

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
POR CROMATOGRFÍA DE GASES DISUELTOS EN EL  
ACEITE**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**EISNER WEST DIAZ INOCENTE**

**PROMOCIÓN**

**2003 - II**

**LIMA – PERU**

**2007**

**DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
POR CROMATOGRAFÍA DE GASES DISUELTOS EN EL  
ACEITE**

## **DEDICATORIA**

A todos los hombres que inspiran y motivan en sus generaciones venideras la inquietud de realizar el cambio y la de seguir transformando lo real a lo inimaginable.....A los Ingenieros.

En especial al Ing. Germán Ortega, quién me apoyó en la recopilación de la información así como con su asesoramiento.

## **SUMARIO**

El presente informe tiene la finalidad de diagnosticar un transformador de potencia desarrollando las metodologías de interpretación de los resultados del análisis cromatográfico obtenido de los gases disueltos en el aceite de un transformador de potencia, abarcando desde tipos de mantenimiento predictivo y preventivo aplicado a transformadores de potencia, procesos del análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite de un transformador, metodologías para el diagnóstico de un transformador en base al análisis cromatográfico, interpretación del análisis cromatográfico según proyecto de norma DGE del MEM del año 2006, equipos de monitoreo de gases en línea e inclusive abarcando la automatización de la interpretación de cuatro metodologías para el diagnóstico de transformadores de potencia así como su aplicación en transformadores de potencia de la empresa del sector eléctrico Electroandes S.A.

Asimismo cabe indicar que el presente informe no pretende profundizar el análisis químico sino por lo contrario pretende solo considerar las nociones básicas químicas para que un ingeniero electricista pueda interpretar los resultados del análisis cromatográfico y así evitar una salida de la subestación de transmisión por falla de un transformador de potencia.

## INDICE

### INTRODUCCION

### CAPITULO I

#### MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO DE

#### TRANSFORMADORES DE POTENCIA 3

##### 1.1 Mantenimiento Preventivo 3

##### 1.2 Mantenimiento Predictivo 4

### CAPITULO II

#### ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GASES DISUELTOS EN

#### EL ACEITE DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA 5

##### 2.1 El aceite dieléctrico 5

##### 2.1.1 Descripción 5

##### 2.1.2 Propiedades 5

##### 2.1.3 Función en un Transformador de potencia 6

##### 2.1.4 Causas de degradación 6

##### 2.1.5 Síntomas de degradación 6

##### 2.1.6 Propiedades básicas de un aceite para su uso en un transformador 7

##### 2.2 Obtención de la muestra de aceite para el análisis cromatográfico 7

##### 2.2.1 Materiales 7

##### 2.2.2 Procedimiento para la extracción 8

##### 2.3 Análisis de la muestra de aceite en el laboratorio 9

##### 2.3.1 Obtención del gas de la muestra de aceite 9

##### 2.3.2 Análisis Cromatográfico del aceite 9

##### 2.3.3 Formato del reporte del laboratorio del Análisis Cromatográfico 11

2.3.4 Costo del Análisis Cromatográfico	12
---	----

### **CAPITULO III**

#### **METODOLOGÍAS PARA EL DIAGNÓSTICO DE UN TRANSFORMADOR**

#### **EN BASE AL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GASES DISUELTOS**

#### **EN EL ACEITE** **14**

3.1 Método por cantidad de gases combustibles (Total de GC)	14
---	----

3.2 Método por interpretación cualitativa y cuantitativa (Gas Clave)	14
--	----

3.2.1 Arco en el aceite	15
-------------------------	----

3.2.2 Descargas Parciales	15
---------------------------	----

3.2.3 Aceite sobrecalentado	15
-----------------------------	----

3.2.4 Celulosa sobrecalentada	15
-------------------------------	----

3.2.5 Electrólisis	15
--------------------	----

3.3 Método de Análisis de relación (Método de relación de Rogers)	17
---	----

3.4 Método realizado por la Universidad Estatal California EUA	19
--	----

### **CAPITULO IV**

#### **INTERPRETACIÓN DEL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO SEGÚN**

#### **PROYECTO DE NORMA DGE** **21**

4.1 Interpretación	21
--------------------	----

### **CAPITULO V**

#### **EQUIPOS DE MONITOREO DE GASES EN LINEA** **24**

5.1 Equipo básico de monitoreo de gases	24
---	----

5.2 Equipos portátiles de medición de gases	25
---	----

5.3 Equipos completo de monitoreo de gases	27
--	----

### **CAPITULO VI**

#### **AUTOMATIZACIÓN DE LA INTERPRETACIÓN DE LAS**

#### **METODOLOGÍAS Y APLICACIÓN EN LOS TRANSFORMADORES**

<b>DE POTENCIA DE ELECTROANDES S.A.</b>	<b>31</b>
6.1 Hoja de cálculo para diagnóstico de transformadores	31
6.1.1 Llenado de la cantidad de gases en partes por millón (ppm) del reporte de laboratorio	31
6.1.2 Método 1.- Método por cantidad de gases combustibles (Total de GC)	31
6.1.3 Método 2.- Método por interpretación cualitativa y cuantitativa (Gas Clave)	31
6.1.4 Método 3.- Método de Análisis de relación (Método de relación de Rogers)	32
6.1.4 Método 4.- Método realizado por la Universidad Estatal California EUA	33
6.1.5 Vista general de la hoja de cálculo	33
6.2 Aplicaciones en los Transformadores de Potencia de Electroandes S.A.	33
6.2.1 Caso Subestación Malpaso	33
6.2.2 Caso Subestación San Cristobal	39
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>43</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>45</b>
<b>ANEXOS</b>	

## INTRODUCCIÓN

Los transformadores constituyen partes vitales dentro del funcionamiento de una subestación eléctrica, de ahí la necesidad de minimizar las causas que pueden provocar sus salidas de servicio.

Muchos son los equipos y métodos que se utilizan para tratar de monitorear su funcionamiento, sin embargo, la mayoría sirven para detectar fallas en el servicio, que pudieran conllevar a su sustitución o reparación con la consiguiente retirada total o parcial de servicio.

De aquí que se necesiten cada vez más técnicas capaces de detectar los posibles fallas antes de que éstos se manifiesten de forma severa y provoquen fallas costosas. De esta forma el análisis de los gases disueltos en el aceite ha tenido un amplio reconocimiento a nivel mundial como un método efectivo para la detección de fallas incipientes en los transformadores.

La descomposición química del aceite no solo se debe a la presencia de oxígeno, agua y los efectos de la temperatura, los fenómenos electromagnéticos; que son resultantes del diseño y operación del transformador, también influyen en la generación de gases. Haciendo una analogía del transformador con el cuerpo humano, la Cromatografía de Gases Combustibles Disueltos, sería comparable a una Prueba Cardíaca de Esfuerzo. La experiencia a conducido a concentrar este análisis en un grupo de gases que permiten obtener la información suficiente para diagnosticar las condiciones de operación del transformador. Hidrógeno, Oxígeno, Nitrógeno, Metano, Monóxido de Carbono, Bióxido de Carbono, Etano; y Acetileno (se producen otros gases en menor proporción y solubilidad pero no son determinantes en el diagnóstico).

Sin embargo, diferentes métodos y criterios para la interpretación de los gases han sido desarrollados en la actualidad, existiendo discrepancias en las metodologías propuestas y los resultados que brindan. Cada una de estas aproximaciones presenta limitaciones y ventajas unas con respecto a las otras y de hecho ninguna presenta una justificación matemática sólida que la sustente.



Por tanto se puede asegurar que el problema presenta aún un gran margen de incertidumbre y que la experiencia juega un papel fundamental en su solución.

Todo lo anterior implica que la utilización de técnicas de inteligencia artificial representen una vía importante para tratar de comparar los resultados.

Constituye precisamente el objetivo del presente trabajo mostrar los resultados preliminares obtenidos en la construcción de una hoja de cálculo en Excel para el diagnóstico de transformadores basado en el análisis de gases disueltos en el aceite.

## **CAPITULO I**

### **MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Para mantener funcionando satisfactoriamente un transformador, con el menor costo y la mayor confiabilidad, se requiere de un programa de mantenimiento elaborado no sólo por el personal encargado directamente, sino también con participación de la dirección de la empresa. Sea correctivo, preventivo o predictivo, el mantenimiento es una función administrativa ligada estrechamente al control de gestión, presente hoy en día en casi todas las empresas organizadas.

Ha sido un error sistemático de muchas empresas el considerar el mantenimiento como un gasto, en vez de una inversión ya que preserva los activos de la empresa.

No se hace énfasis sobre el tiempo en que debe ejecutarse cada actividad, debido a que esto lo determinan las condiciones de funcionamiento y las recomendaciones de cada fabricante en particular, pero si es importante destacar que ningún detalle debe de ser omitido pues la falla de un sólo componente afecta en mayor o menor grado toda la operación del equipo.

#### **1.1 Mantenimiento Preventivo**

Los trabajos de mantenimiento preventivo sólo se deben efectuar estando el transformador desconectado; los bornes se ponen a tierra.

Los transformadores en seco se han de mantener libres de polvo y proteger contra el ensuciamiento. Por este motivo hay que limpiarlos de vez en cuando con un trapo o un aspirador de polvo; las conexiones y uniones por tornillo se deben revisar con regularidad.

La resistencia del aislamiento de los arrollamientos entre sí y con respecto a tierra sirve de criterio para indicar si en un transformador que ha estado fuera de servicio durante largo tiempo, se ha formado humedad y debe secarse. Si las resistencias medidas son inferiores a los citados valores de orientación, se habrá formado humedad.

El mantenimiento de los transformadores de aislamiento líquido comprende la observación del nivel del líquido en las mirillas, el control de las juntas y de la capa de pintura, la comprobación de la humedad y de las pérdidas del líquido de refrigeración y aislamiento y, dado el caso, el control del granulado de secado (silícico) en el deshumectador de aire.

Si hay fugas de líquido de refrigeración y aislamiento, hay que añadir nuevo líquido de la misma clase que el original. Se recomienda comprobar por medición la tensión disruptiva mínima del líquido de relleno.

El mantenimiento de la pintura comprende esencialmente el cuidado y la renovación de las dos últimas capas. Si se producen daños de importancia en la pintura, conviene consultar al fabricante del transformador. Los retoques se deben efectuar, a ser posible, con las pinturas originales.

## **1.2 Mantenimiento Predictivo**

Una de las principales ventajas del mantenimiento predictivo en transformadores, es que en su mayoría la realización de estas no requiere la desconexión del equipo de la red. Entre las técnicas más importantes de mantenimiento predictivo son las siguientes:

- Cromatografía de gases.
- Análisis físico químico del aceite dieléctrico (Acidez, color, rigidez dieléctrica, tensión interfacial, densidad).
- Análisis de furanos del aceite.
- Contenido de humedad del aceite.
- Termografía infrarroja.
- Técnicas de ultrasonido.
- Resistencia de aislamiento
- Tangente delta

## **CAPITULO II**

### **ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

#### **2.1 El aceite dieléctrico**

##### **2.1.1 Descripción**

El aceite dieléctrico es obtenido por las refinerías a través de procesos del aceite crudo obtenido del subsuelo. Durante el proceso de la refinería se eliminan las ceras, se separan las impurezas y se separan las moléculas por tamaño y tipo.

Generalmente los proveedores de aceite dieléctrico le agregan los siguientes tipos de aditivos:

- Depresor de punto de escurrimiento, el cuál sirve disminuir del punto de congelamiento del aceite, con la finalidad de que el aceite sea fluido a bajas temperaturas.
- Antioxidante, el cuál sirve para retrasar el envejecimiento del aceite con la finalidad de incrementar la vida útil del aceite.

##### **2.1.2 Propiedades**

Las principales propiedades de un aceite dieléctrico son las siguientes:

- Rigidez dieléctrica alta, por lo cuál resiste ante necesidades eléctricas como apagar arcos y descargas.
- Viscosidad baja, por lo cuál tiene la habilidad para circular y disipar calor, ver figura 2.1.
- Alta resistencia a la oxidación, por lo cuál el aceite tiene una alta resistencia al envejecimiento pudiendo alcanzar una vida útil de 20 a más años.
- Propiedades a temperaturas reducidas, por lo cuál puede fluir a temperaturas extremadamente bajas.

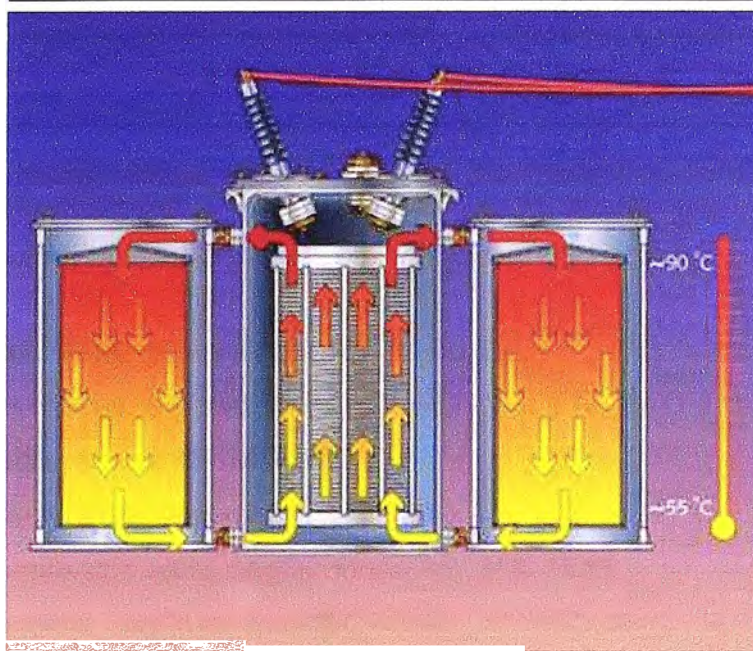


Fig. 2.1 – La baja viscosidad favorece una disipación de calor eficiente

### 2.1.3 Función en un Transformador de potencia

Las funciones principales de un aceite dieléctrico en un transformador de potencia son aislar bobinados, disipar calor y extinguir arcos eléctricos.

### 2.1.4 Causas de degradación

Las principales causas de degradación son las siguientes:

- Condiciones de servicio (alta temperatura).
- Contacto con aire (Oxígeno).
- Contacto con agua.
- Presencia de metales (el cobre y el hierro actúan como catalizadores).

### 2.1.5 Síntomas de degradación

Los principales síntomas de degradación son las siguientes:

- Oscurecimiento.
- Formación de ácidos.
- Olor.
- Precipitación de lodos.

- Deterioro de las propiedades dieléctricas.

### 2.1.6 Propiedades básicas de un aceite para su uso en un transformador

Para que un aceite dieléctrico sea apto para su uso en un transformador deberá por lo menos pasar las pruebas o ensayos que se indican a continuación:

- Rigidez dieléctrica, según norma ASTM D 1816.
- Tensión interfacial, según normas ASTM D 2285 y ASTM D 971.
- Acidez, según norma ASTM D 974.
- Aditivo antioxidante, según norma IEC 666.
- Contaminación con agua, según norma ASTM D 1533.
- Gases disueltos, según normas IEC 60599, ASTM D 1816 y IEC 60567.

## 2.2 Obtención de la muestra de aceite para el análisis cromatográfico

### 2.2.1 Materiales

Los materiales a usarse para la obtención de la muestra son una jeringa de vidrio y de precisión de 50 ml (con aguja hipodérmica calibre 22), una válvula de 3 vías (válvula adaptadora para la extracción de la muestra a la jeringa) y un tubo de goma de caucho (manguera) de 3/16 pulgadas de paredes delgadas. Cabe indicar que esta manguera sirve para evitar el ingreso de aire. El detalle se aprecia en la figura 2.2.

