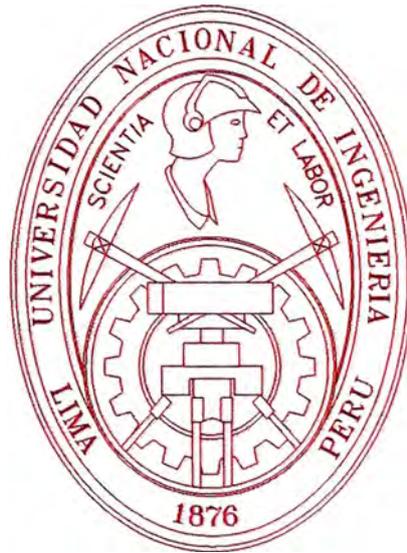


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“APLICACIÓN DEL ANALISIS CROMATOGRAFICO A
TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN MEDIA
TENSION”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

CARLOS DANIEL JIMENEZ GUERRERO

PROMOCIÓN 2003-II

LIMA – PERU

- 2006

CONTENIDO	Página
PROLOGO	1
CAPITULO I	
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1. Generalidades	3
1.2. Sistema eléctrico de Electroandes	7
1.2.1. Ubicación geográfica de las Subestaciones	8
1.2.2. Transformadores de potencia	9
1.3. Objetivo	9
1.4. Alcances	10
CAPITULO II	
2. ENFOQUE TEORICO	18
2.1. Aceite Dieléctrico	18
2.2. Cromatografía de gases	24
2.2.1. Cromatógrafo de gases	28
2.3. Mantenimiento tradicional de transformadores	31
2.3.1. Mantenimiento con desenergización	31
2.3.2. Mantenimiento sin desenergización	32
CAPITULO III	
3. CAUSA DE FORMACIÓN DE GASES	33
3.1. Descomposición de la Celulosa	34
3.2. Descomposición del aceite aislante	35

CAPITULO IV

4. INTERPRETACIÓN DEL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO	39
4.1. Fallas térmicas	41
4.2. Fallas Eléctricas	42
4.2.1. Descargas de baja Intensidad	43
4.2.2. Arcos de alta intensidad	43

CAPITULO V

5. APLICACIÓN EN MANTENIMIENTO PREDICTIVO	44
5.1. Detección de gases	46
5.1.1. Procedimiento de detección	46
5.1.2. Procedimiento para la obtención de muestras	47
5.1.3. Instrumentos para la detección y determinación de gases	52
5.2. Evaluación del contenido de gases	54
5.2.1. Interpretación por método de gas clave	54
5.2.2. Interpretación por cantidad de gases disueltos (MTDCG)	59
5.2.3. Interpretación por relación de gases combustibles	65
5.2.3.1. Interpretación por el método de Doemenburg	66
5.2.3.2. Interpretación por el método de Rogers	71
5.3. Acción correctiva o de inspección	73

CAPITULO V	
6. APLICACIÓN DE METODOS A CASOS REALES	74
6.1. Transformador de la C.H. Malpaso	75
6.2. Transformador de la Subestación San Cristóbal	84
CAPITULO VII	
7. MÉTRICAS Y RESULTADOS	93
7.1. Monitoreo de tendencias	94
7.2. Límites máximos permisibles	95
CAPITULO VIII	
8. COSTOS	100
8.1. Costo del análisis cromatográfico	101
8.2. Análisis Beneficio - Costo	103
8.2.1. Comparación de costos	103
CONCLUSIONES	108
BIBLIOGRAFÍA	109
APENDICE	110

PROLOGO

Los transformadores de potencia como componente principal en toda subestación eléctrica, son costosos y críticos por lo tanto una falla inesperada en estos ocasionaría pérdidas económicas de gran magnitud, también se debe considerar que la fabricación de los transformadores modernos son cada vez más compactos por lo que el sistema de aislamiento de estos tiene una tolerancia menor en comparación con los antiguos por lo tanto más expuesto a degradarse para un mismo régimen de trabajo, por estos motivos existe una preocupación por garantizar el buen funcionamiento de estos, por lo tanto es necesario realizar un monitoreo del comportamiento en servicio para evitar fallas catastróficas.

El análisis cromatográfico aplicado a transformadores de potencia es una solución práctica y económica para identificar cualquier falla interna en un estado inicial o avanzado y saber el estado de operación del transformador garantizando así un alto índice de disponibilidad y confiabilidad.

El presente informe consta de ocho capítulos:

El capítulo 1 contiene las generalidades, describe el sistema eléctrico en donde se aplica el análisis cromatográfico además presenta los objetivos y los alcances del informe.

En el capítulo 2 se muestra el enfoque teórico donde se exponen las características principales de los componentes y procedimientos que intervienen en el desarrollo del informe.

Las causas de formación de gases en un transformador de potencia son los diversos tipos de falla los cuales se interpretan en el análisis cromatográfico esto se encuentra detallado en el capítulo 3.

El capítulo 5 muestra la aplicación del análisis cromatográfico a transformadores como una técnica de mantenimiento predictivo en tres etapas: detección, evaluación y acción.

El capítulo 6 presenta la aplicación de los métodos estudiados a transformadores del sistema eléctrico de Electroandes.

La relación entre el análisis cromatográfico y la gestión de mantenimiento se refleja en la métrica de disponibilidad mostrada en el capítulo 7.

El análisis beneficio - costo y sus resultados se encuentran en el capítulo 8.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. GENERALIDADES

Sacar fuera de servicio un transformador de potencia representa un serio problema para las empresas generadoras de energía eléctrica, ya que esto siempre trae consigo un parada en la producción; Sin embargo es mas costoso cuando la interrupción de las operaciones es causado por una falla del transformador pues se añaden los costos de reparación y reposición.

Diagnosticar las posibles fallas de un transformador implica descubrir y controlar o eliminar a tiempo las causas que podrían conducir a dichas fallas.

Las posibles causas de los gases internos en transformadores de potencia son los arcos eléctricos, descarga tipo corona, puntos calientes, sobrecarga severa, falla del motor de la bomba del sistema de refrigeración y sobrecalentamiento en el sistema de aislamiento, todas producidas dentro de la cuba del transformador.

Un análisis de gases disueltos permitirán evaluar sus condiciones de operación así como anticipar las posibles fallas, mientras el transformador este en operación.

El diagnostico de fallas a partir de los gases involucrados en el aceite aislante en transformadores de potencia comienza en el año 1919 y se desarrolla en 1956, basado principalmente en el análisis de los gases muestreados en el revelador Buchholz. (Según el libro "Guía de Mantenimiento Transformadores" de Horning, Kelly, Myers.)

La detección de ciertos gases generados en un transformador del tipo inmerso en aceite que se encuentra en servicio, mediante técnicas cromatográficas es frecuentemente la primera posible indicación de un mal funcionamiento que eventualmente puede no ser correcta. Los posibles mecanismos de producción de gases internos ocurren en forma individual o como situaciones simultáneas severas y pueden resultar en descomposición del material aislante y formación de diversos gases combustibles y no combustibles.

Usualmente después de una investigación y la evaluación del riesgo potencial, es posible para algunos transformadores operen normalmente con presencia sustancial de gases combustibles, siendo una situación anormal.

En un transformador de potencia, los gases generados pueden ser encontrados disueltos en el aceite aislante, en el gas inerte sobre el aceite o en un equipo colector de gases. La detección de una condición anormal requiere una evaluación de una muestra de gas generada.

Si conocemos la causa de generación de los gases y el tipo de aislamiento de la bobina del transformador esto nos podría ayudar a determinar la composición de los gases generados.

El presente trabajo demuestra la aplicación del análisis cromatográfico en el mantenimiento predictivo de transformadores de potencia indicando métodos específicos para la evaluación y procedimientos que ayuden a conocer el estado y las posibles causas de falla de estos transformadores que contienen gases combustibles para obtener como resultado final una disponibilidad óptima.

En cuanto a la aplicación del análisis cromatográfico de gases generados son a transformadores de potencia inmersos en aceite, pertenecientes al sistema de transmisión de la empresa generadora de energía eléctrica de los andes (ELECTROANDES) siendo esta práctica y directa.

Este sistema esta conformado por 27 subestaciones y cuenta con una capacidad de transformación disponible de aproximadamente 640 MVA, distribuida de la siguiente manera: 390 MVA en niveles de 138 kV y 250 MVA en niveles de 50 kV estando conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Estas subestaciones se encuentran situadas estratégicamente en la zona de la sierra y selva central, siendo sus principales cargas las compañías mineras, por lo que requiere de una alta disponibilidad de la energía eléctrica.

Todos los transformadores mencionados anteriormente se encuentran inmersos en aceite dieléctrico del mismo tipo, mineral inhibido, lo cual hace mas fácil los trabajos de mantenimiento del aceite como son el tratamiento, regenerado, filtrado, reemplazo.

Los trabajos de mantenimiento realizados a los transformadores son diversos y en su mayoría están divididos en dos grupos, en mantenimiento correctivo y predictivo, estando su aplicación en función de un análisis de criticidad y confiabilidad.

1.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE ELECTROANDES

El sistema eléctrico de Electroandes tuvo como razón social Cerro de Pasco Copper Corporation. Desde 1914 viene operando con la puesta en servicio de la primera Central Hidroeléctrica Oroya de 9 MW. y posteriormente con las centrales de Pachachaca de 12 MW., C.H. Malpaso de 54.4 MW y C.H. Yaupi de 108 MW.

En 1973 el gobierno de turno estatiza la Cerro de Pasco Copper Corporation y la convierte en Centromín Perú S.A. y el 11 de diciembre de 2001, como resultado del proceso de privatización emprendido por el gobierno, se transfiere la propiedad de Electroandes al grupo PSEG, y a partir del 1 de junio de 2002, toma la razón social de Electroandes S.A.

El Sistema de Transmisión de Electroandes está constituido por un conjunto de subestaciones en niveles de tensión de 138 - 220 y 50 - 69 kV interconectadas entre si por una red de líneas de transmisión en 138, 69 y 50 kV para el transporte de energía eléctrica de sus centrales hidroeléctricas a sus subestaciones y hacia el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, cuenta con un total aproximado de 763.4 km de líneas de transmisión que se extienden por los departamentos de Lima, Junín, Pasco y Huancavelica.

1.2.1. Ubicación geográfica de las Subestaciones

La ubicación geográfica de las subestaciones que se tomaron en cuenta para la aplicación el análisis cromatográfico son diversas atravesando altitudes que oscilan entre los 1300 y 4800 metros sobre el nivel del mar, con elevado nivel isoceraúnico y soportando temperaturas variadas, vientos moderados y una precipitación pluvial promedio anual de 880 mm, como también las condiciones de operación en las que deben diseñar y operar las subestaciones:

- Altitud :Ver tabla 1
- Instalación :Exterior
- Humedad relativa:
 - Máxima :90 %
 - Mínima :50 %
- Temperatura ambiente:
 - Máxima :40 °C
 - Mínima :10 °C
- Condiciones sísmicas:
 - Aceleración horizontal :0.5 g
 - Aceleración vertical :0.3 g
- Frecuencia :0-10 Hz
- Contaminación ambiental :Media

La dirección así como el distrito, provincia, departamento, región y código de ubigeo se encuentran detallados en la tabla 1. (Ubicación detallada ver apéndice A)

1.2.2. Transformadores de potencia

Los transformadores de potencia son el corazón de la subestación, por lo cual es necesario conocer sus características principales como se presenta en la tabla 2. En función a un análisis de criticidad y confiabilidad se eligieron estos transformadores, para la aplicación del análisis cromatográfico, (Análisis criticidad ver apéndice B)

Se puede observar que existe una gran diversidad en función a la edad, teniendo en mayor proporción a transformadores con mas de 20 años de antigüedad.

1.3. OBJETIVOS

- Identificar y prevenir mediante el análisis cromatográfico de gases del aceite dieléctrico, las posibles causas de falla en un transformador de potencia y así evitar pérdidas de gran magnitud.
- Conocer el estado en que se encuentra el aislamiento interno a través del análisis del aceite aislante.

1.4. ALCANCES

Lo expuesto anteriormente se aplica a transformadores inmersos en aceite mineral, teniendo en cuenta los siguientes puntos para su desarrollo:

- Teoría de gases combustibles generados en un transformador
- Interpretación del resultado del análisis de gases
- Procedimientos sugeridos de operación
- Diversas técnicas de diagnóstico como gases tipo, relaciones de Dornberg y relaciones de Rogers.
- Instrumentos para detectar y determinar cantidades de gases combustibles presentes.

