

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**EXPERIENCIAS DE CAMPO EN ANALISIS  
CROMATOGRAFICO**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**RAÚL ROGER RECUAY SALAZAR**

**PROMOCIÓN  
2007- II**

**LIMA – PERÚ  
2011**

**EXPERIENCIAS DE CAMPO EN ANALISIS  
CROMATOGRAFICO**

Agradezco a mis padres por su apoyo incondicional, a mis profesores de Pregrado por la formación profesional brindada y en forma especial al Ing. Germán Ortega Vargas quien confió en mí y me guió en la elaboración de este material.

## SUMARIO

En el presente Informe de Suficiencia se trata la importancia del mantenimiento predictivo de transformadores de potencia, puntualmente desarrollando el método del Análisis Cromatográfico de Gases Disueltos en aceite dieléctrico y otro compuesto como el Furfuraldehído.

Asimismo y previo a la descripción de los métodos se presenta el debido sustento teórico y experimental de los mismos, teniendo en cuenta que, y mencionándolo, aquellos métodos son en algunos casos “aceptados” más que validados.

Se presenta además experiencias de campo, enumerándose los métodos señalados previamente y un caso en particular sobre un transformador ubicado en la S.E. Oroya Nueva perteneciente a la red de SN Power S.A. (compañía de generación eléctrica de capitales noruegos creada mediante la participación de Statkraft y Norfund), el cual fuera posteriormente un caso de siniestro, para darle atención a lo predicho por estos métodos y ver la confiabilidad que guardan los mismos en base a la metodología aplicada y a un reporte de análisis específico del tema de siniestro.

## INDICE

### PROLOGO

### CAPITULO I

<b>PLANTEAMIENTO DE INGENIERIA DEL PROBLEMA.</b>	<b>2</b>
<b>1.1 Importancia del Transformador de Potencia.</b>	<b>2</b>
<b>1.2 Tiempo de Vida de los Transformadores de Potencia.</b>	<b>3</b>
<b>1.3 Deterioro del papel aislante en el transformador de potencia.</b>	<b>4</b>
<b>1.4 Fallas más comunes en los transformadores de potencia.</b>	<b>5</b>
<b>1.5 Mantenimiento Preventivo de Transformadores de Potencia.</b>	<b>5</b>
<b>1.6 Mantenimiento Predictivo de Transformadores de Potencia.</b>	<b>6</b>

### CAPITULO II

<b>MARCO TEORICO CONCEPTUAL.</b>	<b>8</b>
<b>2.1. Aspectos Relevantes para el Análisis Cromatográfico.</b>	<b>8</b>
<b>2.1.1. Aceites Dieléctricos.</b>	<b>8</b>
<b>2.1.2. Factores que afectan al deterioro del sistema de aislamiento de un transformador aislado en aceite.</b>	<b>12</b>
<b>2.1.3. Efectos de las fallas en el transformadores sobre el aislamiento (papel – aceite).</b>	<b>14</b>
<b>2.1.4. Gases presentes en fallas de transformadores.</b>	<b>17</b>
<b>2.1.5. Correspondencia entre gases presentes en el aceite dieléctrico y fallas en el transformador.</b>	<b>18</b>
<b>2.2. Cromatografía de gases.</b>	<b>18</b>
<b>2.3. Análisis Cromatográfico de Furanos.</b>	<b>19</b>

### CAPITULO III

<b>METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA.</b>	<b>21</b>
<b>3.1. Procedimiento para extraer muestras confiables de líquido aislante para ensayos en el laboratorio.</b>	<b>21</b>
<b>3.1.1. Muestras en botellas para análisis fisicoquímico.</b>	<b>21</b>
<b>3.1.2. Muestras en jeringas para Análisis de Gases Disueltos (DGA).</b>	<b>22</b>

<b>3.2. Métodos de diagnóstico por Análisis Cromatográfico de Gases Disueltos.</b>	23
<b>3.2.1. Método de diagnóstico de Cantidad de Gases Combustibles – Total de GC.</b>	23
<b>3.2.2. Interpretación Cualitativa y Cuantitativa de Gases Disueltos. (Norma IEC-IEEE).</b>	23
<b>3.2.3. Método de Relación de Gases Combustibles.</b>	27
<b>3.3. Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite.</b>	29
<b>CAPITULO IV</b>	
<b>ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS</b>	30
<b>4.1. Cromatografía de Gases Disueltos en Aceite – Empresa ELECTROANDES</b>	30
<b>4.1.1. Caso Malpaso I</b>	30
<b>4.1.2. Caso Malpaso II</b>	31
<b>4.1.3. Caso Malpaso III</b>	32
<b>4.1.4. Caso San Cristobal I</b>	33
<b>4.1.5. Caso San Cristobal II</b>	34
<b>4.1.6. Caso Mahr Tunel I</b>	35
<b>4.1.7. Caso Mahr Tunel II</b>	36
<b>4.2. Estadísticas de reporte de falla en Mahr Tunel.</b>	37
<b>4.3. Análisis de un siniestro basados en el Análisis Cromatográfico de Gases Disueltos y de Furanos.</b>	37
<b>4.3.1. Siniestro ocurrido en la S.E. Oroya Nueva.</b>	37
<b>4.3.2. Reporte de Análisis Cromatográfico en el transformador siniestrado.</b>	39
<b>4.3.3. Detalle del Reporte de Análisis Cromatográfico.</b>	40
<b>4.3.4. Estimación de la vida remanente de un transformador.</b>	40
<b>4.3.5. Estudio de la falla del T.P. Monofásico 220/50/13,8 kV, S.E. Oroya Nueva – S.N. Power</b>	41
<b>4.4. Polémica sobre las Pruebas de furanos.</b>	43
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	45
<b>ANEXO A: REPORTE DE ANALISIS CROMATOGRAFICO DEL TRANSFORMADOR MONOFASICO ALSTHOM ATLANTIQUE (Francia) Serie N°224593-02</b>	

**ANEXO B: FRAGMENTOS DEL ESTUDIO DE LA FALLA DEL T.P.  
MONOFASICO 220/50/13,8 kV, S.E. OROYA NUEVA - S.N. POWER  
BIBLIOGRAFIA**

## **PROLOGO**

El propósito de este informe es presentar el Análisis Cromatográfico de Gases como un procedimiento recomendado para Mantenimiento Predictivo en transformadores de potencia, dado que es el transformador uno de los componentes más importantes en una instalación eléctrica.

Asimismo proveer el sustento teórico de su procedencia, los métodos usados y su importancia y como prevalece frente a otra prueba como la Prueba de Furanos dando testimonio de un caso real y la recomendación de su uso por una empresa que investiga estos casos.



# CAPITULO I

## PLANTEAMIENTO DE INGENIERIA DEL PROBLEMA

### 1.1 Importancia del Transformador de Potencia.

El transformador de potencia es uno de los componentes principales en los sistemas de potencia. Su falla implica asumir elevados costos, no solo por el reemplazo de la unidad sino por lo que se deja de percibir al no poder abastecer demandas por esta parte del sistema.

Cualquier operación, sea industrial ó comercial, delega en los transformadores la responsabilidad de manejar la energía eléctrica. Debido a esa importancia, es vital mantener operando a los transformadores de manera segura y confiable dentro del sistema eléctrico.

Debido a que los transformadores tienen muy pocas partes móviles es necesario tener en cuenta los posibles problemas que se estén presentando, sin embargo esta idea puede ocasionar daños cuantiosos en la vida útil del transformador.

Los transformadores de potencia, representan un vínculo vital en la transmisión y distribución de energía eléctrica, por ende, el mantenimiento eléctrico y cualquier otro programa que se le asocie, debe tomarlos en consideración de manera integral: el transformador y su líquido dieléctrico.

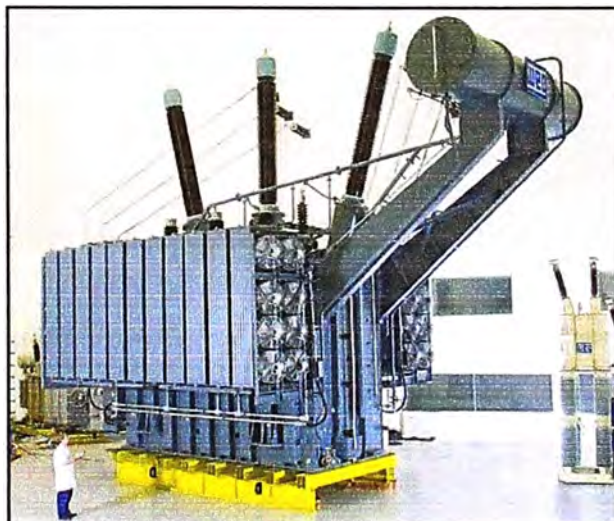


Figura 1.1: Transformador de potencia

## 1.2 Tiempo de Vida de los Transformadores de Potencia.

La vida de los transformadores de potencia es un asunto de interés para las compañías que brindan el servicio de la electricidad, fabricantes de transformadores y compañías de seguros.

El conocimiento de la vida remanente de los transformadores de potencia es un factor decisivo para gestionar el riesgo asociado con la confiabilidad de la red de transmisión y, por supuesto, para brindar un servicio eléctrico de calidad.

La evaluación de la vida de cualquier equipo tiene relación con su proceso de envejecimiento. Las máquinas eléctricas se deterioran de distintas maneras, de acuerdo con su diseño y propósito. Cualquier máquina está expuesta (en distinto grado), a solicitaciones térmicas, mecánicas, eléctricas y provocadas por el medioambiente. Por ello, la evaluación de la condición del transformador, mediante métodos de supervisión en y fuera de línea, se ha vuelto una estrategia clave para conocer el estado del equipo.

Un transformador llega al final de su vida cuando es incapaz de llevar a cabo su función, la cual es el ser un enlace confiable entre las distintas partes de un sistema de potencia que están a diferentes niveles de tensión.

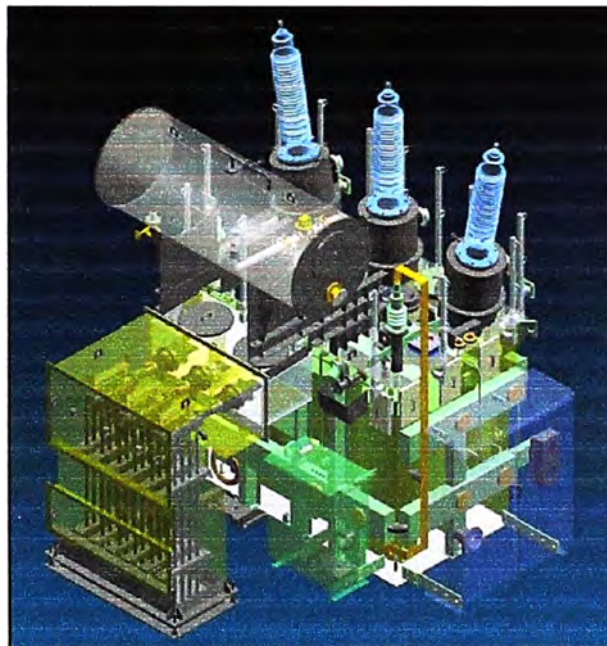


Figura 1.2: Esquema de un transformador

Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20-35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 °C y 95 °C. Aunque en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con un mantenimiento adecuado y en función de la fecha de fabricación, ya que se ha observado en

transformadores producidos recientemente una edad promedio de falla de 14,9 años en idénticas condiciones de trabajo.

El papel impregnado con aceite se utiliza con gran énfasis como aislamiento de los devanados del transformador, razón por la que en la industria rige la premisa que: la vida del transformador es la vida del papel. Sin embargo, este tipo de aislamiento está considerado como el eslabón más débil en la cadena de cualquier sistema de transmisión.

El aislamiento papel-aceite se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno, y de otras condiciones presentes en el interior del transformador. Otros aspectos como fallas externas y sobretensiones, tienen un efecto negativo en la condición del material aislante y cuando el aislamiento ha envejecido mucho, supervisar estos otros aspectos es muy importante. Aunque los transformadores no tienen partes móviles a excepción del flujo de aceite, sus sollicitaciones mecánicas son importantes, especialmente durante cortocircuitos.

La expectativa de vida técnica de un transformador de potencia está determinada por varios factores: diseño del equipo, historia y futuros eventos, condiciones presentes y futuras de trabajo y el estado actual del aislamiento.

### **1.3 Deterioro del papel aislante en el transformador de potencia.**

Los procesos de envejecimiento y deterioro del papel y del aceite evolucionan en forma diferente y son acelerados por diferentes factores.

Asimismo la severidad asociada a su ocurrencia es diferente si se tiene en cuenta que los efectos del deterioro del aceite son reversibles mientras que los del papel no lo son. Los mecanismos de degradación del papel identificados son la pirolisis, la hidrólisis y la oxidación, los cuales son influenciados por temperatura, humedad y oxígeno respectivamente.



Figura 1.3: Vista del papel aislante en los devanados.

#### 1.4 Fallas más comunes en los transformadores de potencia.

Las causas que originan las fallas, pueden ser divididas en 3 categorías: efecto corona o descargas parciales, pirolisis ó calentamiento térmico y arcos eléctricos. Esas 3 categorías difieren principalmente en la intensidad de energía que liberan (expresado por unidad de tiempo y por unidad del volumen de la falla). La intensidad de la energía va de menor a mayor partiendo con el efecto corona y siendo más alto en el arco eléctrico.

La compleja dinámica de evolución de la mayoría de sus modos de falla sumado al hecho que existe poca información integrada y de tipo práctico que permita valorar objetivamente la probabilidad de ocurrencia de estos modos de falla y su comportamiento futuro han motivado el desarrollo de temas de investigación al respecto, los cuales pretenden describir y documentar en forma practica y resumida los modos de falla mas relevantes que ocurren en transformadores de potencia y la forma de identificarlos y evaluar su dinámica.

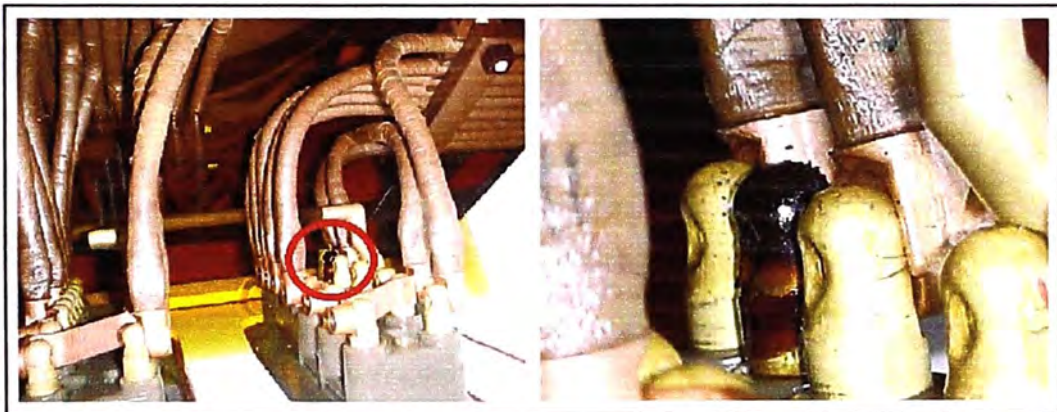


Figura 1.4: Falla detectada al intervenir el transformador.

#### 1.5 Mantenimiento Preventivo de Transformadores de Potencia.

Es el mantenimiento programado basado en la realización de unas actividades ya preestablecidas (gama de mantenimiento) que se realizan con una frecuencia basada en la criticidad de la instalación e histórico de incidencias.

Las verificaciones de mantenimiento preventivo se realizan normalmente por tiempo transcurrido entre una revisión y otra o por número de actuaciones del elemento a revisar (lo que antes se produzca).

Las actuaciones consisten básicamente en el desmontaje de algunos elementos, limpieza, engrase, ajuste, regulación, aprietes e incluso sustituciones. Como documentación de referencia se emplean, por lo general, los manuales de los fabricantes.

En función de la complejidad de la intervención, la revisión puede ser realizada por personal de mantenimiento o por el propio fabricante.



## 1.6 Mantenimiento Predictivo de Transformadores de Potencia.

El mantenimiento predictivo está basado en la realización de actividades de tipo medición o ensayos con objeto de detectar posibles fallas antes de que sucedan y dar tiempo a corregirlos sin perjuicio al servicio o instalaciones. La periodicidad de este tipo de actividades puede ser fija o no, dependiendo del elemento y del resultado de las mediciones o ensayos anteriores.