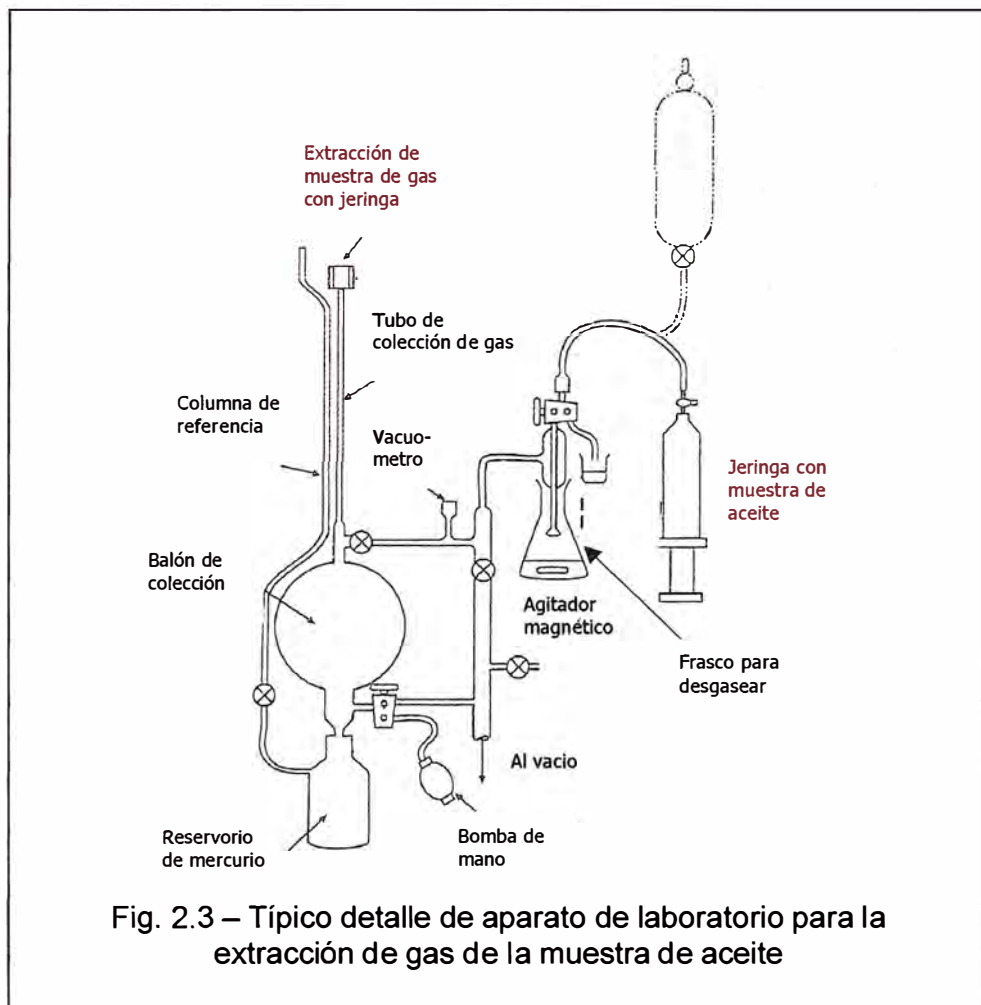


Fig. 2.2 – Obtención de muestra de aceite

### 2.2.2 Procedimiento para la extracción

- Conectar la jeringa a la manguera.
- A través de la válvula de 3 vías, ingresar un volumen de aceite menor para enjuagar la jeringa y posteriormente eliminarlo en un recipiente (balde).
- Repetir tres veces el enjuague de la jeringa.
- Tomar la muestra de aceite final en la jeringa hasta un volumen de 40 ml.
- Ubicar la jeringa en la caja de cartón con cuidado para evitar quebrar la misma durante el transporte.
- Rotular la jeringa con los datos del transformador.

La jeringa se llevará al laboratorio correspondiente para realizar el análisis cromatográfico. Asimismo cabe indicar que esta muestra adicionalmente sirve para realizar el análisis de furano.





## **2.3 Análisis de la muestra de aceite en el laboratorio**

### **2.3.1 Obtención del gas de la muestra de aceite**

Este proceso básicamente consiste en inyectar el aceite de la jeringa con la muestra de aceite obtenido del transformador de potencia al sistema o aparato extractor de la figura 2.3 y colocar una jeringa vacía al final del sistema para la obtención del gas del aceite.

En las figuras 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7 se pueden apreciar las moléculas del aceite en sus diferentes estados.

### **2.3.2 Análisis Cromatográfico del aceite**

Es una técnica que permite separar y analizar distintos tipos de gases disueltos en el aceite del transformador, por lo que es posible determinar fallas incipientes en él.

El diagnóstico de fallas, a partir de los gases involucrados en el aceite aislante después de una falla en transformadores de potencia se desarrolló en 1956, basado principalmente en el análisis de los gases muestreados en el relevador Buchholz. Esto es, ciertos gases combustibles se generan conforme el transformador se somete a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales debido a la degradación del aceite y los materiales aislantes. El tipo y las concentraciones de gases generados son importantes, ya que el envejecimiento normal produce cantidades extremadamente pequeñas de gases; condiciones incipientes o fallas declaradas generan cantidades fuertes de estos gases. La mayoría de las fallas incipientes proporcionan evidencias, y por lo tanto, pueden detectarse cuando el transformador está sujeto a análisis periódicos del aceite.

Este análisis forma parte del mantenimiento predictivo de un transformador ayudando a determinar las fallas internas en cualquiera de sus etapas. Los gases en el aceite se producen como consecuencia de puntos calientes de baja y/o alta temperatura, descargas parciales, arcos, efecto corona, etc.

El gas obtenido de la muestra de aceite es ingresado al equipo conocido como cromatógrafo de gases, el cual podemos apreciar en la figura 2.8. El resultado del análisis cromatográfico es realizado por el equipo en un periodo de 8 a 30 minutos y se debe tomar en consideración el método de prueba ASTM D-3612. Asimismo el esquema de funcionamiento del equipo cromatógrafo de gas se muestra en la figura 2.9.



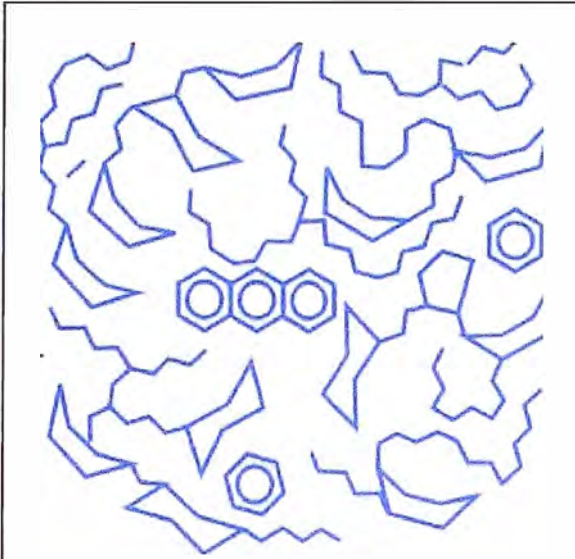


Fig. 2.4 – Aceite de transformador no afectado por falla eléctrica

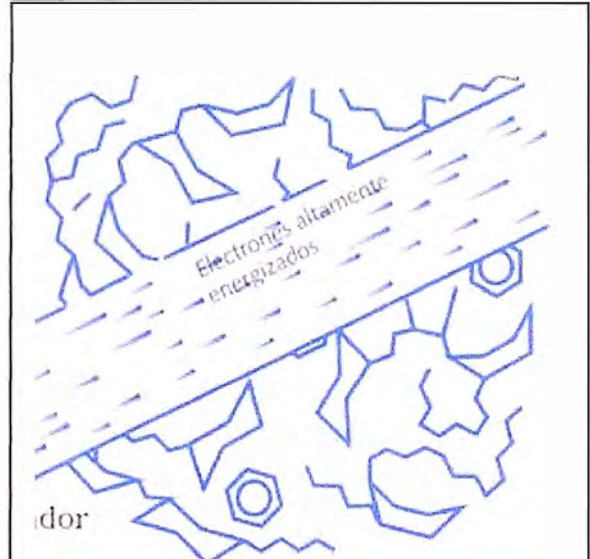


Fig. 2.5 – Aceite de transformador con falla eléctrica en curso

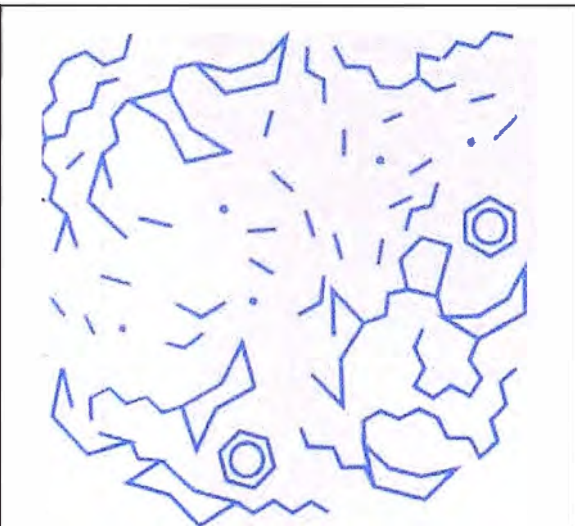


Fig. 2.6 – Aceite de transformador con moléculas afectadas por falla eléctrica  
Livianas: Gas  
Pesadas: Carbón

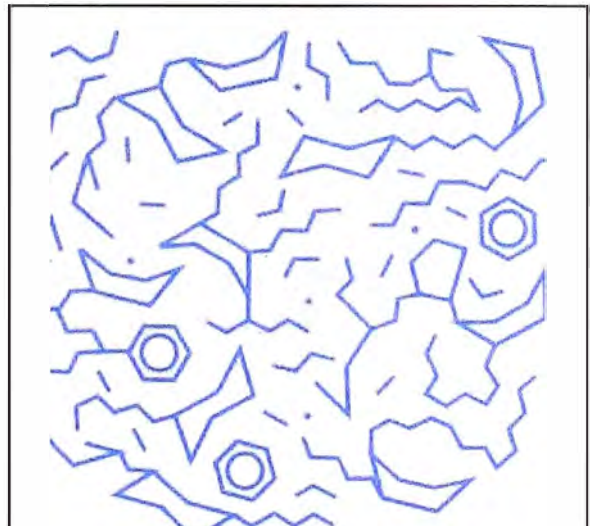


Fig. 2.7 – Aceite de transformador con mezcla de gases incorporados en el aceite

Al presentarse una falla en el transformador, en el aceite se producen gases disueltos combustibles y no combustibles los cuales son encontrados en el análisis cromatográfico, siendo estos los siguientes:

Gases combustibles:

- Monóxido de carbono .... CO
- Hidrógeno..... H<sub>2</sub>
- Metano ..... CH<sub>4</sub>
- Etano ..... C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>
- Etileno ..... C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>
- Acetileno ..... C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>

Gases no combustibles:

- Oxígeno ..... O<sub>2</sub>
- Nitrógeno..... N<sub>2</sub>
- Dióxido de carbono ..... CO<sub>2</sub>



Cabe indicar que el efecto de la temperatura en un transformador de potencia se encuentra detallado en la tabla N° 2.1.

### 2.3.3 Formato del reporte del laboratorio del Análisis Cromatográfico

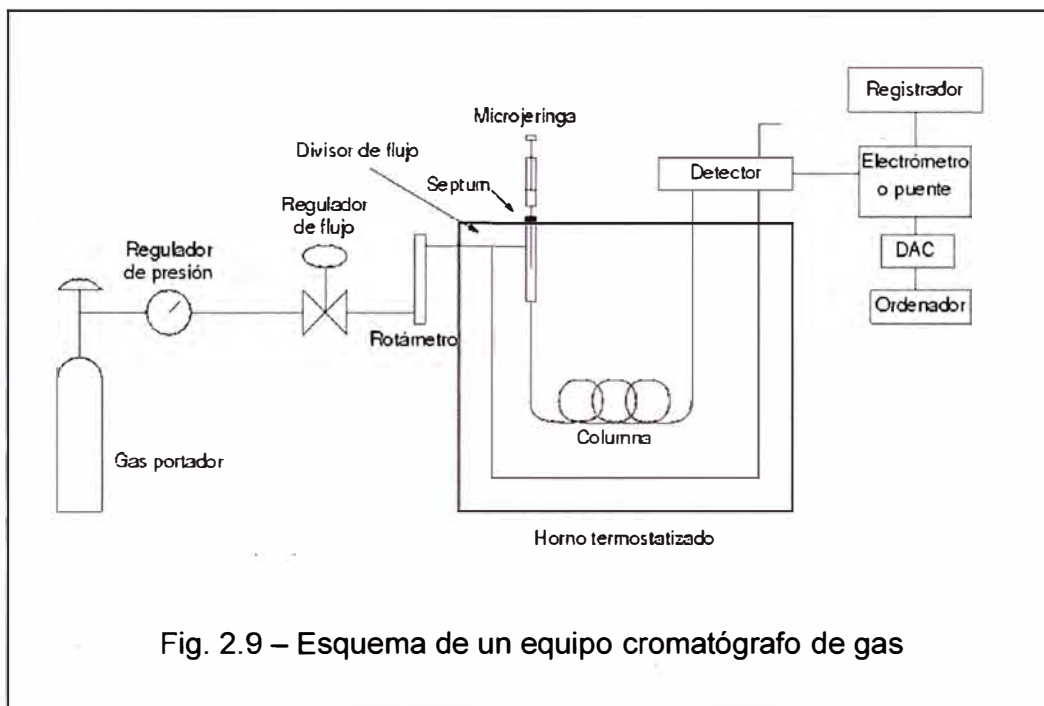
En la figura N° 2.10 se puede apreciar un reporte de análisis cromatográfico de un transformador de potencia realizado por el laboratorio Canadiense MS Morgan Schaffer.

**Tabla N° 2.1 Efecto de la temperatura en los transformadores**

TEMPERATURA °C	EFEECTO
105 °C	El papel empieza a romper sus enlaces.
< 300°C	El papel se pone color café (se verificará con los furanos).
300°C	El papel se carboniza.
400°C	El aceite se vaporiza.
700°C	El aceite se carboniza.
800°C	El metal pierde su color.
1 000 -1 200°C	El metal se funde.

### 2.3.4 Costo del Análisis Cromatográfico

Como en todo negocio el costo puede variar de acuerdo a la cantidad, pero se puede decir que aproximadamente el costo de un análisis cromatográfico esta alrededor de 180 dólares por muestra de cada transformador de potencia.





8500 Galt Patrick, Suite 190, LaBola (Quilcas), Carota PBN 2H1  
Tel: (514) 738-1987 • Fax: (514) 738-0434 • www.morganschaffer.com

Mr. Julio Castillo  
Qualitas S.A.  
Psje. Casapalca 1673  
Alt. Coliseo Ancuta  
Lima, PERU

Analysis Date: January 30, 2007  
Client Number: 70001  
MS Reference Number: K217-2

Analyzed by: *RW*  
Verified by: *SP*

### TRANSFORMER GAS ANALYSIS REPORT

Method: ASTM D3612

#### SAMPLE IDENTIFICATION

EQUIP. DESIG.:	Isafa 1 Phase	APP. TYPE:	LOCATION:	SE Paragsha
MANUFACTURER:	BELCO SA	WGR CODE:	SERIAL NO.:	15080
RV:	115	STRONG PDI:	OME (Kv/Hz):	01/16/000
WTA:	35		SAMPLING POINT:	Cuba Principal
SIG TEMP (deg. C):	43		SAMPLED BY:	J.V.
YOUR REFERENCE:	Over-Electro Andes, B. to 1435, 17,560 Kg. Est: 02, RV:115/45/11			

COMPONENT	PPM	LEVEL DS BR	NOTES
H <sub>2</sub> (Hydrogen)	10	- -	"PPM" Parts per million by volume of dissolved gas at 273K and 100 Torr.
O <sub>2</sub> /A (Oxygen + Argon)	11300	- -	"nd" Not detectable.
N <sub>2</sub> (Nitrogen)	32400	- -	"DS" Deerenberg and Strifflaster.
CO (Carbon Monoxide)	74	- -	"BP" U.S. Bureau of Reclamation.
CH <sub>4</sub> (Methane)	< 5 nd	- -	"I" Component is above the warning level.
CO <sub>2</sub> (Carbon Dioxide)	610	- -	"**" Component is below the warning level.
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> (Ethylene)	< 2 nd	- -	
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> (Ethane)	< 2 nd	- -	
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> (Acetylene)	< 2 nd	- -	

TOTAL GAS CONTENT 4.44%

WATER CONTENT (ASTM D1533)

6 PPM (W/W)

#### RATIO DIAGNOSIS

A ratio is calculated only if at least one component is above a warning level.

C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> : NOT CALCULATED	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : NOT CALCULATED
H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : NOT CALCULATED	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> : NOT CALCULATED
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> : NOT CALCULATED	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : NOT CALCULATED
CO <sub>2</sub> /CO: NOT CALCULATED	

IMPORTANT: The age and history of the transformer MUST be considered in evaluating dissolved fault gas data. The most important factor is the RATE OF CHANGE of fault gas levels.  
For more information on interpretation see ASTM publication, SIP 558 and Morgan-Schaffer Tech. Bull. MS-25.

ppm = parts per million by volume at 273 K and 100 Torr nd = not detectable

Fig. 2.10 – Reporte de laboratorio de un análisis cromatográfico

## CAPITULO III

### METODOLOGÍAS PARA EL DIAGNÓSTICO DE UN TRANSFORMADOR EN BASE AL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE

Una vez obtenidas las concentraciones a través de la cromatografía de gases se usan varias técnicas para diagnosticar la condición del transformador, entre las cuales tenemos:

#### 3.1 Método por cantidad de gases combustibles (Total de GC)

Este método esta basado como su nombre lo indica en la cantidad de gases combustibles que se obtenga del análisis cromatográfico, cuyo diagnóstico se resume en la tabla N° 3.1.