Han sido establecidas muchas técnicas para la detección y la medición de gases. Sin embargo, estos análisis de gases y la trascendencia de su interpretación no son ciencia y esta sujeto a la variabilidad. Su presencia y cantidad están en función de las variables de equipo como el tipo, la ubicación y la temperatura de la falla; solubilidad y saturación de los diversos gases en el aceite; el tipo de sistema de preservación de aceite; el tipo y frecuencia de la circulación de aceite; el tipo material en contacto con la falla, variables que asocian entre las muestras y los procesos de medición.

Debido a la variabilidad de los límites aceptables de gases y la trascendencia de estos así como la rangos de generación, es difícil obtener unanimidad. El obstáculo principal para el desarrollo de la interpretación de fallas como una ciencia, es la falta de la correlación segura entre una falla identificada con el análisis de gases, y la falla encontrada en el transformador después de su inspección interna.

Antes de tomar una acción mayor en un transformador debido a posibles fallas como resultado de la evaluación de los análisis cromatográficos, es necesario un análisis previo de confirmación.

Tabla 1. Ubicación geográfica de las Subestaciones (Electroandes) sigue

Subestación	Dirección	Distrito	Provincia	Dpto.	Región	Cod. Ubigeo	UTM NORTE	UTM ESTE	Altitud (m.s.n.m.)
Andaychagua	Complejo Minero Volcan	Huay-Huay	Yauli	Junín	Sierra	120803	8702360	389640	4450
Antuquito	Carretera central S/N	San Mateo	Huarochiri	Lima	Sierra	150722	8711060	364830	4050
Bellavista	Complejo Minero Quenuales	San Mateo	Huarochiri	Lima	Sierra	150722	8707950	362570	3850
Buena Vista	Carretera Central S/N	Tinyahuarco	Pasco	Pasco	Sierra	190111	8810300	362650	4300
Carhuamayo	Juan Melendez cuadra 14	Carhuamayo	Junín	Junín	Sierra	120502	8791990	384590	4125
Carlos Francisco	Complejo Minero Quenuales	San Mateo	Huarochiri	Lima	Sierra	150722	8712310	365790	4210
Casapalca	Complejo Minero Quenuales	San Mateo	Huarochiri	Lima	Sierra	150722	8712310	365790	4210
Casapalca Norte	Complejo Minero Quenuales	San Mateo	Huarochiri	Lima	Sierra	150722	8713390	366140	4250
Chumpe	Complejo Minero Corona	Alis	Yauyos	Lima	Sierra	151002	8641230	424415	4130
Excelsior	Complejo Minero Volcan	Simon Bolivar	Pasco	Pasco	Sierra	190109	8819100	361380	4280
Huicra	Complejo Minero Volcan	Simon Bolivar	Pasco	Pasco	Sierra	190109	8823092	358947	4310

Tabla 1. Ubicación geográfica de las Subestaciones (Electroandes) continua

Subestación	Dirección	Distrito	Provincia	Dpto.	Región	Cod. Ubigeo	UTM NORTE	UTM ESTE	Altitud (m.s.n.m.)
Mahr Tunel	Complejo Minero Volcan	Yauli	Yauli	Junín	Sierra	120810	8714230	385060	3980
Malpaso	Complejo Hidroelectrico Electroandes	Marcapomacocha	Yauli	Junín	Sierra	120804	8737090	387200	3795
Morococha	Complejo Minero Panamerican Silver	Morococha	Yauli	Junín	Sierra	120805	8717810	376200	4510
Oroya Nueva	Qeshurupampa S/N	La Oroya	Yauli	Junín	Sierra	120801	8725400	400147	3850
Oroya	Complejo Hidroelectrico Electroandes	Sta. Rosa de Sacco	Yauli	Junín	Sierra	120808	8726790	400460	3750
Pachachaca	Complejo Hidroelectrico Electroandes	Yauli	Yauli	Junín	Sierra	120810	8715410	387330	3970
Paragsha I	Complejo Minero Volcan	Simon Bolivar	Pasco	Pasco	Sierra	190109	8820030	361940	4310
San Juan	Complejo Minero Volcan	Simon Bolivar	Pasco	Pasco	Sierra	190109	8816570	356739	4200
San Mateo	Complejo Minero Quenuales	San Mateo	Huarochiri	Lima	Sierra	150722	8701280	359370	3190
San Antonio	Complejo Minero Volcan	Huay Huay	Yauli	Junín	Sierra	120803	8703600	383600	4480
San Cristóbal	Complejo Minero Volcan	Huay Huay	Yauli	Junín	Sierra	120803	8702620	384910	4650

Tabla 1. Ubicación geográfica de las Subestaciones (Electroandes)

Subestación	Dirección	Distrito	Provincia	Dpto.	Región	Cod. Ubigeo	UTM NORTE	UTM ESTE	Altitud (m.s.n.m.)
Shelby	Carretera Central S/N	Vicco	Pasco	Pasco	Sierra	190112	8804700	366200	4120
Vista Alegre	Carretera Central S/N	Simon Bolivar	Pasco	Pasco	Sierra	190109	8816100	359300	4325
Yaupi	Complejo Hidroeléctrico Electroandes	Ulcumayo	Junin	Junín	Selva	120504	8812780	441460	1330
Cobriza I	Complejo Hidroeléctrico Electroperu	Colcabamba	Tayacaja	Huancavelica	Sierra	020103	8634200	538270	1950
Cobriza II	Complejo Minero Doe Run	San Pedro de coris	Churcampa	Huancavelica	Sierra	090509	8608280	566180	2500

Tabla 2. Características de transformadores (Electroandes) continua

Subestación	Descripción del Transformador	N° Serie	Año Fabricación
Oroya Nueva	Marca Alsthom, 33,33 MVA, 220/50/13.8 KV	224593-01	1983
Oroya Nueva	Marca Alsthom, 33,33 MVA, 220/50/13.8 KV	224593-02	1983
Oroya Nueva	Marca Alsthom, 33,33 MVA, 220/50/13.8 KV	224593-03	1983
Oroya Nueva	Marca Alsthom, 33,33 MVA, 220/50/13.8 KV	224593-04	1983
Oroya Nueva	Marca Westinghouse, 30 MVA, 115/48/11 KV	5068000	1954
Oroya Nueva	Marca Westinghouse, 30 MVA, 115/48/11 KV	5068001	1954
Oroya Nueva	Marca Delcrosa, 10 MVA, 72.5/50 KV	37602	1982
Oroya	Marca Miron, 9 MVA, 48/2.4 KV	37593	1992
Oroya	Marca Westinghouse, 3.75 MVA, 50/2.4 KV	PCU 70041	1966
Malpaso	Marca General Electric, 17 MVA, 50/6.9 KV	5269398	1935
Malpaso	Marca General Electric, 17 MVA, 50/6.9 KV	5269399	1960
Malpaso	Marca Delcrosa, 17 MVA, 50/6.9 KV	126771 T	1986
Malpaso	Marca Delcrosa, 17 MVA, 50/6.9 KV	161995 T	2000
Malpaso	Marca General Electric, 750 KVA, 50/2.4 KV	5269400	1935
Malpaso	Marca General Electric, 750 KVA, 50/2.4 KV	5269401	1935
Malpaso	Marca General Electric, 17 MVA, 50/6.9 KV	B502679	1935
Yaupi	Marca Westinghouse, 25 MVA, 132/13.2 KV	5067762	1957
Yaupi	Marca Westinghouse, 25 MVA, 132/13.2 KV	5067763	1957
Yaupi	Marca Westinghouse, 25 MVA, 132/13.2 KV	5067765	1957
Yaupi	Marca Westinghouse, 25 MVA, 132/13.2 KV	5067764	1957
Yaupi	Marca Mitsubishi, 16.67 MVA, 132/13.2 KV	547622	1968

Tabla 2. Características de transformadores (Electroandenes) continua

Subestación	Descripción del Transformador	N° Serie	Año Fabricación
Yaupi	Marca Mitsubishi, 16.67 MVA, 132/13.2 KV	547623	1968
Yaupi	Marca Mitsubishi, 16.67 MVA, 132/13.2 KV	547624	1968
Yaupi	Marca General Electric, 1 MVA, 13.8/0.44 KV	3972986	1957
Yaupi	Marca General Electric, 1 MVA, 13.8/0.44 kV	3972987	1957
Carhuamayo	Marca Westinghouse, 18 MVA, 138/50/11 KV	5068002	1987
Paragsha I	Marca BBC, 35 MVA, 138/50/12 KV	L30375	1954
Excélsior	Marca Mitsubishi, 10 MVA, 46/12.6 KV	547500	1966
Excélsior	Marca Westinghouse, 1 MVA, 46/2.4 KV	2801305	1941
Excélsior	Marca Westinghouse, 1 MVA, 46/2.4 KV	2801306	1941
Excélsior	Marca Westinghouse, 1 MVA, 46/2.4 KV	2801303	1941
Excélsior	Marca Westinghouse, 1.5 MVA, 46/2.4 kV	6995387	1968
San Juan	Marca Westinghouse, 15 MVA, 50/11 KV	5065378	1954
San Juan	Marca General Electric, 1.5 MVA, 43.8/2.4 kV	E-694875	1965
Huicra	Marca General Electric, 0.5 MVA, 50/2.4 kV	990513	1940
Huicra	Marca General Electric, 0.5 MVA, 50/2.4 kV	990514	1940
Huicra	Marca General Electric, 0.5 MVA, 50/2.4 kV	990515	1940
Chumpe	Marca Miron, 9 MVA, 67/12.6 KV	37600	1983
Chumpe	Marca Westinghouse, 3.75 MVA, 69/12 KV	6996604	1965
Cobriza I	Marca Hitachi, 30 MVA, 230/69/10 KV	721024-1	1981
Cobriza II	Marca Hitachi, 20 MVA, 63/10/4.16 KV	311-1B0444	1981

Tabla 2. Características de transformadores (Electroandenes) continua

Subestación	Descripción del Transformador	N° Serie	Año Fabricación
Andaychagua	Marca Pauwels, 7.5 MVA, 50/4.16 KV	84,4.3391	1984
San Cristóbal	Marca Westinghouse, 3.75 MVA, 50/2.4 KV	3162157	1943
San Cristóbal	Marca General Electric, 1 MVA, 50/4.16 KV	3763095	1940
San Cristóbal	Marca General Electric, 1 MVA, 50/4.16 KV	3763094	1940
San Cristóbal	Marca General Electric, 1 MVA, 50/4.16 KV	3763093	1940
San Antonio	Marca Bewsh Elect Inge1.5 MVA,50/4.16 kV	69744	1965
Mahr Túnel	Marca Alsthom, 6 MVA, 48/2.4 KV	H67960-01	1982
Pachachaca	Marca Delcrosa, 15 MVA, 50/2.3 KV	161287T	1996
Morocochoa	Marca Delcrosa, 6 MVA, 50/2.4 KV	160183T	1988
Casapalca	Marca Delcrosa, 9 MVA, 48/2.4 KV	322914R	1982
Casapalca	Marca General Electric, 1 MVA, 50/4.16 kV	4811001	1940
Casapalca	Marca General Electric, 1 MVA, 50/4.16 kV	4811002	1940
Casapalca	Marca General Electric, 1 MVA, 50/4.16 kV	4811003	1940
Casap Norte	ESCO, 1 MVA, 50/4.17 kV	11335992	1964
Casap Norte	ESCO, 1 MVA, 50/4.17 kV	11335993	1964
Casap Norte	ESCO, 1 MVA, 50/4.17 kV	11335994	1964
Antuquito	Marca General Electric, 1 MVA, 50/4.16 kV	4498645	1940
Antuquito	Marca General Electric, 1 MVA, 50/4.16 kV	3763093	1940
Antuquito	Marca General Electric, 1 MVA, 50/4.16 kV	5397393	1940
Bellavista	Marca General Electric, 1 MVA, 50/4.16 kV	990506	1944
Bellavista	Marca General Electric, 1 MVA, 50/4.16 kV	990512	1944
San Mateo	Marca General Electric, 0.5 MVA, 50/2.4 kV	4540986	1929
San Mateo	Marca General Electric, 0.5 MVA, 50/2.4 kV	4540987	1929
San Mateo	Marca General Electric, 0.5 MVA, 50/2.4 kV	4540985	1929

CAPITULO II

ENFOQUE TEORICO

2.1. ACEITE DIELECTRICO

El aceite dieléctrico es la “Sangre del transformador de potencia” cumpliendo la función de aislante interno como función principal y de refrigerante, por lo tanto es vital conocer el estado de sus propiedades indicadas en la tabla 3 según estándar **ASTM D3487-00 “Especificación estándar para aceite mineral aislante usado en aparatos eléctricos”**; según este estándar existen dos tipos de aceite mineral aislante:

Tipo I – Es un aceite para instrumentos donde la resistencia de oxidación requerida es normal. Algunos de estos aceites pueden requerir la adición de un inhibidor de oxidación apropiado.

