
Unidad nueva o 0-500 ppm	Envejecimiento <i>normal</i> ; el transformador opera satisfactoriamente; acumulación bastante lenta.	Establecer una base de datos histórica; incluir en la historia de operación cualquier evento inusual que concierna al transformador.
500-1000 ppm	Descomposición <i>significativa</i> del aceite o del aislamiento de celulosa; desarrollo de falla inminente; la unidad puede fallar en cualquier momento. Del 10o. al 14o. años son críticos (muestreo no aleatorio de 5000 unidades examinadas)	Examinar periódicamente para plotear tendencia, notando cambios marcados. El tiempo de examen sugerido es crítico: Si el test es <i>demasiado rápido</i> , no ha transcurrido el tiempo suficiente para que el aumento de la concentración de gas sea significativa. Si el test es <i>demasiado tarde</i> , el equipo puede sufrir daños irreparables.
1000 ppm o más	Descomposición <i>bastante substancial</i> del aceite aislante; existencia de falla; el transformador debe ser desenergizado. El 14o. año que el transformador está en uso ha sido el año más crítico, con declinación de fallas a partir de este año.	Ahora es demasiado tarde. Inspección visual interna (para conexión perdida); se requiere una posible reparación de la unidad y desgasificación.

Tabla XII

INTERVALOS RECOMENDADOS PARA LA REALIZACIÓN DE ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS	
INTERVALO	RANGO DE TEMPERATURA DEL ACEITE EN LA PARTE SUPERIOR DEL TRANSFORMADOR
Anual	60 ^o - 70 ^o C
Trimestral	70 ^o - 80 ^o C
Mensual	80 ^o - 90 ^o C
Semanal	90 ^o - 100 ^o C

6.4 Justificación para la aplicación del método de análisis de gases disueltos

Como primer punto, la justificación demanda, que tan rápido sea detectado un problema, para luego ser reparado con un costo apreciablemente menor, si la falla incipiente no se hubiese detectado y se hubiese mantenido hasta que un relevador Buchholz u otro dispositivo similar la detectara. Esta reducción en el costo de reparación se agrega a la justificación, pero además se tienen otros beneficios tangibles debido a una detección temprana.

1. Posible mitigación de inflamación de los aceites y su daño consecuente.
2. La opción de programar las paradas de las unidades de acuerdo al nivel de peligro, lo cual redundará en una reducción del tiempo perdido y la realización en un momento conveniente.
3. Costo de oportunidad por tiempo fuera de servicio.
4. En algunos casos se pueden detectar fallas y reclamar garantías.

CONCLUSIONES

1. El método de análisis de gases disueltos en aceite mineral dieléctrico es una herramienta útil para el mantenimiento preventivo y predictivo de transformadores, debido a que con la información que revela se puede generar un diagnóstico más exacto y a tiempo del estado interno de un transformador, comparado con las pruebas convencionales. Este método es una opción paralela mediante el cual se pueden detectar fallas incipientes o severas con lo que se pueden minimizar los tiempos fuera de línea para reparaciones.
2. Las pruebas convencionales ayudan a determinar el estado del aceite como tal, con sus propiedades y ventajas que permiten el uso en dispositivos eléctricos, por lo tanto es recomendable combinarlas con el análisis de gases disueltos para la ejecución de programas de mantenimiento preventivo y predictivo de transformadores.
3. La aplicación del método DGA encuentra limitaciones en cuanto al costo, ya que es elevado. Por lo que en nuestro medio es necesario realizar análisis convencionales con una mayor frecuencia y verificaciones anuales con el método DGA y el análisis en el extranjero para verificar los resultados locales.
4. Existe amplia información documental, la cual se encuentra en este trabajo y puede usarse como una referencia para aplicar el método de gases disueltos, pero indudablemente con la aplicación del método se obtienen casos nuevos y diferentes con lo que se desarrolla experiencia y criterio para una mejor aplicación del mismo.

5. Cuando se presenta, aproximadamente el 60% de hidrógeno del total de gases combustibles, el 30 % de acetileno, 5 % de metano, 1.6% de etano y el 3.3 % de etileno es indicio de un arco eléctrico interno en el transformador. (Ver página 24)

6. El efecto corona se encuentra en transformadores que presentan aproximadamente el 86% de hidrógeno, 13% de metano, 0.2% de etileno y el 0.1% de acetileno. (Ver página 24)

7. Cuando se presenta, aproximadamente el 63% de los gases combustibles como etileno, el 17% de etano, el 16% de metano y trazas de acetileno y otros gases se puede determinar que se tiene sobrecalentamiento del aceite, por una posible sobrecarga del transformador. (Ver página 24)

8. Se tiene recalentamiento de la celulosa si se tiene aproximadamente el 92% de monóxido de carbono, 6.7% de hidrógeno, el 1.2% de metano, el 0.01% de etano, 0.01% de etileno y el 0.01% de acetileno. (Ver página 24)

RECOMENDACIONES

1. Para las empresas que utilizan transformadores de potencia, los cuales son considerablemente caros, se recomienda la implementación del método de análisis de gases disueltos en aceite en sus programas de mantenimiento, ya que el costo que representa la prueba (de US\$85 a \$345 mas gastos de envío dependiendo del laboratorio con el que se realice) puede ser bien justificado al encontrar una falla incipiente, que en algunos casos puede causar tiempo perdido o hasta la pérdida del equipo. La periodicidad del análisis depende del estado del equipo, para lo cual se puede utilizar como referencia la tabla XII de la página 61.
2. Al utilizar el método se deben requerir los servicios de laboratorios especializados en el tema, dos de los cuales se citan en el anexo 2. Dicho procedimiento toma alrededor de dos semanas corridas desde el inicio hasta tener los resultados.
3. El método de análisis de gases disueltos es una herramienta muy útil para el mantenimiento preventivo de transformadores, pero no significa que sea aplicable como única opción.
4. Las pruebas deben realizarse con un mes de anticipación a un paro programado para poder tomar acción en caso, de ser necesario.
5. Debe realizarse el análisis de gases disueltos aunque el aceite presente excelente rigidez dieléctrica, ya que pueden darse casos en los cuales esta propiedad no se vea afectada por la formación de gases los cuales nos pueden indicar fallas incipientes que se detectan al analizar el aceite y cuantificarlos.

6. El análisis de resultados se realiza de acuerdo con los parámetros mostrados en este trabajo; sin embargo, pueden existir casos en los que exista más de un tipo de falla a la vez (Arco y corona, arco y sobrecalentamiento de aceite, etc.), lo cual provoca que los datos no concuerden con los métodos de identificación de fallas presentados. Para este tipo de casos se recomienda revisar íntegramente el transformador cuando la cantidad de gases sea alta para encontrar las fallas o falla que originó a los gases. (Ver tabla XI, página 61 y caso 1 del anexo 1, página 68).

7. El aceite debe ser desgasificado, al finalizar reparaciones en un transformador que se ha sacado de línea por habersele detectado fallas por la presencia gases, ya que de lo contrario las pruebas siguientes serían erróneas.

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

BIBLIOGRAFÍA

IEEE. **Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms.** New York, N. Y. , julio 1988.

Westinghouse Electric Corporation. **Electrical Maintenance Hints.** 1980.

FINK, Donald G. **Standard handbook for electrical engineers.** 12th edition. McGraw Hill Book Company. s.f.

EXXON Company. **Univolt Electrical insulating Oils.** U.S.A., s.f.

Doble Engineering Co. **Proposed "Transformer Test and Maintenance Guide".** 1980.

ANSI. **C57 , Complete 1986 Edition.** IEEE. New York N.Y. 1980.

S.D. Myers. **The consultor.** Akron Ohio, diciembre 1983.

S.D. Myers. **The consultor.** Akron Ohio, febrero 1984.

J.J. Kelly, S.D. Myers, R.H. Parrish. **A Guide to Transformer Maintenance.** Segunda impresión. Akron Ohio, 1988.

ANEXO I

Pruebas de campo

Para ilustrar la efectividad del método de análisis de gases disueltos es necesario presentar casos que se han desarrollado a través de varios años de aplicación, y debido a que en el medio no existe registro alguno de la realización de estas pruebas se acudió a empresas en el extranjero, particularmente en Estados Unidos, para poder ilustrar con casos reales que muestran los resultados de los análisis.

A continuación se presentan datos de tres transformadores, localizados en distintas plantas, los cuales reportaron problemas que se pudieron corregir a tiempo con lo que se redujo el tiempo perdido y los daños en el equipo.

Caso # 1

Datos del transformador:

Marca:	Westinghouse
Fecha de fabricación:	1988
Número de serie:	HBT-0332-0101
KVA:	9,000
Voltajes:	
primario:	13,800
secundario:	2,400
Clase de enfriamiento	OA
Impedancia:	5.48 %
Fases/frecuencia:	3/60Hz
Galones de aceite:	8,497

Datos de la empresa:

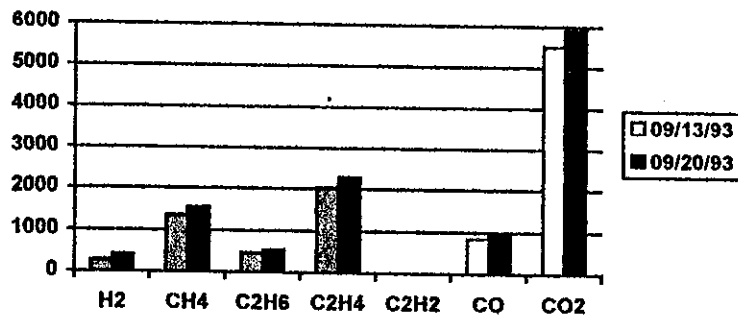
Nombre: Pyro Pacific Operating Company, Inc.
MT. Poso Cogeneration Plant
Dirección: 37157 Famoso-Woody Road, Bakersfield,
California 93380
Teléfono: 805-393-8891
Fax: 805-393-6865
Contacto: John E. Crider.
Assistant Plant Manager.

En las copias adjuntas se muestran los reportes de los análisis de laboratorio de la empresa SD Myers los cuales inician desde el 21 de enero de 1991 hasta el 8 de abril de 1997.