**Tabla N° 3.1 Diagnóstico por cantidad de gases combustibles**

Cantidad de gases combustibles en ppm	Diagnóstico
0 a 700 ppm	Indica operación satisfactoria, repetir el análisis cada 12 meses.
700 a 1 900 ppm	Indica deterioro, exceso del envejecimiento normal, repetir análisis cada 3 o 6 meses.
1 900 a 2 500 ppm	Indica descomposición significativa, repetir análisis cada mes.
más de 2 500 ppm	Falla sustancial, repetir análisis más frecuente, efectuar inspección interna.

#### 3.2 Método por interpretación cualitativa y cuantitativa (Gas Clave)

Este método se basa en los porcentajes de cantidades de gases combustibles que se obtiene del análisis cromatográfico y se resume de la siguiente manera:



### **3.2.1 Arco en el aceite**

Grandes cantidades de hidrógeno y acetileno son producidas con pequeñas cantidades de metano y etileno. Dióxido y monóxido de carbono también pueden ser formados en caso falle la celulosa. El aceite podrá ser carbonizado. Para este caso el gas clave es el acetileno ( $C_2H_6$ ). La proporción de gases se puede apreciar en la figura 3.1.

### **3.2.2 Descargas Parciales**

Descargas eléctricas de baja energía producen hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno. Cantidades comparables de monóxido y dióxido de carbono pueden resultar de descargas en la celulosa. Para este caso el gas clave es el hidrogeno ( $H_2$ ). La proporción de gases se puede apreciar en la figura 3.2.

### **3.2.3 Aceite sobrecalentado**

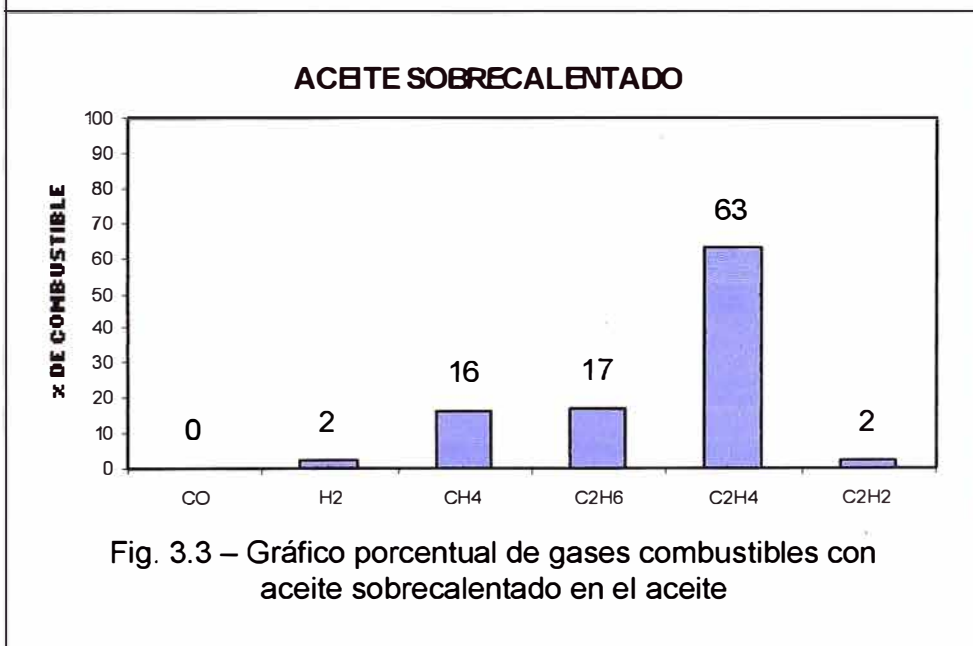
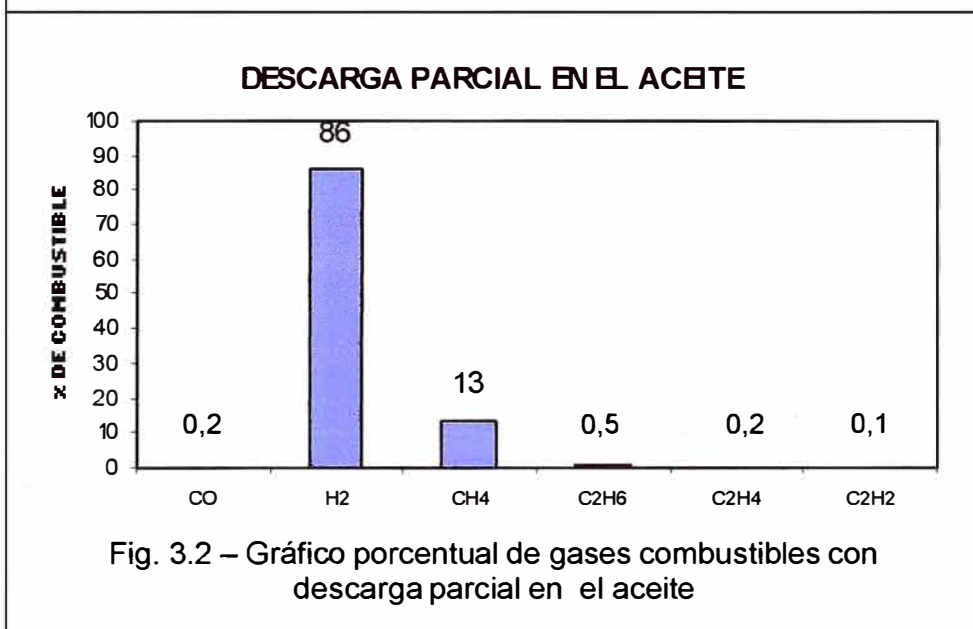
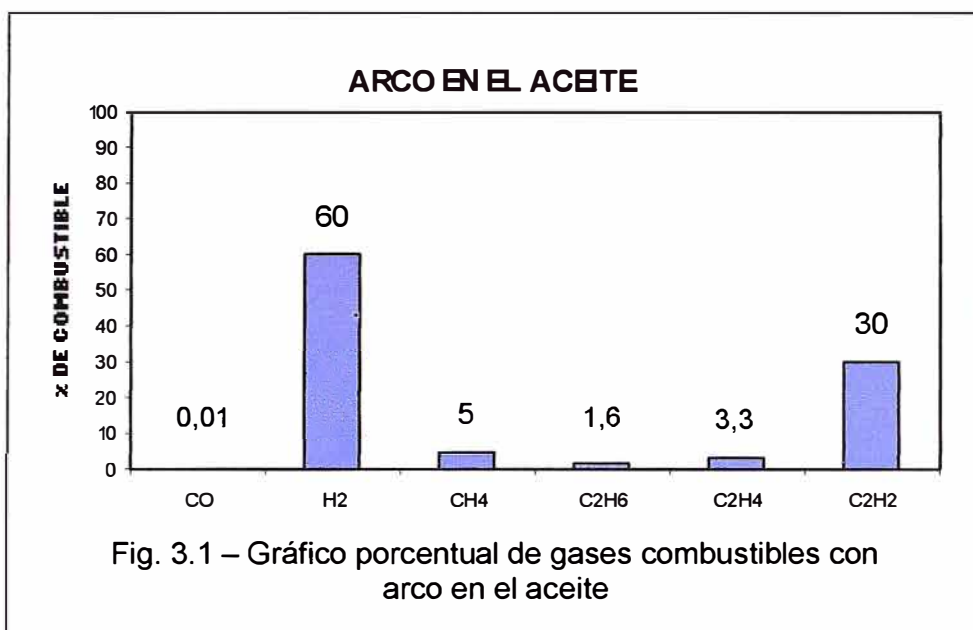
Los productos de descomposición incluyen etileno y metano, juntamente con cantidades menores de hidrógeno y etano. Trazas de acetileno pueden ser formados si la falla es severa o si compromete contactos eléctricos. Para este caso el gas clave es el etileno ( $C_2H_4$ ). La proporción de gases se puede apreciar en la figura 3.3.

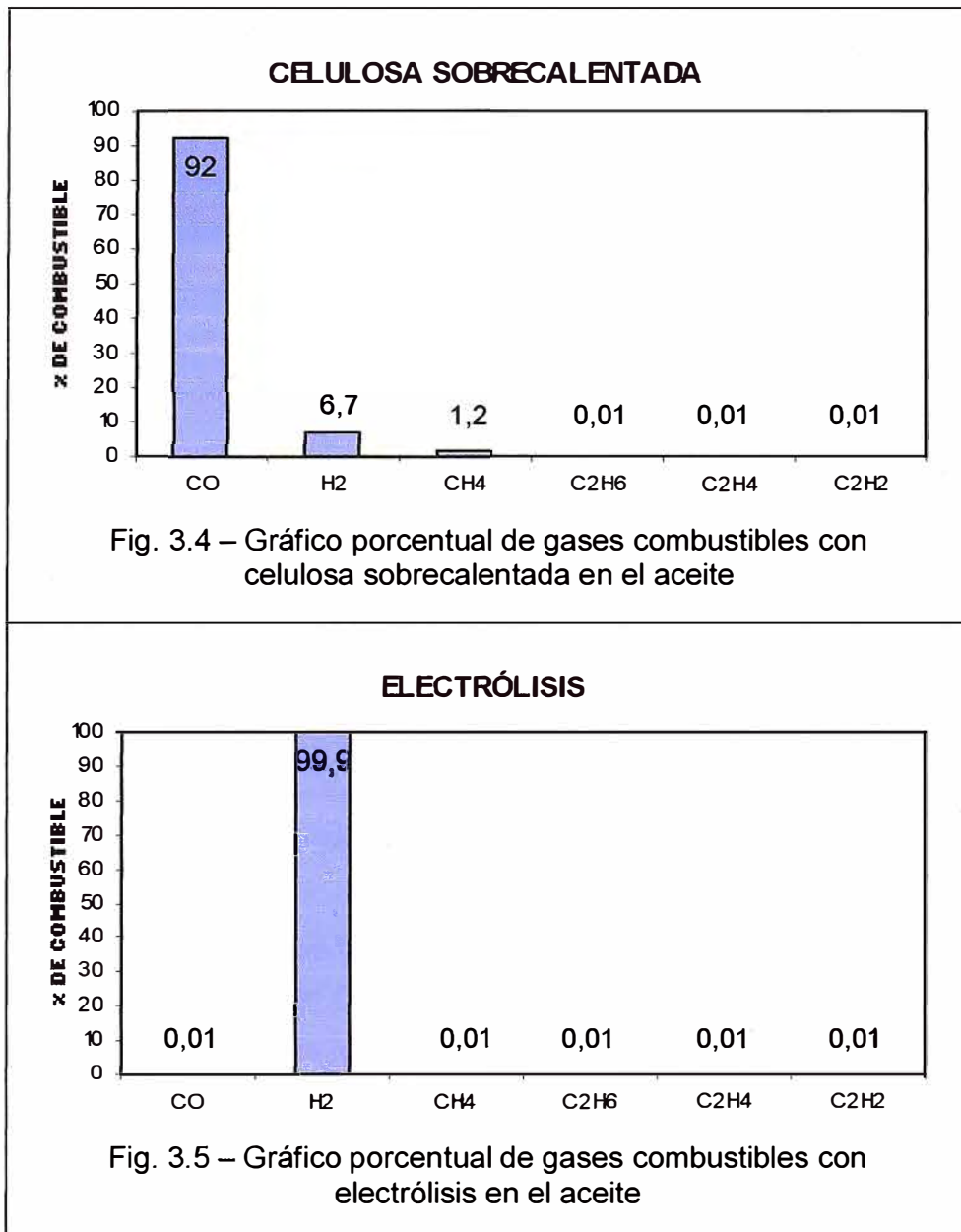
### **3.2.4 Celulosa sobrecalentada**

Grandes cantidades de dióxido y monóxido de carbono son liberados por la celulosa sobrecalentada. Hidrocarbonatos gaseosos, como metano y etileno si la falla compromete una estructura impregnada en aceite. Para este caso el gas clave es el monóxido de carbono (CO). La proporción de gases se puede apreciar en la figura 3.4.

### **3.2.5 Electrólisis**

La descomposición electrolítica del agua o de descomposición de agua asociada con el óxido de hierro resulta la formación de grandes cantidades de hidrógeno, con pequeñas cantidades de otros gases combustibles. Para este caso el gas clave es el hidrogeno ( $H_2$ ). La proporción de gases se puede apreciar en la figura 3.5.





### 3.3 Método de Análisis de relación (Método de relación de Rogers)

Este método es probablemente el que ha recibido más publicidad. Está basado en el estudio estadístico de alrededor de 10 000 análisis de gases en Gran Bretaña. Los resultados de este análisis han sido confirmados por una examinación interna de los transformadores sospechosos de fallas así como con las autopsias de las unidades falladas.

Las relaciones de gases combustibles a analizar y su calificación de acuerdo a la metodología se muestran en la tabla N° 3.2.



**Tabla N° 3.2 Relación de gases característicos**

Relaciones entre gases característicos (R)	Código		
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
$0,1 > R$	0	1	0
$0,1 < R < 1$	1	0	0
$1 < R < 3$	1	2	1
$3 < R$	2	2	2

De acuerdo a la calificación obtenida de la relación de gases, la interpretación se muestra en la tabla N°3.3.

**NOTAS:**

- Código utilizado para relaciones dados abajo, siendo para efectos de codificación, las relaciones con denominadores igual a cero son considerados iguales a cero.
- Los valores dados por las relaciones deben ser considerados apenas como típicas.
- La relación  $C_2H_2/C_2H_4$  se eleva de un valor comprendido entre 0,1 a 3 a un valor superior a 3 y la relación  $C_2H_4/C_2H_6$  de un valor comprendido entre 0,1 a 3 a un valor superior a 3 cuando la intensidad de descarga aumenta.
- En este caso, los gases proviene principalmente de la degradación del aislamiento sólido, lo que explica el valor de la relación  $C_2H_4/C_2H_6$ .
- Este tipo de falla es indicado normalmente por un aumento de concentración de gases. La relación  $CH_4/H_2$  es normalmente del orden de 1; o valor real, superior o inferior a la unidad, depende de numerosos factores, tales como el tipo de sistema de preservación de aceite, temperatura y la calidad del aceite.
- Un aumento de concentración de  $C_2H_2$  puede indicar que la temperatura del punto caliente es superior a 1 000 °C.
- Los transformadores equipados con conmutador de derivación en carga puede indicar fallas del tipo 202/102 si son productos de descomposición formado por los arcos del conmutador pudiendo difundirse en el aceite del tanque principal del transformador.
- En la práctica, pueden ocurrir combinaciones de relaciones diferentes al de la tabla. Para esos casos, deben considerarse una tasa de crecimiento y/o perfiles típicos de composición.

**Tabla N° 3.3 Tabla de interpretación del método de Rogers**

Caso N°	Falla Característica	Relación (ver nota a)			Ejemplos Típicos
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
A	Sin falla.	0	0	0	Envejecimiento normal.
B	Descargas parciales de pequeña densidad de energía.	0	1	0	Descargas de las burbujas de gas resultante de impregnación incompleta, de súper saturación o de alta humedad.
C	Descargas parciales de alta densidad de energía.	1	1	0	Como arriba, sin embrago provocando rajaduras o perforación del aislamiento sólido.
D	Descargas de energía reducida (ver nota C).	1-2	0	1-2	Centallamiento continuo en el aceite debido a conexiones de diferentes potenciales o potenciales fluctuantes. Ruptura dieléctrica del aceite entre materiales sólidos.
E	Descargas de alta energía.	1	0	2	Descargas de potencia, arco, ruptura dieléctrica del aceite entre arrollamientos, entre espiras o entre espira y masa, corriente de interrupción en el selector.
F	Falla térmica de baja temperatura < 150 °C (ver nota d).	0	0	1	Calentamiento generalizado del conductor aislado.
G	Fallas térmica de baja temperatura 150 - 300 °C (ver nota e).	0	2	0	Sobrecalentamiento local del núcleo debido a concentraciones de flujo. Puntos calientes de temperatura creciente, desde pequeños puntos en el núcleo,
H	Falla térmica de temperatura media 300 - 700 °C.	0	2	1	sobrecalentamiento en el cobre debido a corrientes Foucault, malos contactos (formación de carbono por pirólisis). Hasta puntos calientes debido a corrientes de circulación entre el núcleo y carcasa.
I	Falla térmica de alta temperatura > 700 °C (ver nota f).	0	2	2	

### 3.4 Método realizado por la Universidad Estatal California EUA

Este método esta basado en la cantidad de gases combustibles, cuya interpretación se muestra en la tabla N°3.4.