Figura 1.5: Pruebas de campo como método de mantenimiento predictivo

El objeto del mantenimiento predictivo es encontrar pérdidas incipientes en las propiedades del aislamiento del transformador a través de diversas pruebas y controles. Esto permitirá seleccionar el momento más adecuado para la reparación, mantenimiento correctivo o retiro del servicio del transformador antes de que se produzca una falla grave.

Siendo el aceite dieléctrico el componente principal del aislamiento del transformador, las principales pruebas del aceite dieléctrico recomendadas por el IEEE son:

- Punto de Anilina
- Color
- Punto de inflamación
- Tensión interfacial
- Viscosidad
- Examen visual de color
- Rigidez dieléctrica
- Factor de pérdidas
- Contenido de gases

- Sulfuros corrosivos
- Número de neutralización
- Contenido de inhibidor
- Contenido de humedad
- Compuestos furánicos

## CAPITULO II

### MARCO TEORICO CONCEPTUAL

#### 2.1 Aspectos Relevantes para el Análisis Cromatográfico.

El Análisis de Gases Disueltos (DGA por sus siglas en ingles) es la herramienta más potente para evaluar el estado de transformadores eléctricos en servicio. Tradicionalmente, este análisis se realiza mediante Cromatografía de Gases (GC), pero su utilización requiere varios pasos: calibración del cromatógrafo de gases, extracción de los gases disueltos y análisis del material extraído, cada uno de ellos con sus propios errores e incertidumbres

##### 2.1.1 Aceites Dieléctricos

El uso de aceites dieléctricos en transformadores de potencia, en mediana y alta tensión, es común y un factor clave para la vida útil del mismo. El aceite cumple la función de conductor térmico, pero a la vez debe de mantener sus propiedades dieléctricas, ya que en medianas y altas tensiones leves variaciones en la conductividad del fluido resultarían en una ruptura por arco eléctrico (por lo que se diferencia de otras aplicaciones).

La contaminación de estos aceites se da por diversas razones dentro de la carcasa del transformador, como por ejemplo oxidación, filtraciones de agua y desprendimiento de partículas de metal y pintura, que provocan un aumento de la conductividad eléctrica y pérdidas en las propiedades de conducción térmica.



Figura 2.1: Aceite dieléctrico nuevo y luego del uso del transformador

### A. Propiedades.

Los líquidos que reúnen buenas condiciones dieléctricas y químicas son casi todos los aceites vegetales y los aceites minerales, convenientemente tratados. Para poder juzgar si un aceite, tiene buenas propiedades como aislante, deben tenerse en cuenta las siguientes características:

- Escasa tendencia a la sedimentación.
- Casi nulas pérdidas por evaporación.
- Gran estabilidad química.
- Poca variación de su viscosidad ante diferentes valores de temperatura.
- Bajo peso específico y coeficiente de dilatación.
- Muy alta temperatura de inflamación.
- Muy baja temperatura de congelamiento.
- Casi nula absorción de humedad.
- Muy elevada rigidez dieléctrica.
- Resistividad eléctrica muy alta.
- Buena conductividad térmica.
- Bajo calor específico



Figura 2.2: Aceite dieléctrico almacenado en tanques para llenar o completar el aceite de otros transformadores

La vida útil de un transformador está íntimamente relacionada con la de su sistema de aislamiento: líquido y sólido. Conociendo además, lo que le puede suceder al aceite aislante cuando está en servicio, se pueden prevenir daños mayores en el mismo



El aceite aislante de los transformadores en servicio sufre normalmente un deterioro progresivo, de acuerdo con las condiciones de uso a los que sea sometido. En casi todos los casos el aceite está en contacto con el aire y por lo tanto se producen reacciones químicas de oxidación que son aceleradas por la temperatura y por la presencia de sustancias catalizadoras tales como el hierro, el cobre, compuestos metálicos provenientes de los materiales que se utilizan en la fabricación del transformador.

Como resultado de estas reacciones de descomposición, se producen cambios de color y se forman productos ácidos y polares, de manera que el factor de pérdida puede incrementarse y, en estados avanzados de oxidación, se producen lodos que precipitan en el interior del transformador.

Los materiales aislantes dentro del transformador, en particular el aceite mineral, se descomponen para dar paso a la liberación de gases dentro de la unidad. La distribución de esos gases se correlacionan con el tipo de falla eléctrica y la tasa de generación de esos gases indica la severidad de la falla. La identificación de esos gases es de particular importancia en cualquier programa de mantenimiento eléctrico predictivo.

#### B. Tipos de aceites dieléctricos.

El aceite para transformador está constituido por una mezcla de hidrocarburos, y se obtiene por destilación del petróleo. Luego es sometido a un proceso de refinación para obtener las propiedades eléctricas deseadas y conferirle un alto grado de estabilidad química. En muchos casos se utilizan aceites con inhibidores, que contienen pequeñas cantidades de sustancias antioxidantes.

Los aceites para transformadores además de poseer elevada calidad dieléctrica, deben tener baja viscosidad para facilitar la formación de corrientes de convección entre las fuentes de calor y las paredes frías, y particularmente en los canales de refrigeración.

#### B.1. Bifenilo de policloruro (PCB por sus siglas en inglés) o Askaerels.

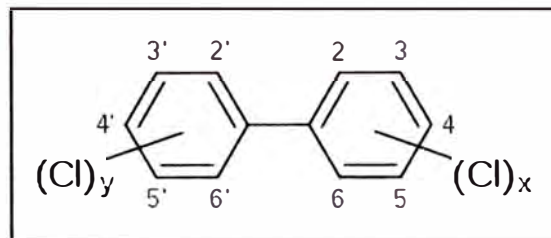


Figura 2.3: Fórmula del Bifenilo de cloruro.

Los PCB fueron hechos a partir de los años 30, por la empresa Monsanto en Estados Unidos, son hidrocarburos clorados que se utilizaron como aislantes, debido a que no son combustibles, son resistentes a la oxidación y además poseen una alta rigidez dieléctrica.

Este tipo de aceite fue prohibido en el año 1976 debido a que estos productos no son biodegradables y altamente contaminantes por lo que en muchos países se ha prohibido totalmente su uso, debido a sus características tóxicas, sin embargo en la actualidad hay transformadores que por su antigüedad los utiliza.

### B.2. Aceites Siliconados.

Este tipo de aceite o fluido Siliconado (Polímetro de Dimetilsiloxano nombre químico) es una base de silicona dimetilica, en la actualidad es uno de los compuestos menos peligrosos y uno de los mejores sustitutos de los PCBs. Este tipo de aceite es altamente estable, con una capacidad de resistencia al fuego más alta que los aceites minerales y además es un refrigerante dieléctrico y no contaminante. Si a un transformador proyectado para aceite mineral o PCB se lo refrigera con líquido siliconado, la potencia del transformador se reduce en 5-10% debido a su mayor viscosidad.

### B.3. Aceite Mineral.

Es un subproducto de la destilación del petróleo, que se denomina aceite aislante, se encuentra en la mayoría de transformadores y se compone principalmente de carbono e hidrógeno en moléculas que presentan diferentes estructuras.

En la refinación del aceite, se eliminan compuestos aromáticos obteniéndose naftenos o ciclo-parafinas.

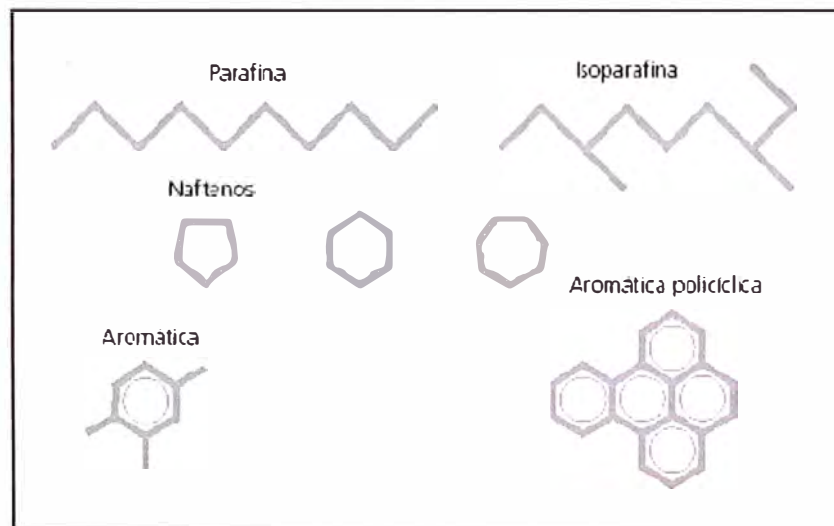


Figura 2.4: Estructuras básicas de hidrocarburos en aceite mineral.

### B.4. Aceite Vegetal.

El dieléctrico refrigerante Envirottemp FR3, el cual tiene características eléctricas iguales o mejores a las de los comúnmente usados aceite en base mineral, con la ventaja de que su punto de combustión e inflamación son superiores, posee una alta rigidez dieléctrica, una gran estabilidad química, son completamente biodegradable, no es tóxico y

los productos de su combustión son sumamente manejables e inocuos (dióxido de carbono y agua). El FR3 está basado en aceite vegetal obtenido de semillas.

### 2.1.2 Factores que afectan al deterioro del sistema de aislamiento de un transformador aislado en aceite.

Como se sabe, un transformador es una maquina eléctrica que se encuentra constituida por varias partes (núcleo, devanados, pasatapas, válvulas, radiadores, etc.). Dentro de estos elementos constitutivos, el sistema de aislamiento (aceite y papel) es el componente más importante y es al que se le debe cuidar en mayor grado.

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

La humedad puede presentarse en el interior del transformador de las siguientes maneras:

- De forma disuelta
- En forma de una emulsión agua/aceite
- En estado libre en el fondo del tanque
- En forma de hielo en el fondo del tanque ( si la gravedad especifica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar)



Figura 2.5: Medidor de humedad en aceites dieléctricos.

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

El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que, este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos, agua y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicarle calor, además no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se lo realiza con vacío.

Se sabe que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuan seco esta el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, produciéndose la de-polimerización o destrucción del papel; otros efectos debidos a las elevadas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ).

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

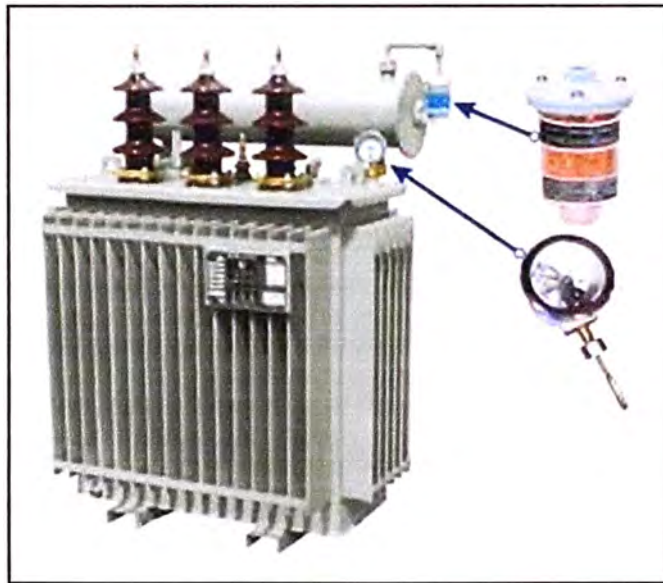


Figura 2.6: Puntos de ingreso de oxígeno y humedad al transformador.

#### A. Agentes de degradación de aislantes Sólidos:

A altas temperaturas las fibras celulósicas se oxidan y llegan a carbonizarse quedando zonas expuestas sin aislante, generando gases y agua que contaminan el aceite dieléctrico.

El papel es un material muy higroscópico, tiene gran afinidad por el agua, de 600 a 800 veces más que el aceite. Esto hace que tenga una humedad de equilibrio alta, reteniendo grandes cantidades de agua, lo que favorece el proceso de disgregación de las fibras celulósicas. Este último efecto hace que se vaya disociando parte del aislamiento, lo

cual contamina el aceite. Por otra parte, los productos de degradación del aceite, como los ácidos, lacas, etc., impregnan el papel modificando sus características originales provocando la degradación de las fibras celulósicas, disminuyendo la resistencia eléctrica y mecánica del aislamiento.

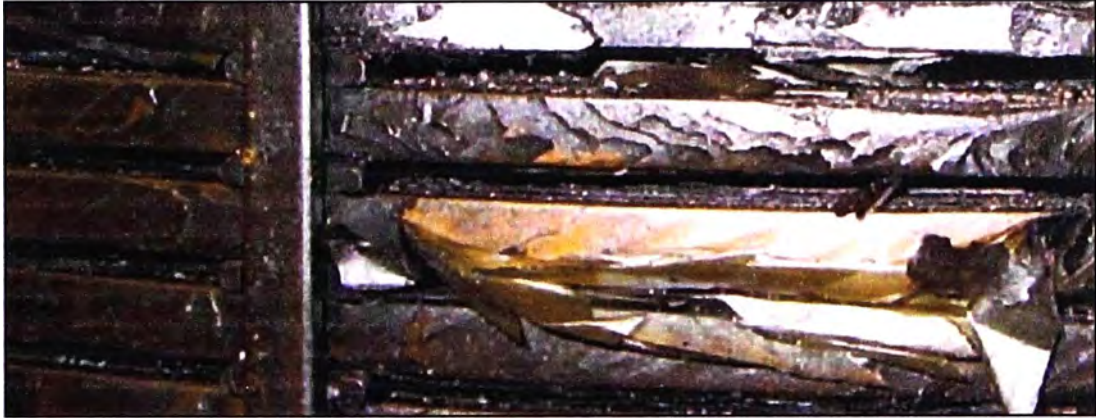


Figura 2.7: Papel aislante degradado.

#### **B. Agentes de degradación de aislantes Líquidos:**

Los gases y vapores son parcialmente solubles en los aceites, constituyendo un peligro grave para el aislamiento ya que al estar próximos al límite de solubilidad, cualquier alteración de la temperatura y/o presión produce la formación de burbujas de gas que facilitan la ionización en zonas de alto gradiente eléctrico.

El oxígeno contribuye a las reacciones de oxidación que son aceleradas por las altas temperaturas generadas por el núcleo, formándose subproductos como ácidos, peróxidos, polímeros que alteran las propiedades originales del dieléctrico.

El agua es el principal contaminante del aceite aislante del transformador. A medida que se supera el límite de solubilidad del aceite en agua, aparecen en forma de emulsión hasta que finalmente se separa, decantando el agua al fondo de la cuba.

La presencia de contaminantes sólidos simultáneamente con el agua reduce la constante de rigidez dieléctrica del aceite, ya que forman un puente ideal para las descargas eléctricas. Los principales sólidos que contaminan al aceite provienen del proceso de disgregación de las fibras celulósicas y de la corrosión de la cuba (partículas de sólido).

#### **2.1.3 Efectos de las fallas en los transformadores sobre el aislamiento (papel – aceite).**

La energía de activación (mínima para producir una reacción dada) del mecanismo de pirolisis es 1,4 a 2 veces mayor que la de la hidrólisis, de manera que el primero es el mecanismo dominante a temperaturas de operación del papel por encima de los 110 °C. Sin embargo, muy pocas veces se tiene en cuenta que a temperaturas de operación menores, el



mecanismo de hidrólisis es el dominante por lo que así el aislamiento no haya sido operado a altas temperaturas durante su vida operativa, su expectativa de vida puede reducirse notablemente si ha sido operado bajo niveles considerables de humedad (este mecanismo se denomina “degradación térmica de celulosa a baja temperatura”)

El mecanismo de hidrólisis se acelera fuertemente por la presencia de ácidos catalizadores (los cuales son producidos por la degradación del aceite) que contienen átomos de hidrógeno los cuales inician la reacción. En el mecanismo de oxidación, el oxígeno es el factor de mayor incidencia. Algunos estudios muestran que dentro del esquema integral del proceso de deterioro del aislamiento papel – aceite, la influencia del mecanismo de oxidación no es tan alta como la de la temperatura y la humedad, ya que mientras el factor de aceleración del proceso de envejecimiento del papel causado por el oxígeno puede estar entre 1,8 y 2, un 4% de humedad en el papel puede acelerar más de 30 veces la dinámica normal de envejecimiento. La expresión matemática que describe el fenómeno de degradación del papel en general es:

$$\frac{1}{DP_{OLD}} - \frac{1}{DP_{NEW}} = A \times e^{-\left(\frac{E}{R \times (T+273)}\right) \times t} \quad (2.1)$$

Donde **T** es la temperatura de operación del aislamiento, **E** la energía de activación, **A** un parámetro que depende del entorno químico (tipo de papel, nivel de oxígeno y contenido de humedad), **R** la constante molar de los gases, **DP<sub>OLD</sub>** y **DP<sub>NEW</sub>** son los valores del grado de polimerización al tiempo de envejecimiento transcurrido **t** y al inicio de la vida operativa del transformador respectivamente.