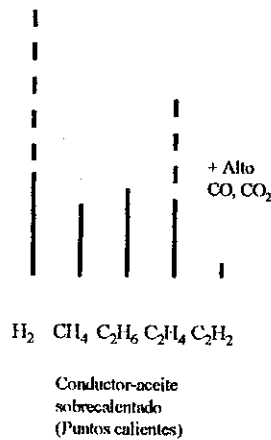
Se puede observar claramente que las pruebas convencionales no revelaron valores altos para la fecha 13 de septiembre de 1993, solamente se tiene problemas con el contenido de inhibidores los cuales están por debajo del rango aceptable (0.5 %), pero al observar el análisis de gases disueltos se tiene un claro aumento en el total de gases combustibles, por lo cual se realizaron de nuevo las pruebas el día 20 de septiembre del mismo año, luego de confirmados los datos del laboratorio y confirmando que la cantidad de gases va en aumento, se procedio a programar una parada de mantenimiento para realizar una inspección minuciosa del transformador.

De acuerdo con lo que se indica en la página 50, con los datos obtenidos se procede a determinar el tipo de falla.

De acuerdo con la comparación gráfica de patrones se tiene según la gráfica A1 se puede comparar con el patrón de sobrecalentamiento de conductor y aceite lo cual da un indicio de puntos calientes. (gráfica A2).



Gráfica A1



Gráfica A2

Luego, al aplicar el método de los cocientes Dörnenburg se tienen los siguientes cocientes

-13 de septiembre: $CH_4/H_2 = 4.84$
 $C_2H_2/C_2H_4 = 0.0025$

-20 de septiembre: $CH_4/H_2 = 3.76$
 $C_2H_2/C_2H_4 = 0.0026$

Los puntos anteriores caen dentro de la zona de calentamiento al verificar en la figura 11

Con la comparación gráfica de patrones y el método de cocientes Dörnenburg se tiene el mismo tipo de falla, un sobrecalentamiento severo de forma puntual lo cual indica la posibilidad de conexiones flojas o puntos con falso contacto.

Para determinar que tan severa es la falla, y tener un estimado de cuanto tiempo se tiene para corregir la falla se utiliza el análisis del total de gases combustibles el cual para este caso sobrepasa los 1000 ppm lo que indica una falla severa y de acuerdo con la tabla XI de la página 61, el transformador debe ser desenergizado inmediatamente para proceder a revisarlo.

Luego al realizar el análisis de cocientes Rogers se tiene que

-13 de septiembre: $CH_4/H_2 = 4.84$
 $C_2H_6/CH_4 = 0.34$
 $C_2H_4/ C_2H_6 = 4.29$
 $C_2H_2/ C_2H_4 = 0.0025$

-20 de septiembre: $CH_4/H_2 = 3.76$
 $C_2H_6/CH_4 = 0.34$
 $C_2H_4/ C_2H_6 = 4.29$
 $C_2H_2/ C_2H_4 = 0.0026$

Con los datos anteriores y al revisar en la tabla VIII de la página 51, se puede observar que el diagnóstico coincide en su mayoría con sobrecalentamiento a 150 grados centígrados, pero existe cierta ambigüedad en los datos ya que la falla que se presenta también tiene indicios de sobrecalentamiento de celulosa, y al existir varias fallas se tienen resultados como este, pero los métodos anteriores nos permiten diagnosticar un sobrecalentamiento puntual.

Debido a lo anterior es necesario realizar una revisión interna del transformador y buscar puntos calientes provocados por falsos contactos o conexiones flojas.

El transformador fue desenergizado para revisarlo internamente y se encontró el cambiador de derivaciones (tap changer) seriamente dañado. Con esto luego de los análisis realizados anteriormente se puede ver una clara verificación ya que el cambiador de taps fue encontrado con defectos ocasionados por falso contacto lo cual a su vez ocasiona sobrecalentamiento y es en un punto, el contacto del cambiador de derivaciones.

Afortunadamente, la falla fue detectada a tiempo, con lo cual solamente se necesitó reparar el cambiador de derivaciones, de no haberse detectado esta falla incipiente en el transformador, éste pudo haberse quemado totalmente. Luego de la reparación se procedió a realizar un filtrado y desgasificado del aceite para llevarlo a óptimas condiciones y además, evitar confusiones con los siguientes análisis.

Luego de la reparación se realizó otro análisis para registrar de nuevo la condición de los gases al entrar a operación. Para las pruebas del año 96 se observa un incremento en los gases combustibles por lo que se planearon pruebas cada 6 meses.

Con este caso se puede observar que la realización de análisis de gases disueltos representa una inversión, la cual puede llegar a evitar una pérdida total del equipo y una salida de servicio de la empresa por la falta de un transformador que es sumamente caro y necesario para la operación.

PYRO-PACIFIC OPERATING CO

Nov 13, 96 11:05 No.001 P.01

PYRO-PACIFIC OPERATING COMPANY
MT. POSO COGENERATION PLANT

Post Office Box 81286
Yuba City, TX, 75801

Phone: (805)393-8891
FAX: (805)393-6865

FACSIMILE TRANSMITTAL FORM

DATE: 11-13-96

TO: John Crider

COMPANY: _____
PHONE: _____

FROM: Doug TISBER

FAX NO.: (805) 393-6865

SUBJECT: Oil Tests on transformers

Page(s) to follow, including this page: 3

PYRO-PACIFIC OPERATING CO

Nov 13, 96 11:05 No.001 P.02



40463 ENCYCLOPEDIA CIRCLE FREMONT, CA 94538

TC#

3

CUST-PYRO PACIFIC OPERATING CO CITY- BAKERSFIELD, CA
SUB NAME- AUX 2 UNIT# -

LOCATION- OTHER -

ID#- 0073370

DATE PRINTED 3/25/96

NAMEPLATE DATA

MFG- WEST
DATE MFG - 00/88
S/N- HBT-0332-0101
KVA- 9,000
PRI- 13,800
SEC- 4,160
WEIGHT-
EQUIP TYPE - TRANSFORMER
TRANS CLASS - OA
IMPEDEANCE - 5.48%
PHASE/CYCLE - 3/60
LIQUID TYPE - OIL
GAL LIQUID - 8497
OTHER ACCESS -

ADDITIONAL EQUIPMENT

RADIATORS - YES
FANS - NO
H2O COOLED - NO
OIL PUMPS - NO
TOP FPV - 1.00 IN
BOTTOM FPV - 2.00 IN
CONSERVATOR- NO
LTC COMPARTMENT- NO
BUSHING LOC- TOP
FREE BREATHER-
HOSE LENGTH- 100 FEET
SERVICE ON-LINE- YES
POWER AVAILABLE- YES

VISUAL INSPECTION

DATE 01/22/91
LEVEL NORMAL
TEMP
P/V PAINT LEAKS
D GOOD NONE

DATE FIELD SERVICE SERVICE

LIQUID SCREEN TEST DATA

DATE	SERVICE	ACID	IFT	DIEL	COLOR	SP. GR.	VISUAL	SEDIMENT
01/22/91		.040 AC	34.0 AC	47 AC	1.00 AC	.890 AC	CLEAR AC	NONE AC
11/20/92		.040 AC	34.5 AC	47 AC	1.50 AC	.890 AC	CLEAR AC	NONE AC
09/13/93		.040 AC	34.9 AC	34 AC	1.50 AC	.890 AC	CLEAR AC	NONE AC
09/20/93		.050 AC	34.9 AC	46 AC	1.50 AC	.890 AC	CLEAR AC	NONE AC
10/11/93		.040 AC	35.0 AC	46 AC	2.00 AC	.885 AC	CLEAR AC	NONE AC
11/15/93		.030 AC	36.2 AC	36 AC	2.00 AC	.890 AC	CLEAR AC	NONE AC
04/11/95		.020 AC	36.9 AC	37 AC	2.00 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE AC
03/08/96		.040 AC	35.9 AC	34 AC	2.00 AC	.895 AC	CLEAR AC	NONE AC

INHIBITOR CONTENT

DATE	% BY WEIGHT
09/20/93	.188% QU
10/11/93	.201% AC
11/15/93	.196% QU
04/11/95	.186% QU
03/08/96	.181% QU

LIQUID POWER FACTOR

DATE	25 C	100 C
09/20/93	.102% AC	1.376% AC
10/11/93	.032% AC	1.313% AC
11/15/93	.221% AC	1.965% AC
04/11/95	.062% AC	1.582% AC
03/08/96	.072% AC	1.868% AC

NOTE - STUDIES SHOW THAT A LEVEL OF .5% INHIBITOR IS OPTIMUM FOR PRESERVATION OF IN-SERVICE TRANSFORMER OILS. OILS WITH A LEVEL BELOW .08% ARE CONSIDERED TO BE UNINHIBITED.

THE POWER FACTOR OF THE OIL AT 25 AND 100 DEGREES CELSIUS IS A VERY MEANINGFUL TEST IN EVALUATING IN-SERVICE AND SERVICE-AGE TRANSFORMERS FOR MAX-LIFE RESULTS.

ABBREVIATIONS AC ACCEPTABLE QU QUESTIONABLE UN UNACCEPTABLE



40463 ENCYCLOPEDIA CIRCLE FREMONT, CA 94538

TC# 3

T-PYRO PACIFIC OPERATING CO

ID#- 0073370

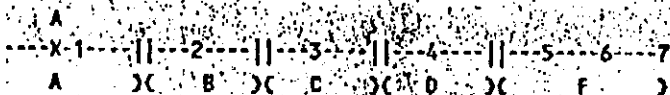
DATE PRINTED 3/25/96

WEST KVA- 9,000 PRIMARY- 13,800 SUB NAME- AUX 2 UNIT #-
 HBT-0332-0101 GAL- 8,497 SECONDARY- 4,160 LOCATION-

ARL FISCHER TESTING MOISTURE CONTENT EXPRESSED IN PPM

TEST	TEMP	PPH	SATURATION	PERCENT DRY WEIGHT	PERCENT AGING	FACTOR	GRADE
13/93	50C	< 10	4	1.5	2X		A
20/93	45C	< 10	5	1.5	2X		A
11/93	25C	< 10	10	1.5	2X		A
15/93	39C	< 10	8	1.5	2X		A
11/95	60C	< 10	2	1.5	2X		A
08/96	60C	< 10	2	1.5	2X		A

PERCENT MOISTURE BY DRY WT.



FURAN ANALYSIS EXPRESSED IN PPM

DATE: 5/21/95 2105 21AL 21ACF 2142

ANALYZING YOUR TRANSFORMER OIL FOR SILICONE FLUID OR FURAN CONTENT WILL HELP DETERMINE THE AMOUNT OF SOLID INSULATION DEGRADATION.