Tipo II – Es un aceite para instrumentos donde la resistencia de oxidación requerida es más grande. Esto es conseguido generalmente con la adición de un inhibidor de oxidación apropiado.

Tabla 3 Propiedades Requeridas (ASTM D3487-00)

Propiedad	Limite		Método ASTM
	Tipo I	Tipo II	
Físico :			
Punto de Anilina °C	(63-84) (A)	(63-84) (A)	D 611
Color max..	0.5	0.5	D 1500
Punto de Inflamación, min. °C	145	145	D 92
Tensión Interfacial 25°C, min. Dinas/cm	40	40	D 971
Punto de fluidez, max. °C	-40 (B)	-40 (B)	D 97
Densidad Relativa (gravedad especifica) 15°C/15 °C max	0.91	0.91	D 1298
Viscosidad, max. cSt (SUS) a:			D445 o D 88
100°C	3.0 (36)	3.0 (36)	
40°C	12.0 (66)	12.0 (66)	
0°C	76.0 (350)	76.0 (350)	
Examen Visual	limpio y claro	limpio y claro	D 1524
Eléctrico :			
Rigidez dieléctrica a 60 Hz.			
Electrodo tipo Disco, Min. kV	30	30	D 877
Electrodo tipo VDE, min. kV 0.040 - in (1.02-mm) separación	20 (C)	20 (C)	D 1816
0.080-in (2.03-mm) separación	35 (C)	35 (C)	
Rigidez dieléctrica, Condición de Impulso :			D 3300
25°C min, kV punta negativa en esfera tierra 1-in (25.4-mm) separación	145 (D)	145 (D)	
Tendencia gasificación, max. uL/min	+ 30	+ 30	D 2300
Factor de disipación (factor de potencia) a 60Hz. Max. %			D 924
25°C	0.05	0.05	
100°C	0.30	0.30	
Químico :			
Estabilidad a la oxidación (Prueba Lodo acido)			D 2440
72 h:			
% lodo, max. Por masa	0.15	0.1	
Numero total acido, max, mg KOH/g	0.5	0.3	

continua

Tabla 3 Propiedades Requeridas (ASTM D3487-00) sigue

Químico :			
164 h:			
% lodo, max. por masa	0.3	0.2	
Número de Neutralización, max, mg KOH/g	0.6	0.4	
Estabilidad a la oxidación (Prueba Bomba girada), min, minutos	---	195	D 2112
Contenido de Inhibidor de oxidación, max, % por masa	0.08	0.3	D 4768 o D 2668 (F)
Sulfuro corrosivo	no corrosivo	no corrosivo	D 1275
Contenido de agua, max, ppm	35	35	D 1533
Numero de neutralización, Numero total acido, max, mg KOH/g	0.03	0.03	D 974
Contenido de PCB, ppm	no detectable	no detectable	D 4059

A: El valor mostrado representa una información común

B: Es una practica común para especificaciones bajas o muy altas de punto de fluidez, dependiendo de la condiciones climatologicas

C: Limite por método D 1816 es aplicable solo para aceites nuevos (ver apéndice X2.2.1.2) Un aceite procesado nuevo debe de tener un mínimo de rigidez dieléctrica de 28 kV y 56 kV para 0.04 in (1.02 mm) o 0.08 in (2.03mm) separación respectivamente.

D: Los aceites actualmente varían en el esfuerzo de impulso. Algunos usuarios prefieren aceite de un mínimo de 145 kV para ciertos usos, mientras que otros aceptan el aceite con un esfuerzo de impulso menores a 130 kV para otros usos.

E: Los compuestos Furanicos, según lo determinado por el Test Metodo D 5837, son útiles para determinar el nivel de la degradación de la celulosa que ha ocurrido en el papel impregnado de aceite. Especificar niveles máximos permitidos de contenido de furanos en aceites nuevos, debe ser según acuerdo entre el usuario y el surtidor.

F: Ambos 2,6 ditertiary-butyl para cresol y el 2,6 ditertiary butylphenol son inhibidores de la oxidación en los aceites según esta especificación. Los estudios preliminares indican que las pruebas por métodos D 2668 y D 4768 son convenientes para determinar la concentración del inhibidor o de su mezcla.

En los transformadores del sistema eléctrico de Electroandes se utiliza el aceite naftenico Shell Diala D no inhibido, por lo tanto tipo I, cuyas características se muestran en la tabla 5.

La definición de las propiedades físico-químicos se especifican en el apéndice C según estándar ASTM D3487.

Para aceites nuevos se comparan las tablas 3 y las tablas proporcionadas por el proveedor, para verificar el buen estado inicial del aceite aislante y garantizar el buen funcionamiento.

Para verificar el estado de los aceites en servicio Electroandes compara la tabla 4, con los valores obtenidos después de las pruebas físico-químicas realizadas por una empresa especializada encargada.

Tabla 4 Propiedades Aceite en servicio (ELECTROANDES)

Propiedad		Limite	Norma	Equipo
Rigidez Dieléctrica		> 25 KV	ASTM - D 877	BAUR PGO
Tensión interfacial		> 20 dinas / cm	ASTM - D 971	FISCHER M 20
N° de neutralización		< 0.2 mg KOH / gr.	ASTM - D 684	METTLER DL - 21
Contenido de agua	< 69 kV	< 30 ppm a 20 °C	ASTM - D 1533	METTLER DL - 37
	> 69 kV	< 20 ppm a 20 °C		
Color		< 4.5	ASTM - D 1500	GERIN C. O.

Tabla 5 Propiedades Aceite Shell Diala D, continua

Propiedad	Según VDE0370/DIN 57370 P1,CA	Shell Diala D
Estado físico: Color: Olor: Punto inicial de ebullición: Presión de vapor: Densidad:		Líquido a la temperatura ambiente. Amarillo claro Aceite mineral característico >280°C < 0.5 Pa a 20°C 864 kg/m ³ a 15°C
Densidad @ 15°C, g/ml @ 20°C, g/ml	Máx 0.898 Máx 0.895	0.896 0.892
Viscosidad Cinemática @ -30°C, mm ² /s @ 20°C, mm ² /s @ 40°C, mm ² /s @ 100°C, mm ² /s	Máx 1800 Máx 25	1100 25 9.5 2.4
Indice de Viscosidad		50
Punto de fluidez, °C		-45
Punto de Inflamación (COC), °C	Mín 130	149
Número de Neutralización, mg KOH/g	Máx 0.03	<0.03
Rigidez dieléctrica, kV (IEC156, posterior al tratamiento)	Mín 50	>60
Factor de disipación dieléctrica a 90°C	Máx 0.005	0.003
Estabilidad Baader (140 h/100°C)		
Valor de saponificación, mg KOH/g	Máx 0.60	0.3

Tabla 5 Propiedades Aceite Shell Diala D, sigue

Propiedad	Según VDE0370/DIN 57370 P1,CA	Shell Diala D
Contenido de lodo, g/100g	Máx 0.05	0.02
Factor de disipación dieléctrica a 90°C	Máx 0.180	0.06
Estabilidad a la oxidación (IEC 74, 164 h/100°C)		
Número de Neutralización, mg KOH/g	Máx 0.30	0.06
Contenido de lodo, g/100g	Máx 0.05	0.02
Factor de disipación dieléctrica a 90°C		0.15

2.2. CROMATOGRAFÍA DE GASES

El botánico ruso Mikhail Semenovich Tsvett, 1872-1919 empleó por primera vez en 1906 el término "cromatografía" (del griego chroma y graphein que significan respectivamente "color" y "escribir"). Semenovich usó columnas de adsorción de líquidos para separar pigmentos vegetales (clorofilas).

La cromatografía engloba a un conjunto de técnicas de análisis basadas en la separación de los componentes de una mezcla y su posterior detección. (fig. 1)

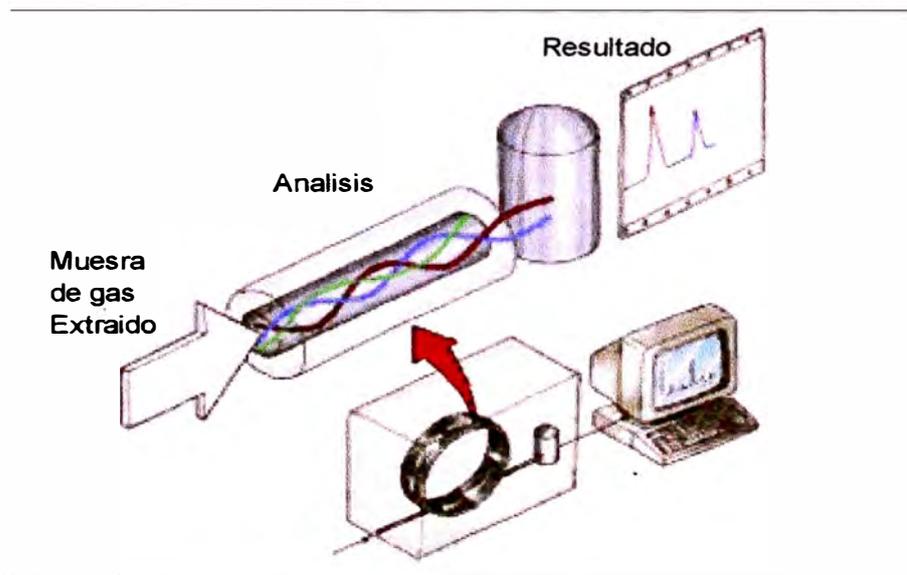


Figura 1. Proceso cromatográfico.

Según Milan Milasch “es el método actual mas adecuado de análisis de gases de transformadores cuyos resultados contribuyen de gran manera para la detección de fallas incipientes y conocimiento del estado del envejecimiento del sistema de aislamiento del transformador”.

El análisis cromatográfico de gases consta de tres etapas: extracción de muestra de aceite, extracción de gases de la muestra de aceite y análisis de gases extraídos por cromatografía.

La extracción de muestra de aceite del transformador es una etapa importante ya que influye de sobremanera al resultado final.

Según el “Método estándar de prueba para el análisis de gases disueltos en aceite de aislamiento eléctrico por cromatografía de gases” ASTM D3612-01 (Ver apéndice existen tres métodos para realizar la extracción y el análisis cromatográfico:

Método A - Extracción por vacío.

El método A emplea la extracción por vacío para separar los gases del aceite (fig. 2). Los gases se comprimen a la presión atmosférica y se mide el volumen total en porcentaje. Los gases entonces son analizados por el cromatógrafo de gases.

Tabla 6. Limite mínimo de detección método A (ASTM D3612)

Componentes del Gas	Limite Mínimo de Detección para gases disueltos en Aceite , ppm
Hidrogeno	5
Hidrocarburos	1
Oxido de carbono	25
Gases Atmosféricos	50

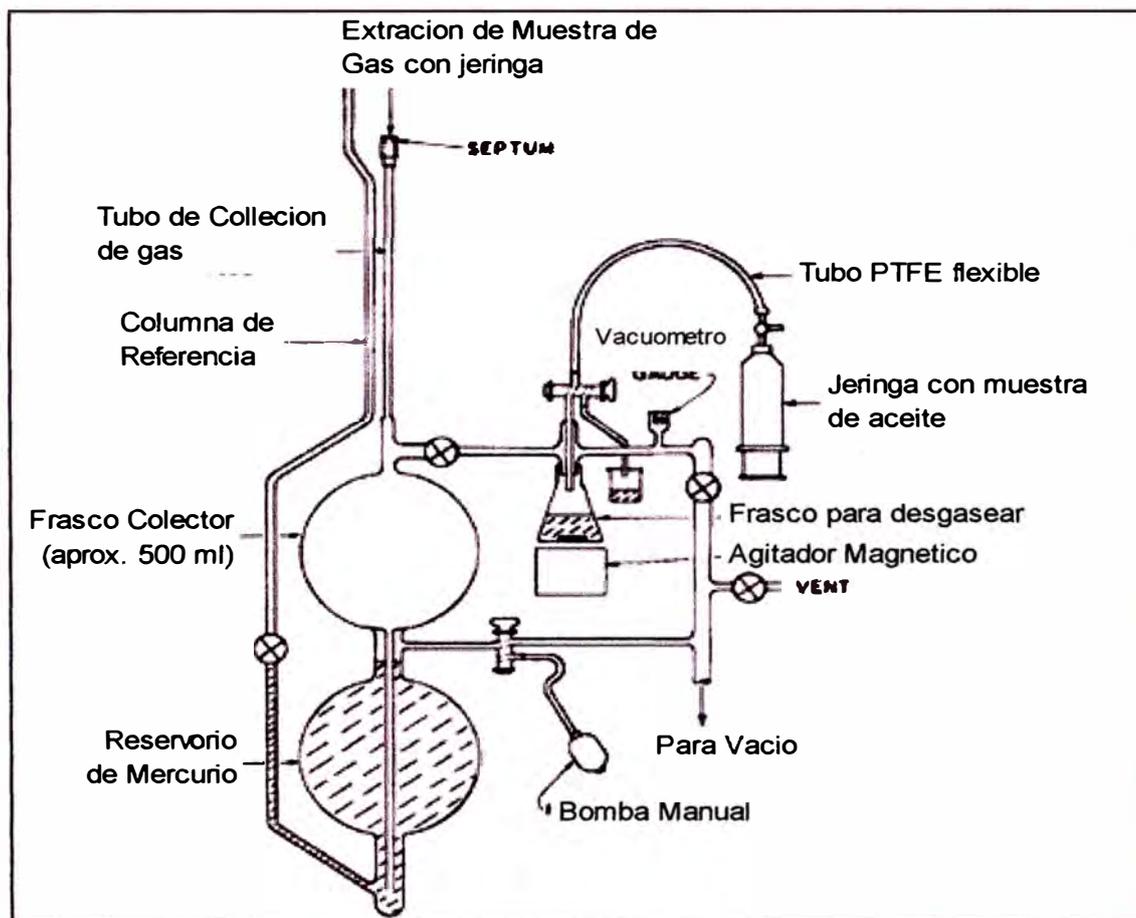


Figura 2. Método A Extracción de gas de aceite. (ASTM D3612)