En la determinación del grado de envejecimiento del aislamiento (papel – aceite) se evalúan tanto las concentraciones puntuales de compuesto furánico como sus ratios de generación. Estos compuestos son subproductos generados dentro del proceso mismo de envejecimiento del papel. En este punto es importante tener en cuenta si el aislamiento sólido evaluado es papel kraft común o termo estabilizado (papel kraft común impregnado con compuestos nitrosos) ya que la dinámica de generación de los compuestos furánicos es diferente para los dos tipos del papel.

De acuerdo con trabajos realizados, el papel termo-estabilizado presenta una tasa de generación (2FAL) constante en el tiempo y mucho menor que la del papel kraft común, comportamiento que se presentará hasta que se agote el compuesto nitrogenado que los impregna; después de eso la dinámica de generación de subproductos de envejecimiento del papel termo estabilizado será igual a la del papel kraft común. Los diferentes modelos

de generación de compuestos furánicos en función del grado de polimerización del papel se describen básicamente por la expresión:

$$\log 2FAL \left( mg / kg_{papel} \right) = - (A \times DP) + B \quad (2.2)$$

Donde **2FAL** es la concentración de dos furfuraldehidos, **DP** es el grado estimado de polimerización del papel y **A** y **B** son coeficientes cuyo valor depende del modelo a usar (Burton, Vuarchex, Chengdong, etc.) La integración de las dos ecuaciones usando los diferentes modelos de generación de furanos permite obtener una franja o región de concentraciones probables de 2FAL para el tiempo de servicio del aislamiento evaluado. Si los valores reales medidos se encuentran fuera de la franja, es señal de una probable aceleración del proceso de envejecimiento del aislamiento.

La siguiente figura muestra un ejemplo de una aceleración del envejecimiento normal de papel para un grupo de transformadores de potencia que fue puesto en servicio tras un largo tiempo de almacenamiento en condiciones no adecuadas por parte del propietario.

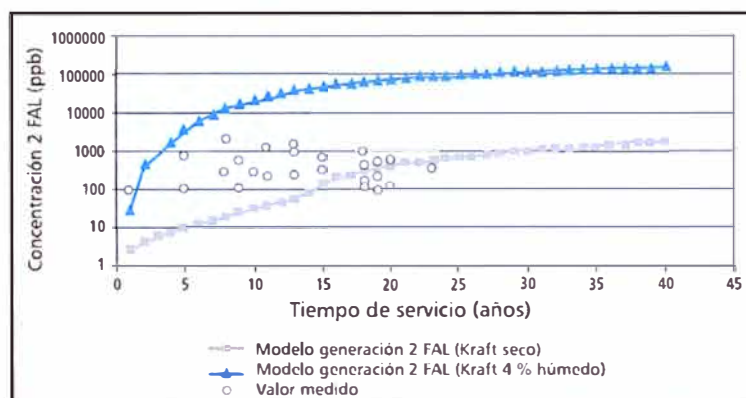


Figura 2.8: Comparativo de generación de 2FAL vs Modelos de generación en papeles kraft húmedo y seco (para población particular de transformadores de 50 MVA y 230 kV)

Se observa la desviación del grupo de datos respecto a la línea inferior que describe la generación de compuestos furánicos para un aislamiento con bajo contenido de humedad.

Otras variables que se usan en el seguimiento y confirmación de la dinámica de envejecimiento del papel es la concentración y el ratio de generación de monóxido de carbono (CO) teniendo en cuenta variables relacionadas con aspectos constructivos y operativos del transformador (tipo de sistema de preservación de aceite, volumen de aceite, peso de parte activa, tiempo de servicio, etc.). Se debe tener en cuenta que las concentraciones de CO y CO<sub>2</sub> son afectadas por temperaturas inferiores a 80 °C, por lo que se deben introducir factores de corrección para efectos de evaluación de tendencias.

Cuando se detectan señales de aceleración de los procesos de envejecimiento o deterioro, se debe determinar muy bien el factor que ocasiona dicha aceleración y tratar de

controlarlo a través de acciones correctivas. Cuando se requiere confirmar el contenido de humedad en el papel, se pueden usar técnicas intensivas como la WHRT (Water Heat Runt Test) donde, a través de la consecución de equilibrio en el proceso de difusión de humedad (asegurando que la temperatura de los devanados esté por encima de 65 °C durante más de 4 días) se logra una mejor estimación usando las curvas de equilibrio de humedad en papel.

El mecanismo de deterioro del aceite se basa principalmente en la oxidación cuyo factor principal lo constituye la presencia de oxígeno disuelto. La degradación térmica puede ocurrir en situaciones donde la temperatura sobrepase los 300 °C.

Adicionalmente al mecanismo de oxidación, la contaminación también afecta las propiedades dieléctricas del aceite debido básicamente a la presencia de partículas, fibras y humedad.

Para el seguimiento del proceso de degradación del aceite, el monitoreo de variables fisicoquímicas como la tensión interfacial, número de neutralización, factor de potencia a 25 °C y 100 °C, contenido de partículas y tasa de decaimiento del inhibidor (si el aceite es inhibido) facilitan la detección de elementos contaminantes polares subproducto de la misma degradación del aceite o de contaminantes externos. Las acciones correctivas tendientes a revertir el proceso de degradación del aceite comprenden procesos de regeneramiento con los elementos removedores de contaminantes polares como la tierra Fuller y la posterior adición de inhibidor de oxidación. Generalmente la efectividad de regeneramiento es mayor cuando se realiza con equipo energizado.

#### 2.1.4 Gases presentes en fallas de transformadores.

Una lista parcial de los gases que podemos encontrar dentro del transformador son mostrados en los siguientes 3 grupos:

Tabla 2.1: Clasificación por familia de gases presentes en fallas

Familia de gases	Nomenclatura	Fórmula
Hidrógeno e Hidrocarburos	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>
	Hidrógeno	H <sub>2</sub>
Oxidos de Carbono	Monoxido de Carbono	CO
	Dioxido de Carbono	CO <sub>2</sub>
Gases no ocasionan do Fallas	Oxígeno	O <sub>2</sub>
	Nitrógeno	N <sub>2</sub>



Asimismo, otra forma de clasificar los gases son:

Tabla 2.2: Clasificación por propiedades de gases presentes en fallas

Propiedad	Nomenclatura	Fórmula
Gases Combustibles	Monóxido de Carbono	CO
	Hitrógeno	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>

### 2.1.5 Correspondencia entre gases presentes en el aceite dieléctrico y fallas en el transformador.

Como un resultado de las fallas presentes, esos gases se acumulan en el aceite y también en la cámara de nitrógeno en el caso de los transformadores herméticos. Los gases y sus cantidades presentes, son una función de la naturaleza de los materiales aislantes involucrados en la falla y por supuesto también dependen de la falla en si misma. Podemos categorizar los gases presentes con las siguientes tipos de falla:

Tabla 2.3: Gases presentes por tipo de fallas en reacción con ambos tipos de aislantes

Tipos de falla	Aislante con el que reacciona	Gases presentes en la falla
Efecto Corona	Aceite	H <sub>2</sub>
	Celulosa	H <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub>
Pirólisis	Aceite (baja Temp.)	CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
	Aceite (alta Temp.)	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , H <sub>2</sub> (CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )
	Celulosa (baja Temp.)	CO <sub>2</sub> (CO)
	Celulosa (alta Temp.)	CO (CO <sub>2</sub> )
Arco Eléctrico		H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> (CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )

## 2.2 Cromatografía de gases.

La cromatografía de gases es una técnica en la que la muestra de aceite dieléctrico se volatiliza y se inyecta en la cabeza de una columna cromatográfica. La elución se produce por el flujo de una fase móvil de gas inerte. A diferencia de los otros tipos de cromatografía, la fase móvil no interacciona con las moléculas del analito; su única función es la de transportar el analito a través de la columna.

El gas portador cumple básicamente dos propósitos: Transportar los componentes de la muestra, y crear una matriz adecuada para el detector. Un gas portador debe reunir ciertas condiciones:

- Debe ser inerte para evitar interacciones (tanto con la muestra como con la fase estacionaria).
- Debe ser capaz de minimizar la difusión gaseosa.
- Fácilmente disponible y puro.
- Económico.
- Adecuado al detector a utilizar.

La pureza de los gases es sumamente importante, se requieren niveles de 99.995 % de pureza. Sin embargo, debido al cuidado que se debe tener con la fase activa de la columna, se hace completamente necesario la instalación de trampas a la entrada del Gas portador, estas trampas obviamente tienen una capacidad limitada, pero son importantísimas al momento de usar el Cromatógrafo. Estas trampas evitan el ingreso de Hidrocarburos, agua, CO entre otros.



Figura 2.7: Cromatógrafo de gases

### 2.3 Análisis Cromatográfico de Furanos

Esta prueba se realiza con el objetivo de determinar las concentraciones de los diferentes tipos de furanos. Así se determina indirectamente el deterioro del aislamiento sólido (papel) por el grado de polimerización, complementar el análisis de cromatografía de gases disueltos y estimar la vida útil del transformador.

Se busca conocer la cantidad de cierto componente (furaldehidos) en una muestra de aceite aislante que nunca está presente en el aceite de modo natural y solo existirá como subproducto de degeneración del papel anexo en el transformador. Como complemento a estos últimos ensayos, indicar que existen tratamientos para reducir el grado de humedad y

purificar el aceite eliminando productos de degradación y retirando partículas metálicas, etc. Pero el acceso al papel del transformador está limitado a su interface con el aceite, por lo que la vida del transformador es la vida del papel.

## CAPITULO III

### METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

#### **3.1 Procedimiento para extraer muestras confiables de líquido aislante para ensayos en el laboratorio**

El procedimiento de tomar muestras para realizar ensayos con el líquido aislante en el laboratorio, requiere tener mucho cuidado a fin de asegurar que la muestra sea representativa del aceite que se está muestreando. Mantener un proceso impecable para lograr ser exitoso en los resultados finales.

Lo primero que hay que hacer antes de intentar drenar líquido del transformador, es identificar claramente que clase de líquido aislante es usado por el equipo. Normalmente es aceite mineral no contaminado con PCB, aceite mineral sin valores conocidos de PCB ó silicona, sin embargo hay otros líquidos no contaminantes de origen sintético que se encuentran disponibles en el mercado como medio refrigerante y aislante.

##### **3.1.1 Muestras en botellas para análisis fisicoquímico**

Los envases a ser utilizados son envases de vidrio traslucido ó color ámbar (en concordancia con las norma COVENIN 3256) .Estos envases deben lavarse con un disolvente, luego se aplica ácido sulfúrico, luego se enjuaga copiosamente con agua, luego con agua destilada desionizada hasta obtener reacción neutra del agua.



Figura 3.1: Envases recomendados para almacenamiento de muestras de aceite.

Durante la toma de muestra deben seguirse las precauciones necesarias para no contaminar o humedecer el líquido dieléctrico. La toma de muestras en el exterior, bajo

lluvia, niebla o viento fuerte se permite si se toman todas las precauciones posibles para evitar la contaminación del líquido. De ser posible evitar toda condensación. Calentando el material para la toma de la muestra de tal forma que esté a una temperatura superior a la del ambiente.

### 3.1.2 Muestras en jeringas para Análisis de Gases Disueltos (DGA)

La válvula de plástico, que viene con la jeringa, debe permanecer firme y ajustada a jeringa todo el tiempo a fin de prevenir fugas y asegurar su hermeticidad al momento de enviarla al laboratorio. Cuando se toman muestras para análisis de gases, es muy importante que a la muestra nunca se le realice vacío ya que eso tiende a desgasificar la muestra de aceite y conduce a resultados imprecisos. Esto significa que la jeringa se debe llenar sin jalar el émbolo.

Es muy importante seguir el procedimiento de muestreo, y siempre recordar que la manilla de la válvula de plástico apunta al Puerto cerrado de la válvula

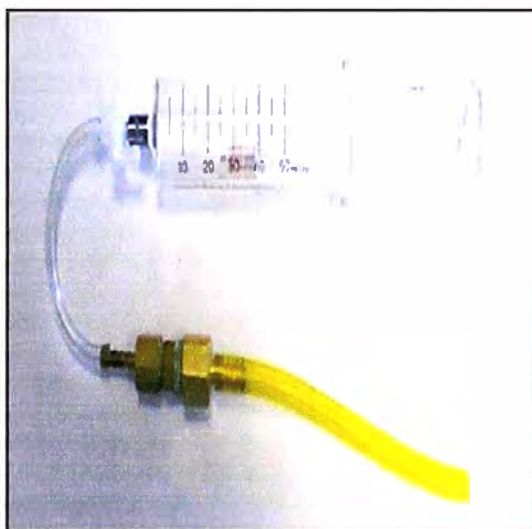


Figura 3.2: Jeringa de extracción de muestra de aceite

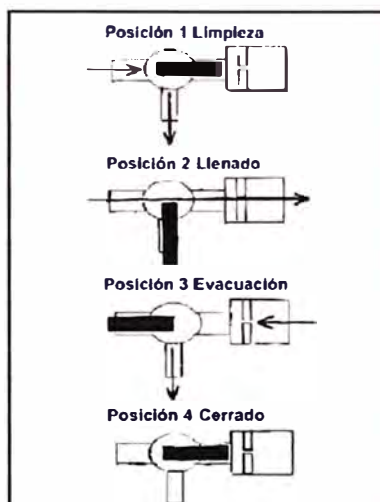


Figura 3.3: Procedimiento de extracción de muestra de aceite

### 3.2 Métodos de diagnóstico por Análisis Cromatográfico de Gases Disueltos

Tras mucho tiempo de investigación sobre los gases que se generan según la falta que se produzca en el transformador, hoy día se pueden realizar interpretaciones muy fiables de posibles problemas del transformador. Son parámetros básicos tanto las cantidades de ciertos tipos de gases generados como las proporciones relativas entre distintos gases y la velocidad de aparición / variación de los gases en las muestras recogidas. Se puede deducir la presencia de Descargas Parciales, puntos calientes, arco, combustiones, envejecimiento, sobrecalentamiento, detectándose fallas incipientes que podrían determinar la avería del transformador. Existen incluso equipos en el mercado con la posibilidad de realizar este ensayo en servicio para los transformadores más críticos.

#### 3.2.1. Método de diagnóstico de Cantidad de Gases Combustibles – Total de GC

En este método se considera sólo la cantidad presente de gases en la muestra de aceite dieléctrico, por lo que se considera un indicador básico.

Tabla 3.1: Diagnóstico de falla en el transformador por Cantidad de Gases Combustibles

Cantidad de gases combustibles	Diagnóstico
<b>0 a 700 ppm</b>	Indica operación satisfactoria. Repetir análisis cada 12 meses
<b>701 a 1900 ppm</b>	Indica deterioro, exceso del envejecimiento normal. Repetir análisis cada 3 o 6 meses
<b>1901 a 2500 ppm</b>	Indica descomposición significativa. Repetir análisis cada mes
<b>Más de 2500 ppm</b>	Falla incipiente. Repetir análisis más frecuente. Efectuar inspección interna

#### 3.2.2. Interpretación Cualitativa y Cuantitativa de Gases Disueltos (Norma IEC-IEEE)

Los gases disueltos en el aceite dieléctrico se generan como producto de los esfuerzos térmicos y eléctricos que soporta el transformador. El proceso normal de envejecimiento del aceite no genera una cantidad considerable de gases, sino que son las fallas las que alteran el contenido de gases en el aceite dieléctrico, por lo que pueden ser detectadas mediante el análisis del mismo.