GAS-IN-OIL ANALYSIS GAS CHROMATOGRAPHY EXPRESSED IN PPM

DATE	HYDROGEN	OXYGEN	NITROGEN	CARBON			ETHANE	ETHYLENE	ACETYLENE	TOTAL COMBUSTIBLE	TOTAL GAS
				METHANE	MONOXIDE	DIOXIDE					
2/2/91	ND	24008	60110	10	298	6321	2	1	ND	311	90750
10/92	TRACE	24207	61065	12	280	7930	4	3	ND	299	93501
13/93	281	7642	69881	1360	844	5493	471	2022	5	4983	87999
10/93	412	7230	74600	1551	983	5907	532	2280	6	5764	93501
11/93	5	5644	15717	39	32	517	9	36	ND	121	21999
5/93	TRACE	9603	68022	83	64	1782	65	131	ND	343	79750
1/95	26	864	76060	131	779	4413	43	184	1	1164	82501
0/96	19	1766	84447	152	885	5976	48	206	ND	1310	93499

RECOMMENDATION * RETEST 6 MONTHS

YN - ALTHOUGH NO SIGNIFICANT INCREASE IN THE COMBUSTIBLE GAS CONTENT WAS NOTED, WE SUGGEST CLOSELY MONITORING THIS UNIT WITH DISCREET GAS ANALYTIC SERVICE AT THE NEXT RETEST.

ICP METALS-IN-OIL EXPRESSED IN PPM

DATE	ALUMINUM	IRON	ZINC	COPPER
1/93	.772	.049	ND	.096
5/93	ND	ND	ND	ND
1/95	ND	ND	ND	ND
3/96	.099	ND	ND	ND

RECOMMENDATION * RETEST 1 YEAR

THERE IS NO SIGNIFICANT CHANGE IN THE TEST DATA. THEREFORE, THE DATA DOES NOT SUGGEST A CAUSE FOR CONCERN AT THIS TIME.

PCB CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	1242	1254	1260	OTHER	TOTAL
01/22/91					ND
04/11/95					ND

COLOR LABEL - GREEN CLASS NON-PCB

Caso # 2

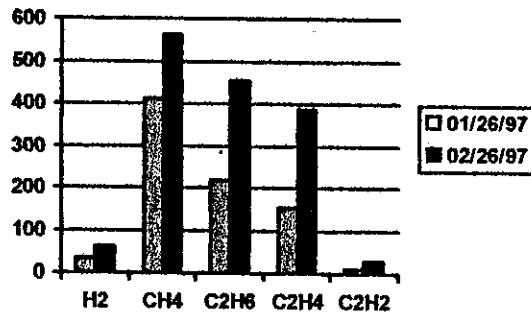
Este ejemplo fue proporcionado por los laboratorios SDMyers. Es un caso piloto, el cual fue enviado como referencia. Si se observa, los datos del transformador no son congruentes, de acuerdo con el Sr. Miller es de su banco de datos de pruebas realizadas y los datos de placa fueron cambiados, por política interna de la compañía .

Datos del transformador:

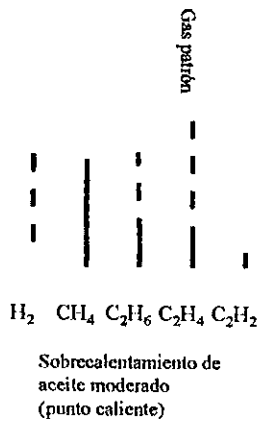
Marca:	S.D. Myers
Fecha de fabricación:	1977
Número de serie:	123456
KVA:	5,000
Voltajes:	
primario:	11,000
secundario:	415
Clase de enfriamiento	ONAN
Impedancia:	5.60 %
Fases/frecuencia:	3/50Hz
Galones de aceite:	1170

Para este caso se analizan las fechas 26 de enero y 26 de febrero, en las cuales se tiene más de 1000 ppm de gases combustibles. Como se puede observar el deterioro es rápido ya que del 21 de febrero del 96 al 26 de febrero del 97 la cantidad de gases subió considerablemente.

De acuerdo con la comparación gráfica de patrones se tiene que, según la gráfica A3 se puede comparar con el patrón de sobrecalentamiento moderado (gráfica A4).



Gráfica A3



Gráfica A4

Luego, al aplicar el método de los cocientes Dörnenburg se tienen los siguientes cocientes

-13 de septiembre: $CH_4/H_2 = 11.71$
 $C_2H_2/C_2H_4 = 0.051.$

-20 de septiembre: $CH_4/H_2 = 9.06$
 $C_2H_2/C_2H_4 = 0.071$

Los puntos anteriores caen dentro de la zona de calentamiento al verificar en la figura 11 de la página 44.

Con la comparación gráfica de patrones y el método de cocientes Dörnenburg se tiene el mismo tipo de falla, un sobrecalentamiento moderado de forma puntual lo cual indica la posibilidad de conexiones flojas o puntos con falso contacto.

Para determinar que tan severa es la falla, y tener un estimado de cuánto tiempo se tiene para corregir la falla se utiliza el análisis del total de gases combustibles el cual para este caso sobrepasa los 1000 ppm lo que indica una falla severa y de acuerdo con la tabla XI de la página 61, el transformador debe ser desenergizado inmediatamente para proceder a revisarlo.

Luego al realizar el análisis de cocientes Rogers se tiene que

-26 de enero: $\text{CH}_4/\text{H}_2 = 11.71$
 $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4 = 0.52$
 $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 = 0.71$
 $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 = 0.071$

-26 de febrero: $\text{CH}_4/\text{H}_2 = 9.04$
 $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4 = 0.81$
 $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 = 0.85$
 $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 = 0.071$

Con los datos anteriores y al revisar en la tabla VIII de la página 51, se puede observar claramente que el diagnóstico es, para ambos casos, sobrecalentamiento a 150 grados centígrados.

CUST-NATIONAL ELECTRIC CO-OP CITY- PARRAMATTA NSW,
SUB NAME- MAIN UNIT# -MN #1

LOCATION- OUTDOOR/GROUND
OTHER -

NAMEPLATE DATA

MFG- S.D. MYERS EQUIP TYPE - TRANSFORMER
DATE MFG - 00/77 TRANS CLASS - ONAN
S/N- 123456 IMPEDENCE - 5.60%
KVA- 5,000 PHASE/CYCLE - 3/50
PRI- 11,000 LIQUID TYPE - OIL
SEC- 415 GAL LIQUID - 1170
WEIGHT- 49140 OTHER ACCESS - TOP INSPECTION PLATE

ADDITIONAL EQUIPMENT

RADIATORS - YES CONSERVATOR- NO
FANS - YES LTC COMPARTMENT- YES
H2O COOLED - NO BUSHING LOC- TOP & SIDE
OIL PUMPS - NO FREE BREATHER- NO
TOP FPV - 1.00 IN VALV HOSE LENGTH- 150 FEET
BOTTOM FPV - 1.00 IN VALV SERVICE ON-LINE- YES
POWER AVAILABLE- YES

VISUAL INSPECTION

DATE	LEVEL	TEMP	P/V	PAINT	LEAKS
03/02/94	NORMAL	39	1.00	GOOD	NONE
02/28/95	NORMAL	41	1.00	GOOD	NONE
02/21/96	NORMAL	44	1.50	GOOD	NONE
02/26/97	HIGH	60	2.50	GOOD	NONE

FIELD SERVICE

DATE	SERVICE
04/87	HOT OIL 6
05/93	DEHYDRATE
05/93	ELECTRIC TEST
05/93	REPAIRS

LIQUID SCREEN TEST DATA

DATE	SERVICE	ACID	IFT	DIEL		COLOR		SP. GR.	VISUAL	SEDIMENT	
				AC	UN	AC	UN			AC	UN
02/27/91		.030 AC	36.2 AC	45 AC	1.50 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE AC			
03/08/92		.040 AC	35.1 AC	43 AC	2.00 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE AC			
03/07/93		.040 AC	32.9 AC	39 AC	2.00 AC	.885 AC	CLOUDY QU	NONE AC			
05/03/93	PROOF	.020 AC	39.8 AC	49 AC	1.50 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE AC			
03/02/94		.030 AC	36.3 AC	43 AC	1.50 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE AC			
02/28/95		.040 AC	34.2 AC	41 AC	1.50 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE AC			
02/21/96		.040 AC	32.3 AC	43 AC	2.00 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE AC			
02/26/97		.100 QU	26.5 UN	38 AC	3.00 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE AC			

INHIBITOR CONTENT

DATE	% BY WEIGHT
01/15/85	ND UN
12/31/94	.350% AC
02/28/95	.120% QU
02/21/96	.060% UN
02/26/97	ND UN

LIQUID POWER FACTOR

DATE	25 C	100 C
05/03/93	.100% AC	.800% AC
03/02/94	.130% AC	1.200% AC
02/28/95	.210% AC	1.500% AC
02/21/96	.270% AC	2.600% AC
02/26/97	.580% UN	4.500% UN

NOTE - THE INHIBITOR CONTENT TEST IS USEFUL TO PREDICT THE AGING OF THE TRANSFORMER'S PAPER INSULATION SYSTEM.

ABBREVIATIONS: AC - ACCEPTABLE QU - QUESTIONABLE UN - UNACCEPTABLE

JUST-NATIONAL ELECTRIC CO-OP

ID#- 0000250

DATE PRINTED 9/02/97

FIG- S.D. MYERS

KVA-

5,000

PRIMARY-

11,000

SUB NAME- MAIN

UNIT #-MN #1

FIG/N- 123456

GAL-

1,170

SECONDARY-

415

LOCATION- OUTDOOR/GROUND

FISCHER TESTING MOISTURE CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	TEMP	PERCENT SATURATION	PERCENT DRY WEIGHT	AGING FACTOR	GRADE
03/07/93	34C	35	45	500	20
05/03/93	47A	10	11A	11A	AC
03/02/94	33C	10	10	10	A
02/28/95	36C	12	6	14	5X
02/21/96	37C	13	6	11	5X
02/26/97	55C	21	1	33	2X

PERCENT MOISTURE BY DRY WT

FURAN ANALYSIS EXPRESSED IN PPB

DATE	5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F	TOTAL
5/10/88	ND	ND	14	ND	15	29
3/25/97	15	ND	145	ND	7	167

RECOMMENDATION * INVESTIGATE

TOTAL FURAN LEVEL IS HIGH ENOUGH THAT THE INTEGRITY OF THE PAPER INSULATION MAY BE QUESTIONABLE. THE DOMINANCE OF 2-FURALDEHYDE SUGGESTS EITHER MODERATE LOCALIZED OR SLIGHT GENERALIZED OVERHEATING OF THE PAPER INSULATION. THE DISSOLVED GAS TEST SHOULD BE CONSULTED TO AID DIAGNOSIS.