**Tabla Nº 3.4 Tabla resumen de método de la EUA**

Gas	Normal	Anormal	Interpretación
H <sub>2</sub>	< 150 ppm	> 1 000 ppm	Arco, corona.
CH <sub>4</sub>	< 25 ppm	> 80 ppm	Centellamiento
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	< 10 ppm	> 35 ppm	Sobrecalentamiento local
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	< 20 ppm	> 100 ppm	Sobrecalentamiento severo
CO	< 500 ppm	> 1 000 ppm	Sobrecarga severa
CO <sub>2</sub>	< 10 000 ppm	> 15 000 ppm	Sobrecarga severa
N <sub>2</sub>	< 1%-10%	> N.A.	Sobrecarga severa
O <sub>2</sub>	< 0,2%-3,5%	> N.A.	Sobrecarga severa

## CAPITULO IV

### INTERPRETACIÓN DEL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO SEGÚN PROYECTO DE NORMA DGE

A mediados de agosto del año 2006, la Dirección General de Electricidad del MEM remitió a las empresas del sector eléctrico el Proyecto de Norma DGE “Ensayos de campo para el diagnóstico de equipos eléctricos de potencia” para su revisión y comentarios al respecto. Cabe indicar que esta norma esta destinada para la aplicación de las empresas concesionarias de Generación, Transmisión y Distribución.

El detalle de lo que comprende el proyecto de norma en mención se muestra en los anexos del presente informe.

Con respecto al análisis cromatográfico la interpretación que indica el proyecto de norma es el siguiente:

#### 4.1 Interpretación

Considerar los siguientes criterios de evaluación junto con las tablas 6, 7 y 8. Se consideran cuatro niveles para clasificar los riesgos para el transformador, cuando hay un historial previo de gases disueltos.

**Condición N° 1:** La concentración Total de Gases Disueltos (TDCG) indica que el transformador esta operando satisfactoriamente.

**Condición N° 2:** La concentración Total de Gases Disueltos (TDCG) indica que el nivel de gas combustible es mayor que el normal.

**Condición N° 3:** La concentración Total de Gases Disueltos (TDCG) indica un alto nivel de descomposición.

**Condición N° 4:** La concentración Total de Gases Disueltos (TDCG) indica una excesiva descomposición. La continua operación podría resultar en una falla del transformador.

La Tabla N° 4.1 clasifica las condiciones del 1 hasta al 4 de acuerdo a las concentraciones de gases individuales disueltos y de acuerdo a la concentración Total de Gases Disueltos (TDCG). Esta tabla es usada para simular la condición original del gas en un nuevo equipo o un transformador recientemente reparado o usado si no hay ensayos anteriores de gases disueltos o si no hay un historial reciente.

**Tabla N° 4.1 Concentración de gases disueltos**

ESTADO	LIMITES DE CONCENTRACIÓN DE REFERENCIA DE GASES DISUELTOS (PPM)							
	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	TDCG
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2 500	720
Condición 2	101 - 700	121 - 400	36 - 50	51 - 100	66 - 100	351 - 570	2 500 - 4 000	721 - 1 920
Condición 3	701 - 1 800	401 - 1 000	51 - 80	101 - 200	101 - 150	571 - 1 400	4 001 - 10 000	1 921 - 4 630
Condición 4	> 1 800	> 1 000	> 80	> 200	> 150	> 1 400	> 10 000	> 4 630

La Tabla N° 4.2 indica los intervalos de muestreo y el procedimiento de funcionamiento iniciales recomendados para varios niveles porcentuales del Total de Gas Combustible

**Tabla N° 4.2 Acciones basadas en el Total de Gas Combustible (TCG)**

Condición	Niveles de TCG (%)	Proporción de TCG (%/Día)	Intervalos de muestra y procedimientos de operación	
			Intervalos de muestra	Procedimiento de operación
Condición 4	≥ 5	> 0,03	Diario	Considerar fuera de servicio. Consultar al fabricante.
		0,03 – 0,01	Diario	
		< 0,01	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
Condición 3	< 5 a ≥ 2	> 0,03	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
		0,03 – 0,01	Semanal	
		< 0,01	Mensual	
Condición 2	< 2 a ≥ 0,05	> 0,03	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		0,03 – 0,01	Mensual	
		< 0,01	Trimestral	
Condición 1	< 0,05	> 0,03	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		0,03 – 0,01	Trimestral	
		< 0,01	Anual	

La Tabla N° 4.3 recomienda los intervalos de muestra iniciales y procedimientos de operación de varios niveles de TDCG (en ppm). Un incremento en la proporción de generación de gas indica un problema de incremento de severidad; por lo tanto, un intervalo más corto entre muestras.

**Tabla N° 4.3 Acciones basadas en la Concentración Total de Gases Disueltos (TDCG)**

Condición	Niveles de TDCG (ppm)	Proporción de TDCG (ppm/Día)	Intervalos de muestra y procedimientos de operación para proporción de gases generados	
			Intervalos de muestra	Procedimiento de operación
Condición 4	> 4 630	> 30	Diario	Considerar fuera de servicio. Consultar al fabricante.
		10 – 30	Diario	
		< 10	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
Condición 3	1 921 - 4 630	> 30	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
		10 – 30	Semanal	
		< 10	Mensual	
Condición 2	721 – 1 920	> 30	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		10 – 30	Mensual	
		< 10	Trimestral	
Condición 1	≤ 0,05	> 30	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		10 – 30	Trimestral	
		< 10	Anual	Continuar operación normal.

La frecuencia debe ser como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del primario es mayor o igual que 36 kV.

## **CAPITULO V**

### **EQUIPOS DE MONITOREO DE GASES EN LINEA**

En la actualidad hay una serie de fabricantes que han desarrollado una variedad de productos que monitorean los gases del transformador en línea, de los cuales podemos destacar los siguientes tipos:

#### **5.1 Equipo básico de monitoreo de gases**

Generalmente este tipo de equipos monitorean solo los gases Hidrogeno ( $H_2$ ), Acetileno ( $C_2H_2$ ) y Monóxido de carbón (CO) en línea y adicionalmente monitorean la humedad.

Este tipo de equipos pueden ser usados para detectar fallas que recién se estén generando, por lo tanto advierte el peligro del escenario presentado.

Debido a las mediciones de Hidrógeno, Acetileno y el monitoreo de la humedad este tipo de equipos es capaz de detectar una gran cantidad de escenarios de fallas.

Este tipo de equipos están basados en la tecnología de la fotografía acústica y mediciones de los parámetros discretamente.

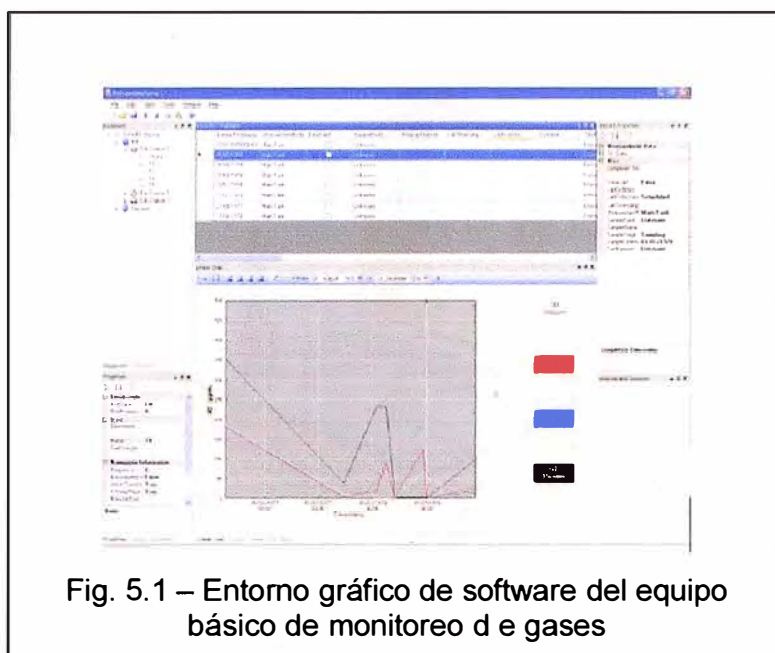
Asimismo generalmente poseen un software que muestra funciones gráficas de las mediciones y asimismo permite dar un análisis y condición del estado del transformador. Un detalle del software se puede apreciar en la figura N° 5.1.

Entre sus características principales tenemos:

- Muestreo de gases cada hora.
- Opciones de alarma.
- Opciones de comunicación local y remota.
- Precisión:  $\pm 5\%$
- Requerimientos: Una fuente de 90-250Vac, 47-63Hz, 150W, 8 Amax.

Una foto de un equipo de este tipo se puede apreciar en la figura N° 5.2.





## 5.2 Equipos portátiles de medición de gases

Generalmente este tipo de equipos miden los gases como Hidrogeno ( $H_2$ ), Acetileno ( $C_2H_2$ ), Monóxido de carbón (CO), Dióxido de carbón ( $CO_2$ ), Metano ( $CH_4$ ), Etano ( $C_2H_6$ ), y Etileno ( $C_2H_4$ ) y adicionalmente miden la humedad.





Fig. 5.3 – Equipo portátil de monitoreo de gases

Este tipo de equipos están basados en alta tecnología, cuyos resultados han sido comprobados con laboratorios alrededor del mundo.

Debido a la capacidad de medir una gran diversidad de gases puede ser usado en los cubículos de cambiadores de tapa ya que es capaz de obtener muestras de gran cantidad de gases así como en los tanques principales de los transformadores (cubas) en donde generalmente se encuentran muestras de baja cantidad de gases.

La ventaja principal de este tipo de equipos es que son transportables, por lo cuál con este equipo se pueden monitorear los gases de todos los transformadores de potencia de una empresa en forma periódica.

Asimismo generalmente poseen un software que muestra funciones gráficas de las mediciones y asimismo permite dar un análisis y condición del estado del transformador.

Entre sus características principales tenemos:

- Muestreo de 7 gases y de humedad.
- Realmente transportable.
- Precisión:  $\pm 5\% \pm 2$  ppm
- Requerimientos: Una fuente de 100-250Vac, 47-63Hz, 12W.

Una foto de un equipo de este tipo se puede apreciar en la figura N° 5.3, asimismo una foto del uso del equipo se puede apreciar en la figura N° 5.4, y los resultados rápidos de campo se puede apreciar en la foto de la figura N° 5.5.



Fig. 5.4 – Foto del uso del equipo portátil de monitoreo de gases

### 5.3 Equipos completo de monitoreo de gases

Generalmente este tipo de equipos monitorean los gases en línea como Hidrogeno ( $H_2$ ), Acetileno ( $C_2H_2$ ), Monóxido de carbón (CO), Dióxido de carbón ( $CO_2$ ), Metano ( $CH_4$ ), Etano ( $C_2H_6$ ), Oxígeno ( $O_2$ ), Nitrógeno ( $N_2$ ) y Etileno ( $C_2H_4$ ) y adicionalmente monitorean la humedad.

Este tipo de equipos pueden ser usados para detectar fallas que recién se estén generando, por lo tanto advierte el peligro del escenario presentado. Debido a las mediciones de la diversidad de gases y el monitoreo de la humedad este tipo de equipos es capaz de calcular el envejecimiento del transformador así como clasificar los tipos de fallas encontrados.

Este tipo de equipos están basados en la tecnología de la fotografía acústica y mediciones de los parámetros discretamente.

**kelman**<sup>®</sup>

Kelman LNE, Transport X  
Resultados del AGD

Tipo:  
Transformador

Identificación del  
Equipo:  
TRANSFORMADOR 9MVA

Localización:  
SET LA OROYA

Fabricante:  
MIRON

Pt. de Muestra:  
VALV INFERIOR

Procedencia de la  
muestra:  
Muestra de Aceite

Fecha:  
14 ago 07 13:40

Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	<5
Agua (H <sub>2</sub> O)	33
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	120%
Monóxido de Carbono (CO)	37
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	26
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	28
Metano (CH <sub>4</sub> )	2
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	<1
CCDT	116
SR de aceite	18.3%

Comentario:  
prueba tomada de botella

Herramientas  
disponibles:  
(Ver el Transport X  
para mayor información)

Gases Clave:  
(seleccionado por el  
usuario)  
Ninguno ha sido  
seleccionado

Rogers 3:  
No hay un  
diagnóstico disponible

Triángulo de Durat:  
Falla térmica  
(> 700°C)

Condición del  
Transformador:  
Normal

Estados de Precaución:  
Ninguno

Gases de Advertencia:  
Ninguno

Fig. 5.5 – Reporte rápido del equipo portátil de monitoreo de gases

Asimismo generalmente poseen un software que muestra funciones gráficas de las mediciones y asimismo permite dar un análisis y condición del estado del transformador, basados en los diferentes métodos de análisis de gases.

Entre sus características principales tenemos:

- Muestreo de 8 gases, de humedad y de estimación de Nitrógeno.
- Muestreo programable de gases debajo de uno por cada hora.
- Opciones de alarma.
- Opciones de comunicación local y remota.
- Precisión:  $\pm 5\%$
- Requerimientos eléctricos: 90-250Vac, 47-63Hz, 150W, 8 A max.

Una foto de un equipo de este tipo se puede apreciar en la figura N° 5.6, asimismo una foto del uso del equipo con sus resultados gráficos se puede apreciar en la figura N° 5.7.







## **CAPITULO VI**

### **AUTOMATIZACIÓN DE LA INTERPRETACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS Y APLICACIÓN EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE ELECTROANDES S.A.**

#### **6.1 Hoja de cálculo para diagnóstico de transformadores**

Con el fin de interpretar los resultados emitidos y corroborar las recomendaciones remitidas por los laboratorios encargados del análisis cromatográfico de los transformadores de potencia, se ha elaborado una simple hoja de cálculo para el diagnóstico de los transformadores de acuerdo a las cuatro metodologías mencionadas en el capítulo III del presente informe.

Para comprender la hoja de cálculos se ha desarrollado un ejemplo cualquiera cuyo detalle para el llenado e interpretación de la hoja de cálculo realizada en Excel es el siguiente:

##### **6.1.1.- Llenado de la cantidad de gases en partes por millón (ppm) del reporte de laboratorio**

El orden de la cantidad de gases remitidos se ha elaborado en función del laboratorio Morgan Schaffer de Canadá. Se deberán llenar en los cuadros de cantidad de gases de acuerdo al reporte del laboratorio, lo cuál servirá para realizar el diagnóstico utilizando los 4 métodos. Ver la figura N° 6.1.

##### **6.1.2.- Método 1.- Método por cantidad de gases combustibles (Total de GC)**

El cálculo de la cantidad total de gases combustibles se realiza automáticamente así como la interpretación del mismo. Ver figura 6.2.

##### **6.1.3.- Método 2.- Método por interpretación cualitativa y cuantitativa (Gas Clave)**

El cálculo porcentual de gases y la gráfica se realiza automáticamente, con lo cuál para obtener la interpretación de la gráfica se tiene que comparar esta con las gráficas

estándares del método que se detallan en el capítulo III del presente informe. Ver figura 6.3.

GASES		G.C.	G. N. C.
Hidrogeno :	H2	70	
Oxigeno :	O2		15 500
Nitrogeno :	N2		37 300
Monox. De Carb.	CO	129	
Metano :	CH4	1 210	
Dioxid. De Carb.	CO2		1 500
Etileno :	C2H4	6 940	
Etano :	C2H6	1 260	
Acetileno :	C2H2	123	

Fig. 6.1 – Cuadro de datos de los resultados de la prueba cromatográfica de gases

#### METODO 1:

Total G.C. :

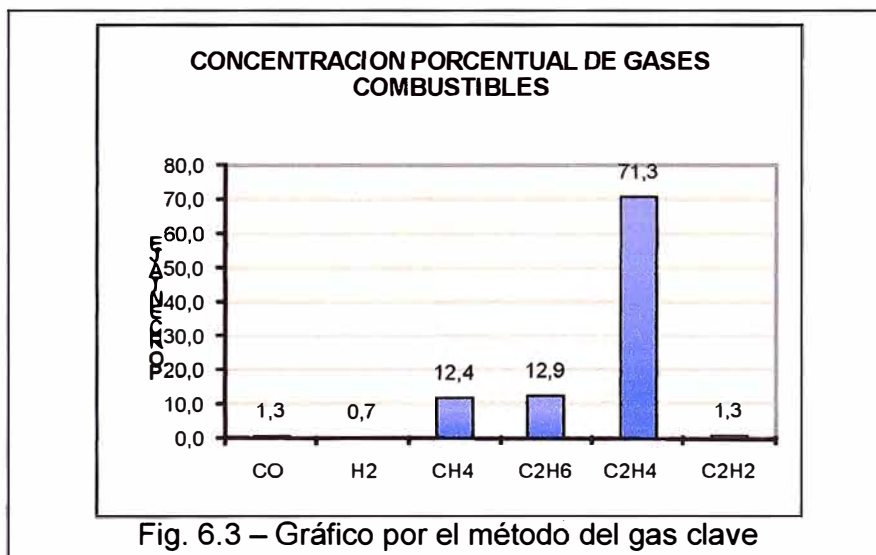
9 732

Total G.N.C. :

54 300

METODO 1: Falla sustancial, repetir análisis más frecuente, efectuar inspección interna

Fig. 6.2 – Cálculo de gases combustibles e interpretación



#### 6.1.4.- Método 3.- Método de Análisis de relación (Método de relación de Rogers)

Los cálculos de las relaciones de gases de este método se realizan automáticamente, así como la interpretación de los resultados obtenidos. Ver figura 6.4.