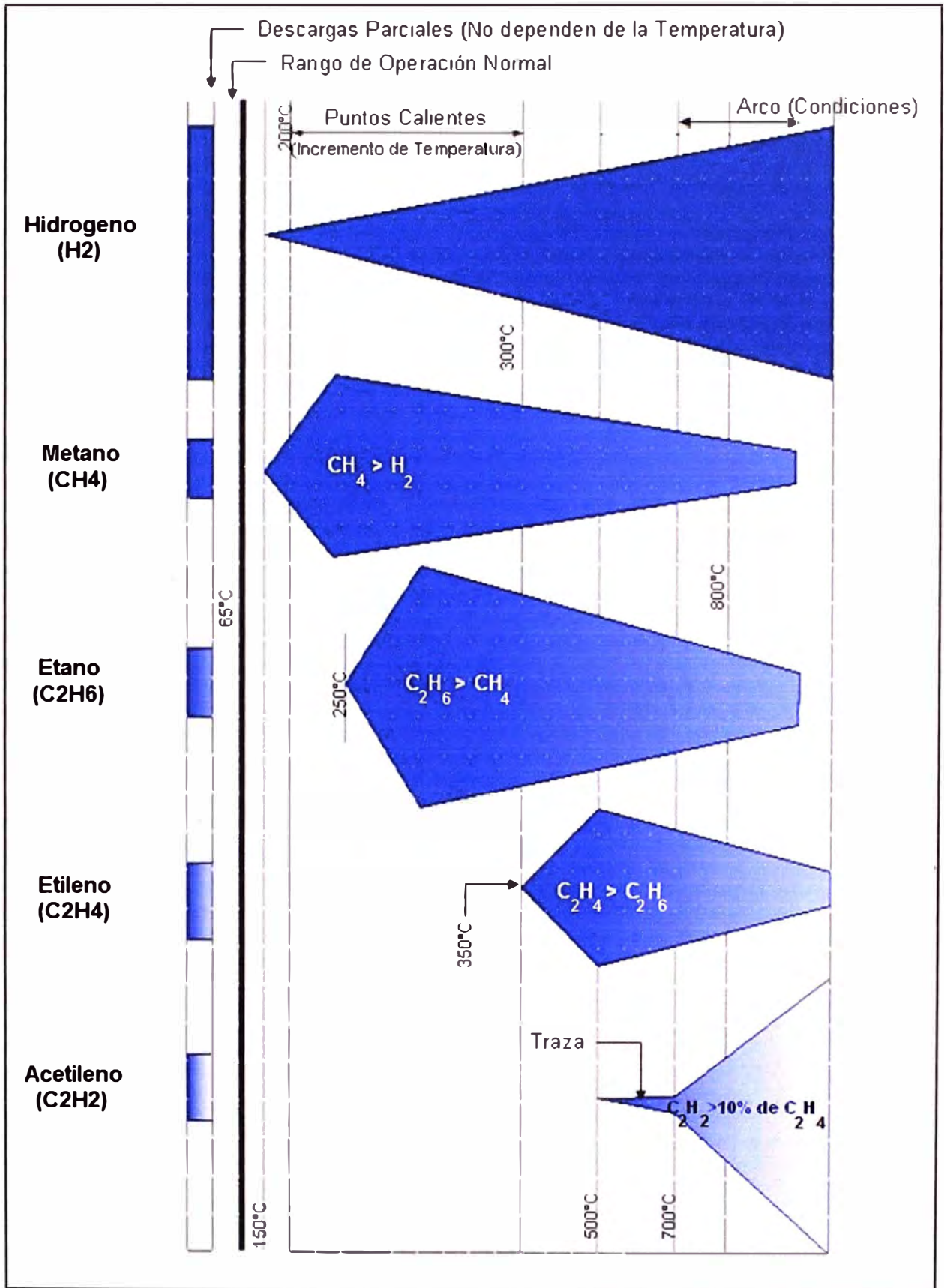


Figura 3.4: Generación de gases combustibles a una temperatura inicial aproximada de 150 °C

A continuación se enumeran las fallas típicas según los gases detectados (tipo y cantidad):

### A. 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. GAS CLAVE: Acetileno

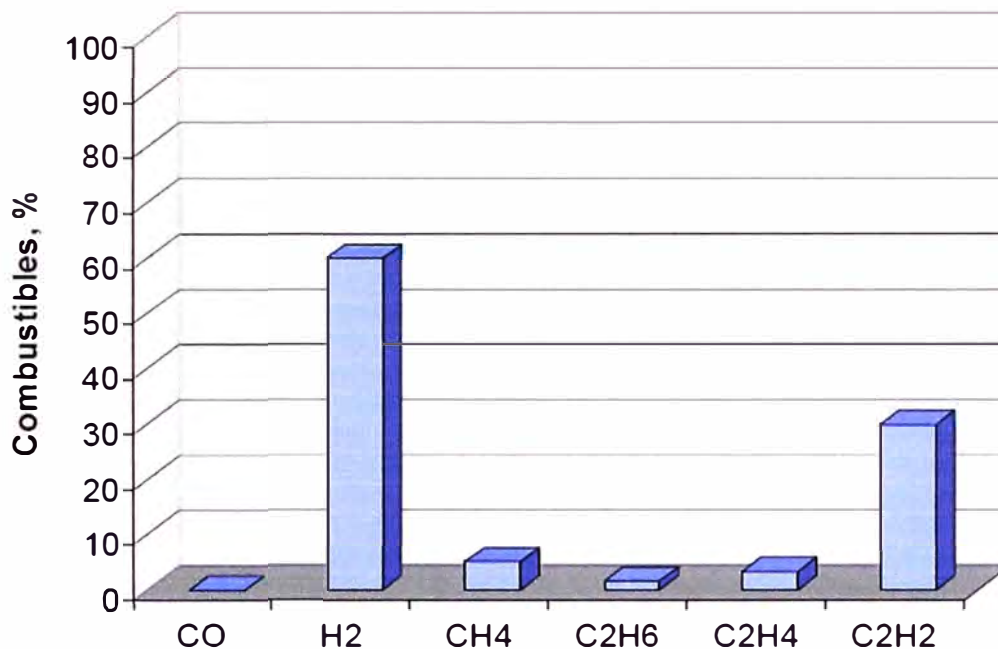


Figura 3.5: Cantidad presente de gases característicos para “Arco en el Aceite”

### B. 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. GAS CLAVE: Hidrógeno

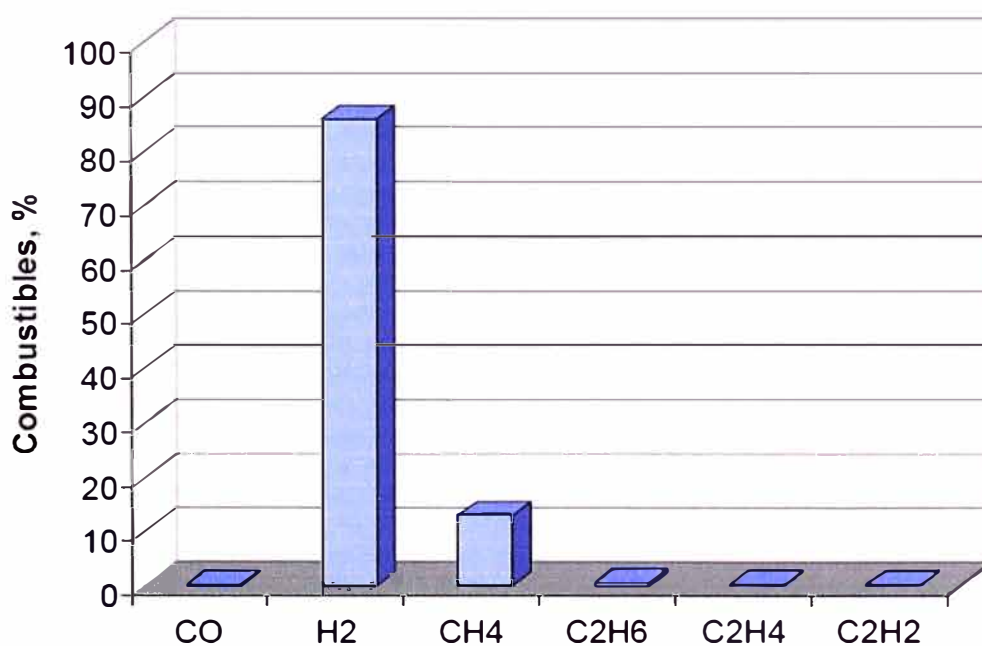


Figura 3.6: Cantidad presente de gases característicos para “Descargas Parciales”



### C. 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. GAS CLAVE Etileno

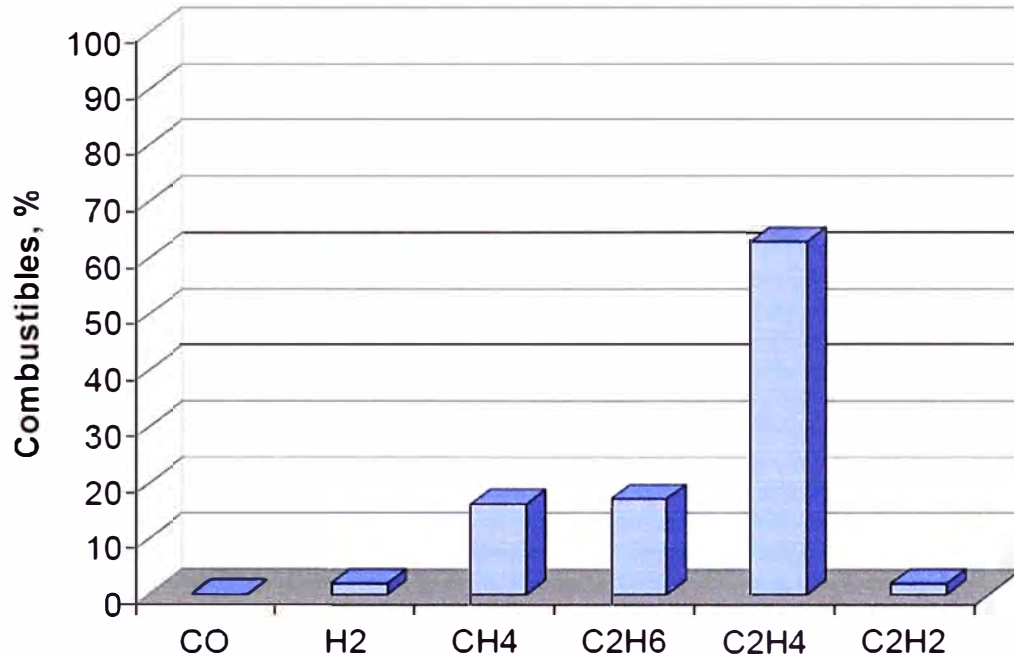


Figura 3.7: Cantidad presente de gases característicos para “Aceite Sobrecalentado”

### D. Celulosa Sobrecalentada.

Grandes cantidades de monóxido y dióxido de carbono son liberadas por la celulosa sobrecalentada. Hidrocarbonatos gaseosos, como metano y etileno si la falla compromete una estructura impregnada en aceite. GAS CLAVE: Monóxido de carbono

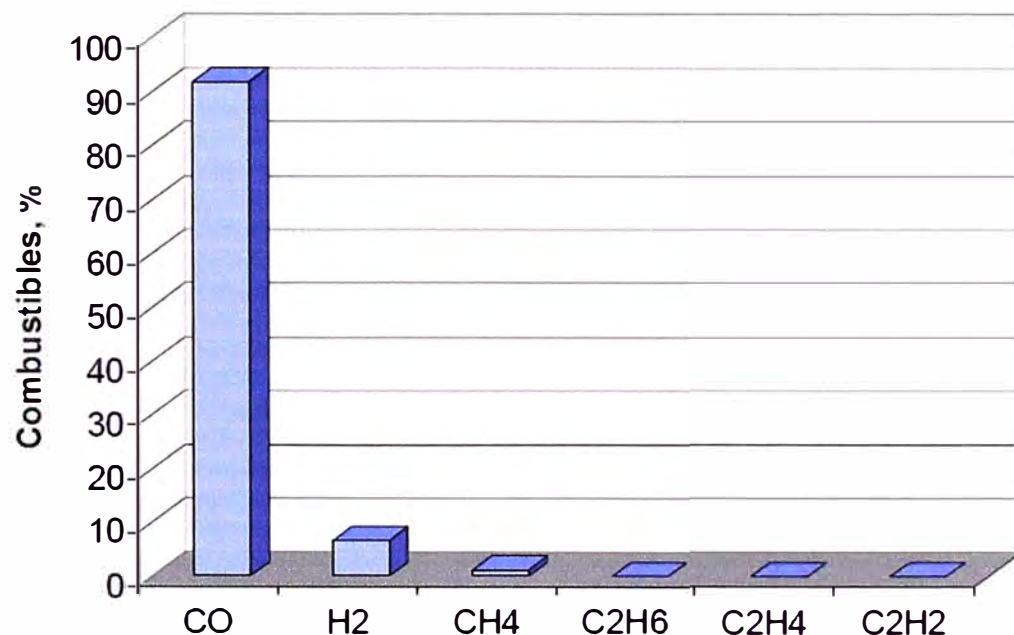


Figura 3.8: Cantidad presente de gases característicos para “Celulosa Sobrecalentada”

### E. 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. GAS CLAVE: Hidrógeno

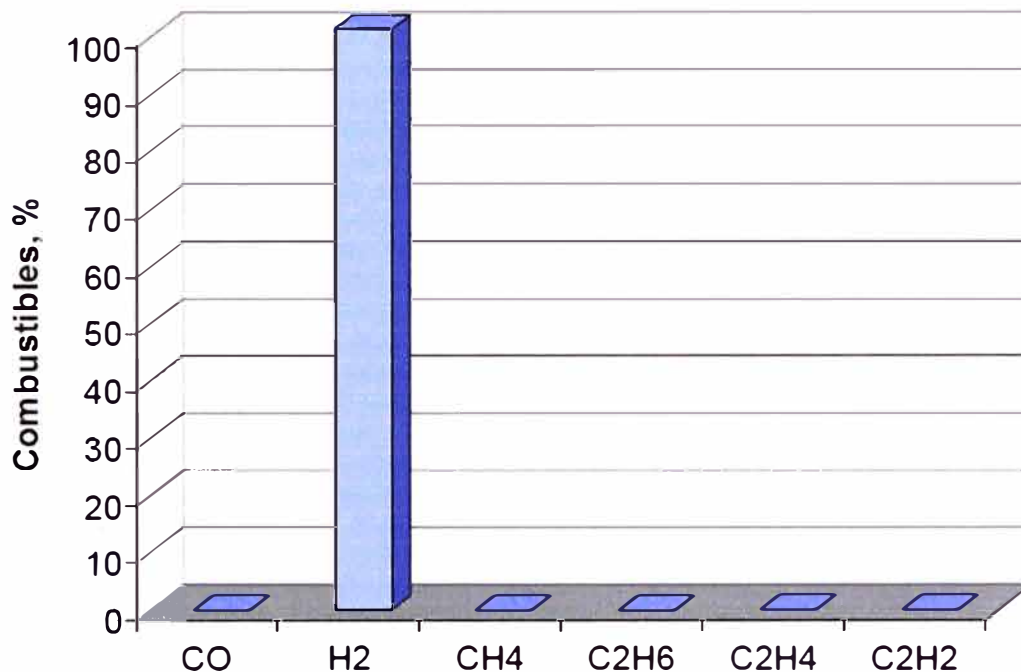


Figura 3.8: Cantidad presente de gases característicos para "Electrólisis"

#### 3.2.3. Método de Relación de Gases Combustibles.

Este método considera las concentraciones relativas de cinco gases: Hidrógeno (H), Metano (CH<sub>4</sub>), Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) y Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>); siendo las concentraciones más significativas:

- R1: C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> / C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>
- R2: CH<sub>4</sub> / H<sub>2</sub>
- R3 : C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> / C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>

Tabla 4.1: Valores esperados de la relación entre cantidades de gases

Relación entre gases característicos	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub> / H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
R < 0.1	0	1	0
0.1 < R < 1	1	0	0
1 < R < 3	1	2	1
3 < R	2	2	2

A continuación presentamos la interpretación de los resultados de las relaciones.