GAS-IN-OIL ANALYSIS GAS CHROMATOGRAPHY EXPRESSED IN PPM

DATE	HYDROGEN	OXYGEN	NITROGEN	METHANE	CARBON MONOXIDE	CARBON DIOXIDE	ETHANE	ETHYLENE	ACETYLENE	TOTAL COMBUSTIBLE	TOTAL GAS
03/08/92	ND	3568	61342	62	211	1787	42	10	ND	325	67022
03/07/93	89	3725	60983	138	506	3786	103	51	ND	887	69381
05/03/93	ND	2568	59868	ND	58	238	ND	ND	ND	58	62732
03/02/94	ND	2783	60136	65	103	1583	ND	ND	ND	168	64670
02/28/95	ND	2864	60185	137	189	1862	35	6	ND	367	65278
02/21/96	ND	3068	60241	298	231	2118	51	11	ND	591	66018
01/26/97	35	3216	60216	41	265	2116	218	155	8	1093	66641
02/26/97	62	3482	60143	562	318	2173	456	389	28	1815	67613

RECOMMENDATION * INVESTIGATE

THE DETECTION OF ETHANE, ETHYLENE, AND ACETYLENE INDICATE OVERHEATING OF THE TRANSFORMER OIL COUPLED WITH AN ARC OR SPARK. A PROBABLE CAUSE FOR THIS TYPE OF CONDITION IS A LOOSE CONNECTION IN EITHER THE TAP CHANGER OR TERMINAL BOARD AREAS.

ICP METALS-IN-OIL EXPRESSED IN PPM

DATE	ALUMINUM	IRON	COPPER
03/02/94	ND	ND	ND
02/28/95	ND	ND	ND
02/21/96	ND	ND	.560
02/26/97	ND	ND	1.700

RECOMMENDATION * INVESTIGATE

THIS DISSOLVED METAL PROFILE IN CONJUNCTION WITH THE DISSOLVED GAS TEST DATA INDICATES THE PRESENCE OF A HIGH ENERGY DISCHARGE OR ELECTRICAL ARCING.

PCB CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	1242	1254	1260	OTHER	TOTAL
05/03/90					ND
02/21/96					ND

COLOR LABEL - GREEN CLASS NON-PCB

Caso # 3

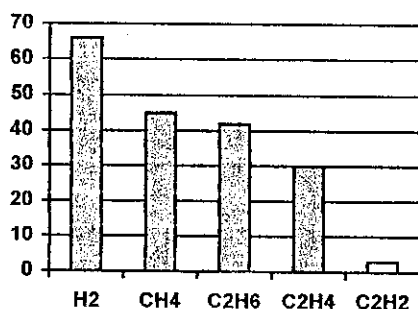
Este ejemplo fue enviado como referencia por los laboratorios NOP (National Oil Processing), se puede observar que inicialmente SDMyers realizaba los análisis, luego analizó UPSI y por último se tiene el análisis de NOP.

Datos del transformador:

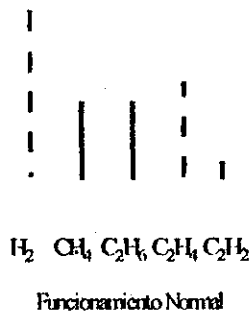
Marca:	Westinghouse
Número de serie:	MCS01191
KVA:	ND
Voltajes:	ND

Para este caso se analiza la última fecha, que es el 1 de julio, en la cual se tiene más de 500 ppm de gases combustibles.

De acuerdo con la comparación gráfica de patrones se tiene que, según la gráfica A5 se puede comparar con el patrón de funcionamiento normal (gráfica A6).



Gráfica A5



Gráfica A6

Luego, al aplicar el método de los cocientes Dörnenburg se tienen los siguientes cocientes

-1 de julio: $CH_4/H_2 = 0.68$
 $C_2H_2/C_2H_4 = 0.1$

Los puntos anteriores caen fuera de la zonas marcadas, por lo tanto se puede deducir un comportamiento normal al verificar en la figura 12 de la página 44.

Con la comparación gráfica de patrones y el método de cocientes Dörnenburg se tiene el mismo tipo de falla, un sobrecalentamiento moderado de forma puntual lo cual indica la posibilidad de conexiones flojas o puntos con falso contacto.

Para determinar que tan severa es la falla, y tener un estimado de cuánto tiempo se tiene para corregir la falla se utiliza el análisis del total de gases combustibles el cual para este caso sobrepasa los 500 ppm lo que indica una descomposición significativa de la celulosa, ya que se tienen altos contenidos de monóxido y dióxido de carbono, por lo cual es recomendable el próximo análisis para el 1 de julio de 1998, de acuerdo con la tabla XII de la página 61 (temperatura 40°F). Al revisar la tabla XI

de la página 61 se encuentra que es recomendable analizar periódicamente el aceite, esta periodicidad es dada por la tabla XII.

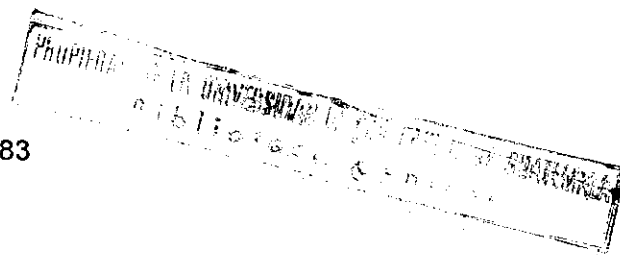
Luego al realizar el análisis de cocientes Rogers se tiene que

-1 de julio:

$$\begin{aligned} \text{CH}_4/\text{H}_2 &= 0.68 \\ \text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4 &= 0.93 \\ \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 &= 0.71 \\ \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 &= 0.1 \end{aligned}$$

Con los datos anteriores y al revisar en la tabla VIII de la página 51, se puede observar claramente que el diagnóstico es un funcionamiento normal.

Como se puede notar, para los tres casos anteriores, las pruebas convencionales no revelaron mayores datos ya que en la mayoría de los casos, los parámetros que miden las pruebas como: acidez, tensión interfacial, rigidez, color, gravedad específica y sedimentos, eran aceptables. La única excepción fue el caso dos, en el cual la acidez era cuestionable y la tensión interfacial no se ajustaba a la norma, lo que sólo indica presencia de contaminantes en el aceite y descomposición química de éste, la recomendación es un filtrado o un cambio de aceite, lo cual no indicaría las dos fallas incipientes y graves encontradas en los dos primeros ejemplos.



Analytic Test Results

National Oil Processing

(800) 442-8077

Company Name
Address
City State Zip,

Equipment Information

Location	Cecil	Project:	
Serial Number	MCS01191	Sampled By:	N.O.P Temp: 40
Equipment ID		Fluid Type:	Min.Oil Level:
Type	TRAN.	Recommended Next Dissolved Gas	7/1/98
Manufacturer	W/H	Recommended Next Standard Screen	9/25/92

Physical and Chemical Tests

Received Date: 7/1/97

Test Date: 7/8/97

D-877	Dielectric Strength	kV	56.8	Specific Gravity	0.889
D-971	Interfacial Tension	dynes/cm	37	Color	1.5
D-974	Acid Number	KOH/g	0.045	Visual	clear
D-1533	K.F. Water	ppm	19.3	PCB	ppm
D-924	Power Factor @ 25°	%	0.38	Inhibitor	%
D-924	Power Factor @ 100°	%	6.71		
D-1816	Dielectric Strength	kV			

Comment: The oil quality is within IEEE guidelines for serviced-aged oil.

Dissolved Gas in Oil Test

Received Date: 7/1/97

Test Date: 7/8/97

<u>Combustible Key Gases</u>		<u>ppm</u>	<u>Non-Combustible</u>		<u>ppm</u>
Hydrogen	(H)	66	Carbon Dioxide	(CO ₂)	5,079
Methane	(CH ₄)	45	Oxygen	(O ₂)	4,004
Ethane	(C ₂ H ₆)	42	Nitrogen	(N ₂)	89,837
Ethylene	(C ₂ H ₄)	30			
Acetylene	(C ₂ H ₂)	3	Total Gases		99,734
Carbon Monoxide	(CO)	628			
Total Combustible Gases		814			
% Combustible Gases		0.82 %			

Comment: Carbon Monoxide concentration elevated but stable.

Based on IEEE C57.106-1991

<u>Fluid Test Limits</u>		<u><69kV</u>	<u>69-288 kV</u>	<u>>345 kV</u>	<u>Gas Test Limits</u>		<u>ppm</u>
Dielectric Strength	kV	26	26	26	Hydrogen		100
Water	ppm	35	25	20	Methane		120
Acid Number	KOH/g	0.2	0.2	0.1	Ethane		65
Interfacial Tension	dynes/cm	24	24	30	Ethylene		50
Power Factor @ 25°	%	0.5	0.5	0.5	Acetylene		35
					Carbon Monoxide		350