Método B - Extracción por separador de columna

Los gases disueltos son extraídos del aceite haciendo burbujear un gas inerte de alta área superficial a través de la muestra en una columna del separador. Los gases son empujados de la columna del separador hacia el cromatógrafo de gases. En Siliconas no se recomienda esta prueba por este método, cuando los sistemas también se utilizan para probar el aceite mineral. En el proceso se forma exceso de espuma que causa la contaminación de columnas después del separador. El contenido de gases es presentado en partes por millón (ppm) o en porcentaje.

Tabla 7. Limite mínimo de detección método B (ASTM D3612)

Componentes del Gas	Limite Mínimo de Detección para gases disueltos en Aceite , ppm
Hidrogeno	20
Hidrocarburos	1
Oxido de carbono	2
Gases Atmosféricos	500

Método C - Muestreo del espacio libre

El método C consiste en utilizar una muestra de aceite en contacto con una fase de gas (espacio libre) en un recipiente cerrado y purgado con argón. Como resultado, una porción de un gas (H_2 , O_2 , N_2 , CH_4 , CO , CO_2 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , o C_3H_8) con una determinada concentración inicial disuelto en aceite, se transfiere al espacio libre. Los gases disueltos contenidos en el aceite entonces se equilibran en las dos fases en contacto bajo condiciones controladas (de acuerdo con la ley del Henry). En el equilibrio, el espacio libre está sobre comprimido con argón, entonces el contenido de un lazo es llenado por la descompresión del espacio libre contra la presión atmosférica ambiental.

Los gases contenidos en el lazo entonces se introducen en un cromatógrafo de gases. El contenido de gases es presentado en partes por millón (ppm) o en porcentaje.

Tabla 8. Limite mínimo de detección método C (ASTM D3612)

Componentes del Gas	Limite Mínimo de Detección para gases disueltos en Aceite , ppm
H ₂	0.65
O ₂	11.0 A
N ₂	11.2
CH ₄	0.06
CO	0.09
CO ₂	1
C ₂ H ₂	0.05
C ₂ H ₄	0.04
C ₂ H ₆	0.04
C ₃ H ₈	0.2

Los métodos B y C no son muy utilizados en la actualidad.

2.2.1. Cromatógrafo de gases

El cromatógrafo de gases es un equipo para la separación de los componentes de un gas en columnas para luego detectarlos.

Un típico cromatógrafo se muestra en la figura 3, consiste de un cilindro de gas portador, un regulador de flujo y presión, una puerto de inyección de muestra, columna de absorción, detector, termostato, un registrador y microprocesador para la impresión de los resultados.

El tiempo requerido para el análisis tiene un rango de 8 a 30 minutos. La precisión alcanzable en un cromatógrafo

depende del cuidado en proceso, la muestra del gas, cambio del detector, y una calibración diaria de los instrumentos de prueba para asegurar un resultado confiable.

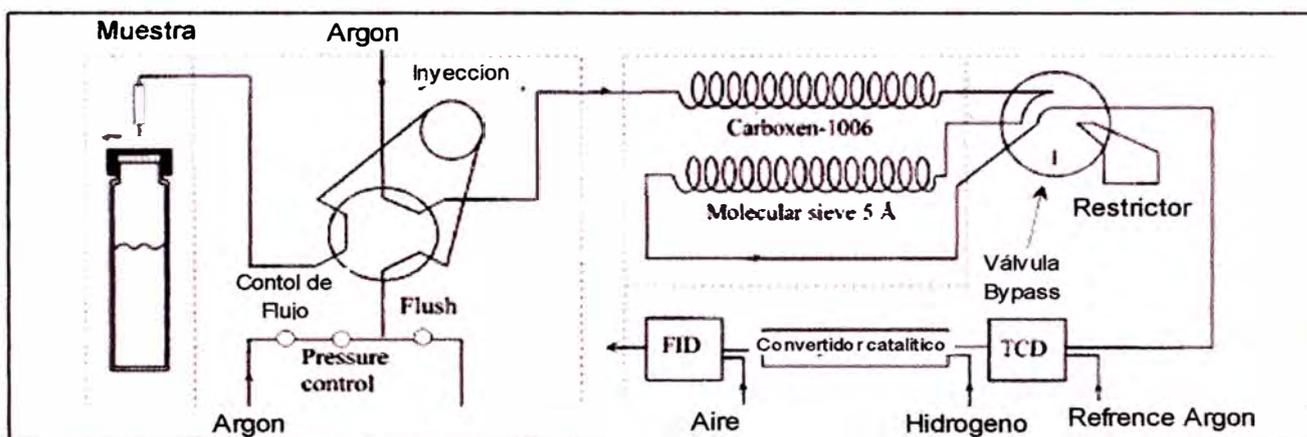


Figura 3a. Representación esquemática. (ASTM D3612)



Figura 3b. Cromatógrafo Varian 3400

En la figura 4 se presenta un cromatograma típico de un transformador que tiene un 6% de contenido de gas total.

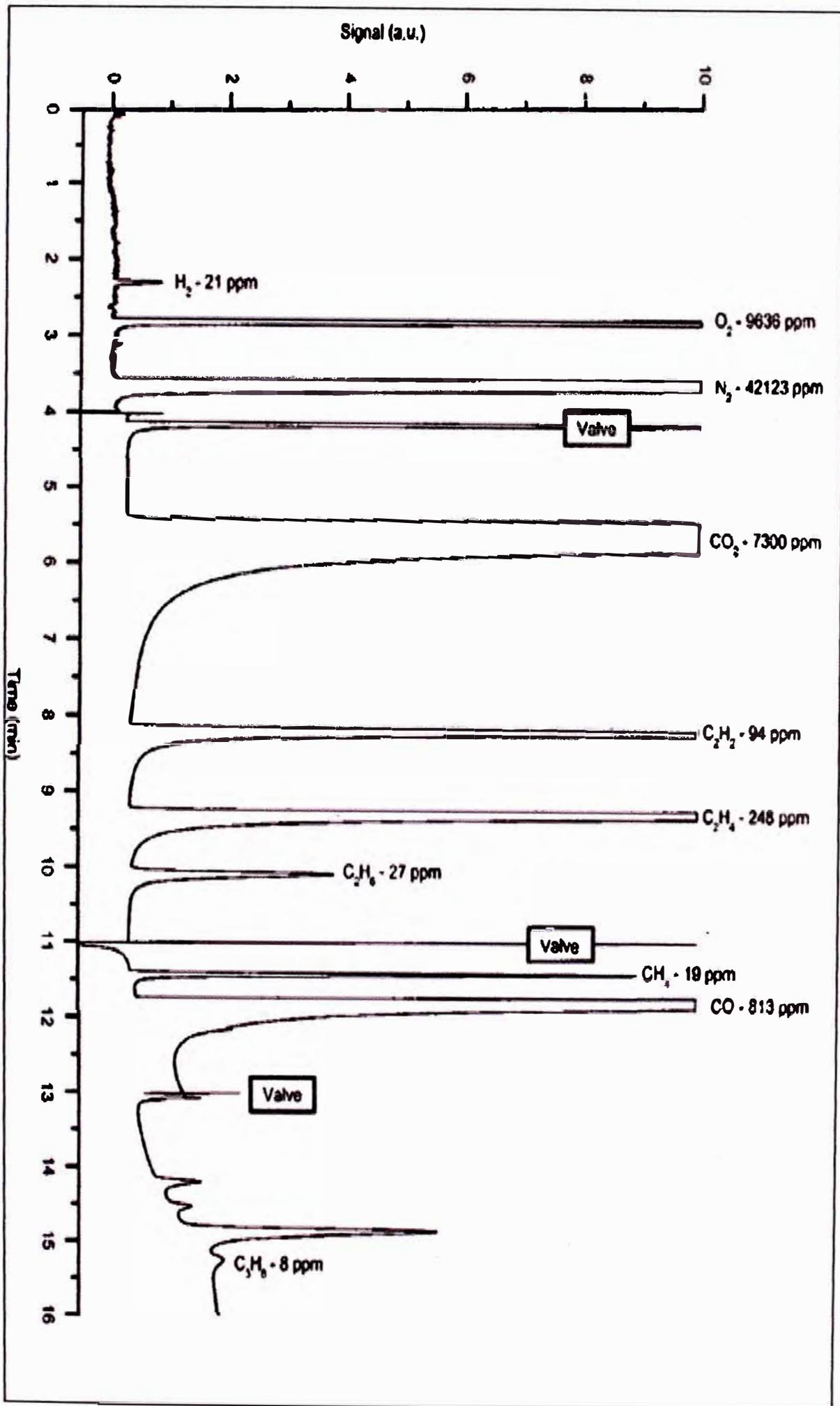


Figura 4. Cromatograma típico (ASTM D3612)

2.3. MANTENIMIENTO TRADICIONAL DE TRANSFORMADORES

El Plan Anual de Mantenimiento es programado con actividades principales (mantenimiento con desenergización de la subestación) y actividades secundarias (mantenimiento sin desenergización de la subestación).

2.3.1. Mantenimiento con desenergización

En estos mantenimientos se realizan los siguientes trabajos:

- Reacondicionamiento del aislamiento:

 Limpieza manual de aisladores

- Reacondicionamiento de equipos:

 Limpieza del gabinete de control del transformador

 Reapriete de bomeras en gabinete

 Cambio de aceite de pozo de termocupla

 Inspección de dispositivo de sobre presión

 Aplicación de vaselina, reapriete de conexiones de bushings

 Inspección y mantenimiento del relé de temperatura de aceite.

 Inspección y mantenimiento del relé de imagen térmica y del relé buchholz.

- Prueba, análisis, mediciones, contrastes:

Prueba de relación de transformación

Prueba de resistencia de aislamiento

Prueba de factor de potencia y grupo de conexión

2.3.2. Mantenimiento sin desenergización

Se realizan las actividades del mantenimiento predictivo como son la termografía infrarroja, pruebas de ultrasonido, análisis físico químico de aceite dieléctrico,

A este tipo de mantenimiento se ha implementado las técnicas de detección de fallas incipientes por análisis cromatográfico.

CAPITULO III

CAUSA DE FORMACIÓN DE GASES

Las dos causas principales de la formación de gases dentro de un transformador en funcionamiento son los disturbios térmicos y eléctricos (Ver figura 5).

Las pérdidas por efecto Joule del conductor debido a la carga, producen gases por descomposición térmica del aislamiento sólido y del aceite en contacto.

Los gases también se producen por la descomposición del aceite y del aislamiento expuesto a las temperaturas del arco eléctrico que pudiesen presentarse.

Donde los gases de descomposición son formados principalmente por el bombardeo iónico, hay generalmente poco o nada de calor asociado a descargas de poca energía y a los de efecto corona.