Tabla 4.2: Tipos de falla según conjugación de valores en relaciones entre cantidades de gases

CASO	FALLA CARACTERÍSTICA	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub> / H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Ejemplos típicos
A	Sin falla	0	0	0	Envejecimiento Normal
B	Descargas parciales de pequeña densidad de energía	0	1	0	Descargas de bolas de gas resultado de impregnación incompleta, alta humedad
C	Descargas parciales de alta densidad de energía	1	1	0	Igual que en lo anterior, pueden provocar perforación del aislamiento solido
D	Descargas de energía reducida	1 o 2	0	1 o 2	Centellamiento continuo del aceite debido a conexiones de potenciales. Ruptura dieléctrica del aceite entre materiales sólidos
E	Descargas de alta energía	1	0	2	Descargas de potencia, arco, ruptura dieléctrica del aceite entre espiras, enrollamientos, espira-masa, corriente de interrupción del selector
F	Falla térmica de baja temperatura a menos de 150 oC	0	0	1	Calentamiento generalizado del conductor aislado
G	Falla térmica con temperatura entre 150 - 300 oC	0	2	0	Sobrecalentamiento local del núcleo debido a concentraciones de flujo. Puntos calientes de temperatura crecientes desde pequeños puntos del núcleo, sobrecalentamiento del cobre por corrientes de foucault
H	Falla térmica con temperatura entre 300 - 700 oC	0	2	1	
I	Falla térmica con temperatura mayor a 700 oC	0	2	2	Sobrecalentamiento del cobre debido a corrientes, malos contactos (formación de carbon de pirólisis). Puntos calientes de corrientes de circulación entre el núcleo y carcaza

### 3.3 Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite.

Cuando el papel aislante ubicado en el interior del transformador se degrada, el valor del grado de polimerización disminuye y se producen monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y furanos, entre otros compuestos.

A raíz de la presencia de estos compuestos derivados de la degradación del papel aislante, es que se han elaborado tres métodos con los cuales se pueden detectar cambios en la condición de la celulosa del papel: medición del grado de polimerización, de los compuestos furánicos (furanos) disueltos en el aceite y de los gases disueltos en el aceite (CO, CO<sub>2</sub>). Los últimos dos son considerados métodos indirectos, ya que las pruebas no se realizan directamente en una muestra de papel obtenida del devanado, sino en la muestra de aceite del equipo. Al presentarse una sobretensión en el devanado del transformador, ya sea por una sobrecarga o por la presencia de fallas recientes, se han encontrado cantidades considerables de compuestos furánicos disueltos en el aceite. Las temperaturas a las cuales ocurre la degradación de la celulosa y la presencia de niveles anormalmente altos de oxígeno y humedad, determinan qué compuestos son formados, tomando en consideración que el mecanismo de hidrólisis oxidativa es la fuente más importante del furano tipo 2FAL en transformadores en operación. En modelos experimentales, los siguientes furanos han sido encontrados: furfurool (FOL), 2-furfural (2-FAL), 2-acetil-furano (AF), 5-metil-2-furfural (MF) y 5-hidroximetil-2-furfural (HMF). En muchos casos solamente el 2-FAL ha sido encontrado por sobre el límite de detección (10 µg./l.). Existen varios modelos que relacionan el contenido de furanos en el aceite con el valor del grado de polimerización. Algunos de estos modelos serán analizados más adelante.

## CAPITULO IV

### ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

#### 4.1. Cromatografía de Gases Disueltos en Aceite – Empresa ELECTROANDES

A continuación se enumeran casos reales referentes a los mantenimientos predictivos realizados en SN Power (específicamente en su empresa subsidiaria en Perú, Electroandes S.A.).

##### 4.1.1. Caso Malpaso I

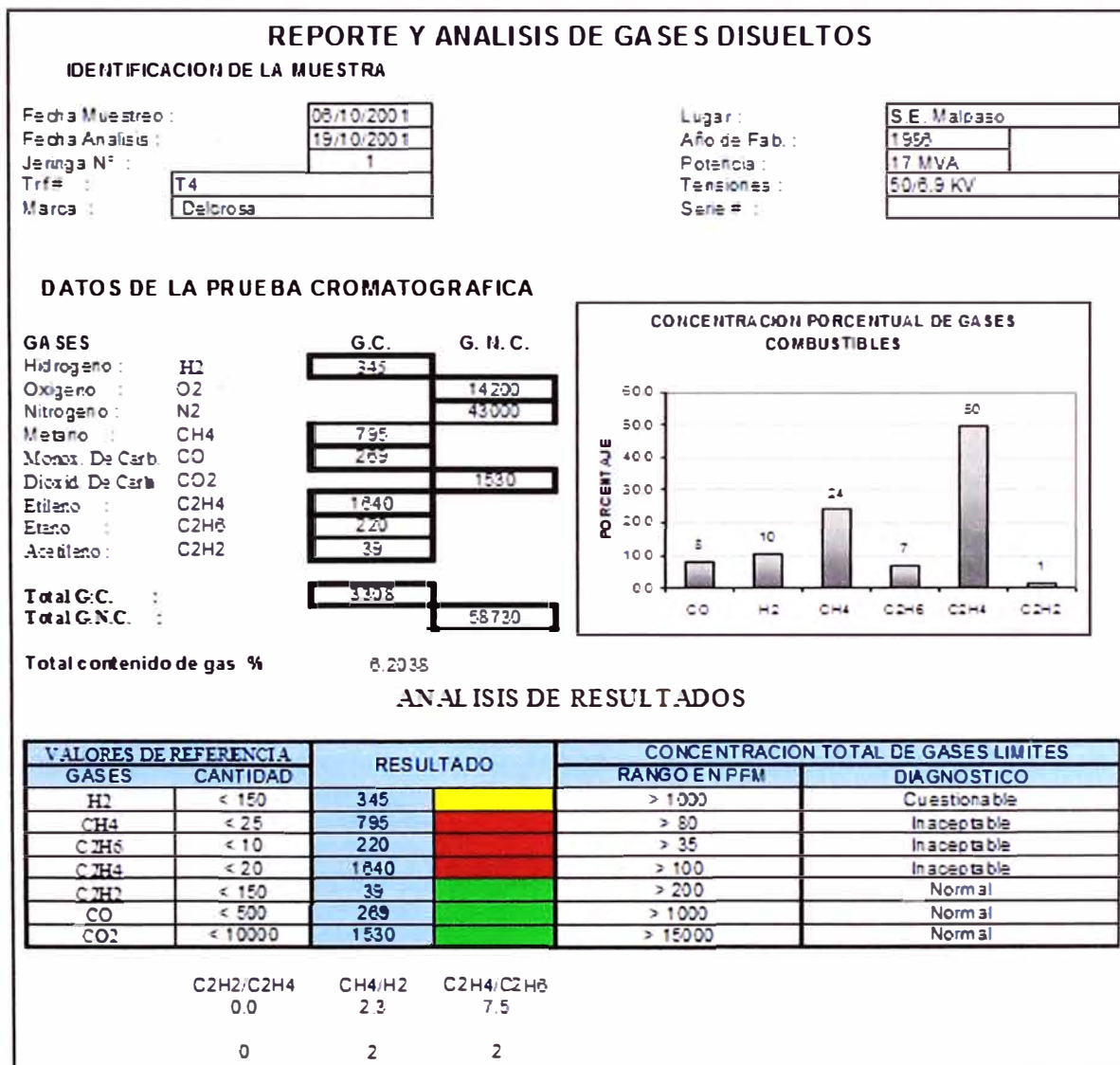


Figura 4.1: Reporte de análisis de gases disueltos (08-10-2001)





A continuación se realiza y presentan diagnósticos en base a los resultados:

- Método de Total de GC ( 9700 ppm): Falla incipiente, repetir análisis más frecuente, efectuar inspección interna.
- Método de Interpretación Cualitativa Cuantitativa: Aceite Sobrecalentado.
- Método de Relación de Gases Combustibles (0, 2, 2): Falla térmica con temperatura mayor a 700 °C.

**4.1.3. Caso Malpaso III**

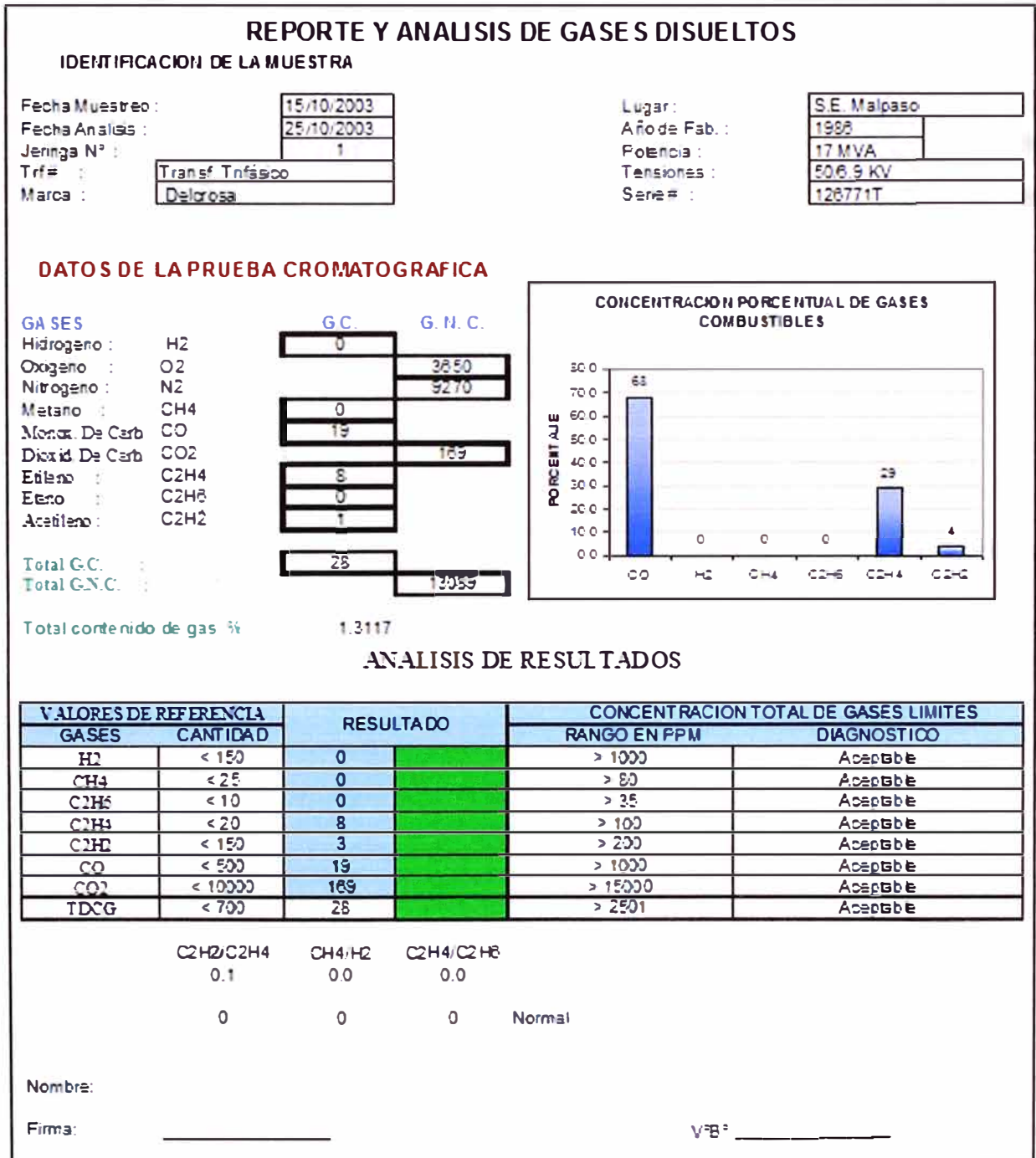


Figura 4.3: Reporte de análisis de gases disueltos (15-10-2003)

A continuación se realiza y presentan diagnósticos en base a los resultados:

- Método de Total de GC (28 ppm): Falla incipiente, repetir análisis más frecuente, efectuar inspección interna.
- Método de Interpretación Cualitativa Cuantitativa: Celulosa Sobrecalentado.
- Método de Relación de Gases Combustibles (0, 0, 0): Sin falla

**4.1.4. Caso San Cristobal I**

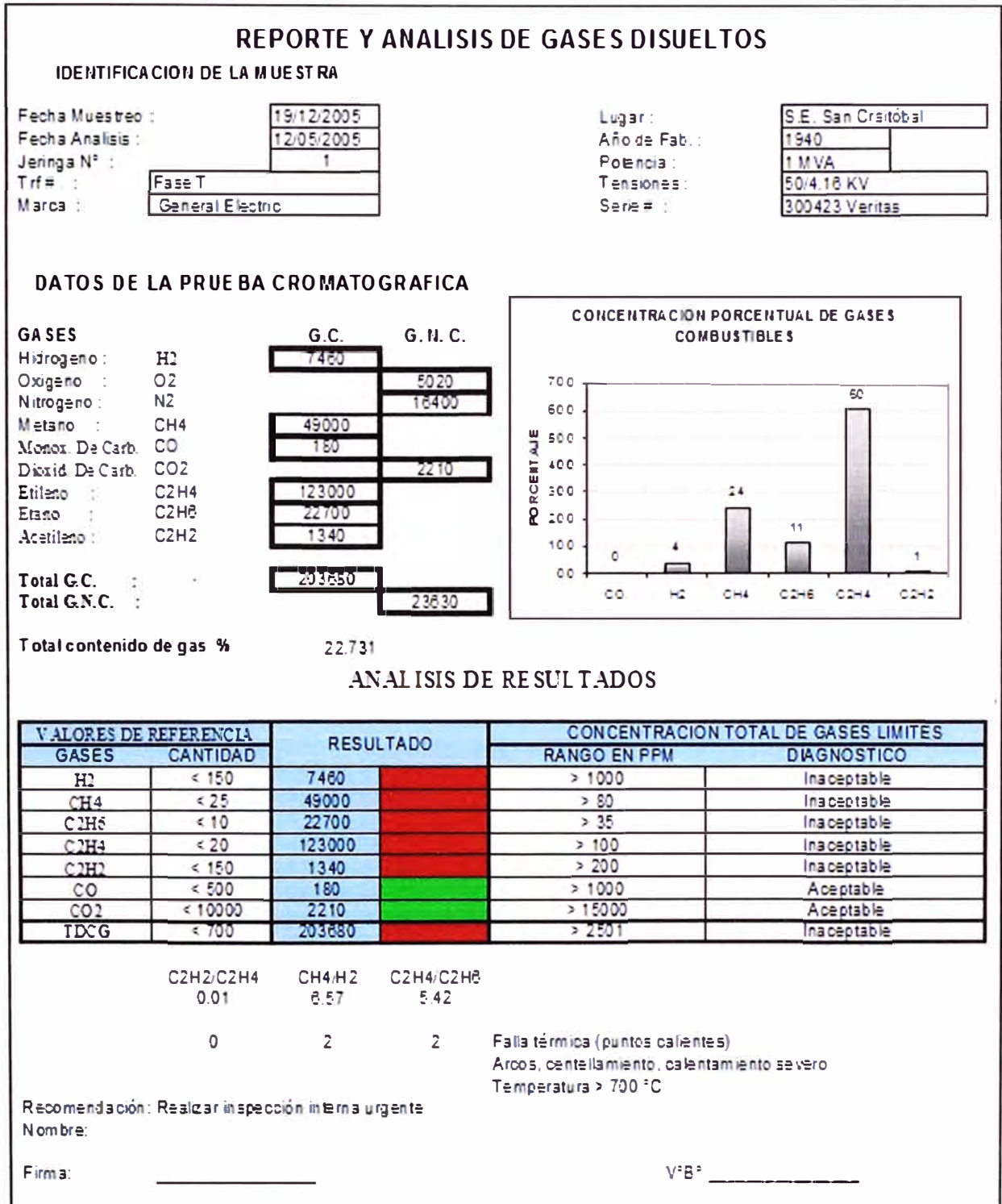


Figura 4.4: Reporte de análisis de gases disueltos (19-12-2005)

A continuación se realiza y presentan diagnósticos en base a los resultados:



- Método de Total de GC (203680 ppm): Falla incipiente, repetir análisis más frecuente, efectuar inspección interna.
- Método de Interpretación Cualitativa Cuantitativa: Aceite Sobrecalentado.
- Método de Relación de Gases Combustibles (0, 2, 2): Falla térmica con temperatura mayor a 700 °C.