Analytic Test History

Company Name
Address
City State Zip,

Standard Oil Screen

National Oil Processing

(800) 442-8077

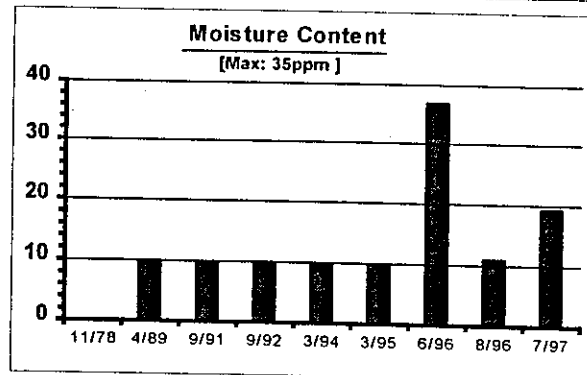
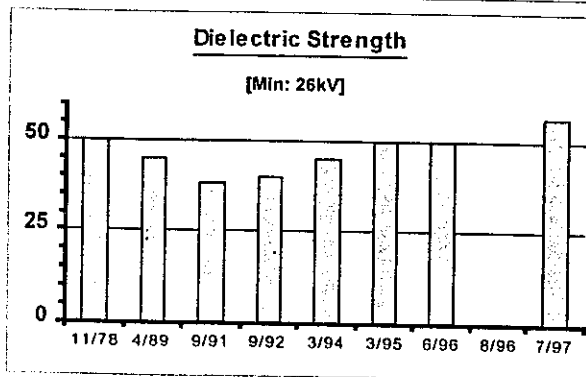
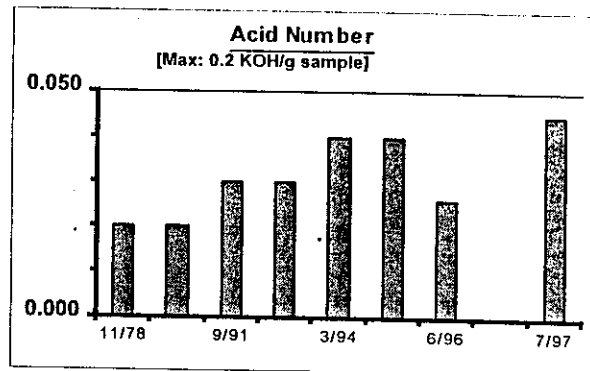
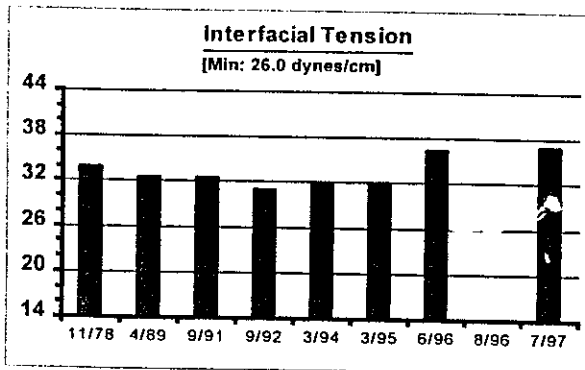
Location: Cecil

Equip ID:

Serial #: MCS01191

Type: TRAN.

Date	Lab	Diel.	IFT	Acid#	Water	PF@25	PF@100	S.G.
7/1/97	N.O.P.	56.8	37	0.045	19.3	0.38	6.71	0.889
8/22/96	UPSI				11			
6/11/96	UPSI	50	36.4	0.026	37		0.7	0.885
3/16/95	SDM	50	32	0.04	10	0.007	0.69	0.89
3/30/94	SDM	45	31.9	0.04	10	0.008	0.791	0.89
9/3/92	SDM	40	31	0.03	10	0.032	1.17	0.885
9/26/91	SDM	38	32.5	0.03	10	0.038	1.374	0.89
4/26/89	SDM	45	32.6	0.02	10	0.044	1.38	0.89
11/1/78	SDM	50	33.8	0.02				0.87



Note: The recommended limits above are based on IEEE guidelines for serviced-aged mineral oil. (<69 kV)

Analytic Test History

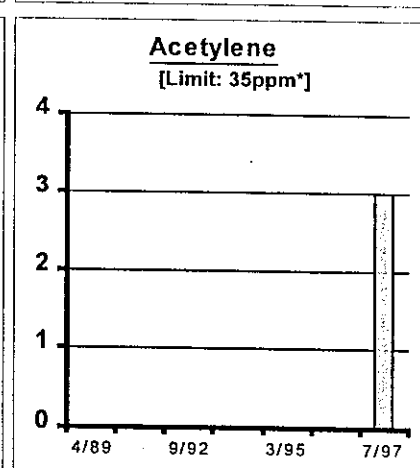
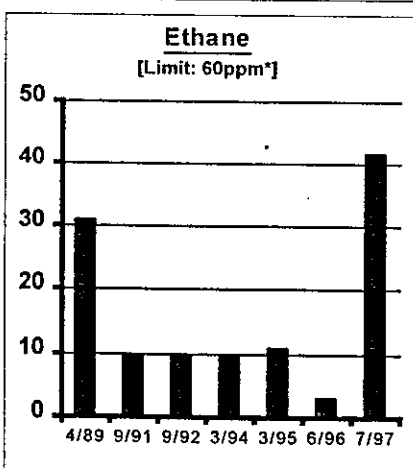
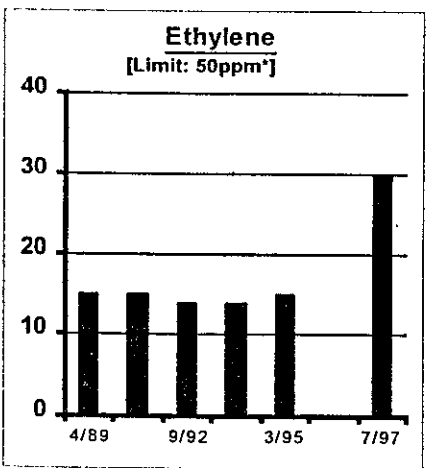
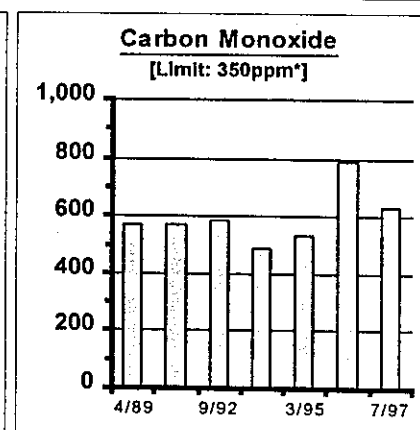
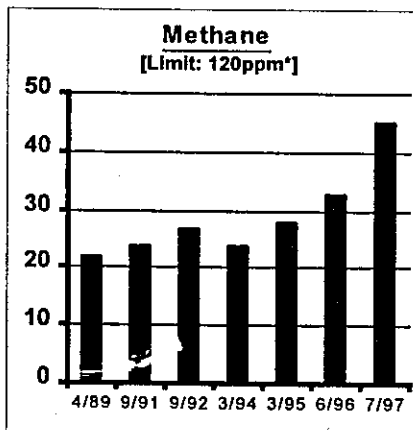
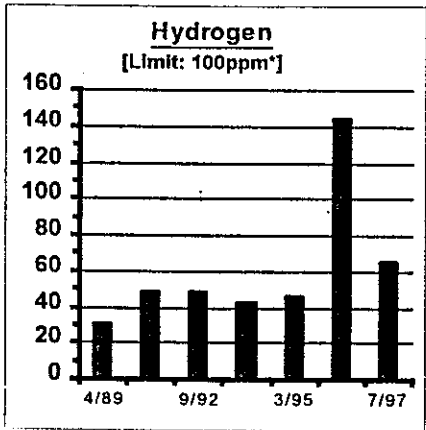
Company Name
Address
City State Zip,

Dissolved Gas
National Oil Processing
(800) 442-8077

Location: Cecil
Serial #: MCS01191

Equip ID:
Type: TRAN.

Date	Lab	Hyd.	Met.	Eth.	Ethy.	Acet.	Ca.Mo.	Ca.Di.	Oxy.	Nit.	% T.C.G.
7/1/97	N.O.P.	66	45	42	30	3	628	5,079	4,004	89,837	0.82
6/11/96	UPSI	145	33	3	0	0	788	2,079	859	121,092	0.78
3/16/95	SDM	47	28	11	15	0	537	3,018	1,564	74,529	0.80
3/30/94	SDM	43	24	10	14	0	488	3,602	2,398	67,671	0.78
9/3/92	SDM	49	27	10	14	0	584	3,033	1,929	82,353	0.78
9/26/91	SDM	49	24	10	15	0	573	3,317	1,072	82,940	0.76
4/26/89	SDM	31	22	31	15	0	574	3,123	1,598	82,606	0.76



* Limits based on IEEE guidelines for serviced-aged mineral oil.

ANEXO II

Procedimiento para realizar una prueba del contenido de gases disueltos

El análisis cromatográfico de gases disueltos no está disponible a nivel latinoamericano. Durante el proceso de investigación se logró determinar que no existe, por el momento, algún laboratorio que posea la capacidad para realizar esta prueba. El ICAITI, que es uno de los más completos laboratorios existentes en el país, solamente posee los patrones de calibración de oxígeno, hidrógeno y nitrógeno. Con los cuales no se puede realizar la prueba. Dichos patrones poseen un precio elevado y por esta razón no es factible su compra para realizar las pruebas.

En los Estados Unidos de Norteamérica existen varios laboratorios, entre los cuales se puede mencionar: **SDMyers, The Transformer consultants, The UPSI, Hydracem Laboratories y National Oil Processing, LLC.**

El primer laboratorio, trabaja desde 1965 y es uno de los más prestigiados en el campo de transformadores. La empresa S. D. MYERS The Transformer Consultants, realiza alrededor de 200,000 pruebas por año, posee ramas especializadas en tratamiento de aceites, reciclado de balastos, capacitores, aceites, cable de plomo, medidores de gas, etc.

La empresa Hydracem se dedica a la manufactura de software, y entre éstos posee uno especializado para el mantenimiento de transformadores, en el que se ingresan los datos de los OLTT (On line transformer testing), y realiza un análisis de los resultados obtenidos,

entre éstos resultados del análisis de gases disueltos (DGA) y presenta una serie de recomendaciones para el mantenimiento, por otra parte ofrece un servicio de ayuda en línea vía internet al comprar el software.

Otra de las compañías es NOP (de sus siglas National Oil processing) que es un laboratorio para análisis de aceite, provee servicios de purificación, desgasificado, limpieza térmica, etc.

S. D. Myers ofrece un paquete completo de análisis de aceites el cual contiene lo siguiente:

Nombre de la prueba:	ASTM #	Propósito:
Análisis de aceite:		
Acidez	D974	Nivel de acidez del aceite
IFT	D971	Nivel de lodos en el aceite
Dieléctrico	D877	Indicación de agua libre
Color	D1524	Indicador de gasificación de oxidación rápida.
Gravedad específica	D1298	Indicador de contaminación con PCB o agua
Apariencia	D1524	Indicador de deterioro o arcos.
Sedimentos	D1524	Indicador del nivel de la calidad del aceite.
DBPC	D2668	Mide la cantidad de inhibidores en el aceite
Factor de potencia	D924	Detecta la presencia de contaminantes en el aceite

Karl Fischer	D1533	Mide el contenido de humedad en ppm
Contenido de gases	D3612	Mide los gases disueltos en el aceite
ICP (metales en aceite)	Pendiente	Mide el contenido de metales disueltos que indica la localización de la falla o desgaste de cojinetes de bombas internas (si las posee)
Contenido de PCB	D4059	Mide el contenido de PCB

El costo a la fecha de las pruebas anteriores asciende a \$395.00 (aproximadamente Q2400.00 al cambio actual) más los gastos de transporte de los kits y las muestras vía DHL o similar.