	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6
<b>Relación obtenida</b>	0,02	17,29	5,51
<b>Clasificación</b>	0,0	2,0	2,0

METODO 3: Sobrecalentamiento local del núcleo debido a concentraciones de flujo. Puntos calientes de temperatura creciente, desde pequeños puntos en el núcleo, sobrecalentamiento en el cobre debido a corrientes Foucault, malos contactos (formación de carbono por pirólisis). Hasta puntos calientes debido a corrientes de circulación entre el núcleo y carcasa.

**Fig. 6.4 – Cálculo de relaciones por método de Roggers e interpretación**

### 6.1.5.- Método 4.- Método realizado por la Universidad Estatal California EUA

En el cuadro de la figura 6.5, la cantidad de gases obtenidos de la muestra se llenan automáticamente ya que ya fueron llenados inicialmente, asimismo el diagnóstico - interpretación se obtienen automáticamente de acuerdo a la metodología detallada en el capítulo III del presente informe.

GASES	VALORES DE REFERENCIA EN PPM		CANTIDAD REAL EN PPM	DIAGNÓSTICO	INTERPRETACIÓN
	NORMAL	ANORMAL			
H2	<150	> 1 000	70	Aceptable	sin falla interna
CH4	<25	> 80	1 210	Inaceptable	Centelleamiento
C2H6	<10	> 35	1 260	Inaceptable	Sobrecalentamiento local
C2H4	<20	> 100	6 940	Inaceptable	Sobrecalentamiento severo
CO	<500	> 1 000	129	Aceptable	sin falla interna
CO2	< 10 000	> 15 000	1 500	Aceptable	sin falla interna
N2	< 10%	Desconocido	58,3%	Questionable	hay posibilidad de una falla interna
O2	<3,5%	Desconocido	24,2%	Questionable	hay posibilidad de una falla interna

**Fig. 6.5 – Análisis por el método de la Universidad Estatal California EUA**

### 6.1.6.- Vista general de la hoja de cálculo

La vista general de la hoja de cálculo aplicada a un ejemplo cualquiera se puede apreciar en la figura 6.6.

## 6.2.- Aplicaciones en los Transformadores de Potencia de Electroandes S.A.

### 6.2.1.- Caso Subestación Malpaso

En el año 2001, cuando el laboratorio encargado de realizar del análisis cromatográfico de los transformadores de Electroandes S.A. remitió los resultado se analizó por los métodos detallados en el capítulo III, por lo cuál se diagnosticó que un transformador de



## REPORTE Y ANALISIS DE GASES DISUELTOS

### IDENTIFICACION DE LA MUESTRA

Fecha Muestreo :	5/12/2005
Fecha Analisis :	19/12/2005
Jeringa N° :	1
Código Transformador:	Fase S
Marca :	General Electric

Lugar :	S.E. San Cristóbal
Año de Fabricación :	1940
Potencia :	1 MVA
Relación de transformación:	50/4,16 KV
Número de Serie:	481 1002

### DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA

#### GASES

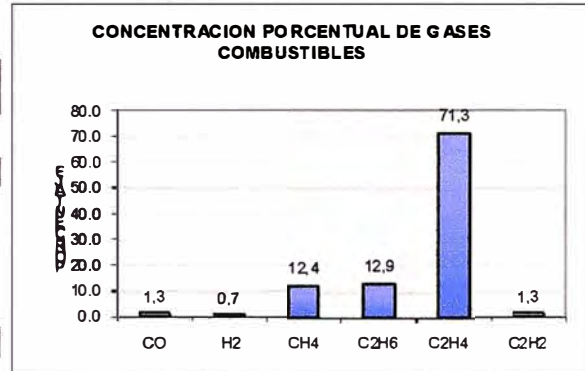
		G.C.	G. N. C.
Hidrogeno :	H2	70	
Oxigeno :	O2		15 500
Nitrogeno :	N2		37 300
Monox. De Carb.	CO	129	
Metano :	CH4	1 210	
Dioxid. De Carb.	CO2		1 500
Etileno :	C2H4	6 940	
Etano :	C2H6	1 260	
Acetileno :	C2H2	123	

#### METODO 1:

Total G.C. :	9 732
Total G.N.C. :	54 300

Total contenido de gas % 6,4032

#### METODO 2:



#### METODO 3:

	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6
Relación obtenida	0,02	17,29	5,51
Clasificación	0,0	2,0	2,0

#### METODO 4:

### ANALISIS DE RESULTADOS

GASES	VALORES DE REFERENCIA EN PPM		CANTIDAD REAL EN PPM	DIAGNÓSTICO	INTERPRETACIÓN
	NORMAL	ANORMAL			
H2	< 150	> 1 000	70	Aceptable	sin falla interna
CH4	< 25	> 80	1 210	Inaceptable	Centelleamiento
C2H6	< 10	> 35	1 260	Inaceptable	Sobrecalentamiento local
C2H4	< 20	> 100	6 940	Inaceptable	Sobrecalentamiento severo
CO	< 500	> 1 000	129	Aceptable	sin falla interna
CO2	< 10 000	> 15 000	1 500	Aceptable	sin falla interna
N2	< 10%	Desconocido	58,3%	Cuestionable	hay posibilidad de una falla interna
O2	< 3,5%	Desconocido	24,2%	Cuestionable	hay posibilidad de una falla interna

#### RESUMEN:

**METODO 1:** Falla sustancial, repetir análisis más frecuente, efectuar inspección interna

**METODO 2:** Aceite sobrecalentado.

**METODO 3:** Sobrecalentamiento local del núcleo debido a concentraciones de flujo. Puntos calientes de temperatura creciente, desde pequeños puntos en el núcleo, sobrecalentamiento en el cobre debido a corrientes Foucault, malos contactos (formación de carbono por pirólisis). Hasta puntos calientes debido a corrientes de circulación entre el núcleo y carcasa.

**METODO 4:** El resultado se aprecia en el cuadro de Analisis de resultados del método

**RECOMENDACIÓN:** Realizar inspección interna

Nombre: \_\_\_\_\_

Fecha de Reporte: \_\_\_\_\_

Firma: \_\_\_\_\_

Fig. 6.6 – Vista general de hoja de cálculo para diagnóstico de transformadores por análisis cromatográfico

la Subestación Malpaso, tenía algún problema interno y se recomendaba repetir análisis más frecuente y realizar el mantenimiento correspondiente al transformador.

Los datos del reporte del análisis cromatográfico han sido introducidos a la hoja de cálculo y se puede apreciar los resultados del diagnóstico de la hoja de cálculo en la figura 6.7.

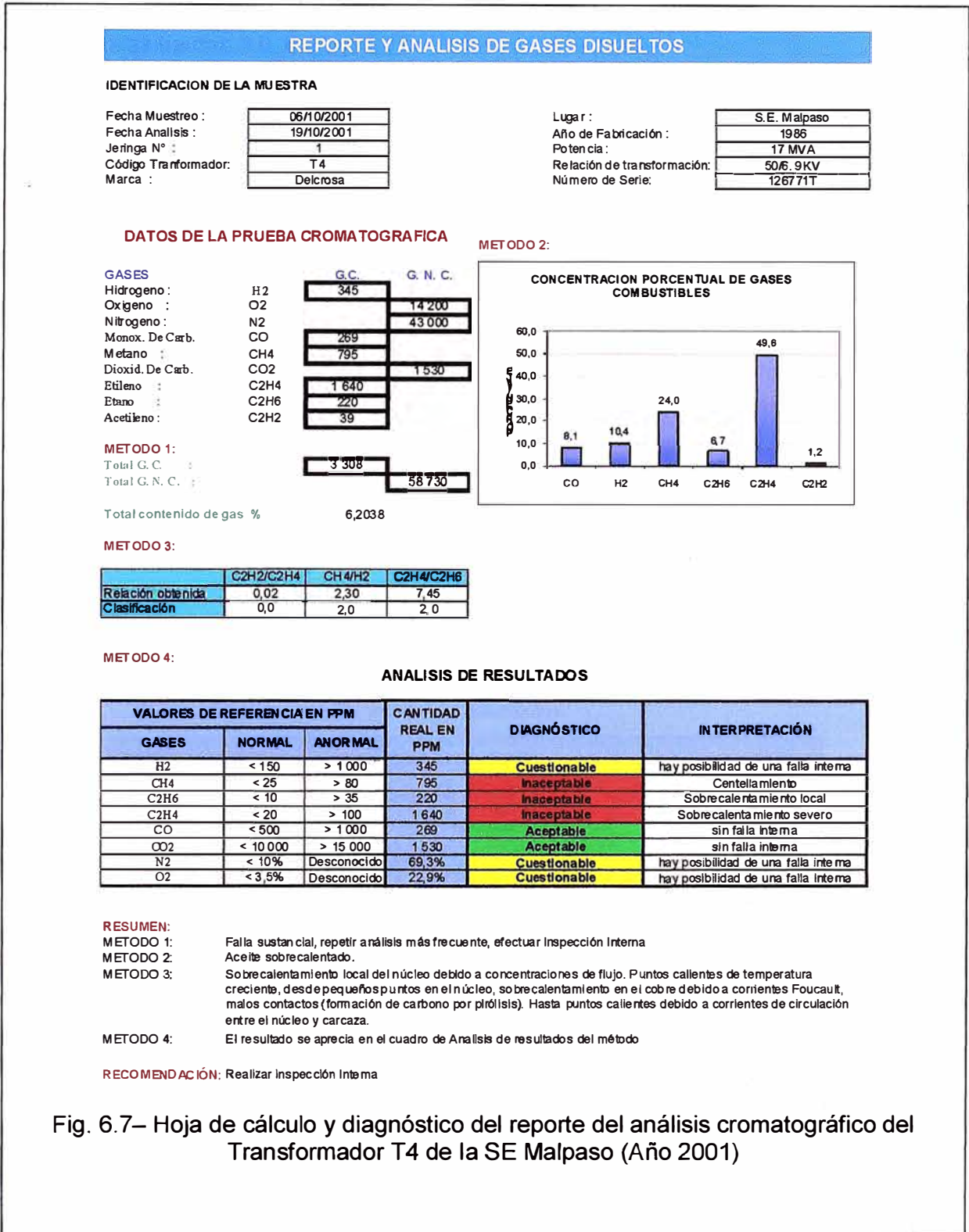


Fig. 6.7– Hoja de cálculo y diagnóstico del reporte del análisis cromatográfico del Transformador T4 de la SE Malpaso (Año 2001)

En el año 2002, se realizó nuevamente el análisis cromatográfico del transformador diagnosticándose aún problemas internos. La hoja de cálculo con su diagnóstico de este nuevo reporte se puede apreciar en la figura 6.8.

Al desmontar el transformador para la inspección correspondiente se detectó que había un contacto flojo, lo cuál producía el punto caliente que generaba la falla que se detectó con el análisis cromatográfico. Las fotos del desmontaje y del contacto se pueden apreciar en las figuras 6.9, 6.10 y 6.11.

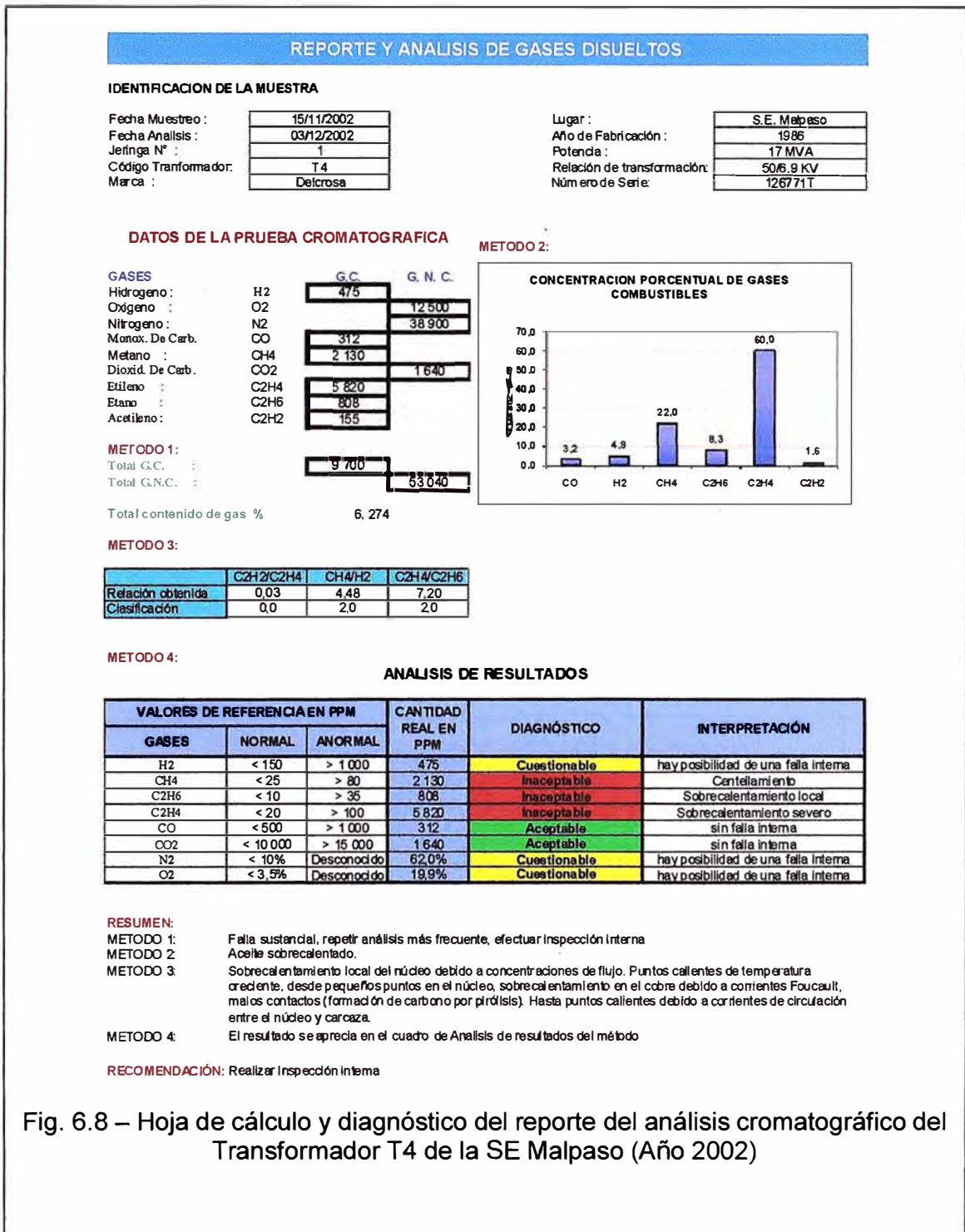






Fig. 6.9 – Desmontaje del transformador

Luego de encontrar el contacto con falla se cambió el mismo, se montó el transformador nuevamente y se puso en servicio. Posteriormente en el año 2003 se realizó nuevamente un análisis cromatográfico obteniéndose el diagnóstico del transformador sin fallas. Se puede apreciar la hoja de cálculo y su diagnóstico en la figura 6.12.