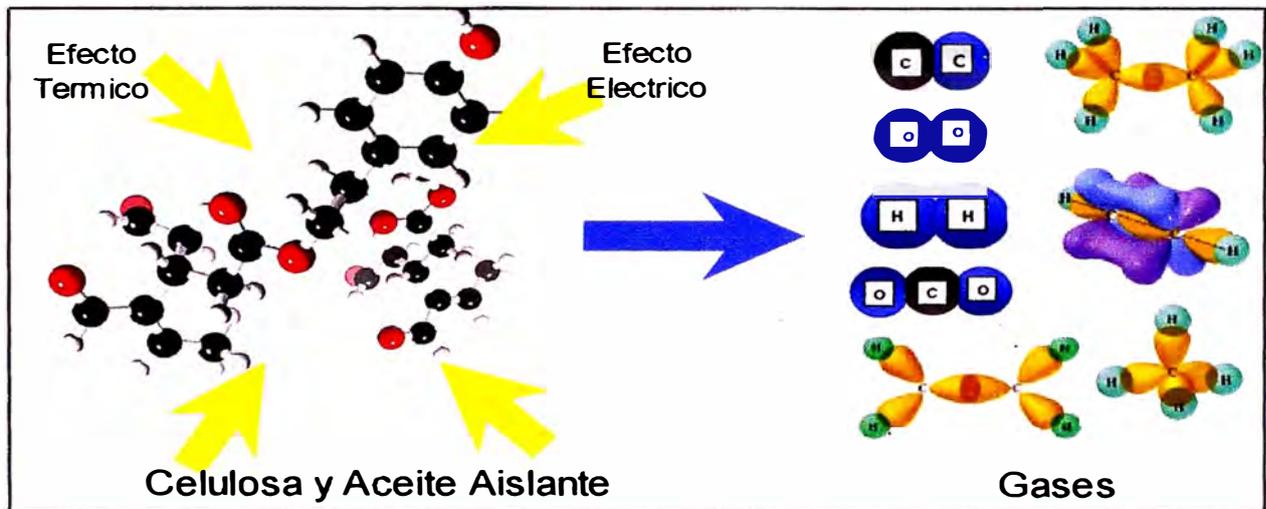


Figura 5. Proceso de formación de gases.

3.1. DESCOMPOSICIÓN DE LA CELULOSA

La descomposición térmica de la celulosa impregnada de aceite produce los óxidos del carbón (CO, CO₂) y un poco de hidrógeno o metano (H₂, CH₄) debido al aceite. El rango de producción de gases depende exponencial de la temperatura y directamente del volumen de material a esa temperatura. Debido al efecto del volumen, un volumen grande de aislamiento calentado a una temperatura moderada, producirá la misma cantidad de gas que un volumen pequeño a una temperatura más alta.

3.2. DESCOMPOSICIÓN DEL ACEITE AISLANTE

Los aceites minerales de transformadores son mezclas de una gran diversidad de moléculas de hidrocarburos, por lo que los procesos de descomposición de estos hidrocarburos, en situaciones de fallas térmicas o eléctricas, son complejos.

Los pasos fundamentales para la descomposición del aceite son:

- La ruptura de los enlaces del carbón-hidrogeno
- La ruptura de los enlaces del carbón-carbón.

En el proceso de la descomposición se forman átomos del hidrógeno y fragmentos activos de hidrocarburos. Estos radicales libres pueden combinarse con unos y otros para formar gases, moléculas de hidrógeno, metano, etano, etc., o pueden recombinarse para formar moléculas nuevas condensables.

Los procesos finales de descomposición y evolución conducen a la formación de productos tales como el etileno y acetileno, también en menor cantidad el carbón hidrogenado en forma de partículas.

Estos procesos son dependientes de:

- La presencia de hidrocarburos individuales.
- La distribución de energía y temperatura, en la cercanía de la falla.
- El tiempo durante el cual el aceite esta sujeto a un esfuerzo térmico o eléctrico.

Estas reacciones ocurren estequiométricamente (ver apéndice E); por lo tanto, las degradaciones específicas de los compuestos de hidrocarburos transformados del aceite y las condiciones de falla no se pueden predecir confiablemente de consideraciones cinéticas químicas.

Una alternativa aproximada es asumir que todos los hidrocarburos en el aceite están descompuestos en los mismos productos y que cada producto está en equilibrio con todos los otros.

Los modelos termodinámicos permiten el cálculo de la presión parcial de cada producto gaseoso en función de la temperatura, usando las constantes de equilibrio conocidas para las reacciones relevantes de la descomposición.

Un ejemplo de los resultados de esta aproximación se muestra en la Fig. 6. y se aprecia lo siguiente:

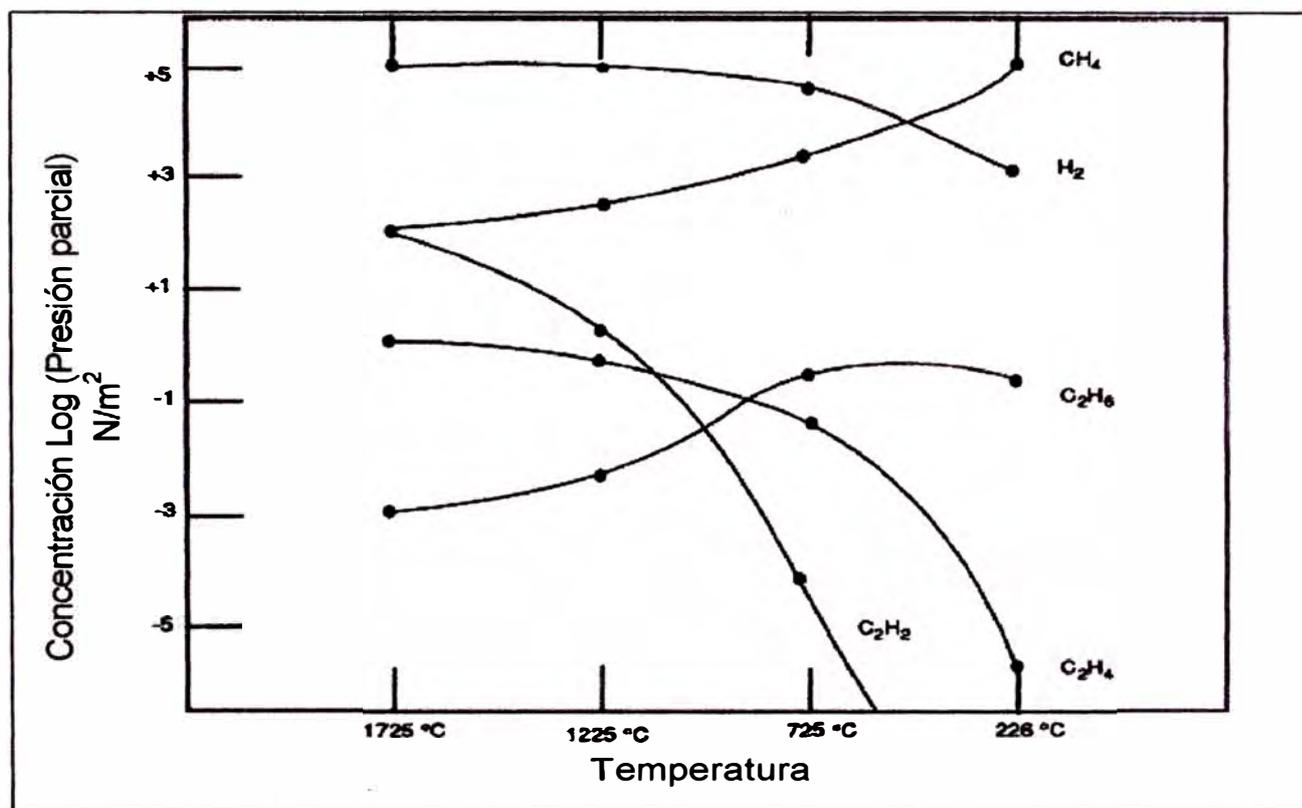


Figura 6. Equilibrio Térmico-Presión Parcial como función de temperatura de Halstead

La cantidad de hidrógeno formada es relativamente alta e insensible a la temperatura, la formación del acetileno llega a ser apreciable solamente a las temperaturas cercanas a la formación del metano, etano y el etileno (1000°C), cada uno estos compuestos tienen dependencias únicas de la temperatura en el modelo.

La aproximación termodinámica tiene límites; se debe asumir un equilibrio isotérmico idealizado pero no existente en la región de una falla, además no hay flexibilidad para la aplicación a fallas múltiples en un transformador. Sin embargo, las concentraciones de los gases individuales encontrados en un transformador se pueden utilizar directamente o en relaciones para estimar la historia térmica del aceite del transformador, proyectar tendencias y comportamientos o descubrir averías potenciales en la unidad.

CAPITULO IV

INTERPRETACIÓN DEL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

Todos los transformadores generan gases hasta cierto punto a temperaturas de funcionamiento normales. Pero una generación anormal de gases ocurre ocasionalmente dentro de un transformador en funcionamiento debido a un recalentamiento local o general, problemas dieléctricos o una combinación de éstos. En el transformador estas anomalías se llaman "Fallas" y pueden ser de origen térmico, por descarga tipo corona y por formación de arcos. Estas fallas internas en contacto solo con aceite generan los subproductos gaseosos:

- Hidrogeno (H_2),
- Metano (CH_4),
- Acetileno (C_2H_2),
- Etileno (C_2H_4),
- Etano (C_2H_6).

Cuando la celulosa está implicada, las fallas producen:

- Metano (CH₄),
- Hidrógeno (H₂),
- Monóxido de carbono (CO),
- Bióxido de carbono (CO₂).

Los gases combustibles son:

- Hidrogeno (H₂),
- Metano (CH₄),
- Acetileno (C₂H₂),
- Etileno (C₂H₄),
- Etano (C₂H₆).
- Monóxido de carbono (CO)

En consecuencia todos los gases combustibles pueden indicar la existencia de una falla térmica, eléctrica, de descarga tipo corona o de una combinación de estas. Ciertas combinaciones de los gases generados y separados por análisis cromatográfico son únicos a diversas temperaturas de falla. También, los cocientes de ciertos gases claves pueden sugerir tipos de falla. La interpretación por gases individuales puede llegar a ser difícil cuando hay más de una falla o cuando un tipo de falla progresa a otro tipo, tal como un problema eléctrico se convierte a uno térmico.

4.1. FALLAS TÉRMICAS

Refiriéndose a la figura 6 , la descomposición del aceite mineral a partir de 150°C hasta 500°C produce cantidades relativamente grandes de gases de bajo peso molecular, tales como el hidrógeno (H_2) y el metano (CH_4), y cantidades pequeñas de gases de alto peso molecular como el etileno (C_2H_4) y el etano (C_2H_6). Mientras que la temperatura de falla en el aceite mineral aumenta en cantidades pequeñas, la concentración del hidrógeno excede al del metano, pero ahora las temperaturas son acompañadas por cantidades significativas de gases de alto peso molecular, siendo primero el etano y después el etileno. En el extremo superior del rango térmico de la falla, van en aumento las cantidades de hidrógeno y de etileno, comenzando la producción del acetileno (C_2H_2) en cantidades menores. Al contrario de la descomposición térmica del aceite, la descomposición térmica de la celulosa y otros aislamientos sólidos produce el monóxido de carbono (CO), el bióxido de carbono (CO_2) y vapor de agua a temperaturas mucho más bajas que para la descomposición del aceite y en un nivel exponencial, proporcional a la temperatura. Debido a que el papel comienza a degradarse a temperaturas menores que del aceite, sus subproductos gaseosos se encuentran a temperaturas normales de funcionamiento del transformador.

Por ejemplo, Un transformador de una central hidroeléctrica, el cual funciona cerca de los valores nominales de potencia, voltaje y corriente, generará normalmente cientos de partes por millón (ppm) de CO y miles de partes por millón de CO₂ sin puntos calientes excesivos. La relación de CO₂/CO se utiliza como indicador de la descomposición térmica de la celulosa. Esta relación es normalmente mayor a siete. Para la relación de CO₂/CO, los valores respectivos del CO₂ y el CO deben exceder 5000 ppm y 500 ppm para mejorar el factor de certeza, es decir, la relación es sensible a los valores mínimos. Mientras que la magnitud de CO aumenta, la relación de CO₂/CO disminuye. Esto puede indicar una anomalía que esté degradando el aislamiento celulósico del transformador de potencia.

4.2. FALLAS ELÉCTRICAS

Es necesario diferenciar los tipos de fallas existentes por lo tanto:

- Una descarga parcial es una ruptura dieléctrica localizada en una porción pequeña de un sistema de aislamiento eléctrico que puede ser el aceite o el compuesto de celulosa, sujeto a un voltaje elevado, pudiendo o no, exhibir descargas visibles y siendo más esporádicos que las descargas de tipo corona.
- La descarga tipo corona es identificable generalmente por ser relativamente constante.

4.2.1. Descargas de baja Intensidad

Refiriéndose a la figura 6, las descargas de baja intensidad tales como las descargas parciales y niveles de arcos muy bajos e intermitentes producen principalmente hidrógeno, con la disminución de cantidades de metano e iniciándose la producción de cantidades pequeñas de acetileno. Mientras que la intensidad de la descarga aumenta, las concentraciones del etileno y del acetileno aumentan perceptiblemente.