El procedimiento para realizar las pruebas es el siguiente:

1. Abrir una cuenta a nombre de quien solicita los análisis en DHL.
2. Enviar el número de cuenta, una orden de compra y un giro o comprobante de una transferencia electrónica de \$195 como depósito por los contenedores y anticipo de las pruebas.
3. Proveer la dirección para enviar la cuenta y la dirección para enviar los resultados, junto con el nombre, teléfono y fax de la persona que será el contacto para la negociación.
4. Luego enviarán los contenedores para las muestras, con formatos para inspección y datos que deben ser llenados completamente para ser enviados con las muestras.
5. Al siguiente día de ser recibidas las muestras envían los resultados a los que se adjuntan los comentarios.

El pago final debe ser realizado luego de tener los resultados en un plazo máximo de 30 días.

Los datos de la empresa son:

Nombre: S. D. Myers. "The transformer consultants".

Dirección: 180 South Avenue Tallmadge, Ohio 44278, USA

Teléfono: 330-630-7000, ext 3300

Fax: 330-633-6458

Contacto: Ed Miller. International Markets.

El otro laboratorio disponible es National Oil Processing, LLC.

Los servicios ofrecidos son los siguientes:

Nombre de la prueba:	ASTM #
Acidez	D974
IFT	D971
Dieléctrico	D877
Color	D1500
Gravedad específica	D1298
Apariencia	D1524
Factor de potencia	D924
Karl Fischer	D1533
Contenido de gases	D3612

Contenido de PCB	D4059
Inhibidor de oxidacion	D4768

Lo anterior tiene un costo total de Q510.00 (US\$85.00) más los gastos de envío.

Las condiciones son:

- 1- NOP provee los resultados luego de 10 días hábiles después de recibida la muestra, luego de aferrarse a los procedimientos ASTM.
- 2- NOP desarrollará un archivo histórico del transformador.
- 3- NOP proporcionará los resultados en un diskette, transferencia electrónica y/o proveerá reportes escritos.
- 4- La orden mínima es de \$50.00
- 5- 5% de descuento si se cancela el 50% al ordenar.
- 6- Provee un contenedor de 50 ml con etiqueta para la muestra de aceite.
- 7- Provee una jeringa con válvula y manguera para extraer la muestra para análisis de gases disueltos.
- 8- Si la unidad es de askarel se recargan \$27.00 y unidades con colchón de nitrógeno se recarga \$10.00

Los datos de la empresa son:

Nombre: National Oil Processing, LLC.
Dirección: 7050 East Highway 101, Shakopee, Minesota, 55379-9058
Teléfono: 612-445-4080
Fax: 612-445-9123
Contacto: John Laux. National Sales Manager.

TO: WALTER FLORYIN
Company: MADRA THYRA
Phone: 7-0111
Fax No: 502 - 882 - 5594
Form: 10/11/01
Date: 25 March
No. of Pages: 6

SDMYERS

THE TRANSFORMER CONSULTANTS
180 South Avenue
Tallmadge, Ohio 44278
USA
Phone: 330-630-7000, ext. 3300
Fax: 330-633-6458
E-mail: SDMyersInc@aol.com

MESSAGE

WALTER:

Page 2 shows our OLTT test package + PCB test.
OLTT - PRICE \$250⁰⁰; GAS in Oil Analysis - \$100⁰⁰; PCB - \$45⁰⁰

Pages 3 & 4 is an example of our test results sheet, normally printed front/back of one piece of paper.

Page 5 is our Recap showing all units tested, oil analysis results on each and service recommendations for each.

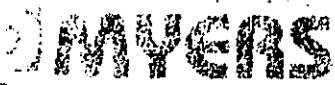
Page 6 explains procedures for SNIP kits to you.

You're taking the samples and we're providing the results.

[Handwritten signature]
SDMYERS

Parameter	Code	Description
Acid	D277	Acidity level of the oil in the unit.
Sludge	D271	Sludge level of the oil in the unit.
Electrical	D27	Indicator of tree water.
Colour	D1524	Indicator of gassing, rapid oxidation.
Spec. Gravity	D1293	Indicator of PCB or water contamination.
Viscal	D1524	Indicator of deterioration of arcing.
Sediment	D1524	Indicator of sample quality or gassing.
DBPC	D2668	Measures the level of oxidation in the oil.
Power Factor	D924	Measures current leakage through contaminants in the oil.
Karl Fischer	D1533	Measures all moisture in ppm, which allows calculation of the % moisture per weight paper.
Gas Content	D3612	Measures the dissolved combustible gas in the oil.
PCB (Metals in oil)	Pending	Measures dissolved metals that indicate fault location or, in pumped units, bearing wear.
PCB Content	D4099	Measures the PCB content of the unit.

TO 70115019825544 P.01



THE TRANSFORMER CONSULTANTS

180 SOUTH AVENUE TALLMADGE, OHIO 44278

TC# 1

CLIENT: NATIONAL ELECTRIC CO-OP CITY: PARRAMATTA NSW, AUSTRALIA
 UNIT# - ONE

LOCATION: OUTDOOR/GROUND
 OTHER:

10# 0000250

DATE PRINTED: 10/11/89

NAMEPLATE DATA

MANUFACTURER: S.D. MYERS EQUIP TYPE: TRANSFORMER
 DATE MFG: 02/76 TRANS CLASS: CA/FA
 RATED: 5,000 IMPEDANCE: 5.64%
 PHASE/CYCLE: 3/60 LIQUID TYPE: OIL
 LITERS L10: 4428
 OTHER ACCESS:

ADDITIONAL EQUIPMENT

RADIATORS: YES
 FANS: YES
 H2O COOLED: NO
 OIL PUMPS: NO
 TOP FPV: 1.00 IN VALV
 BOTTOM FPV: 2.00 IN VALV
 CONSERVATOR: NO
 LTC COMPARTMENT: NO
 BUSHING LOC: TOP
 FREE BREATHER: NO
 HOSE LENGTH: 50 FEET
 SERVICE ON-LINE: YES
 POWER AVAILABLE: YES

VISUAL INSPECTION

DATE	LEVEL	TEMP	P/V	PAINT	LEAKS
05/08/86	NORMAL	38	1.00		
05/02/87	NORMAL	39	1.00	GOOD	NONE
02/26/88	NORMAL	41	1.00	GOOD	NONE
02/21/89	NORMAL	44	1.50	GOOD	NONE
02/26/90	NORMAL	55	2.50	GOOD	NONE

FIELD SERVICE

DATE	SERVICE
04/83	NOT OIL 6
05/86	ELECTRIC TEST
05/86	DEHYDRATE

LIQUID SCREEN TEST DATA

DATE	SERVICE	ACID	IFT	DIEL	COLOR	SP. GR.	VISUAL	REMARKS
02/21/84		.050 AC	36.2 AC	45 AC	1.50 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE
05/08/86		.040 AC	35.1 AC	43 AC	2.00 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE
05/02/87		.040 AC	32.9 AC	39 AC	2.00 AC	.885 AC	CLOUDY OU	NONE
05/02/88	PROOF	.020 AC	39.8 AC	49 AC	1.50 AC	.880 AC	DI FAF AC	NONE
02/26/88		.030 AC	36.3 AC	43 AC	1.50 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE
02/21/89		.040 AC	34.2 AC	41 AC	1.50 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE
02/21/89		.040 AC	32.3 AC	43 AC	2.00 AC	.880 AC	DI FAF AC	NONE
02/26/90		.070 OU	26.5 UN	38 AC	3.00 AC	.880 AC	CLEAR AC	NONE

INHIBITOR CONTENT

DATE	% BY WEIGHT
01/15/84	NO UN
12/21/85	.350 % AC
02/26/88	.100 % OU
02/21/89	.300 % UN
02/26/90	NO UN

LIQUID POWER FACTOR

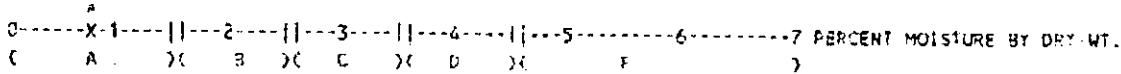
DATE	25 C	100 C
05/03/86	.100% AC	.800% AC
03/02/87	.130% AC	1.200% AC
02/28/88	.210% AC	1.500% AC
02/21/89	.270% AC	2.600% AC
02/26/90	.560% UN	4.500% UN

NOTE - THE INHIBITOR CONTENT TEST IS USEFUL TO PREDICT THE AGING OF THE TRANSFORMER'S PAPER INSULATION SYSTEM.

ORDER NO. 1957 10151 FROM ED MYERS INC TO 70115028935534 P. 10151
 180 SOUTH AVENUE TALLMADGE, OHIO 44273 ITEM #
 CUST: NATIONAL ELECTRIC CO-OP ID#- 0000250 DATE PRINTED: 12/23/86
 MFG: S.D. MYERS 5,000 PRIMARY- 34,500 SUP. NAME- EXAMPLE UNIT #- ONE
 S/N- 12345 LIT- 4428 SECONDARY- 12,470 LOCATION- OUTDOOR/GROUND

KARL FISCHER TESTING MOISTURE CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	SERVICE	TEMPERATURE	RPM	PERCENT SATURATION	PERCENT /DRY WEIGHT	FACTOR	GRADE
01/07/86		34C	30	46	3.78	60X	D
05/03/86	PROOF	N/A	< 10	N/A	N/A	N/A	AC
05/02/87		33C	< 10	10	1.5	2X	A
02/23/88		36C	12	14	1.14	8X	A
02/21/89		37C	13	14	1.11	9X	A
02/25/90		50C	21	14	1.84	5X	A



GAS-IN-OIL ANALYSIS GAS CHROMATOGRAPHY EXPRESSED IN PPM

DATE	HYDROGEN	OXYGEN	NITROGEN	METHANE	MONOXIDE	DIOXIDE	ETHANE	ETHYLENE	ACETYLENE	COMBUSTIBLE	TOTAL	TOTAL
05/03/85	ND	3562	61342	62	211	1787	42	10	ND	323	67023	67023
01/07/86	89	3725	60933	138	505	3786	103	51	ND	837	69381	69381
01/02/86	ND	2568	59868	ND	58	238	ND	ND	ND	59	62732	62732
05/02/87	ND	2783	60136	65	103	1583	ND	ND	ND	169	64670	64670
01/28/88	ND	2864	60185	137	189	1862	35	6	ND	367	69275	69275
01/01/88	ND	3068	60241	298	231	2118	51	11	ND	591	66013	66013
01/12/88	55	3216	60216	412	265	2116	218	155	8	1093	66641	66641
02/05/90	62	3482	60143	562	318	2173	456	389	28	1815	67613	67613

RECOMMENDATION: INVESTIGATE
 * COMMENTS
 * G-THE DETECTION OF ETHANE, ETHYLENE, AND ACETYLENE INDICATE OVERHEATING OF THE TRANSFORMER OIL COUPLED WITH AN ARC OR SPARK. A PROBABLE CAUSE FOR THIS TYPE OF CONDITION IS A LOOSE CONNECTION IN EITHER THE TAP CHANGER OR TERMINAL BOARD AREAS.