Fig. 6.10 – Contacto carbonizado



Fig. 6.11 – Detalle del contacto carbonizado

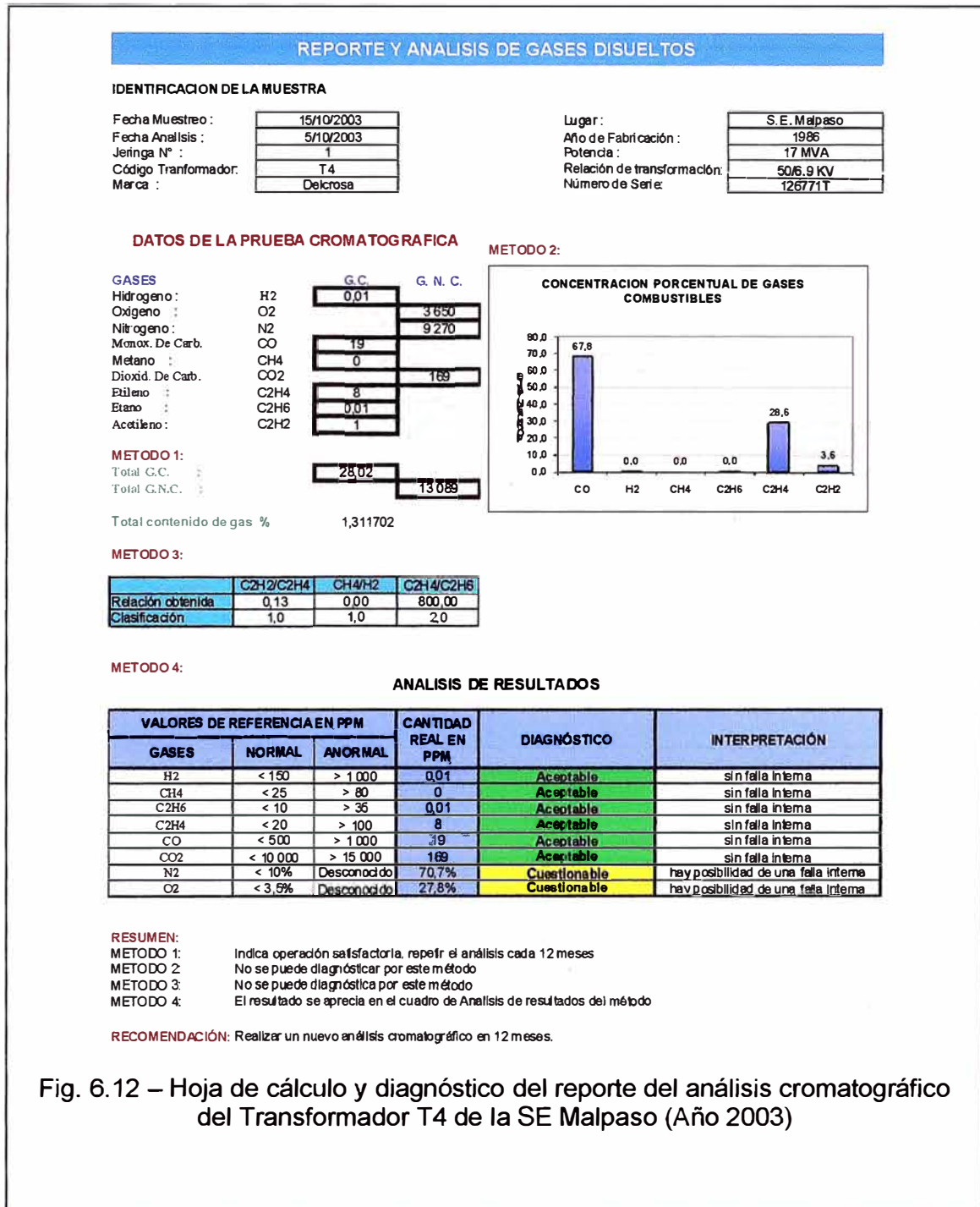


Fig. 6.12 – Hoja de cálculo y diagnóstico del reporte del análisis cromatográfico del Transformador T4 de la SE Malpaso (Año 2003)

## 6.2.2.- Caso Subestación San Cristobal

En el año 2005, cuando el laboratorio encargado de realizar del análisis cromatográfico de los transformadores de Electroandres S.A. remitió los resultado se analizó por los métodos detallados en el capítulo III, por lo cuál se diagnosticó que un transformador de la Subestación San Cristobal, tenía algún problema interno y se recomendaba repetir un análisis más frecuente y realizar el mantenimiento correspondiente al transformador.

Los datos del reporte del análisis cromatográfico (ver figura 6.13) han sido introducidos a la hoja de cálculo y se puede apreciar los resultados del diagnóstico de la hoja de cálculo en la figura 6.14.

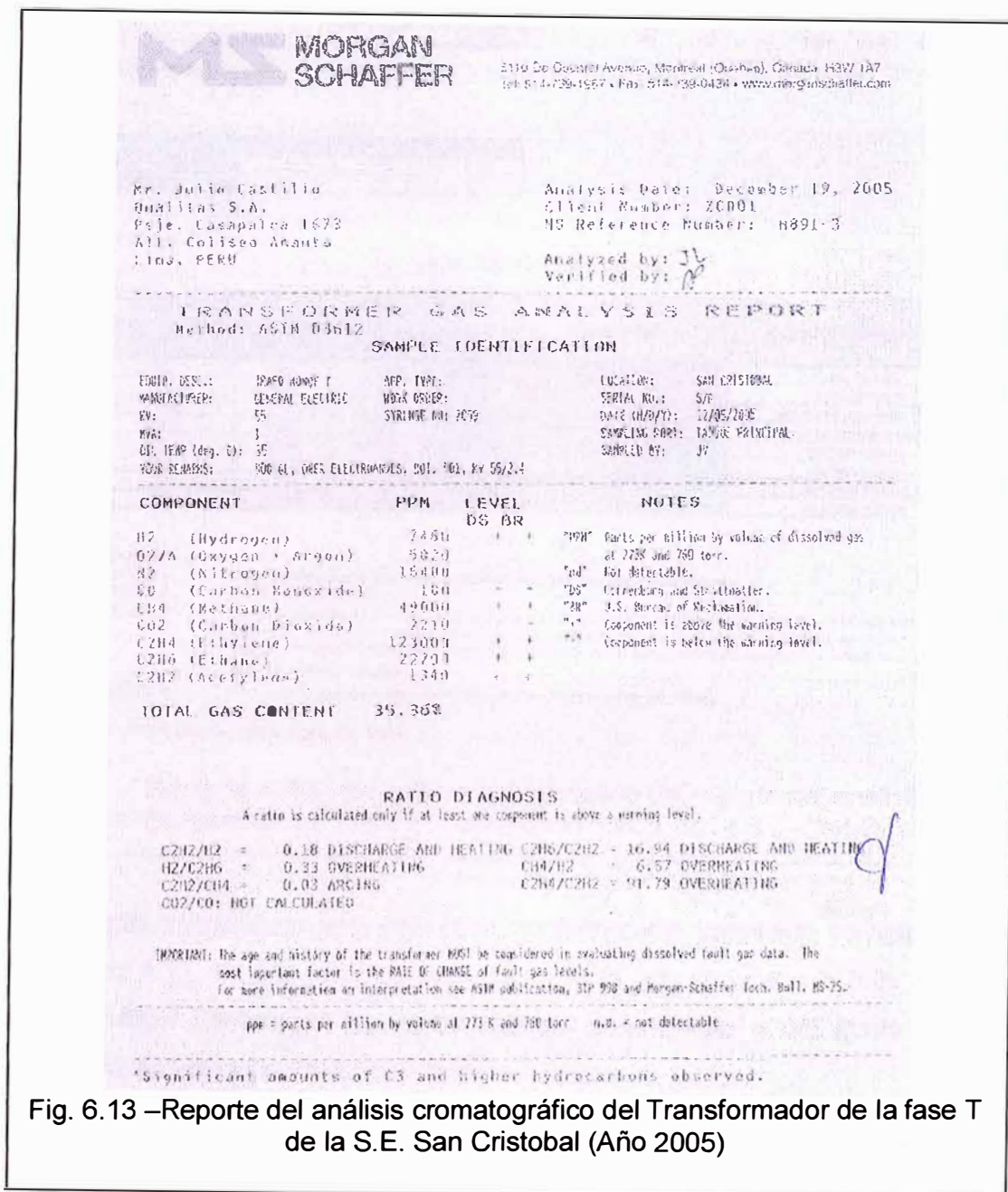


Fig. 6.13 –Reporte del análisis cromatográfico del Transformador de la fase T de la S.E. San Cristobal (Año 2005)



## REPORTE Y ANALISIS DE GASES DISUELTOS

### IDENTIFICACION DE LA MUESTRA

Fecha Muestreo :	06/12/2005
Fecha Analisis :	19/12/2005
Jeringa N° :	1
Código Transformador:	Fase T
Marca :	General Electric

Lugar :	S.E. San Cristóbal
Año de Fabricación :	1940
Potencia :	1 MVA
Relación de transformación:	50/4.16 KV
Número de Serie:	300423 veritas

### DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA

METODO 2:

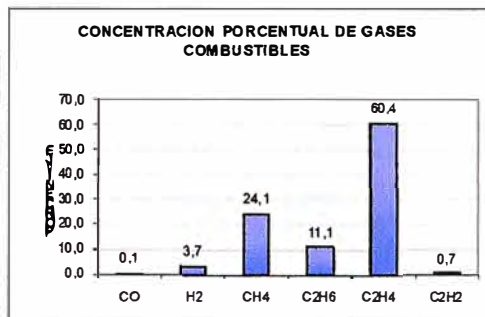
#### GASES

		G. C.	G. N. C.
Hidrogeno :	H2	7 480	
Oxigeno :	O2		5 020
Nitrogeno :	N2		16 400
Monox. De Carb.	CO	180	
Metano :	CH4	49 000	
Dioxid. De Carb.	CO2		2 210
Etileno :	C2H4	123 000	
Etileno :	C2H6	22 700	
Acetileno :	C2H2	1 340	

#### METODO 1:

Total G.C. :	203 680
Total G.N.C. :	23 630

Total contenido de gas % 22,731



#### METODO 3:

	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6
Relación obtenida	0,01	6,57	5,42
Clasificación	0,0	2,0	2,0

#### METODO 4:

### ANALISIS DE RESULTADOS

GASES	VALORES DE REFERENCIA EN PPM		CANTIDAD REAL EN PPM	DIAGNÓSTICO	INTERPRETACIÓN
	NORMAL	ANORMAL			
H2	< 150	> 1 000	7 480	Inaceptable	Arco, corona.
CH4	< 25	> 80	49 000	Inaceptable	Centelleamiento
C2H6	< 10	> 35	22 700	Inaceptable	Sobrecalentamiento local
C2H4	< 20	> 100	123 000	Inaceptable	Sobrecalentamiento severo
CO	< 500	> 1 000	180	Aceptable	sin falla interna
CO2	< 10 000	> 15 000	2 210	Aceptable	sin falla interna
N2	< 10%	Desconocido	7,2%	Aceptable	sin falla interna
O2	< 3,5%	Desconocido	2,2%	Aceptable	sin falla interna

#### RESUMEN:

METODO 1:	Falla sustancial, repetir análisis más frecuente, efectuar inspección interna
METODO 2:	Aceite sobrecalentado.
METODO 3:	Sobrecalentamiento local del núcleo debido a concentraciones de flujo. Puntos calientes de temperatura creciente, desde pequeños puntos en el núcleo, sobrecalentamiento en el cobre debido a corrientes Foucault, malos contactos (formación de carbono por pirólisis). Hasta puntos calientes debido a corrientes de circulación entre el núcleo y carcasa.
METODO 4:	El resultado se aprecia en el cuadro de Analisis de resultados del método

**RECOMENDACIÓN:** Realizar inspección interna

Fig. 6.14 – Hoja de cálculo y diagnóstico del reporte del análisis cromatográfico del Transformador de la fase T de la S.E. San Cristobal

Al desmontar el transformador para la inspección correspondiente se detectó que había un contacto flojo, lo cuál producía el punto caliente que generaba la falla que se detectó con el análisis cromatográfico. Las fotos del desmontaje y del contacto se pueden apreciar en las figuras 6.15, 6.16 y 6.17.

Luego de encontrar el contacto con falla se cambió el mismo, se montó el transformador nuevamente y se puso en servicio. Posteriormente en el año 2006 se realizó nuevamente un análisis cromatográfico obteniéndose el diagnóstico del transformador sin fallas.



Fig. 6.15 – Foto del transformador de la Subestación San Cristobal que fue desmontado para la inspección correspondiente.



Fig. 6.16 – Foto del proceso de desmontaje del transformador fase T de la Subestación San Cristobal.



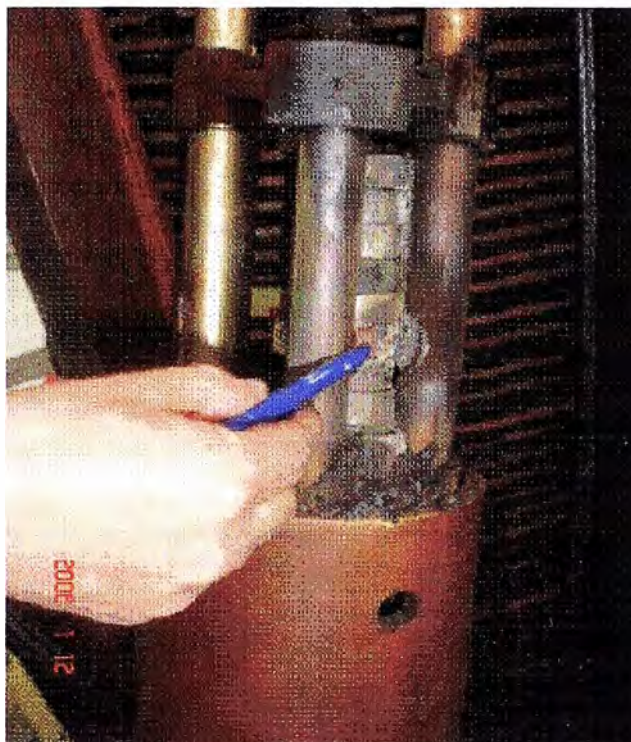


Fig. 6.17 – Foto del punto caliente del transformador fase T de la Subestación San Cristobal.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Como se ha podido apreciar los métodos de diagnóstico de transformadores de potencia por análisis cromatográfico están basados principalmente en métodos estadísticos, asimismo se concluye que ningún método es cien por ciento confiable, por lo cuál para diagnosticar un transformador de potencia se recomienda que se evalúe por varias metodologías para obtener un diagnóstico más confiable.
2. Se concluye que los equipos de monitoreo de gas en línea cada vez son más completos e inclusive al contar con su software de diagnóstico se puede recomendar que sean instalados en los transformadores de las subestaciones más importantes de una empresa del sector eléctrico ya que se pueden ajustar las alarmas y disparos que sean necesarios e inclusive debido a su alto grado de comunicación se podría monitorear vía remota.
3. Para las empresas del sector eléctrico que cuenten con una gran cantidad de transformadores de potencia se puede concluir que puede ser muy útil un equipo portátil de monitoreo que es prácticamente un laboratorio de análisis cromatográfico portátil, por lo cual se recomienda la adquisición de este equipo ya que puede realizar la cantidad de pruebas que sean necesarios de todos los transformadores de empresas de este tipo en situ, ahorrándose una gran cantidad de tiempo y dinero, ya que se evitaría contratar y llevar las muestras de aceite de transformadores a laboratorios que se encuentran ubicados en Lima o en el extranjero, asimismo se evitaría la adquisición de los equipos de monitoreo en línea que son sumamente costosos.
4. Se concluye que automatizar los métodos de interpretación y diagnóstico de un transformador de potencia es muy útil, ya que permite ahorrar tiempo y puede evitar alguna posible confusión al momento de revisar las tablas para realizar la interpretación de acuerdo a los métodos, por lo cuál se recomienda a los ingenieros que laboran como responsables del mantenimiento de los subestaciones de transmisión que elaboren hojas de cálculos similares para el diagnóstico de los transformadores de potencia.

5. Se concluye que el proyecto de Norma DGE “Ensayos de campo para el diagnóstico de equipos eléctricos de potencia” elaborada por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM) no diagnóstica el estado del transformador sino solo recomienda en función a la cantidad de gases. Asimismo se concluye que hay una contradicción o no esta adecuadamente aclarado el tema de la frecuencia de muestreo, ya que en una parte indica que debe ser como mínimo una vez al año y de acuerdo a sus tablas los intervalos de muestra indica que deberían ser hasta diarios dependiendo de la condición del transformador, por lo cuál se recomienda a la DGE que aclare el tema al momento de emitir la Norma.
  