4.2.2. Arços de alta intensidad

.Refiriéndose a la Fig. 6 , la temperatura se encuentran en proporción al aumento de la intensidad y continuidad de las descargas eléctricas, estas temperaturas aumentan partir de 700 °C hasta 1800 °C, y como consecuencia la cantidad de acetileno llega a ser pronunciada.

CAPITULO V

APLICACIÓN EN MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Elaboración de una base de datos:

Es necesario establecer un punto de referencia para la concentración de gases en transformadores nuevos o reparados, para luego establecer un programa de supervisión rutinaria siendo esta la vía para el logro del objetivo del presente informe.

El monitoreo del estado de un transformador de potencia se debe realizar de una manera programada y en cualquier momento tanto para unidades nuevas o antiguas.

Según la norma ANSI C57.104-1991 "Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers" recomienda lo siguiente:

- a. Después de la instalación y puesta en operación del transformador, un muestreo diario o semanal, seguido por intervalos mensuales o más

largos. Los intervalos de muestreo rutinario pueden variar dependiendo del uso y de requisitos individuales del sistema.

- b. Para transformadores elevadores cuatro a seis por año,
- c. Unidades de generación mayores a 138 kV dos veces al año, Unidades de generación de 765 kV se muestrean mensualmente.

Según Milan Milash la periodicidad del análisis cromatográfico conforme la Central Electricity Generating Board (CEGB) es:

- a. Todos los transformadores nuevos antes y después de los pruebas de fabrica.
- b. Todos los transformadores de transmisión nuevos de 250 kV a 400 kV cada tres meses durante el primer año de operación y después, cada año.
- c. Todos los transformadores de generación mayores a 300 MVA mensualmente
- d. Cualquier transformador que presente resultados anormales con una frecuencia determinada por la severidad adjudicada a la falla, de tal forma que la tasa de gases pueda ser controlada.

Según la empresa Hydro Quebec, sugiere el esquema de prueba siguiente:

- a. Transformadores en servicio mayores a 230 kV
 - a.1. Reactores – Anualmente
 - a.2. Transformadores de transmisión – Cada dos o tres años

- a.3. Transformadores de Instrumentos – Cada cuatro o cinco años
- b. Periodo de garantía
 - b.1. Todos los transformadores (mayores 230 kV) después de dos a nueve meses de puesto el servicio.
- c. Después de una falla
 - c.1. Tomar dos muestras de aceite, siendo una del fondo y otro de la tapa del tanque y otra muestra de gas del rele Buchholz, como máximo hasta seis horas después de la falla.

En electroandos las pruebas cromatograficas se realizan cada año a transformadores de potencia de 50 kV hasta 138 kV según criticidad.

5.1. DETECCIÓN DE GASES

Detectar la generación de cualquier gas que exceda cantidades normales y utilizar pautas apropiadas para que la posible anomalía se pueda reconocer cuanto antes a fin reducir al mínimo el daño o evitar la falla.

5.1.1. Procedimiento de detección

El procedimiento empleado es el de la norma brasileña NBR 7274/1982 descrito en el diagrama de flujo de la fig. 7.

5.1.2. Procedimiento para la obtención de muestras

Como herramienta para garantizar servicio de los laboratorios contratados es necesario que sigan los siguientes procedimientos estandarizados:

- Sampling Insulating Liquids for Gas Analysis and Determination of Water Content ASTM D 3613 – 98
- Test Methods for Sampling Electrical Insulating Liquids ASTM D 923
- Sampling Small Gas Volume in a Transformer ASTM D 3305 – 94 (Reapproved 1999)

El procedimiento utilizado por Electroandes, es el de Morgan Schaffer – Lab. Service, el cual indica que se emplea una media de 60 minutos por transformador, que incluye desde la toma de datos de placa hasta la identificación de las muestras para su traslado.

El dispositivo de muestreo consiste en una jeringa de vidrio y de precisión de 30cc que termina en un ajustador de llave Luer al cual se le acopla una válvula de plástico de 3 vías.

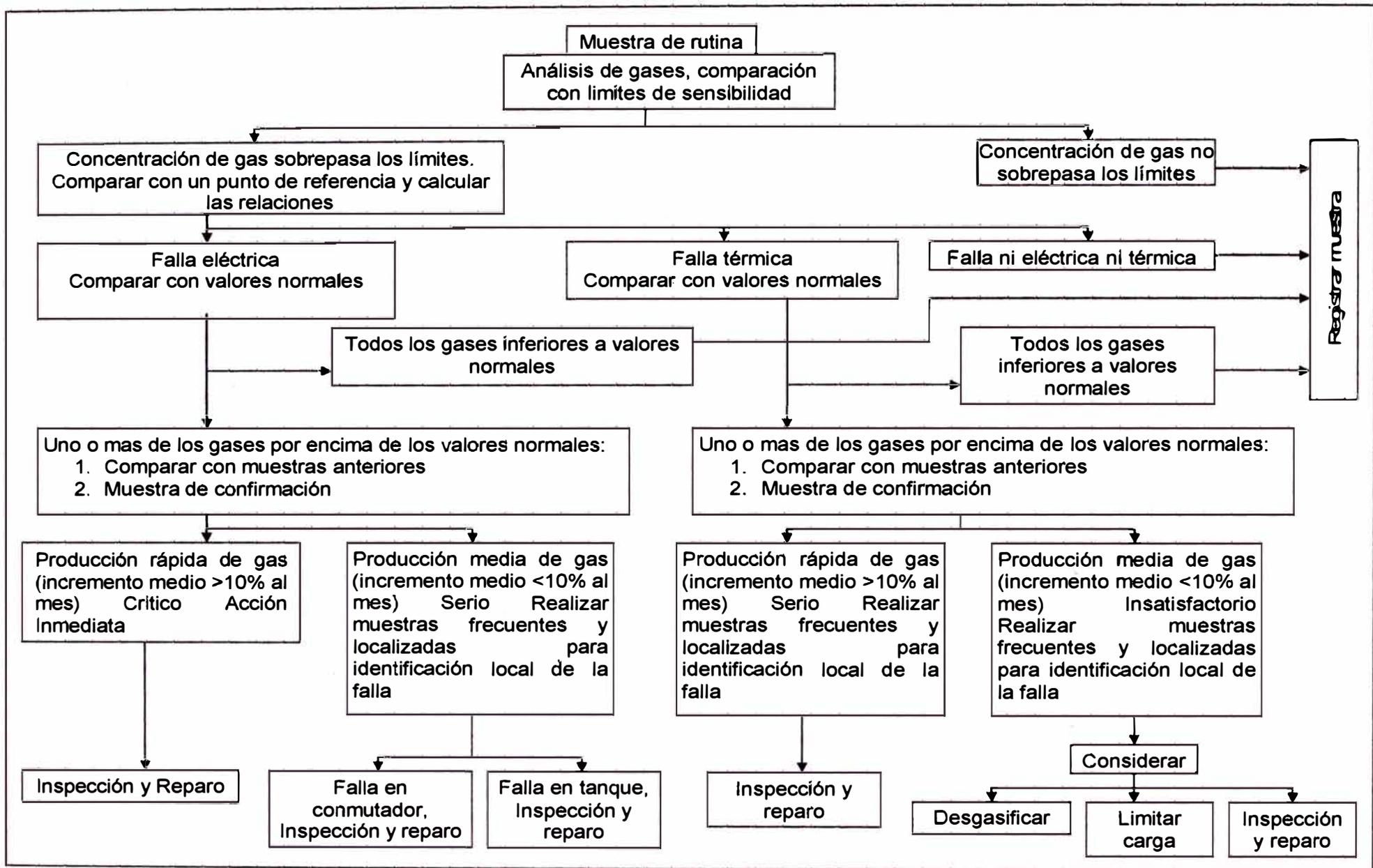


Figura 7. Diagrama de flujo del procedimiento de detección (NBR 7274/1982).

Esta válvula, siendo removible debe ser considerado como parte integral del dispositivo de muestreo y cualquier referencia subsiguiente a la jeringa implica la presencia de esta válvula. Una segunda válvula será referida o mencionada como válvula auxiliar

Antes de comenzar la toma de muestras, la jeringa debe estar lavada con aceite nuevo de transformador o bombeada vigorosamente varias veces con la válvula abierta para eliminar cualquier residuo de gas de la muestra anterior. Las jeringas deben ser examinadas de ausencia de suciedad y verificadas para asegurar que el émbolo se deslice suavemente.

Para el muestreo de aceite se requiere que el gas este bajo una presión ligeramente positiva. El único auxiliar requerido es un tubo de goma de caucho de 3/16 pulgadas de paredes delgadas y una aguja hipodérmica calibre 22. No es necesaria una válvula auxiliar.

La aguja se conecta directamente a la válvula de la jeringa y el tubo de jebes a la válvula de muestreo de gas del transformador (Ver figura 7) sobre el tubo de metal de 1/4 pulgada a 3/8 pulgada. La válvula del transformador es una salida agrietada para permitir un flujo lleno de gas. La velocidad real no es crítica, pero para facilitar el control y evitar perder gas encubierto, debe ser mantenida lo más bajo

posible. Con la válvula de la jeringa abierta, la aguja se inserta en ángulo a través de la pared del tubo de goma y la jeringa sobre el final del embolo. El extremo abierto del tubo de jebes se sostiene con la otra mano y cubriendo ligeramente el extremo con el dedo índice el gas será forzado dentro de la jeringa causando que el embolo retroceda. La velocidad del llenado es fácil y sensiblemente controlada por la presión del dedo en el extremo del tubo de jebes. La jeringa se lava una o dos veces llenándola y vaciándola alternativamente, mientras ella todavía esta conectada al tubo de jebes (el tubo estará destapado durante el golpe de vaciado). En el llenado final no se debe permitir que la jeringa se llene más de 15 cc. para asegurar un adecuado sello a lo largo del embolo. El tubo se destapa, la válvula de la jeringa se cierra y la aguja se saca del tubo.

Cuando se muestrea de un rele de gas, hay el peligro con el método antes señalado de perder todo el gas antes que la muestra sea obtenida. Esta posibilidad puede ser eliminada con la siguiente modificación en el método:

Cierre uno de los extremos del tubo de jebes (ya sea con una abrazadera o amarrando el tubo con un nudo) conecte el tubo cerrando el rele de la válvula de muestreo de gas y entonces abra la válvula. Debido a que la presión en el rele nunca puede ser muy por encima de la atmosférica, no hay peligro

que el tubo de jebes reviente. Las muestras de gas pueden ser retiradas ahora, sin perder gas, insertando la aguja a través de la pared del tubo.

Nota: este es un sistema estático, es esencial que se descarte suficiente gas (sacando la jeringa y vaciando la jeringa) para asegurar que la muestra final representa el gas del rele y no del tubo de conexión.

Las muestras son identificadas con un lazo o con una etiqueta de identificación dentro del cartón de la jeringa. La información mínima requerida incluye el número de serie de la jeringa, el número de serie del transformador (o número de la compañía) y el nombre y dirección de la persona a quien se debe enviar el informe.

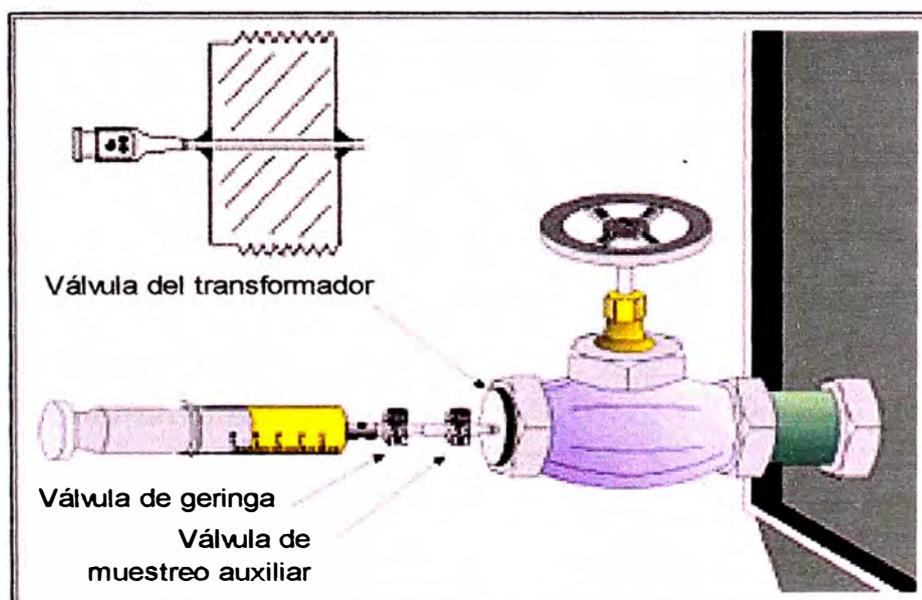


Figura 8. Esquema de toma de muestras de aceite

5.1.3. Instrumentos para la detección y determinación de gases

Los equipos estándar y procedimientos para remisión de gases debe estar de acuerdo a la norma ASTM D3612A y a una certificación ISO17025 "Laboratorio y ensayo de calibración".