ICP METALS-IN-OIL EXPRESSED IN PPM

DATE	ALUMINUM	IRON	ZINC	COPPER
05/02/87	ND	ND	ND	ND
02/21/88	ND	ND	ND	ND
02/21/88	ND	ND	1020	360
02/25/90	ND	ND	360	1,700

PCB CONTENT EXPRESS IN PPM

DATE	1242	1254	1260	OTHER	TOTAL
05/03/86					

RECOMMENDATION: * COMMENTS COLOR LABEL - GREEN CL. 100 NO. 100

SD MYERS

PTY. LIMITED

THE TRANSFORMER CONSULTANTS

LEVEL 2, SUITE 7 174 CHURCH ST. FARRAMATTA NSW 2150

TEST SURVEY REPORT

CUST# 00771700

11/21/95

TEST SUBSTATION NAME	SIZE KVA	LITRES LIQUID TYPE	PCB/PPM	PCB DATE	LST GC	EF	ICP	PF	IH	FR	SERVICE FR. DATE
1 OUTDOOR SUB	750	1135 OIL	767	9/20/90	UN	AC	UN	AC			PCB REDUCTION
2 OUTDOOR SUB	750	1135 OIL	0	11/15/89	OU	AC	UN	AC			DEHYDRATION HOT OIL CLEAN
3 INDOOR SUBSTATION	10000	31931 OIL	NO DATA		UN	AC	OU	AC			HOT OIL CLEAN
4 INDOOR SUBSTATION	10000	9545 OIL	NO DATA		AC	AC	OU	AC			REPAIR/PAINT: SEE VISUAL DATA
5 INDOOR SUBSTATION	10000	9545 OIL	NO DATA		AC	AC	QU	AC			RETEST ONE YEAR
12 ADV. TILL WALKWAY	750	1362 OIL	NO DATA		UN	QU	UN	QU			HOT OIL CLEAN+
20 #1 SUBSTATION	13300	9250 OIL	NO DATA		QU	AC	AC	AC			SEE GC DATA/RETEST 6 MONTHS HOT OIL CLEAN+
21 #1 SUBSTATION	13000	7816 OIL	NO DATA		AC	AC	AC	AC			ACCEPTABLE DATA-RETEST 1 YEAR
24 CANTONMENT	1000	1037 OIL	NO DATA		AC	QU	AC	AC			SEE GC DATA/RETEST 6 MONTHS
31 PROTECTIVE PILOT OIL	2000	1778 OIL	0	7/25/95	AC	AC	AC	AC	AC	UN	RE-INHIBIT REPAIR/PAINT: SEE VISUAL DATA 6 MONTHS
13 ADV. TILL WALKWAY	750	1362 OIL	NO DATA		UN	QU	UN	QU			HOT OIL CLEAN SEE GC DATA/RETEST 6 MONTHS

1. ESTABLISH AN ACCOUNT WITH UNITED PARCEL SERVICE (OR DHL) IN YOUR AREA.
2. PROVIDE THE ACCOUNT NUMBER, YOUR WRITTEN ORDER AND A BANK DRAFT OR ELECTRONIC TRANSFER (FAX US WHEN TRANSMITTED IN THE AMOUNT OF \$100 U.S. DOLLARS FOR EACH OLT SAMPLE KIT, AS PRE-PAID PARTIAL PAYMENT; \$50.00 FOR GAS IN OIL ONLY; AND \$45.00 FOR PCB ONLY).
3. PROVIDE BILLING (POSTAL ADDRESS), SHIPPING ADDRESS (STREET ADDRESS) AND NAME, TELEPHONE AND FAX NUMBERS FOR A CONTACT PERSON FOR EACH ADDRESS.
4. WE WILL THEN SHIP SAMPLE KITS WITH INSTRUCTIONS FOR OBTAINING SAMPLES (PER ASTM-D923, D-3612) AND BLANK FIELD COPY SHEETS THAT MUST BE FILLED OUT COMPLETELY. THESE WILL BE SENT TO YOU VIA NEXT DAY AIR AS THERE IS NO REDUCED RATE SERVICE AVAILABLE. THE SHIPMENT WILL BE FREIGHT COLLECT, ALL CUSTOMS DUTIES, TARIFFS AND TAXES TO YOUR ACCOUNT.
5. UPON COMPLETION OF THE TESTING, RESULTS WILL BE SENT PREPAID VIA NEXT DAY AIR, AND WILL CONSIST OF INDIVIDUAL TEST SHEETS AND A RECAP LISTING EACH TRANSFER, WITH EACH TEST CLASSIFIED AS ACCEPTABLE, QUESTIONABLE OR UNACCEPTABLE, AND SHOWING OUR RECOMMENDATION FOR SERVICING. THE FINAL INVOICE WILL BE RENDERED AT THAT TIME AT THE RATE OF \$250 U.S. DOLLARS PER UNIT RESULT LESS THE PREPAYMENT AMOUNT OF \$100 U.S. DOLLARS. FOR EXAMPLE, 23 UNITS AT \$250 IS \$5750, LESS \$2500 DEPOSIT FOR A FINAL PAYMENT NET 30 DAYS OF \$3250.

NATIONAL OIL PROCESSING, LLC

7050 East Highway 101
Shakopee, Minnesota 55379-9058
Telephone 612-445-4080
FAX 612-445-4080
Toll-Free 1-800-442-8077

8/22/97

Walter Florian

Colgate Polmolive, C.A.S.A

Av, ferrocarril,49-65 zona 12, Guatem

11 c. 32-77,z 7. col C.A., Guatemala,

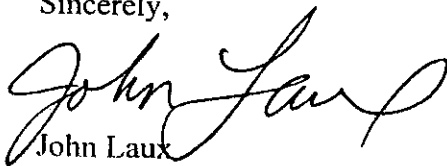
Guatemala City, Guatemala C.A. 01

Attention Walter Florian,

As we discussed, National Oil Processing, LLC requests to be considered for any opportunity to review and quote on any type of transformer dielectric oil testing and /or oil purification services you may require.

Our analytical capabilities include strict adherence to all ASTM methods, providing a complete spectrum of comprehensive results. National Oil Processing, LLC utilizes the largest processors available nationally, which are self contained and provide their own power. Services include complete oil dehydration, cyrogenic cold trap capabilities, thermal cleaning and/or vacuum filling.

Sincerely,


John Laux

Enclosures

NATIONAL OIL PROCESSING, LLC

7050 East Highway 101
Shakopee, Minnesota 55379-9058
Telephone 612-445-4080
FAX 612-445-4080
Toll-Free 1-800-442-8077

*****Analytics Quote*****

8/22/97

Quote # 97-10859

Page 1 of 1


Colgate Polmolive, C.A.S.A
Av, ferrocarril,49-65 zona 12, Guatemala
11 c. 32-77 z 7. col C.A., Guatemala, C.A
Guatemala City, Guatemala C.A. 01012

Attention Walter Florian,

National Oil Processing, LLC is pleased to provide this quotation for transformer insulating oil analytics.

Analytic Analysis of Oil for:	1 Units	@ \$34.00 /each
Dissolved Gases	ASTM D-3612	
Analytic Analysis of Oil for:	1 Units	@ \$12.00 /each
Oxidation Inhibitor	ASTM D-4768	
Analytic Analysis of Oil for:	1 Units	@ \$9.00 /each
PCB	ASTM D-4059	
Analytic Analysis of Oil for:	1 Units	@ \$12.00 /each
PF @ 25°C & 100°C	ASTM D-924	
Analytic Analysis of Oil for:	1 Units	@ \$18.00 /each
Karl Fischer (moisture)	ASTM D-1533	
Specific Gravity	ASTM D-1298	
Visual	ASTM D-1524	
Color	ASTM D-1500	
Interfacial Tension	ASTM D-971	
Acid Neutralization	ASTM D-974	
Dielectric Strength	ASTM D-877	

- 1.) National Oil Processing, LLC (NOP) will provide test results within ten business days after samples reach our laboratory with strict adherence to ASTM procedures.
- 2.) NOP will capture any historical data and incorporate that with your new reports.
- 3.) National Oil Processing, LLC will provide analytic reports on disk, transfer electronically, and/or provide hard copy reports whichever is more convenient. Formats include Access 2.0 and 97, Lotus 123, Paradox 3 and 4, FoxPro 2.0, 2.5 and 2.6, dBASE III and IV, and Quattro Pro.
- 4.) Minimum order charge of \$50.00.
- 5.) 5% discount if 1/2 of project pre-paid with order. Balance due Net 30.
- 6.) A clean dry 250 ml can with a label will be provided for the standard oil screen test.
- 7.) A laboratory prepared glass syringe with a stopcock and plastic tube will be provided for dissolved gas in oil test.
- 8.) A small vial is provided for Metals, Inhibitor and/or PCB tests.
- 9.) Per your authorization, a \$10.00 fee may be assessed to recharge nitrogen blanketed units.
- 10.) Askeral and Solvent based fluids for PCB test will be charged at \$27.00


John Laux
National Sales

Analytic Test Results National Oil Processing

(800) 442-8077

Company Name
Address
City State Zip,

Equipment Information

Location	Cecil	Project:	
Serial Number	MCS01191	Sampled By:	N.O.P Temp: 40
Equipment ID		Fluid Type:	Min.Oil Level:
Type	TRAN.	Recomended Next Dissolved Gas	7/1/98
Manufacturer	W/H	Recomended Next Standard Screen	9/25/92

Physical and Chemical Tests

Received Date: 7/1/97

Test Date: 7/8/97

D-877	Dielectric Strength	kV	56.8	Specific Gravity	0.889
D-971	Interfacial Tension	dynes/cm	37	Color	1.5
D-974	Acid Number	KOH/g	0.045	Visual	clear
D-1533	K.F. Water	ppm	19.3	PCB	ppm
D-924	Power Factor @ 25°	%	0.38	Inhibitor	%
D-924	Power Factor @ 100°	%	6.71		
D-1816	Dielectric Strength	kV			

Comment: The oil quality is within IEEE guidelines for serviced-aged oil.