6. Se concluye que de acuerdo a lo indicado en el proyecto de Norma DGE “Ensayos de campo para el diagnóstico de equipos eléctricos de potencia”, en el peor de los casos se deberían realizar hasta muestreos y diagnósticos diarios con lo cuál la DGE estaría exigiendo prácticamente a las empresas concesionarias de Generación, Transmisión y Distribución la adquisición de equipos en línea de monitoreo de gases o un equipos portátil de medición de gases, por lo cuál se recomienda la adquisición de los mismos en caso entre en vigencia la norma con estas condiciones.

## **BIBLIOGRAFÍA**

- 1. Milan Milash, “Mantenimiento de transformadores en líquido aislante”, Editora Edgard Blücher Ltda. - Brasil, 1984.**
- 2. Horning, Kelly, Myers (división de S.D. Myers – USA), “Guía de Mantenimiento de transformadores”, Instituto de Mantenimiento del Transformador – USA, 2001.**
- 3. IEEE, “Estándar IEEE C57.104 -1991”, USA, 1991.**
- 4. DGE del MEM, “Proyecto de Norma DGE Ensayos de campo para el diagnóstico de equipos eléctricos de potencia”, Perú, 2006.**

# **ANEXOS**

# **ANEXO A**

**DOCUMENTOS PRINCIPALES DEL  
PROYECTO DE NORMA DE LA DGE  
APLICADO A TRANSFORMADORES DE  
POTENCIA**

**Frecuencias:**

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del primario es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario está entre 36 kV y 75 kV .

**6.3.3 Color**

**Objetivo:** Determinar el color del aceite, indica un cambio relativo en el aceite durante su uso.

**Método:** No descrito.

**Equipos:** Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

**Interpretación:**

Para una adecuada interpretación de los resultados véase la Tabla 5:

**Tabla 5 – Interpretación de la Condición del Aceite**

Número comparador de color	Color ASTM	Condición del Aceite
0,00 - 0,50	Claro	Aceite nuevo
0,50 - 1,00	Amarillo pálido	Buena condición
1,00 - 2,50	Amarillo	Aceite envejecido en servicio
2,50 - 4,00	Amarillo brillante	Condición marginal
4,00 - 5,50	Ámbar	Condición mala
5,50 - 7,00	Marrón	Condición severa (regenerar aceite)
7,00 - 8,50	Marrón oscuro	Condición extrema (desechar aceite)

**Frecuencias:**

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del primario es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario está entre 36 kV y 75 kV .

**6.3.4 Gas Disuelto**

**Objetivo:** Determinar la cantidad de gases específicos generados en el transformador lleno de aceite en servicio. Ciertas combinaciones y cantidades de este gas generado son la primera indicación de un posible mal funcionamiento que eventualmente puede conducir a una falla si no es corregida.

**Método:** La muestra debe ser obtenida usando jeringas especiales que garanticen una muestra libre de contaminación externa. Este ensayo se debe realizar en un ambiente de laboratorio.



**Equipos:** Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

**Interpretación:** Considerar los siguientes criterios de evaluación, junto con las Tablas 6, 7 y 8.

Se consideran cuatro niveles para clasificar los riesgos para el transformador, cuando no hay un historial previo de gases disueltos.

Condición 1: La Concentración Total de Gases Disueltos (TDCG) indica que el transformador está operando satisfactoriamente.

Condición 2: La Concentración Total de Gases Disueltos (TDCG) indica que el nivel de gas combustible es mayor que el normal.

Condición 3: La Concentración Total de Gases Disueltos (TDCG) indica un alto nivel de descomposición.

Condición 4: La Concentración Total de Gases Disueltos (TDCG) indica una excesiva descomposición. La continua operación podría resultar en una falla del transformador.

La Tabla 6 lista las concentraciones de gases disueltos para los gases individuales y la Concentración Total de Gases Disueltos (TDCG) para las condiciones del 1 hasta el 4. Esta tabla es usada para simular la condición original del gas en un nuevo equipo o un transformador recientemente reparado o usado si no hay ensayos anteriores de gases disueltos o si no hay un historial reciente.

**Tabla 6 – Concentración de gases disueltos**

Estado	Límites de concentración de referencia de gases disueltos (ppm)							
	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	TDCG
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

La Tabla 7 indica los intervalos de muestreo y el procedimiento de funcionamiento iniciales recomendados para varios niveles de Total de Gas Combustible - TCG (en porcentaje).

**Tabla 7 – Acciones basadas en el Total de Gas Combustible (TCG)**

Condición	Niveles de TCG (%)	Proporción de TCG (%/Día)	Intervalos de muestra y procedimientos de operación	
			Intervalos de muestra	Procedimiento de operación
Condición 4	≥ 5	> 0,03	Diario	Considerar fuera de servicio. Consultar al fabricante.
		0,03 – 0,01	Diario	
		< 0,01	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
Condición 3	< 5 a ≥ 2	> 0,03	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
		0,03 – 0,01	Semanal	
		< 0,01	Mensual	
Condición 2	< 2 a ≥ 0,05	> 0,03	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		0,03 – 0,01	Mensual	
		< 0,01	Trimestral	
Condición 1	< 0,05	> 0,03	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		0,03 – 0,01	Trimestral	
		< 0,01	Anual	

La Tabla 8 recomienda los intervalos de muestra iniciales y procedimientos de operación de varios niveles de TDCG (en ppm). Un incremento en la proporción de generación de gas indica un problema de incremento de severidad; por lo tanto, un intervalo más corto entre muestras.

**Tabla 8 – Acciones basadas en la Concentración Total de Gases Disueltos (TDCG)**

Condición	Niveles de TDCG (ppm)	Proporción de TDCG (ppm/Día)	Intervalos de muestra y procedimientos de operación para proporción de gases generados	
			Intervalos de muestra	Procedimiento de operación
Condición 4	> 4 630	> 30	Diario	Considerar fuera de servicio. Consultar al fabricante.
		10 – 30	Diario	
		< 10	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
Condición 3	1 921 - 4 630	> 30	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
		10 – 30	Semanal	
		< 10	Mensual	
Condición 2	721 – 1 920	> 30	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		10 – 30	Mensual	
		< 10	Trimestral	
Condición 1	≤ 0,05	> 30	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		10 – 30	Trimestral	
		< 10	Anual	Continuar operación normal.

**Frecuencias:**

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del primario es mayor o igual que 75 kV
- b) Como mínimo una vez cada 1 año para transformadores cuya tensión nominal del lado primario está entre 36 kV y 75 kV .

**6.3.5 Tensión Interfacial (ITF)**

**Objetivo:** Indicar la tensión superficial entre un aislamiento eléctrico de aceite y el agua. Proporcionar un medio de detección de contaminantes polares solubles y productos del deterioro del aceite.

**Método:** Este ensayo puede ser realizado satisfactoriamente en el campo, como también en un ambiente de laboratorio.

**Equipo:** Tensiómetro.

# **ANEXO B**

**CATÁLOGOS DE EQUIPOS DE MONITOREO  
DE GASES EN LINEA**



kelman



**MINITRANS**  
Cost-Effective DGA  
Transformer Monitoring  
System



# MINITRANS

## Hydrogen, Acetylene, Carbon Monoxide, and Moisture Monitor

**MINITRANS** is a cost effective on-line DGA system from Kelman that monitors Hydrogen ( $H_2$ ), Acetylene ( $C_2H_2$ ), Carbon Monoxide (CO), and Water ( $H_2O$ ) in oil.

Analyzing these gases allows the user to detect developing faults in their infancy, therefore warning the user to the earliest possible stage.

**MINITRANS** is easily installed with an oil inlet and return valve. Extensive communications options also give the user flexibility in how to handle data.

### Kelman Perception

PC software that allows downloading, graphical display, trending and analysis of results (fig.1). Analysis of results using gas levels, ratios and rates of change. Optional automatic downloading of data at user - configurable intervals.

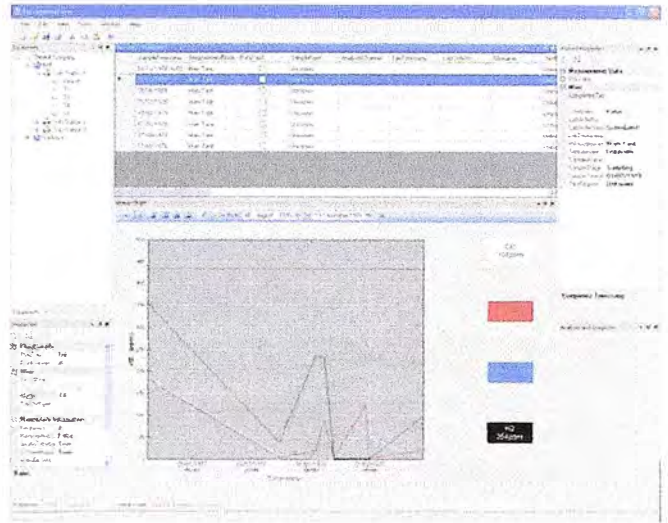


Fig 1. Perception display from power transformer installation

## Detect transformer fault activity at the earliest possible stage

MINITRANS uses photo-acoustic spectroscopy to give highly reliable results. Discrete sampling gives more rapid response to gas rises. No averaging of DGA results over time.



Fig 2. MINITRANS

### Key Features

- Reliable gas extraction – no membranes
- Hourly sampling – real time analysis
- Extensive comms and alarm options
- Simple installation
- No consumables
- Minimal maintenance



# TECHNICAL SPECIFICATION

PARAMETER	VALUE/MEETS
<b>GAS MEASURED</b>	<b>MEASUREMENT RANGE (ppm)</b>
Hydrogen (H <sub>2</sub> )	5 - 5,000 ppm
Acetylene (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	3 - 50,000 ppm
Carbon Monoxide (CO)	10 - 50,000 ppm
<b>ACCURACY</b>	± 10%
<b>MOISTURE (H<sub>2</sub>O)</b>	0-100% RS (given at 25°C, or at measured oil temp, given in ppm)
<b>ENVIRONMENTAL</b>	
<b>EXTERNAL TEMPERATURE RANGE</b>	-40°C to 55°C
<b>OIL TEMPERATURE RANGE</b>	-40°C to 120°C
<b>OPERATING HUMIDITY</b>	10 - 95% RH non-condensing
<b>ENCLOSURE</b>	IP55
<b>OIL PRESSURE</b>	vacuum - 300kPa (vacuum - 45psig)
<b>WEIGHT</b>	35 Kgs
<b>POWER REQUIREMENTS</b>	90 - 250Vac; 47 - 63Hz; 150W; 8A max. Single phase Alarm Relays: NO and NC provided, 5A 250VAC, 5A 30VDC
<b>MEASUREMENT FREQUENCY</b>	Variable - 1 per hour to 1 per day





**Head Office**  
Kelman Ltd.  
Lissue Industrial Estate East  
Lissue Road  
Lisburn BT28 2RB  
United Kingdom

Tel: +44 (0) 28 9262 2915  
Fax: +44 (0) 28 9262 2202  
E-mail: [mail@kelman.co.uk](mailto:mail@kelman.co.uk)  
Web: [kelman.co.uk](http://kelman.co.uk)  
Company Reg. No. NI 27892



**Kelman Africa**  
E-mail: [mail@kelman-africa.com](mailto:mail@kelman-africa.com)  
Web: [kelman-africa.com](http://kelman-africa.com)



**Kelman Europe**  
E-mail: [mail@kelman-eu.com](mailto:mail@kelman-eu.com)  
Web: [kelman-eu.com](http://kelman-eu.com)



**Kelman Russia**  
E-mail: [mail@kelman-russia.com](mailto:mail@kelman-russia.com)  
Web: [kelman-russia.com](http://kelman-russia.com)



**Kelman Brasil**  
E-mail: [mail@kelman-brasil.com](mailto:mail@kelman-brasil.com)  
Web: [kelman-brasil.com](http://kelman-brasil.com)



**Kelman India**  
E-mail: [mail@kelman-india.com](mailto:mail@kelman-india.com)  
Web: [kelman-india.com](http://kelman-india.com)



**Kelman SE Asia**  
E-mail: [mail@kelman-seasia.com](mailto:mail@kelman-seasia.com)  
Web: [kelman-seasia.com](http://kelman-seasia.com)



**Kelman Canada**  
E-mail: [mail@kelman-canada.com](mailto:mail@kelman-canada.com)  
Web: [kelman-canada.com](http://kelman-canada.com)



**Kelman Japan**  
E-mail: [mail@kelman-japan.com](mailto:mail@kelman-japan.com)  
Web: [kelman-japan.com](http://kelman-japan.com)



**Kelman Ukraine**  
E-mail: [mail@kelman-ukraine.com](mailto:mail@kelman-ukraine.com)  
Web: [kelman-ukraine.com](http://kelman-ukraine.com)



**Kelman Chile**  
E-mail: [mail@kelman-chile.com](mailto:mail@kelman-chile.com)  
Web: [kelman-chile.com](http://kelman-chile.com)



**Kelman Middle East**  
E-mail: [mail@kelman-me.com](mailto:mail@kelman-me.com)  
Web: [kelman-me.com](http://kelman-me.com)



**Kelman UK**  
E-mail: [mail@kelman-uk.com](mailto:mail@kelman-uk.com)  
Web: [kelman-uk.com](http://kelman-uk.com)



**Kelman China**  
E-mail: [mail@kelman-china.com](mailto:mail@kelman-china.com)  
Web: [kelman-china.com](http://kelman-china.com)



**Kelman Mexico**  
E-mail: [mail@kelman-mexico.com](mailto:mail@kelman-mexico.com)  
Web: [kelman-mexico.com](http://kelman-mexico.com)



**Kelman USA**  
E-mail: [mail@kelman-usa.com](mailto:mail@kelman-usa.com)  
Web: [kelman-usa.com](http://kelman-usa.com)

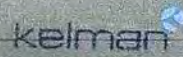


**Kelman Venezuela**  
E-mail: [mail@kelman-venezuela.com](mailto:mail@kelman-venezuela.com)  
Web: [kelman-venezuela.com](http://kelman-venezuela.com)





kelman



kelman

**TRANSFIX**  
Transformer  
Gas Analyser

**TRANSFIX**  
On-Line DGA and  
Moisture for Transformers



# TRANSFIX

Accurate knowledge of the condition of transformers is essential for all electrical networks and on-line monitoring of critical transformers is increasingly vital. This information allows valuable assets to be maximised and expensive failures to be avoided.

Dissolved Gas Analysis (DGA) and moisture measurement of the insulation oil are recognised as the most important tests for condition assessment of transformers.

- ✦ Avoid costly unplanned outages.
- ✦ Transformer faults detected in their infancy.
- ✦ Transformer output optimized safely, maximising asset.
- ✦ Transformer ageing can be calculated.
- ✦ Type of fault can be classified from results.

The **TRANSFIX** is a new generation of on-line DGA equipment giving essential insight into the condition of transformers.

Extensive field use proves that **TRANSFIX** provides reliable information and represents an invaluable tool for Asset Management:

- ✦ **DGA & Water**  
8 gases plus moisture and nitrogen.
- ✦ **No Consumables**  
No carrier gases or calibration gases required.
- ✦ **Minimal Maintenance**  
Reduces expense and inconvenience for user.
- ✦ **Comms Options**  
Extensive local and remote communications options.
- ✦ **Alarm Settings**  
Sophisticated programmable alarm system.
- ✦ **Easy Installation**  
Simple, straightforward procedures.
- ✦ **Local Display**  
LCD Display provides up to date information on site.
- ✦ **Hourly Sampling**  
Sampling rates settable down to once per hour.
- ✦ **Kelman Perception**  
PC software allows downloading, graphical display, trending and analysis of results (fig. 3). Analysis of results using gas levels, Duval's Triangle, ratios and rates of change. Optional automatic downloading of data at user-configurable intervals.
- ✦ **Load Monitoring**  
Allows results to be analysed with the loading of the transformer.
- ✦ **External Sensors**  
Additional inputs are available for transformer load sensor and up to 5 other sensors.
- ✦ **Reliable Gas Extraction**  
No use of membranes or vacuum extraction.