Como ejemplo se toman los equipos empleados por la empresa Qualitas S.A (tabla 9):

Tabla 9. Equipos de cromatografía (Qualitas S.A)

Descripción del equipo	Marca/Modelo
Cromatógrafo de Gases, equipado con detectores TCD y FID (Fig. 9)	Gow Mac o Perkin Elmer
Cromatógrafo de Gas (Fig. 3b)	Varian 3400
Cromatógrafo	Varian HPLC GC
Jeringas de Vidrio 30cc (Fig. 10)	Perfektum
Accesorios para la Toma de Muestra, válvula Luer (Fig. 11)	--
Caja de Herramientas	Facom / Similas
Trapo Industrial	—
Solvente	Chestemon



Figura 9. Cromatógrafo de Gases Gow Mac

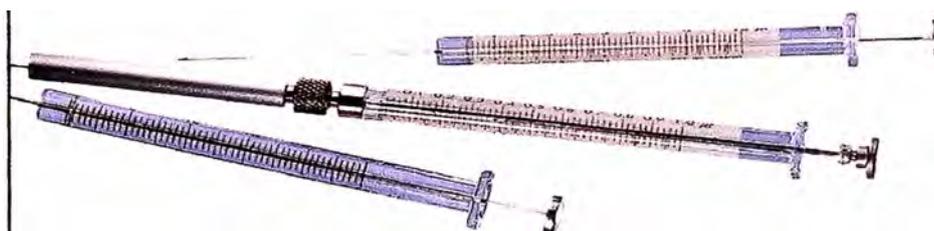


Figura 10. Jeringas de Vidrio Perfektum

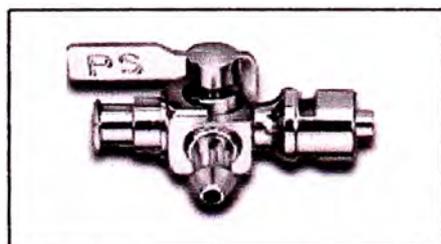


Figura 11. Válvula Luer

5.2. EVALUACIÓN DEL CONTENIDO DE GASES

Evaluar el impacto de una anomalía en la operación del transformador, usando un sistema de pautas o de recomendaciones.

5.2.1. Interpretación por método de gas clave

Como se vio anteriormente existe una dependencia de la temperatura por los tipos de gases de descomposición del aceite y de la celulosa, esto proporciona la base para la determinación cualitativa de los tipos de la falla en función a los gases que son típicos o predominantes, a diferentes temperaturas.

Estos gases y proporciones significativos son llamados “gases clave”.

En los gráficos tomados de la norma ANSI C57.104-1991 “Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers”, se indica cuales son éstos “gases clave” y sus proporciones relativas para los cuatro tipos generales de la avería.

Tipo generales de falla y gases clave:

a. Falla Térmica en aceite (aceite recalentado):

Los productos de la descomposición incluyen el etileno y al metano, junto con cantidades más pequeñas del hidrógeno y etano. Las trazas del acetileno pueden ser formados si la falla es severa o implica contactos eléctricos.

Gas Clave: Etileno

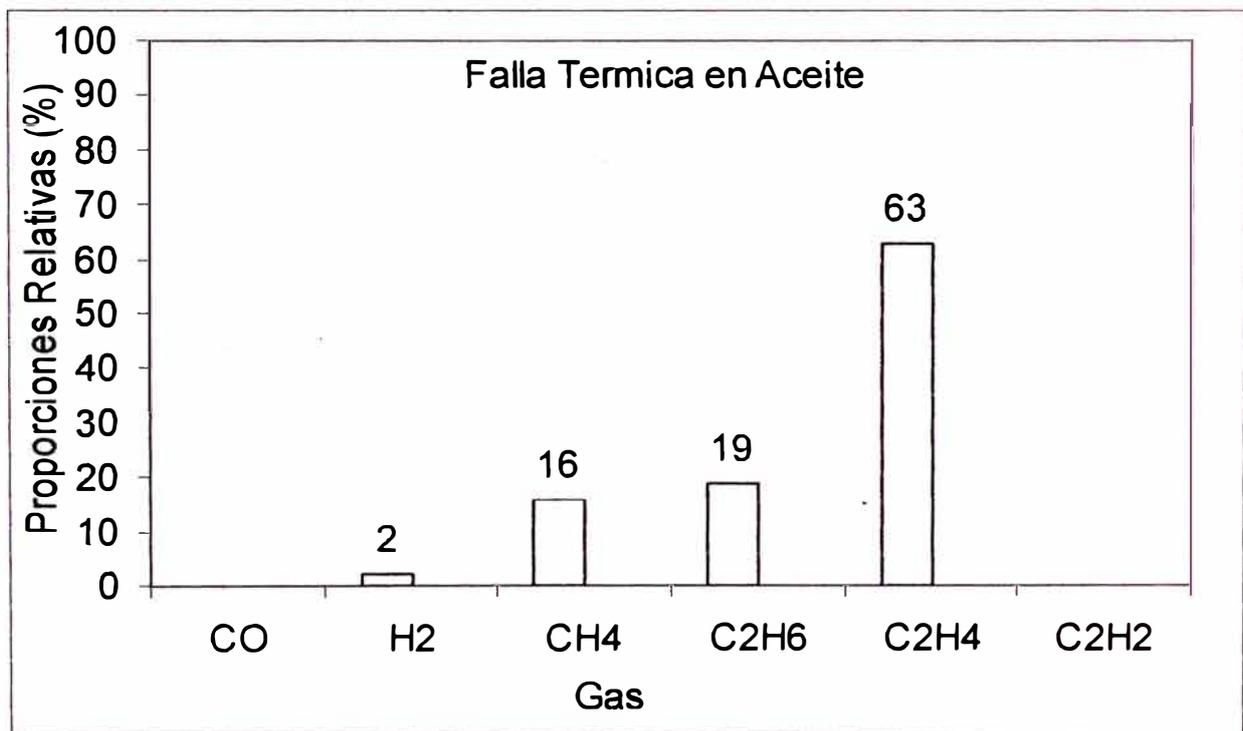


Figura 12. Ejemplo de gráfico de gas clave etileno

b. Falla Térmica en Celulosa (celulosa sobrecalentada):

Las grandes cantidades de dióxido de carbono y de monóxido de carbono son liberados de la celulosa sobrecalentada. Los hidrocarburos gaseosos, tales como el metano y el etileno, serán formados si la falla implica una estructura impregnada de aceite.

Gas principal: Monóxido de carbono.

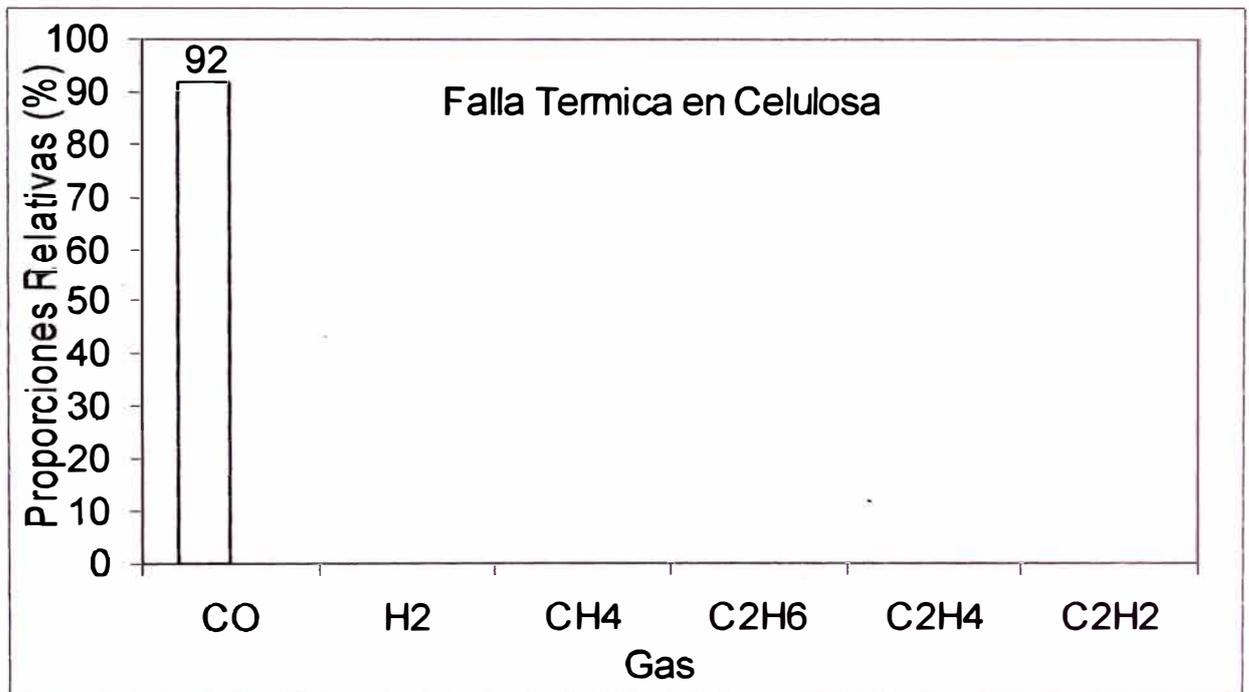


Figura 13. Ejemplo de gráfico de gas clave monóxido de carbono

c. Falla eléctrica, tipo Corona:

Las descargas eléctricas de poca energía producen hidrógeno y metano, con cantidades pequeñas de etano y etileno. Las cantidades comparables de monóxido y dióxido de carbono pueden resultar de descargas en celulosa.

Gas principal: Hidrógeno.

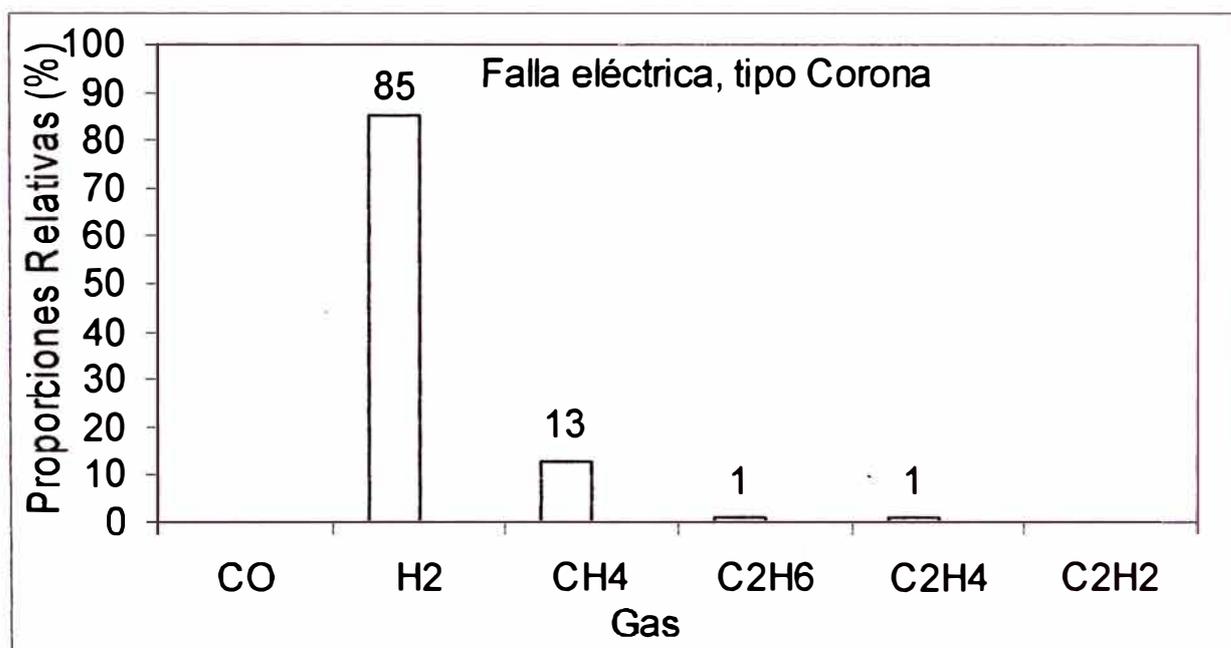


Figura 14. Ejemplo de gráfico de gas clave hidrogeno

d. Falla eléctrica, tipo arco:

Grandes cantidades de hidrógeno y acetileno son producidas, con pequeñas cantidades de metano y etileno. El dióxido de carbono y monóxido de carbono también pueden ser formados si la falla implica a la celulosa. El aceite puede ser carbonizado.