Dissolved Gas in Oil Test

Received Date: 7/1/97

Test Date: 7/8/97

Combustible Key Gases		ppm	Non-Combustible		ppm
Hydrogen	(H)	66	Carbon Dioxide	(CO2)	5,079
Methane	(CH4)	45	Oxygen	(O2)	4,004
Ethane	(C2H6)	42	Nitrogen	(N2)	89,837
Ethylene	(C2H4)	30			
Acetylene	(C2H2)	3	Total Gases		99,734
Carbon Monoxide	(CO)	628			
Total Combustible Gases		814			
% Combustible Gases		0.82 %			

Comment: Carbon Monoxide concentration elevated but stable.

Based on IEEE C57.106-1991

Fluid Test Limits		<69kV	69-288 kV	>345 kV	Gas Test Limits		ppm
Dielectric Strength	kV	26	26	26	Hydrogen		100
Water	ppm	35	25	20	Methane		120
Acid Number	KOH/g	0.2	0.2	0.1	Ethane		65
Interfacial Tension	dynes/cm	24	24	30	Ethylene		50
Power Factor @ 25°	%	0.5	0.5	0.5	Acetylene		35
					Carbon Monoxide		350

Analytic Test History

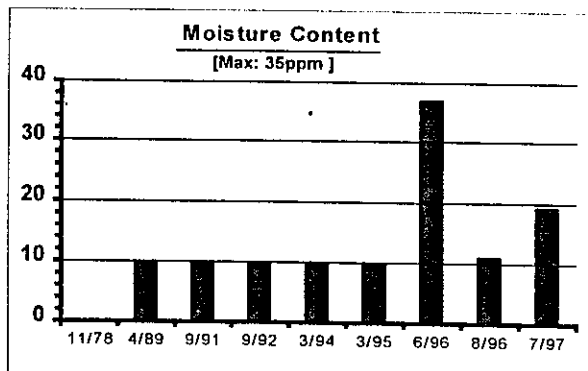
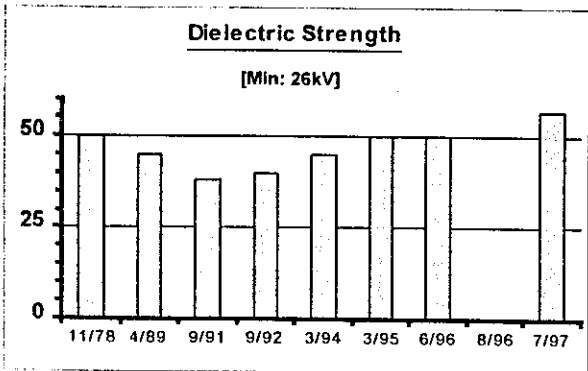
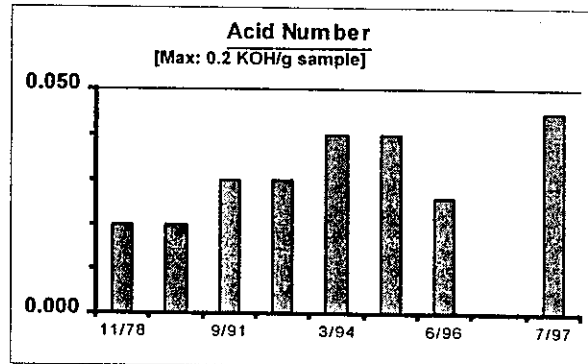
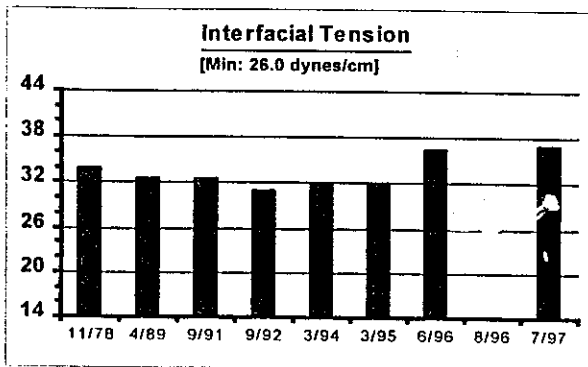
Company Name
Address
City State Zip,

Standard Oil Screen
National Oil Processing
(800) 442-8077

Location: Cecil
Serial #: MCS01191

Equip ID:
Type: TRAN.

Date	Lab	Diel.	IFT	Acid#	Water	PF@25	PF@100	S.G.
7/1/97	N.O.P.	56.8	37	0.045	19.3	0.38	6.71	0.889
8/22/96	UPSI				11			
6/11/96	UPSI	50	36.4	0.026	37		0.7	0.885
3/16/95	SDM	50	32	0.04	10	0.007	0.69	0.89
3/30/94	SDM	45	31.9	0.04	10	0.008	0.791	0.89
9/3/92	SDM	40	31	0.03	10	0.032	1.17	0.885
9/26/91	SDM	38	32.5	0.03	10	0.038	1.374	0.89
4/26/89	SDM	45	32.6	0.02	10	0.044	1.38	0.89
11/1/78	SDM	50	33.8	0.02				0.87



Note: The recommended limits above are based on IEEE guidelines for serviced-aged mineral oil. (<69 kV)

Analytic Test History

Dissolved Gas

National Oil Processing

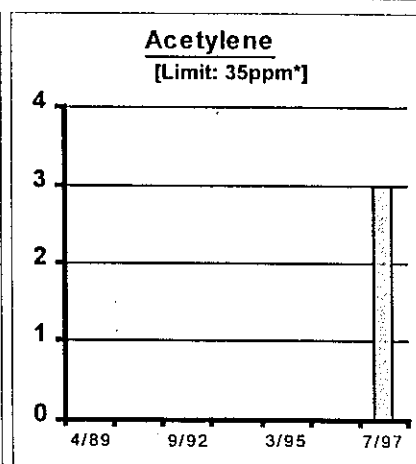
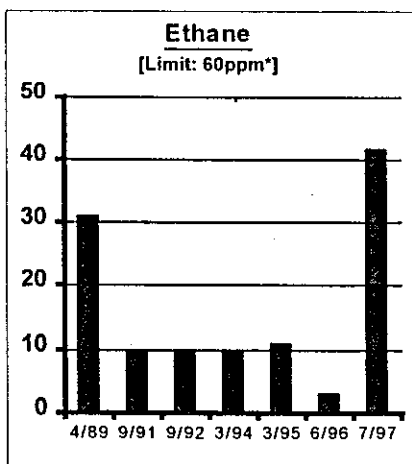
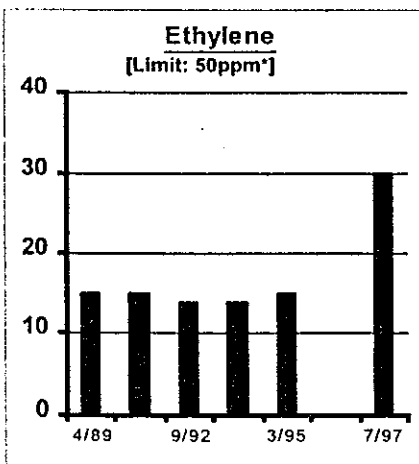
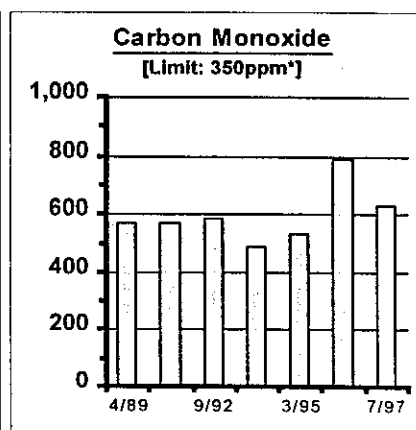
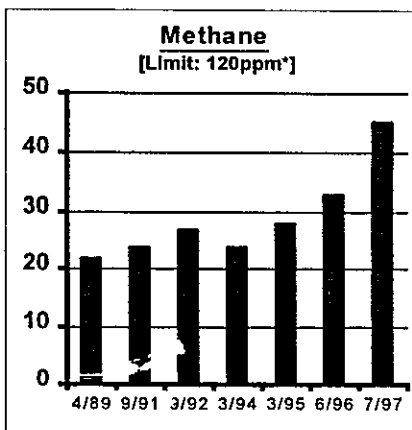
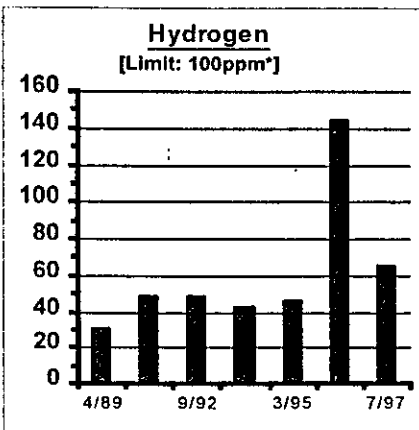
(800) 442-8077

Company Name
Address
City State Zip,

Location: Cecil
Serial #: MCS01191

Equip ID:
Type: TRAN.

Date	Lab	Hyd.	Met.	Eth.	Ethy.	Acet.	Ca.Mo.	Ca.Di.	Oxy.	Nit.	% T.C.G.
7/1/97	N.O.P.	66	45	42	30	3	628	5,079	4,004	89,837	0.82
6/11/96	UPSI	145	33	3	0	0	788	2,079	859	121,092	0.78
3/16/95	SDM	47	28	11	15	0	537	3,018	1,564	74,529	0.80
3/30/94	SDM	43	24	10	14	0	488	3,602	2,398	67,671	0.78
9/3/92	SDM	49	27	10	14	0	584	3,033	1,929	82,353	0.78
9/26/91	SDM	49	24	10	15	0	573	3,317	1,072	82,940	0.76
4/26/89	SDM	31	22	31	15	0	574	3,123	1,598	82,606	0.76



* Limits based on IEEE guidelines for serviced-aged mineral oil.