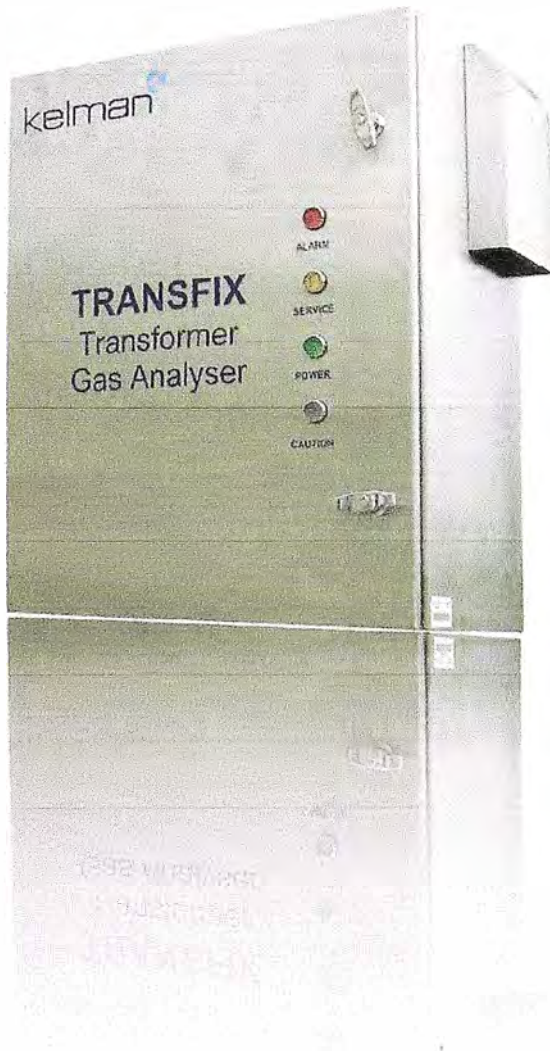


Fig 1 - TRANSFIX.

# ON-LINE DGA AND MOISTURE FOR TRANSFORMERS



Fig 2 - TRANSFIX installations

## TECHNICAL FEATURES

- ↳ Uses photo-acoustic spectroscopy to give highly reliable results.
- ↳ 8 target gases plus moisture measured.
- ↳ Estimation of nitrogen and total gas content for free breathing transformers.
- ↳ Full embedded processor – over 2 years of data at a default sampling rate of 4-hourly, stored internally.
- ↳ Non-volatile memory storage to prevent loss of data.
- ↳ Discrete sampling gives more rapid response to gas rises. No 'averaging' of DGA results.

## ALARMS

- ↳ Two Sunlight Visible front panel LED Arrays (Red and Yellow) and three Alarm Relay contacts, each user configurable.
- ↳ All alarms can be set or changed locally or remotely using Kelman **Perception** PC Software.
- ↳ Six alarm setting screens or scenarios are available that can set alarms based on the level of eight gasses, TDCG, and moisture, and rates of change for each gas.
- ↳ Each screen can activate one of three alarm relays, the red or yellow front panel indicator or send a SMS message if equipped with the optional cellular GSM or CDMA modem.
- ↳ Four dry Alarm Relay contacts (configurable). NO and NC provided; 5A 250VAC, 5A 30VDC.
- ↳ Caution mode and alarm mode can be used to increase sampling frequency.
- ↳ The alarm results of each screen are independent of the other screens.

## COMMUNICATIONS

- ↳ Two separate channels for remote communications, plus local USB connection and Ethernet connection.
- ↳ Communications protocols supported include MODBUS, MODBUS/TCP, DNP3.0 and IEC61850.
- ↳ Modules available for connection via RS232, RS485, Ethernet, PSTN modem and GSM or CDMA wireless modems.





**SENSORS**

- ◀ Transformer load sensor included.
- ◀ Up to 5 other analogue sensor inputs available, including 4-20mA input and PT100.
- ◀ Three 12 to 30VDC digital inputs.

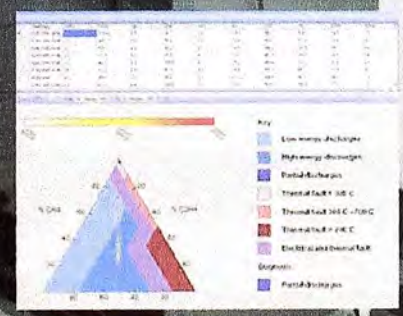
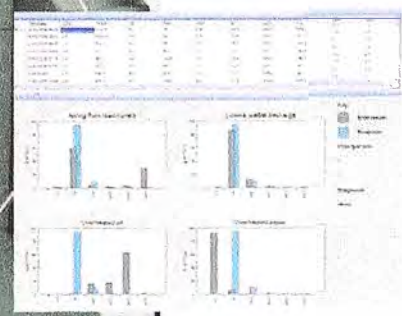
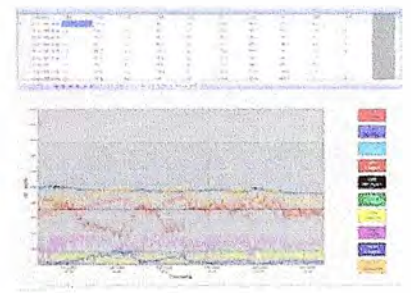


Fig 3 - Perception PC Software



kelman

# TRANSFIX Transformer Gas Analyser



ALARM



SERVICE



POWER



CAUTION

## TECHNICAL SPECIFICATION

PARAMETER	VALUE/MEETS
<b>GAS MEASURED</b>	<b>MEASUREMENT RANGE (ppm)</b>
HYDROGEN (H <sub>2</sub> )	5 - 5,000
METHANE (CH <sub>4</sub> )	2 - 50,000
ETHANE (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	2 - 50,000
ETHYLENE (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	2 - 50,000
ACETYLENE (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	0.5 - 50,000
CARBON MONOXIDE (CO)	2 - 50,000
CARBON DIOXIDE (CO <sub>2</sub> )	20 - 50,000
OXYGEN (O <sub>2</sub> )	100 - 50,000
ACCURACY	± 5% or ± LDL (whichever is greater)
WATER	0-100% RS (given at 25°C, or at measured oil temp, or ppm)
NITROGEN (N <sub>2</sub> )	10 - 150,000 ppm, accuracy ±15% (free breathing transformer)
<b>ENVIRONMENTAL</b>	
EXTERNAL TEMP RANGE	-40 to 55°C
OIL TEMPERATURE RANGE	-40 to 120°C
OPERATING HUMIDITY	10 - 95% RH non-condensing
ENCLOSURE	IP55
WEIGHT	Less than 70 Kg (155 lbs)
POWER REQUIREMENTS	90 - 250Vac; 47 - 63Hz; 150W; 8A max. Single phase Alarm Relays: NO and NC provided, 5A 250VAC, 5A 30VDC
MEASUREMENT FREQUENCY	Variable - 1 per hour to 1 per day



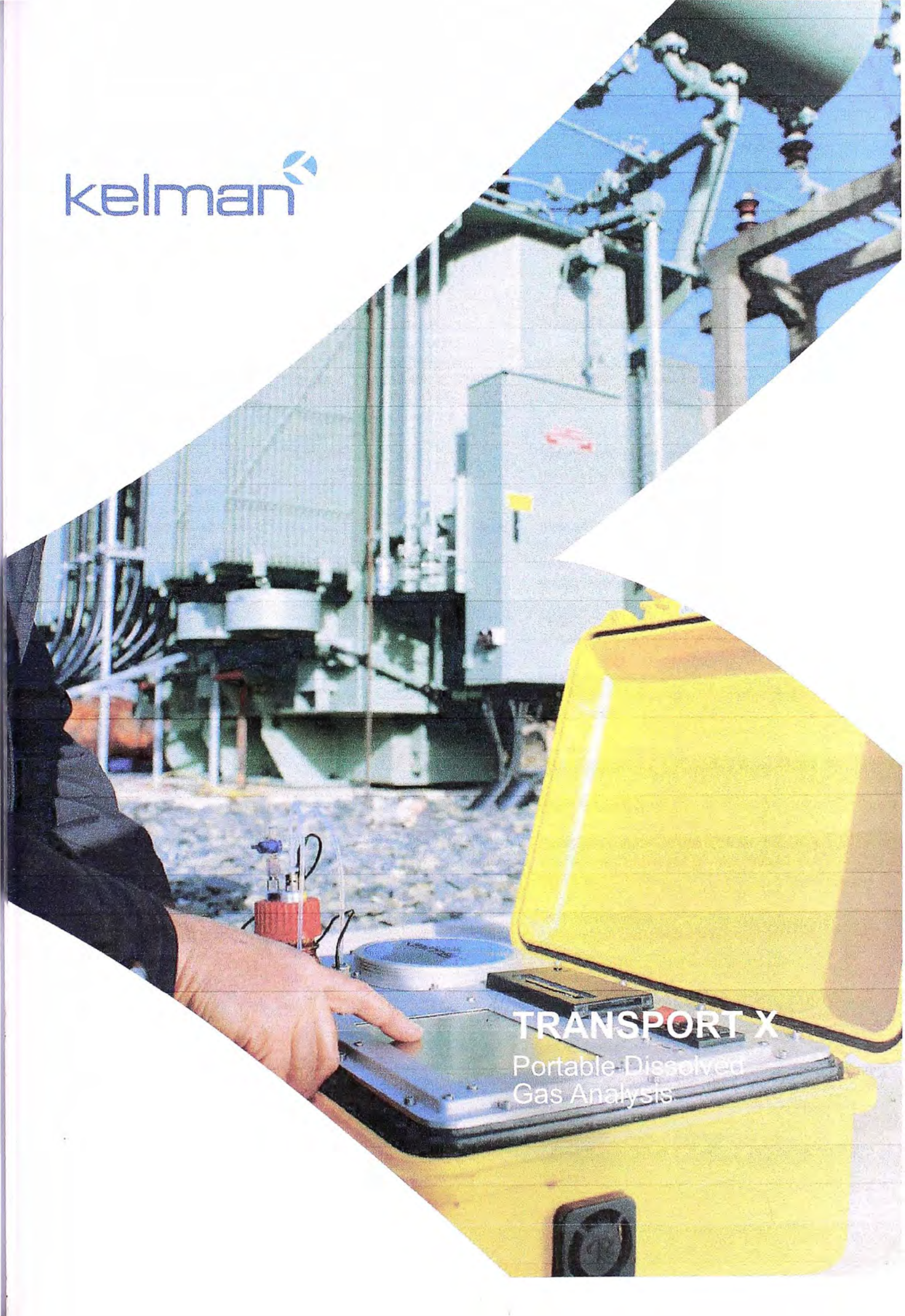




kelman

**TRANSPORT X**

Portable Dissolved  
Gas Analysis





# TRANSPORT X

Accurate knowledge of the condition of transformers is essential for all electrical networks. This information allows valuable assets to be maximised and expensive failures to be avoided.

Dissolved Gas Analysis (DGA) is an established technique and is recognised as the most important test in monitoring power transformers. It is now being successfully extended to other oil filled equipment such as tap changers and circuit breakers.

**TRANSPORT X** uses new technology to give accurate, reliable results in a matter of minutes. **TRANSPORT X** represents an invaluable tool for Asset Management and will increase the power of any DGA program.



## Features & Benefits

- **Accurate & Sensitive**  
**TRANSPORT X** has a wide detection range with excellent accuracy for all 7 fault gases.
- **Moisture Analysis**  
**TRANSPORT X** measures water content in oil and can express concentration as parts per million or relative saturation.
- **Simple**  
Extremely easy step-by-step operation. No extensive calibration, set-up or interpretation of results required.
- **Fast**  
On-site results in a matter of minutes.
- **No Consumables**  
**TRANSPORT X** requires no calibration gases or carrier gases.
- **Portable & Rugged**  
11kg (24lbs) in a rugged convenient carry case.
- **DGA Diagnostics**  
Includes DGA diagnostic algorithms - Rogers' Ratios, Duval's Triangle and IEEE Key gas. Also user settable *Caution* and *Warning* thresholds on all gases.
- **Test Gas Samples**  
Ability to test gas samples taken from Buchholz Relays.
- **PC Software**  
Includes **TransportPro** PC software package to allow storage, exporting and subsequent trending and analysis of results.
- **Extensive Worldwide User List.**
- **PERCEPTION**  
Complimentary Kelman **PERCEPTION** software with **TRANSPORT X** for trending & analysis of results.

# PORTABLE DGA ISO VED



**TRANSPORT X** uses state of the art technology to achieve unprecedented performance for DGA equipment. Extensive field and laboratory use worldwide has proven the **TRANSPORT X** gives highly reliable results and the unit is genuinely suitable for field conditions.

**TRANSPORT X** minimises the risk of carry-over between tests. With the ability to go from high gassed samples (such as tap changers) to low gassed samples (such as main tanks) with no contamination of results the user can confidently test all types of oil filled equipment.

Internal diagnostic software helps to translate ppm data into useful information. Established algorithms assist the user to analyse the condition of the transformer. The accompanying **TransportPro** PC software allows the user to download records for trending and further diagnosis.

**TRANSPORT X** represents general test equipment: accurate portable and simple

**Additional Features**

- Records compatible with **PERCEPTION** from Kelman and TOA (from DeltaX Research).
- Up to 20,000 records stored in internal memory.
- Embedded thermal printer gives hard copy of results on-site.
- Touch screen controls for easy operation.

**Additional Options**

- 'System Check Kit' for verification of unit operation.
- Gas test kit allows analysis of buchholz gas samples.
- Transit Case. Provides extra protection for air travel and transportation
- Sample Cooler. Allows hot oil samples to be cooled for testing in minutes.

**Related Products**

- **TRANSFIX** - 8 gas & moisture monitor for transformer main tank.
- **TAPTRANS** - Complete transformer DGA monitoring for both main tank & LTC.
- **MINITRANS** - 3 gas & moisture monitor for transformer main tank.

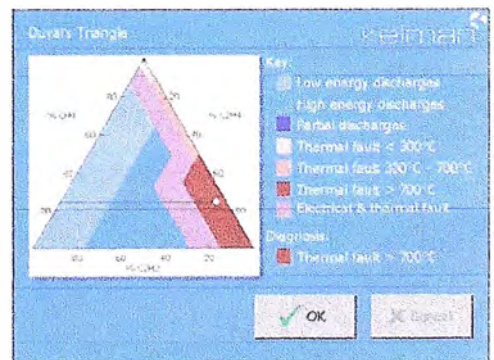
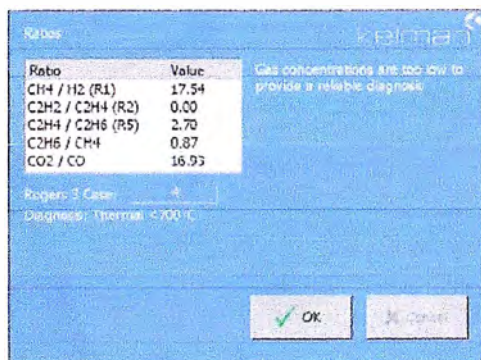
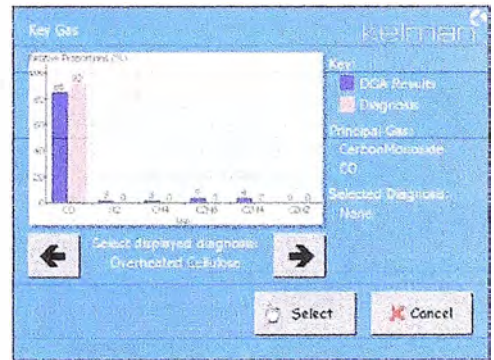
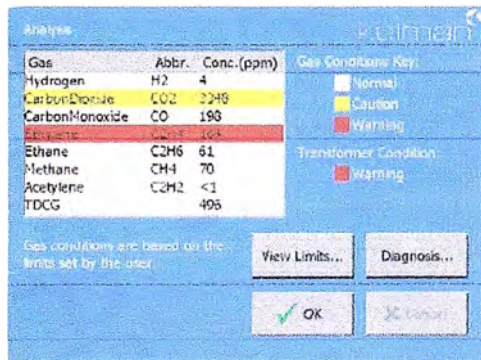


Fig 1 - Sample displays from TRANSPORT X DGA diagnostics.



# TECHNICAL SPECIFICATION

PARAMETER	VALUE/MEETS
COMPOUND	MEASUREMENT RANGE (ppm)
HYDROGEN (H <sub>2</sub> )	5 - 5,000
CARBON MONOXIDE (CO)	1 - 50,000
CARBON DIOXIDE (CO <sub>2</sub> )	2 - 50,000
METHANE (CH <sub>4</sub> )	1 - 50,000
ACETYLENE (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	1 - 50,000
ETHANE (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	1 - 50,000
ETHYLENE (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	1 - 50,000
WATER (H <sub>2</sub> O)	± 3 ppm
ACCURACY	(Note: Buchholz gas samples LDL is 100 ppm for all gases). ± 5% or ± 2 ppm (whichever is greater)
TEMPERATURE RANGE	0 - 50°C operating 10 - 30°C ambient
POWER SUPPLY	100 - 250 Vac; 47 - 63Hz; 12 W
OUTPUT DIGITAL	USB
OUTPUT HARDCOPY	2" THERMAL PRINTER
WEIGHT	11 KG (24 lbs) (unit only)
SIZE	170 X 340 X 460 mm
OIL SAMPLE VOLUME	50 ml
GAS SAMPLE VOLUME	5 ml

TRANSPORT X