4.1.5. Caso San Cristobal II

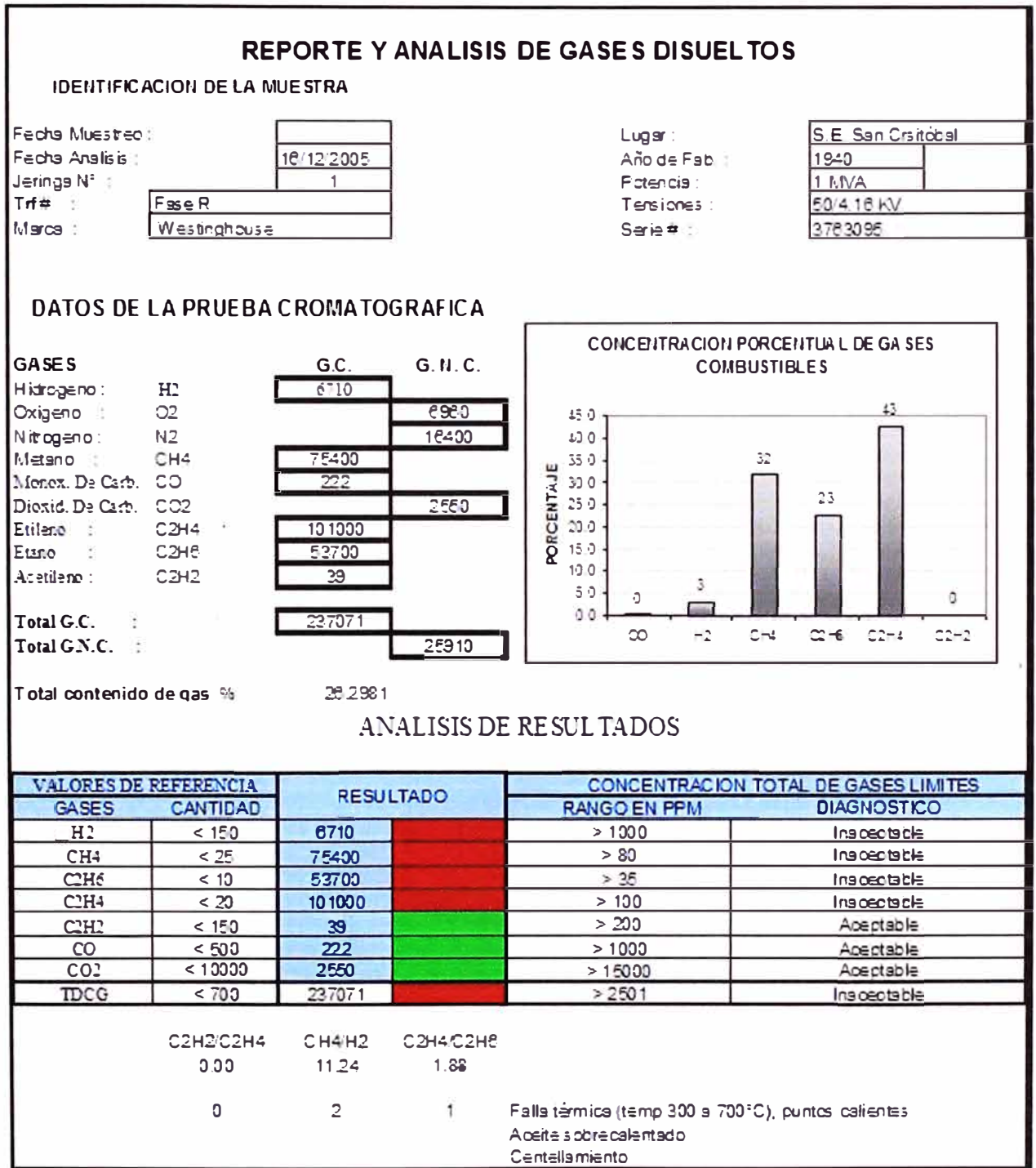


Figura 4.5: Reporte de análisis de gases disueltos (Análisis: 16-12-2005)

A continuación se realiza y presentan diagnósticos en base a los resultados:

- Método de Total de GC (237701 ppm): Falla incipiente, repetir análisis más frecuente, efectuar inspección interna.
- Método de Interpretación Cualitativa Cuantitativa: Aceite Sobrecalentado.
- Método de Relación de Gases Combustibles (0, 2, 1): Falla térmica con temperatura entre 300 - 700 °C.

**4.1.6. Caso Mahr Tunel I**

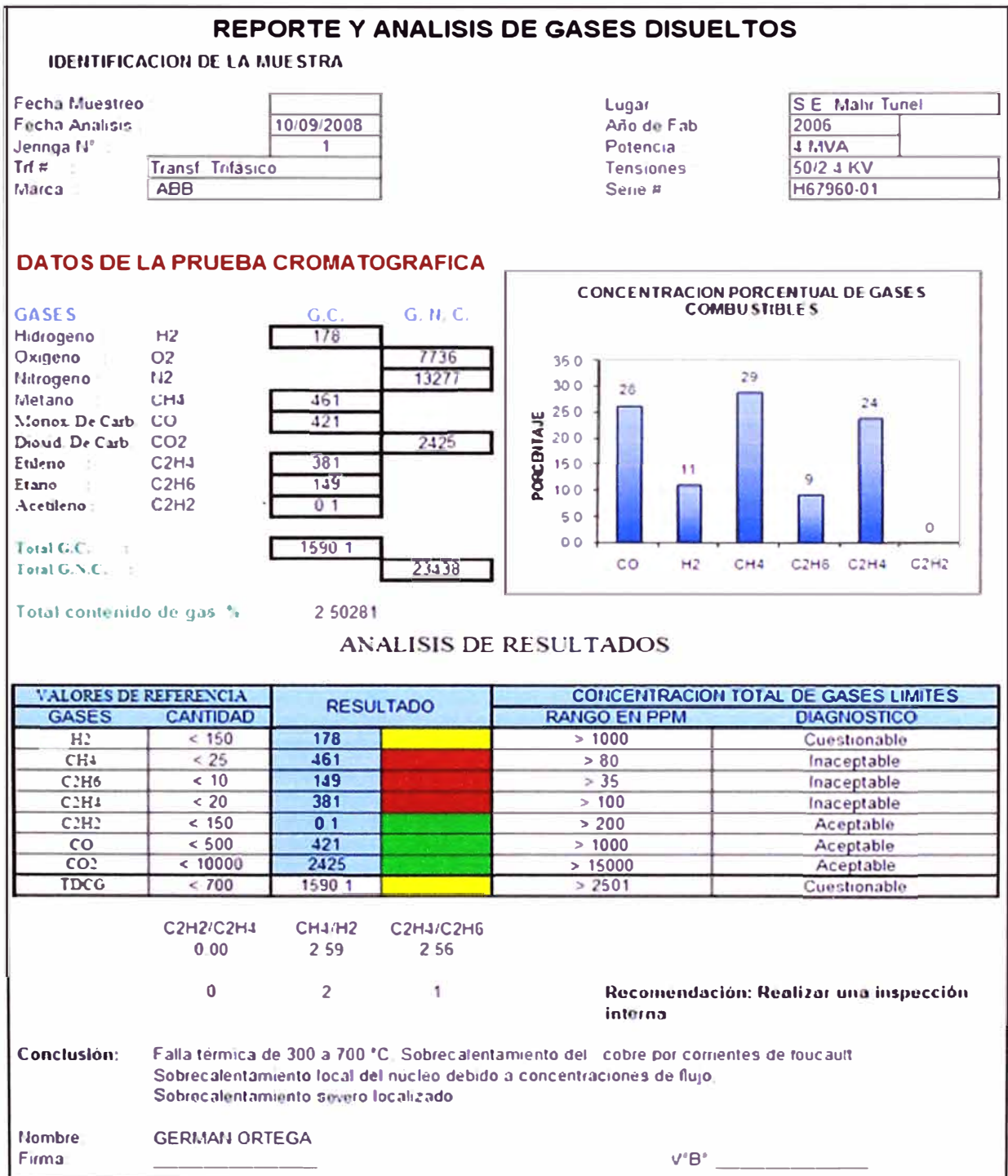


Figura 4.6: Reporte de análisis de gases disueltos (Análisis: 10-09-2008)

A continuación se realiza y presentan diagnósticos en base a los resultados:

- Método de Total de GC (1590.1 ppm): Indica deterioro, exceso del envejecimiento normal; repetir análisis cada 3 o 6 meses.
- Método de Interpretación Cualitativa Cuantitativa: No se precisa.
- Método de Relación de Gases Combustibles (0, 2, 1): Falla térmica con temperatura entre 300 - 700 °C.

**4.1.7. Caso Mahr Tunel II**

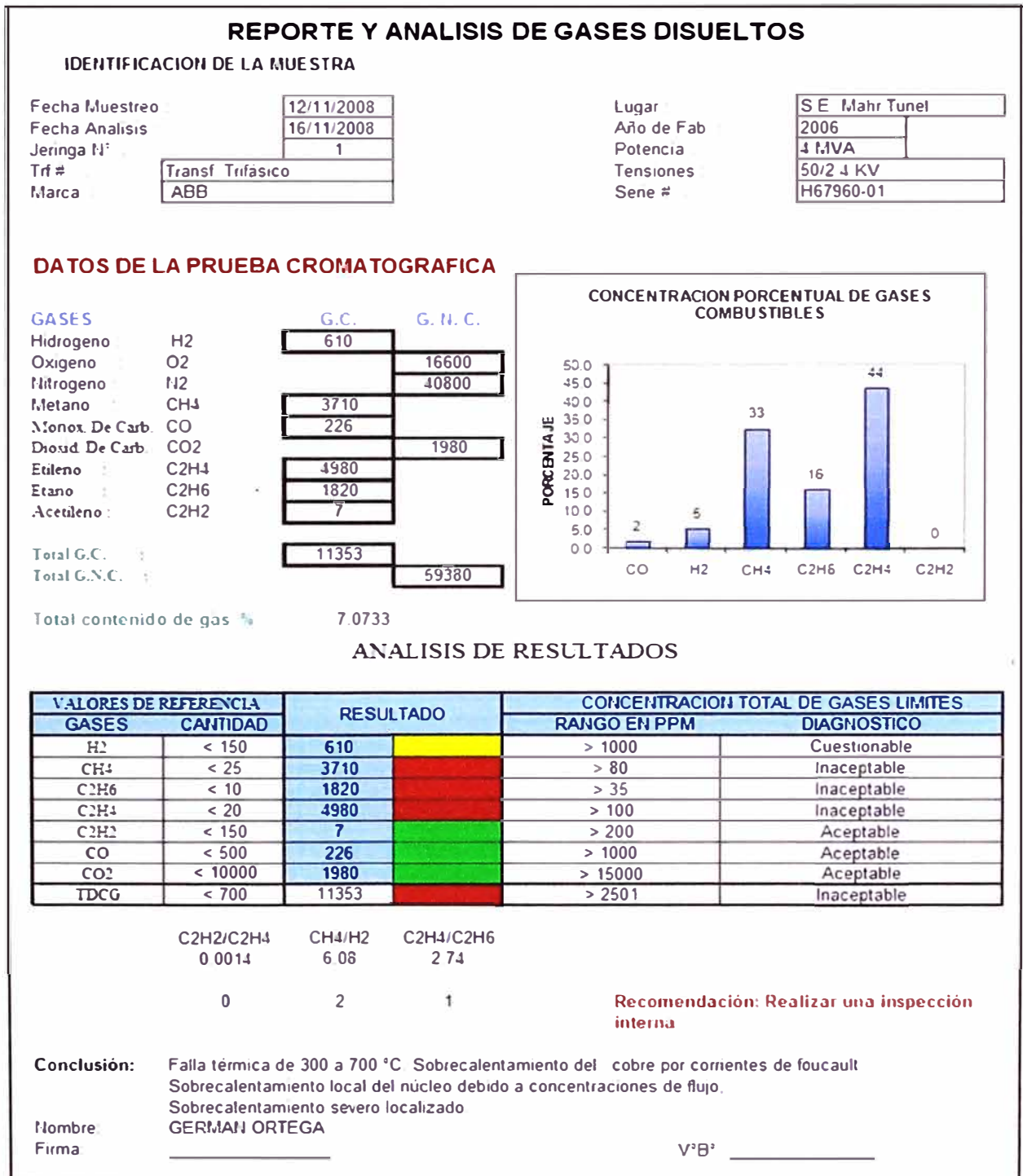


Figura 4.7: Reporte de análisis de gases disueltos (12-11-2008)

A continuación se realiza y presentan diagnósticos en base a los resultados:

- Método de Total de GC (11353 ppm): Falla incipiente, repetir análisis más frecuente, efectuar inspección interna.
- Método de Interpretación Cualitativa Cuantitativa: Aceite Sobrecalentado.
- Método de Relación de Gases Combustibles (0, 2, 1): Falla térmica con temperatura entre 300 - 700 °C.

#### 4.2. Estadísticas de reporte de falla en Mahr Tunel.

Respecto al último caso se presenta un registro de alarmas detectadas por el relé Buchholz del transformador, del cual se estiman futuras ocurrencias y por ende ameritó su intervención.

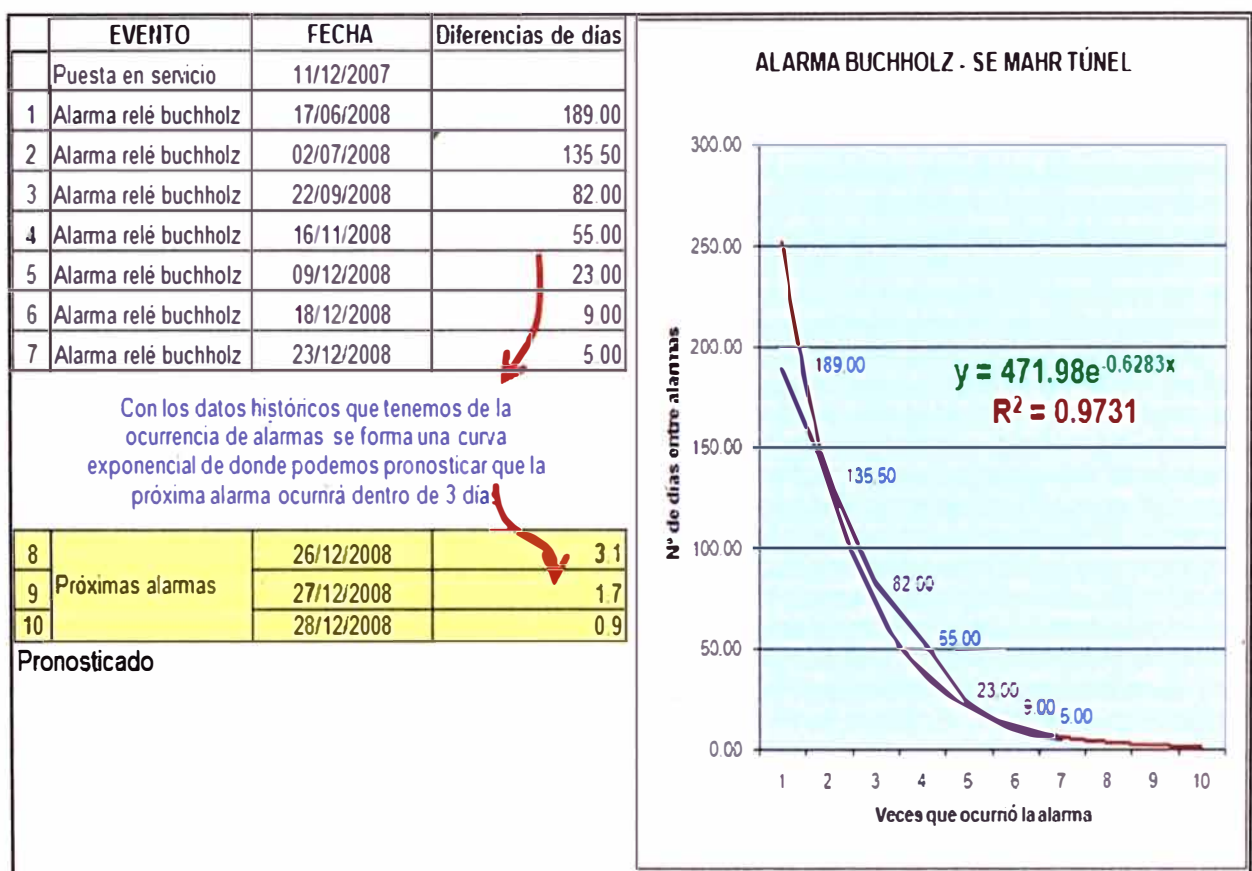


Figura 4.8: Eventos de Alarma Buchholz en Mahr Tunel – Además de estimaciones

#### 4.3. Análisis de un siniestro basados en el Análisis Cromatográfico de Gases Disueltos y de Furanos.

A continuación realizaremos un análisis de una situación real de los análisis referentes a un transformador de la empresa Electroandes S.A., el cual sufriera luego un siniestro.

##### 4.3.1. Siniestro ocurrido en S.E. Oroya Nueva:

Con fecha 24 de Abril del 2010 a las 11:43 A.M. se presentó una falla en la Subestación Oroya Nueva perteneciente a la empresa Electroandes S.A. subsidiaria de SN Power, ubicada en el sector de Cushurupampa, Distrito La Oroya, provincia de Yauli, en el



cual el equipo involucrado fue el Transformador de Potencia Monofásico Fase “B” del Banco de de Transformadores de Potencia (TP) de 220/50/13,8 kV, 100 MVA.



Figura 4.9: Siniestro ocurrido el 24 de Abril de 2011 en S.E. Oroya Nueva



Figura 4.10: Imagen del transformador afectado por la falla



Figura 4.11: Resultado del transformador incendiado

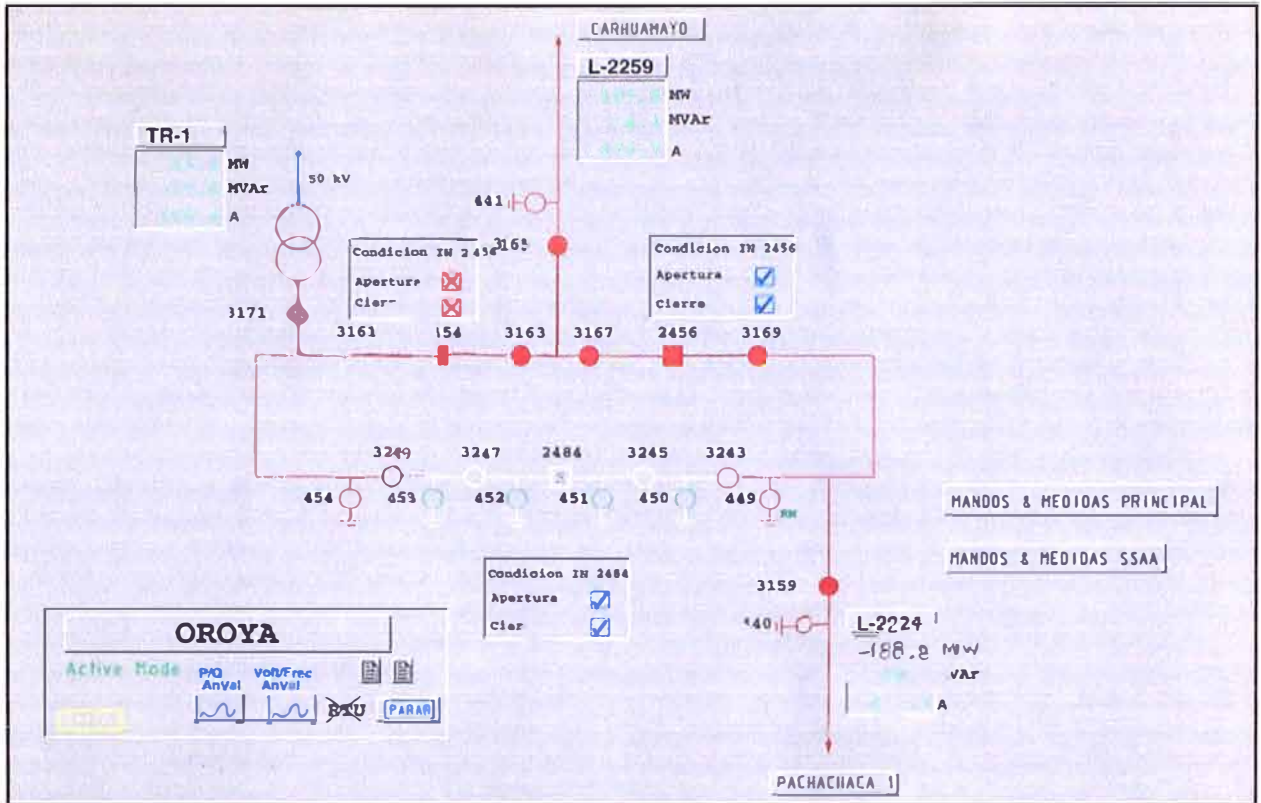


Figura 4.12: Reporte actual SCADA de la S.E Oroya Nueva.

**4.3.2. Reporte de Análisis Cromatográfico en el transformador siniestrado**

Como parte del procedimiento de S.N. Power se realizó al transformador el mantenimiento predictivo anterior (fecha de muestreo 31/03/2008) a la fecha del siniestro, enviando muestras de aceite del transformador, a una entidad encargada del servicio de análisis.

**Q-0324-2010** Lima, 22 de Abril del 2010

Señores: ELECTROANDES S.A.

Atención: ING. GERMAN ORTEGA

Asunto: INFORME ANÁLISIS DE ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR  
ALSTHOM ATLANTIQUE, 20/26/33MVA, 220/50/13.6 KV, AÑO 1983 SERIE N° 224593-02  
UBICACIÓN: S.E OROYA NUEVA - TR3

Referencia: CONCURSO CON-056-2009/EI A

Adjunto al presente los siguientes reportes del transformador de la referencia

REPORTE N°	FECHA	ANALISIS
M025469	22/04/2010	ANALISIS FISICO QUIMICOS
M025469	22/04/2010	ANALISIS DE GASES DISUELTOS
M025469	22/04/2010	ANALISIS DE FURANOS

Guia: 6529355836 FO: Q-0210-2010

**RESULTADOS**

FQ : Tensión Interfacial en Nivel Marginal.

DGA : Valores en Niveles Aceptables

F : Valores encontrados indican degradacion de la celulosa.

Figura 4.13: Reporte de análisis cromatográfico emitido el 22-04-2010.



### 4.3.3. Detalle del Reporte de Análisis Cromatográfico

En vista que el reporte indica, con respecto a gases disueltos en el aceite “Valores en niveles aceptables” y para furanos “Degradación de la celulosa”, es el detalle del reporte de furanos el que analizaremos.

CALIDAD ACEITE				
Anteriores	2010-03-31	Parámetros	Códigos de Alerta	Método Prueba
9	6	Agua en Aceite (ppm)		SOP 5.503-01
		Agua en Aceite (ppm)		D 1533-03
21.5	24.1	Tensión Interfacial (dyne/cm)		D 971-99
0.01	0.03	Acidez (mg KOH/g)		D 974-07
2.5	2.5	Color		D 1500-07
Ninguno	Ninguno	Agua Libre		D 1524-94
0.009	Claro	Apariencia Visual		D 1121-94
Ninguno	Ninguno	Apariencia Sedimentos		D 1524-94
52	63	Suavidad Dieléctrica (kV)		D 817-02
		Ruptura Dieléctrica 2 min (kV)		D 1816-04
		Factor de Potencia @ 25 °C (%)		D 924-04
		Factor de Potencia @ 100 °C (%)		D 924-04
0.0075	0.0040	Gravedad Específica		D 1258-99
		Inhibidor de Oxidación (IBP) (wt. %)		D 4768-03
		Inhibidor de Oxidación (IBP) (wt. %)		D 4768-03
		IEB - Contenido Total American (ppm)		D 3059-00
		Método Sulfuro (Inhibidor)		D 1275-06
< 5	< 5	1-Hydroxymethyl-2-Furaldehyde (ppm)		D 5037-99
< 5	< 5	Furfuryl alcohol (ppm)		D 5817-99
495	502	2-Furaldehyde (ppm)		D 5817-99
< 5	< 5	2-Acetyl furan (ppm)		D 5817-99
14	20	5-Methyl-2-Furfuraldehyde (ppm)		D 5817-99

COMENTARIOS CLIENTE ELECTROANDES MVA 2006233 BY 22015013 B  
Volumen Aceite 20500KG Nitrosela 74

Figura 4.14: Detalle del reporte de análisis cromatográfico

### 4.3.4. Estimación de la vida remanente de un transformador.

Aplicando las ecuaciones aceptadas para la estimación del Tiempo de Vida Útil de un Transformador y partiendo de las siguientes premisas:

- Modelo de S.D. Meyers.

$$DP = [\text{Log}(2FAL \ 0.88) - 4.51] / (-0.0035) \quad (4.1)$$

$$\% \text{Vida Utilizada} = [\text{Log}(DP) - 2.903] / (-0.006021) \quad (4.2)$$

Siendo:

DP :Grado de polimerización

2FAL :Furanos en ppb

- Valor Medido en el análisis cromatográfico:

2FAL = 502 ppb

Nos da que el porcentaje de vida utilizada es de aproximadamente 30 %, quedando una vida remanente de 70 %. Esto podría sustentarse con que el banco de transformadores operaron con carga reducida hasta el año 1995. Asimismo, con la nueva ley de Concesiones Eléctricas (año 1992) se inició el incremento de las cargas, por otra parte la existencia de un cuarto transformador como reserva, hizo que se rotara en la operación de los transformadores.

De lo explicado líneas arriba se concluye que el transformador siniestrado en la Subestación Oroya Nueva, se encontraba en buenas condiciones operativas y con un remanente de 70 % de vida.

#### **4.3.5. Estudio de la falla del T.P. Monofásico 220/50/13,8 kV, S.E. Oroya Nueva – S.N. Power**

Las características básicas de los TP monofásicos, obedecen a una especificación que se ha mostrado adecuada durante 25 años, bajo las condiciones del sitio que impone la alta cota de 3819m; esto quiere decir que la falla y el consecutivo incendio fueron un hecho fortuito estadístico, cuya ocurrencia se relaciona al comportamiento de los aislamientos en el interior del pasatapas, con menor beneficio de la convección del aceite aislante en la zona interna de control de Campo Eléctrico de la acometida y paso del electrodo, ver Referencia (01); lo cual no descalifica a las unidades restantes que pueden continuar previsiblemente en operación normal por otros 25 años, conservándose mejor con los nuevos Apartarrayos de ZnO y con la práctica de los mantenimientos predictivos. Sus características declaradas son:

- ✓ Fabricante: ALSTHOM ATLANTIQUE (Francia).
- ✓ Fabricación y Serie: Año 1983, Serie N°224593-02.
- ✓ Std. de Construcción: ANSI C57-12-00-1973.
- ✓ Std. del Aceite: CEI 60-296; Peso 20500 kg
- ✓ Regulación bajo Carga: Tipo MR, 33 Posiciones con Inversión
- ✓ Altura de Instalación: Máxima de 4200m.
- ✓ Peso Total: 70500 kg (Parte Activa 31000 kg)
- ✓ Tensiones Nominales: 220/50/13,8 kV, a 60 Hz.
- ✓ Corrientes Nominales: 262/1155/797, A.
- ✓ Potencias Nominales: OA / FA1 / FA2 de 100MVA
  - Primario AT 220kV: 20/26/33,33 MVA.
  - Secundario MT 50kV: 20/26/33,33 MVA.
  - Terciario BT 13,8kV: 6,6/8,58/11 MVA.
- ✓ Impedancias: En Valor Porcentual
  - AT/MT (33,33 MVA): 12,35 %
  - AT/BT (11 MVA): 7,61 %
  - MT/BT (11 MVA): 2,53 %
- ✓ Niveles Básicos Aislamiento: AT / MT / BT.

A Impulso Tipo Rayo: 900/350/110 kVc.

A Frecuencia Industrial: 395/140/34 kV, 1min.

A Frecuencia Industrial: 95 N/AT, 50 N/MT kV, 1min.

✓ Temperatura del Aceite: 50°C, Máximo 65°C

La ocurrencia en la S.E. Oroya Nueva, de una falla y siniestro extensivo en medio de condiciones previas de normalidad de operación y buen estado de cada unidad del banco de Transformadores, nos indica que dicha contingencia fortuita puede repetirse también por designios de la probabilidad, en otras ocasiones y localizaciones; lo cual promueve en cada caso particular, contemplar la necesidad de prever la extinción de incendios.

La expectativa de vida útil de un Transformador de Potencia, con parecidas características de la unidad que falló en la S.E. Oroya Nueva y que opera en condiciones de normalidad de los parámetros del sistema eléctrico y recibe conservación por seguimiento predictivo, puede superar largamente los 50 años; las estadísticas de falla indican que un 85% se sitúan en el aislamiento y obedecen a problemas de envejecimiento o de contaminación en los materiales base y solo un 15% se relacionan a defectos de fabricación o diseño, y a problemas de transporte e instalación.

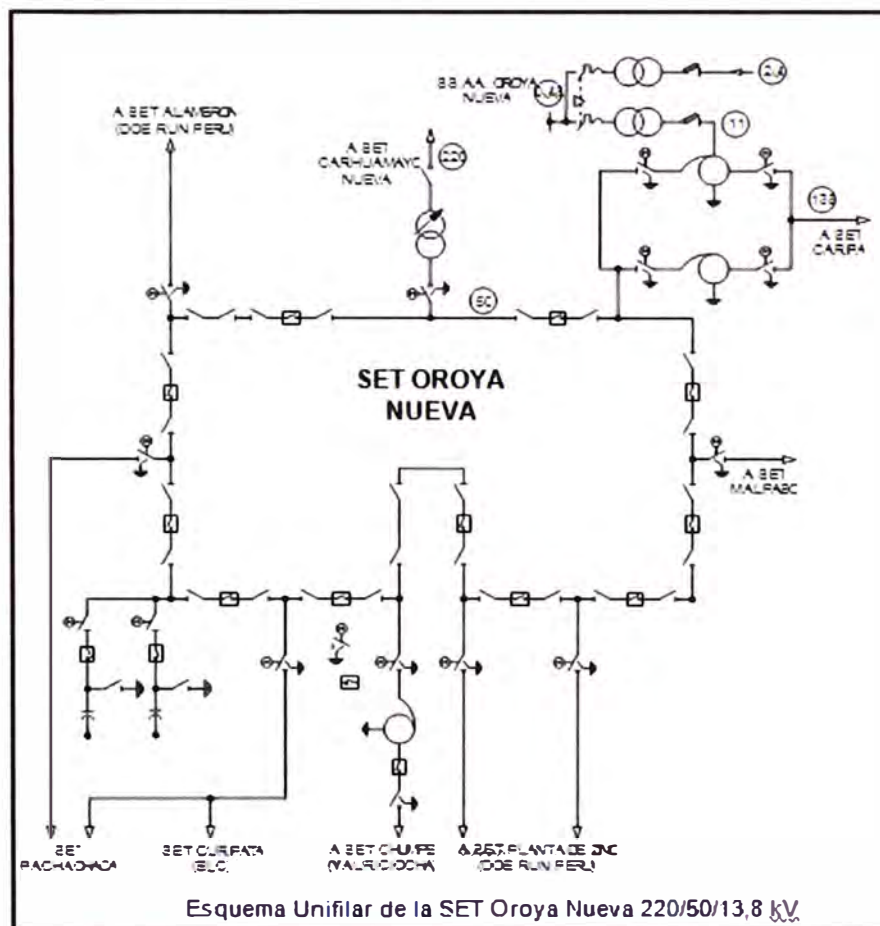


Figura 4.15: Esquema Unifilar de la S.E. Oroya Nueva

#### **4.4. Polémica sobre las Pruebas de furanos.**

Los distintos modelos propuestos para la obtención de un valor de DP a partir de la medición de furanos arrojan resultados diferentes. Esto evita la obtención de una inferencia exacta de la vida remanente del equipo mediante este método, por lo que más investigación es necesaria. Por ello, y con el fin de llegar a un consenso, es necesario elegir un modelo que se adecue a las necesidades de la industria.

Las diferentes herramientas utilizadas en el problema de la evaluación de la vida del transformador de potencia son útiles dependiendo del enfoque analizado y los resultados que se deseen obtener.

Las herramientas basadas en el análisis físico – químico modelan la vida de acuerdo a valores que no representan el riesgo operativo del equipo. Por otro lado, el enfoque estadístico, que utiliza como datos de entrada los productos derivados de la degradación por envejecimiento y los datos de confiabilidad del equipo, es muy apropiado y se acerca a las condiciones de operación. Las herramientas basadas en inteligencia computacional son muy prometedoras en el monitoreo, diagnóstico y evaluación de la vida de los transformadores de potencia.

Es la opinión de los autores que el análisis de la vida del transformador de potencia debe enfocarse de forma individual, equipo por equipo, pues aunque dos transformadores idénticos sean construidos por la misma fábrica y presenten condiciones de operación similares, su tiempo de vida diferirá, por lo que no es del todo correcto analizar el comportamiento de la mortalidad de un grupo de transformadores y asignar dicho comportamiento a un equipo individual.

Idealizando la solución al problema de la inferencia de la vida del transformador de potencia, se puede decir que el modelo necesario para resolverlo deberá contener un análisis del diagnóstico, usando para ello los productos derivados del envejecimiento, un análisis del riesgo operativo del equipo a partir de la cargabilidad y la temperatura de operación, y un enfoque hacia la confiabilidad de la red en el lugar donde se encuentra instalado el equipo. Con estas premisas se disminuiría en gran medida la incertidumbre observada en los distintos modelos utilizados hasta ahora.

Los autores creen que era necesario un resumen que contrastara las distintas herramientas utilizadas en el problema de evaluar la vida de los transformadores de potencia y así poder visualizar de forma más clara los pros y contras en utilizar una metodología u otra.

El operador de los transformadores quisiera conocer en detalle la condición de envejecimiento de su equipo, para así estimar la esperanza de vida con el propósito de optimizar su reemplazo. Aunque no se pueden obtener en la actualidad respuestas definitivas a estas inquietudes, los adelantos en el monitoreo de las condiciones químicas y físicas indican que dichas respuestas podrían obtenerse en el futuro.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El Análisis Cromatográfico de gases disueltos en el aceite resulta un procedimiento más que aceptable, dado que nos permite “predecir” posibles fallas futuras, las cuales colapsarán en un siniestro y se van formando dejando rastros que el método recoge e interpreta.
2. Por otro lado el Análisis Cromatográfico de Furanos (o furfuraldehidos), si bien no define a ciencia cierta cuánto tiempo más vivirá (funcionará) un transformador, se acepta como un indicador en el momento que su reporte refleje peligro inminente.
3. Se requiere necesariamente incluir un análisis periódico del aceite aislante., antes de que el aceite colapse u ocasione daños severos en el transformador.
4. Los transformadores de potencia, representan un vínculo vital en la trasmisión y distribución de energía eléctrica, por ende, el mantenimiento eléctrico y cualquier otro programa que se le asocie, debe tomarlos en consideración de manera integral.
5. Desde el punto de vista de la seguridad eléctrica, continuidad del servicio, disminución de costos de mantenimiento, es absolutamente indispensable monitorear frecuentemente la condición del aislante dieléctrico, para tomar acciones preventivas y algunas posibles correctivas a que haya lugar antes de que le aceite alcance un grado de deterioro más allá del punto donde la falla es inevitable.
6. Se deben mantener registros permanentes de todos los ensayos realizados, en la medida que los ensayos demuestran la presencia de un deterioro evidente en el transformador en esa misma medida se acelera la frecuencia de la realización de las pruebas.



## **ANEXOS**

**ANEXO A: REPORTE DE ANALISIS CROMATOGRAFICO DEL  
TRANSFORMADOR MONOFASICO ALSTHOM ATLANTIQUE (Francia) Serie  
N°224593-02**

**Q-0324-2010**

Lima, 22 de Abril del 2010

Señores: **ELECTROANDES S.A.**

Atención: **ING. GERMAN ORTEGA**

Asunto: **INFORME ANALISIS DE ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR  
ALSTHOM ATLANTIQUE, 20/20/33MVA, 220/50/13.8 KV, AÑO 1983 SERIE N° 224593-02  
UBICACION: S.E OROYA NUEVA - TR3**

Referencia: **CONCURSO CON-056-2009/EI A**

Adjunto al presente los siguientes reportes del transformador de la referencia

REPORTE N°	FECHA	ANALISIS	
M025469	22/04/2010	ANALISIS FISICO QUIMICOS	FQ
M025469	22/04/2010	ANALISIS DE GASES DISUELTOS	DGA
M025469	22/04/2010	ANALISIS DE FURANOS	F

Guia: **6529355836**

PO: **Q-0210-2010**

**RESULTADOS**

**FQ** : Tensión Interfacial en Nivel Marginal.  
**DGA** : Valores en Niveles Aceptables.  
**F** : Valores encontrados indican degradación de la celulosa.


**CONCLUSIÓN**

✓ Condición Operativa : **NORMAL**

**RECOMENDACIÓN:**

- ✓ Tratar Aceite por Tierra Fuller (Regenerado)
- ✓ Nuevo Análisis después del Regenerado.

Atentamente

  
**Julio Castillo Salvador**  
GERENTE GENERAL

## REPORTE ANALISIS ACEITE

### REFERENCIA

Cliente (ZCO05) Correo electrónico Compañía Electroandes	No Muestra M025469 Autorizado por Fecha envío 2010-04-22
--	--

### EQUIPO

Tipo Aparato:	TRN	KV:	220	Punto de Muestreo:	MAIN
Ubicación:	S E. Oroya Nueva	MVA:	20	Temp Aceite (°C):	49
No. Equipo:	224993-02	Tipo Aceite:	Mineral Oil	Tonada por:	J.V
No Serie:	224593-02	Fabricación:	1983	Fecha Muestreo:	2010-03-31
Descripción:	TRANSFORMADOR T3				

### AGD

2008-11-13	2010-03-31	Parámetros	Códigos de Alerta	Método Prueba
< 10	< 10	H. Oxígeno		D3612-02
< 2	< 2	Acetileno		ppm (V/V)
3	3	Etano		a 273 K
6	7	Etileno		y 760 Torr
< 5	< 5	Metano		
270	169	Monóxido de Carbono		
4090	3750	Dióxido de Carbono		
40700	42900	Nitrógeno		
14300	16800	Oxígeno + Argón		
5.91	6.31	Total Gas Disuelto (%)		

### CALIDAD ACEITE

Anteriores	2010-03-31	Parámetros	Códigos de Alerta	Método Prueba
9	6	Agua en Aceite (ppm)		SOP 5.5-03-01
		Agua en Aceite (ppm)		D 1533-00
23.5	24.3	Tensión Interfacial (dynes/cm)		D 971-99
0.03	0.04	Acidez (mg KOH/g)		D 974-07
2.5	2.5	Color		D 1500-07
Ninguno	Ninguno	Agua Libre		D 1524-94
Claro	Claro	Apariencia Visual		D 1524-94
Ninguno	Ninguno	Apariencia Sedimentos		D 1524-94
35	65	Ruptura Dieléctrica (kV)		D 877-02
		Ruptura Dieléctrica 2 mm (kV)		D 1816-04
		Factor de Potencia @ 75 °C (%)		D 924-04
		Factor de Potencia @ 100 °C (%)		D 924-04
0.8875	0.8840	Gravedad Específica		D 1298-99
		Inhibidor de Oxidación DBP (wt. %)		D 4768-03
		Inhibidor de Oxidación DBPC (wt. %)		D 4768-03
		PCB - Contenido Total Aroclor (ppm)		D 4059-00
		Método Sulfuro Corrosivo B		D 1275-06
< 5	< 5	5-Hydroxymethyl-2-Furaldehyde (ppb)		D 5837-99
< 5	< 5	Furfuryl alcohol (ppb)		D 5837-99
495	502	2-Furaldehyde (ppb)		D 5837-99
< 5	< 5	2-Acetylfuran (ppb)		D 5837-99
14	20	5-Methyl-2-Furaldehyde (ppb)		D 5837-99

COMENTARIOS CLIENTE: ELECTROANDES . MVA 20/26/33 , KV: 220/50/13 B  
 Volumen Aceite: 20500KG N° Botella: 74

**Insulating Fluid Analysis**

**OROYA NUEVA TRN 3 (224893-02 TRN)**

Equipment ID	224893-02	Manufacturer	ALSTOM A.	Owner	ELECTRAMIDES
Apparatus Type	TRN	Serial No	224893-02	Location	OROYA NUEVA
Fluid Type	Oil	Year Mfg	1961	Designation	TRN 3
Fluid Cap	6525 US Gal	Model/Type	3	Description	R02440
Analysis Rules	OilTRN	kV Rating	120	Preservation	/ 50 / 11
		MVA Rating	20	Cooling	

Gas Analysis	31/03/2010	ppm/dry	15/11/2008	22/11/2007	24/01/2007	10/12/2005	Limits
Sample No	25469		1596	8457	2040	8308	
Fluid Temp C	40		38	36	36	48	
Hydrogen (H2)	10	0.00	10	10	10	10	< 200
Methane (CH4)	5	0.00	5	5	5	5	< 50
Ethane (C2H6)	3	0.00	3	5	7	0	< 35
Ethylene (C2H4)	7	0.00	6	8	8	10	< 80
Acetylene (C2H2)	7	0.00	2	2	2	2	< 5
Carbon Monoxide (CO)	169	0.36	270	279	223	237	< 800
Carbon Dioxide (CO2)	3750	0.68	4040	4880	4830	4560	< 6000
Oxygen (O2)	16600		14800	15100	18300	22500	
Nitrogen (N2)	49900		46700	41100	41300	63400	
TDCG (ppm)	194	0.20	236	309	250	212	< 672
Equivalent TCG (%)	0.27		0.34	0.45	0.36	0.25	
Total Gas (%)	6.310		5.910	6.100	6.250	9.080	
CO2/CO	22.19		25.15	16.06	20.76	19.24	
O2/N2	0.39		0.35	0.37	0.33	0.35	
Water	6		9	10	9	10	< 34
Water Saturation	4		4	5	4	6	
Equipment Condition	1		1				

Result Interval (days)	180	Port or Tank Sampled by	MAIN J.V	Test Lab	MST
Gas Std	OILTRN NS G01	Reason	ROUTINE	Test Date	22/04/2010
				Lab Ref No	N/A

**Gas Analysis Remarks**

Fluid Quality	31/03/2010		15/11/2008	22/11/2007	24/01/2007	10/12/2005	Limits
Sample No	25469		1596	8457	2040	8308	
Fluid Temp C	49		38	36	36	49	
Acid Number	0.04	mg KOH/g	0.03	0.024	0.029	0.024	< 0.2
Interfacial Tension	24.5	mN/m	21.5	21.1	21.7	25.2	> 26
Diel Str (D677)	65.0	kV	55.0	56.1	56.7	48.6	> 30
Water	6	ppm	9	10	9	10	< 10
Water Saturation	4	%	4	5	4	6	< 20
Furan	522	ppb	509	370	321	203	< 100
Inhibitor		% w/w	0.02	0.02		0.02	> 0.02
PCB		ppm					< 50
Color	2.5		2.5	2.5	2.5	2.5	< 3
Specific Gravity	0.884		0.888	0.883	0.884	0.888	
Fluid / PCB Cond	1/0		2/0	1	1	1	
Visual	CLEAR						

Result Interval (days)	365	Port or Tank Sampled by	MAIN J.V	Test Lab	MST
Fluid Std	OILTRN 08 DE (IEEE)	Reason	ROUTINE	Test Date	22/04/2010
				Lab Ref No	N/A

**Fluid Quality Analysis Remarks**

Report Date 22/04/2010

  
 Julio Castillo Salvador  
 GERENTE (Analista) Oil Analyst 3.3

**ANEXO B: FRAGMENTOS DEL ESTUDIO DE LA FALLA DEL T.P.  
MONOFASICO 220/50/13,8 kV, S.E. OROYA NUEVA - S.N. POWER**

**- Informe Final -**

**1. UBICACIÓN DE LA ZONA DEL ESTUDIO**

La zona del Estudio se ubica en la Sierra alta del Departamento de Junín, provincia de Yauli, Distrito La Oroya, a una altitud geográfica de 3819m; partiendo desde Lima se toma la vía asfaltada Central con un recorrido de aproximadamente 175 km hasta la localidad de La Oroya (cota 3745m), desde donde se deriva por una carretera de 10km hasta llegar al sitio.

**2. La Protección en las Entradas/Salidas de Líneas.**

Si bien están provistas de Apartarrayos SiC, dichos equipos que en algunos casos continúan en servicio, por tener una tensión de cebado, permiten el paso de ondas cortadas de menor valor que dicho parámetro, las cuales se propagan en las Barras crean solicitaciones de tensión en los aislamientos externos e internos de los aparatos del patio, con menor probabilidad de ocurrir lo mismo con los aislamientos externos e internos del Banco de TP, cuyo primario y secundario también están protegidos en rangos más finos, con Apartarrayos.

**3. La Protección de los Bobinados de los TP.**

Las entradas a los bobinados de cada una de las unidades del Banco de TP, en la ocasión de la falla estuvieron provistas de Apartarrayos SiC; luego de la falla, las entradas en 220kV fueron dotadas de Apartarrayos de OZn, y actualmente para estandarizar se ha ampliado la protección a las entradas en el lado de 50kV con dispositivos de idéntica tecnología OZn, como se sabe, dichos equipos filtran totalmente y con mínima Tensión Residual, las ondas de choque que llegan por propagación a dichos Bornes.

**3.1. El Banco de Transformadores de Potencia.**

El emplazamiento de 4 celdas del Banco de TP, tiene 5 muros Corta Fuego y se mantiene en su sitio original el juego de 4 unidades que componen el Banco

inicial (incluida la unidad de reserva), con la diferencia que a la fecha de la inspección dicha unidad ya había reemplazado desde su propia ubicación al Transformador siniestrado.

En ese emplazamiento, se aprecia la gran utilidad que desempeñaron los 2 muros Corta Fuego que confinaban lado a lado la unidad afectada, al impedir el avance del incendio o la acción devastadora del fuego que superó los 1500°C (fundió las bajadas de Cobre a la Red de Puesta a Tierra, las Barras de Aluminio y deformó los accesorios suspendidos y estructuras de Acero sobre la cuba del Transformador), proyectando el calor hacia los lados libres.

De otro lado, los daños sufridos a casi 15m de distancia por las coberturas de los equipos encapsulados en SF<sub>6</sub>, muestran que la presencia de una barrera cortafuego a distancia lateral y longitudinal a la hilera del Banco de TP, hubiese impedido durante el siniestro, el compromiso de las otras instalaciones vecinas.

#### **a. Características de los Transformadores de Potencia (TP).**

Las características básicas de los TP monofásicos, obedecen a una especificación que se ha mostrado adecuada durante 25 años, bajo las condiciones del sitio que impone la alta cota de 3819m; esto quiere decir que la falla y el consecutivo incendio fueron un hecho fortuito estadístico, cuya ocurrencia se relaciona al comportamiento de los aislamientos en el interior del pasatapas, con menor beneficio de la convección del aceite aislante en la zona interna de control de Campo Eléctrico de la acometida y paso del electrodo, ver Referencia (01); lo cual no descalifica a las unidades restantes que pueden continuar previsiblemente en operación normal por otros 25 años, conservándose mejor con los nuevos Apartarrayos de ZnO y con la práctica de los mantenimientos predictivos

#### **4. Recomendaciones para el Mantenimiento del Banco de TP.**

La expectativa de vida útil de un Transformador de Potencia, con parecidas características de la unidad que falló en la S.E. Oroya Nueva y que opera en condiciones de normalidad de los parámetros del sistema eléctrico y recibe conservación por seguimiento predictivo, puede superar largamente los 50 años; las estadísticas de falla indican que un 85% se sitúan en el aislamiento y obedecen a problemas de envejecimiento o de contaminación en



los materiales base y solo un 15% se relacionan a defectos de fabricación o diseño, y a problemas de transporte e instalación.

## **5. RECOMENDACIONES GENERALES**

La protección contra las ondas de impulso que provienen de Rayos directos e indirectos que ingresan al Patio por las Líneas que convergen en la S.E. Oroya Nueva, del mismo modo que las ondas de maniobra internas y procedentes de Subestaciones remotas, se controlan mediante Apartarrayos en las bahías de Líneas y al pié de los devanados de los Transformadores de Potencia y en otros equipos del Patio; en tal sentido, solo cabe continuar con el reemplazo de Apartarrayos SiC (de Varistor), con los de ZnO (de Semiconductor) que carecen de retardo en el encendido y no admiten el paso de la Corriente consecutiva.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Milan Milash "Mantenimiento de Transformadores en Líquido Aislante", Brasil, 1984
- [2] Horning Kelly, Myers (división de S.D. Myers - USA), "Guía de Mantenimiento de Transformadores", USA, 2001
- [3] IEEE, "Estandar IEEE C57.104 - 1991", USA, 1991
- [4] DGE del MINEM, " Norma DGE Ensayos de campo para el diagnóstico de equipos eléctricos de potencia, Perú, 2006"
- [5] IEC 60599 Edition 2.1 2007-05
- [6] IEC 60567-2006
- [7] Yanque Ingenieros "Informe Final estudio de la falla del T.P. Monofasico 220/50/13,8 kV, S.E. Oroya Nueva - S.N. Power"