Gas principal: Acetileno.

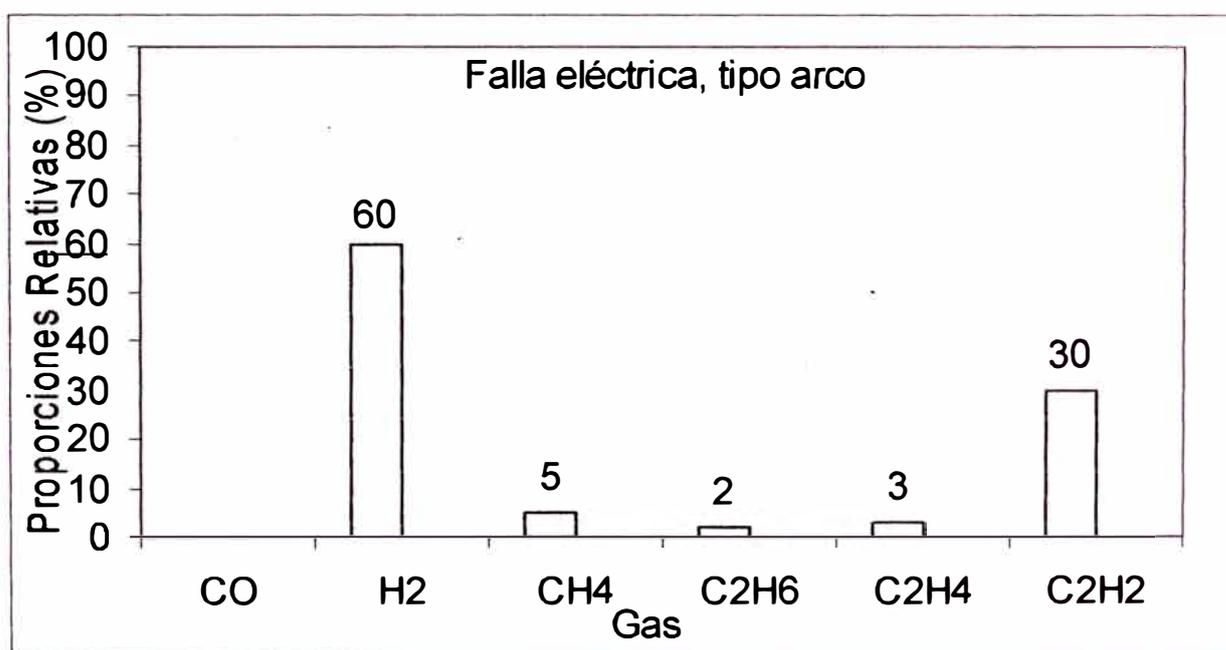


Figura 15. Ejemplo de gráfico de gas clave acetileno

5.2.2. Interpretación por cantidad de gases disueltos (MTDCG)

Es difícil determinar si un transformador tiene un comportamiento normal sin tener un historial de análisis cromatográfico que indique los porcentajes de contenido de gases disueltos en el aceite.

También es necesario tener referencias de las concentraciones aceptables de gases disueltos para comparar y evaluar el estado del transformador.

Para clasificar los riesgos de un transformador se utiliza un criterio de cuatro niveles, cuando no hay historial de concentraciones de gases disueltos y para varios niveles de concentraciones de gases combustible en una operación continua del transformador.

Estos criterios utilizan concentraciones para gases disueltos separados y una concentración total de gases combustibles como se ve en la siguiente tabla 10:

Tabla 10. Concentración de Gases Disueltos (ANSI C57.104-1991)

Estado	Límites de concentración de gases disueltos (ppm *)							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	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 10 se basa en transformadores de potencia con gran cantidad de aceite. Con un volumen más pequeño del aceite, el mismo volumen de gas dará una concentración más alta de gas. Los transformadores de distribución y los reguladores de voltaje pequeños pueden contener gases combustibles debido a la operación de fusibles de expulsión o de los interruptores de carga internos. Los estados de condición en la tabla 10 no son aplicables a otros aparatos que funcionan en aceite.

† El valor de TDCG no incluye el CO₂, por no ser un gas combustible

Se debe tomar en cuenta lo siguiente

A -La tabla 10 asume que no se ha hecho ninguna prueba anterior en el transformador para el análisis de gases disueltos o que no existe ningún historial reciente. Si existe un análisis anterior, debe ser evaluado para determinar si la situación es estable o inestable. Referir a la tabla 11 para que las acciones tomadas sean apropiadas.

B -La norma ASTM indica que existe variabilidad del análisis del gas entre laboratorios. Esto debe ser considerado al hacer análisis de gas por diversos laboratorios.

Según la tabla 11 tenemos:

Condición 1: Si el volumen total de los gases combustibles disueltos (TDCG) se encuentra por debajo del nivel de la tabla 10 indica que el transformador está funcionando satisfactoriamente. Si cualquiera de los gases presentes en la tabla 10 excede el nivel indicado se debe utilizar los métodos de gas clave o de relaciones de gases combustible.

Condición 2: Si el TDCG se encuentra por encima de este nivel, y dentro de este rango según la tabla 10 . Si cualquiera de los gases presentes en la tabla 10 excede el nivel indicado se debe utilizar los métodos de gas clave o de relaciones de gases combustible. La acción que se debe tomar es establecer una tendencia de volumen. Las fallas pueden estar presentes en el transformador. Es necesario calcular la tasa de producción de gas.

Condición 3: Si el TDCG se encuentra dentro de este rango indica un nivel alto de descomposición. Si cualquiera de los gases presentes en la tabla 10 excede el nivel indicado se debe utilizar los métodos de gas clave o de relaciones de gases combustible. La acción que se debe tomar es establecer una tendencia de volumen. Las fallas pueden

estar presentes en el transformador. Es necesario calcular la tasa de producción de gas.

Condición 4: Si el TDCG se encuentra dentro de este rango indica un nivel excesivo de descomposición. La operación continua podría dar lugar a una falla del transformador. Proceder inmediatamente y con precaución calculando la tasa de producción de gas.

El calculo de la tasa de producción de gas, según la norma ANSI C57.104-1991, es :

$$R = \frac{(S_T - S_O)}{T} \dots\dots (1)$$

Siendo:

R : Rango de producción (ppm/dias)

S_O : Primera muestra de aceite (ppm)

S_T : Segunda muestra de aceite (ppm)

T : Tiempo (dias)

Los factores adicionales que deben considerados al usar este método son:

a. La edad del transformador

Los transformadores nuevos (≤ 1 año) contienen generalmente niveles de gases que estarían muy debajo de la condición 1 de la tabla 10 además de no contener

niveles perceptibles de acetileno. Por lo tanto, el grado de preocupación sería mucho más alto para un transformador con una antigüedad de un año que otro de 20 años.

b. El tipo de condición.

Como ejemplo analicemos, el acetileno que se puede generar a partir de tres condiciones de falla incipientes, es decir, recalentamiento del aceite por alta temperatura, por descargas parciales (descarga de poca energía), o de la formación de arcos.

En el caso del recalentamiento, el acetileno representará una proporción pequeña de los gases analizados.

En el caso de descargas parciales, las altas concentraciones de hidrógeno podrían ser generadas en función al acetileno, y esto sería generalmente una tema de inquietud aun cuando que el TDCG no es anormalmente alto.

La condición más severa es la formación de arcos. Cuando ocurre la formación de arcos de gran energía, el hidrógeno y el acetileno son generalmente de la misma magnitud, al igual que los otros gases. Cuando se

encuentra una condición de formación de arcos activa, se requiere una atención inmediata al problema.

La tabla 11 indica los intervalos de muestreo y los procedimientos de operación iniciales recomendados para varios niveles de TDCG (en ppm). El crecimiento del rango de producción de gas indica un problema en aumento.

Tabla 11. Acciones basadas en TDCG (ANSI C57.104-1991)

	Niveles de TDCG (ppm)	Rango de TDCG (ppm/día)	Intervalos de muestreo y procedimientos de operación para rangos de producción de gas	
			Intervalo de muestreo	Procedimientos de operación
Condición 4	> 4630	>30	Diario	Considerar sacar fuera de servicio. Comunicar al fabricante.
		10-30	Diario	
		<10	Semanal	Precaución extrema Analizar gases individuales. Plan de reemplazo Comunicar al fabricante.
Condición 3	1921–4630	>30	Semanal	Precaución extrema Analizar gases individuales. Plan de reemplazo Comunicar al fabricante.
		10-30	Semanal	
		<10	Mensual	
Condición 2	721–1920	>30	Mensual	Precaución extrema Analizar gases individuales.
		10-30	Mensual	
		<10	Trimestral	Determinar dependencia de carga
Condición 1	≤ 720	>30	Mensual	Precaución extrema Analizar gases individuales. Determinar dependencia de carga
		10-30	Trimestral	Continuar la operación normal
		<10	Anual	

5.2.3. Interpretación por relación de gases combustibles

Según la norma ANSI C57.104-1991, el uso de las relaciones o cocientes entre las concentraciones de los gases disueltos en aceite, que podrían indicar una posible falla siendo esta de un tipo determinado, es un proceso empírico basado en investigaciones que correlacionan los análisis de gases previos de muchos transformadores, con el tipo de la falla encontrado posteriormente cuando la unidad es examinada. Este proceso fue atribuido a Doernenburg y confirmado posteriormente por Rogers en los sistemas europeos. Estas reglas fueron aplicadas a otros sistemas con éxito.

Las teorías de diagnóstico basadas sobre los principios de degradación térmica mencionados anteriormente emplean una gran cantidad de relaciones de gases combustibles clave como un tipo de indicador de la falla. Estas cinco relaciones son:

- Relación 1 (R1) = CH_4/H_2
- Relación 2 (R2) = $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$
- Relación 3 (R3) = $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$
- Relación 4 (R4) = $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$
- Relación 5 (R5) = $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$

El primer método el de Doernenburg utiliza las relaciones 1, 2, 3, y 4. Este procedimiento requiere niveles significativos de gases presentes para que el diagnóstico sea válido. El segundo método el de Rogers utiliza las relaciones 1, 2, y 5. El método de Rogers no depende de las concentraciones específicas del gas que existen en el transformador para que el diagnóstico sea válido. Sin embargo, sugiere que este método sea utilizado solamente cuando los límites de concentraciones normales individuales de los gases se han excedido de los valores de referencia.

5.2.3.1. Interpretación por el método de Doernenburg

El método de Doernenburg sugiere la existencia de tres tipos generales de falla. El método utiliza el resultado del cálculo de las relaciones entre las concentraciones de los gases 1, 2, 3, y 4. El procedimiento es descrito paso a paso según la figura 16.

Los valores de las concentraciones de estos gases son primero comparados con los de la tabla 12, para comprobar si realmente hay un problema con el transformador y también verificar si hay suficiente concentración de cada gas para que este análisis

sea aplicable. Entonces las relaciones en ese orden, relación 1, relación 2, relación 3, y la relación 4 se comparan con los valores límites, proporcionando un diagnóstico de falla según lo presentado en la tabla 13. Esta tabla presenta los valores límites para las relaciones de gases disueltos en el aceite y los gases obtenidos del espacio de gas inerte del transformador o provenientes del gas del rele Buchholz.

El diagrama de flujo presentado en la figura 16 ilustra el uso paso a paso del método de Doemenburg para los gases extraídos del aceite del transformador. El mismo procedimiento se sigue exactamente para los gases obtenidos del espacio de gas inerte o de los reles buchholz, exceptuando los que no cumplan con los valores límites para las relaciones debido a un volumen inapropiado del espacio que contenga el gas.

Descripción de los pasos indicados en el figura 16:

Paso 1: Las concentraciones del gas son obtenidas extrayendo los gases y separándolos por cromatografía gaseosa.

Paso 2: Si por lo menos una de las concentraciones (ppm) de los gases H_2 , CH_4 , C_2H_2 , y C_2H_4 excede los valores límite L1 en dos veces (ver tabla 12) y uno de los otros tres gases excede los valores límite L1, se considera el transformador con algún tipo de falla; proceder al paso 3 para determinar la validez del procedimiento.

Paso 3: Determinación de la validez del procedimiento: Si por lo menos uno de los gases de cada relación R1, R2, R3 o R4 excede el límite L1, el procedimiento es válido; si no, las relaciones no son significativas, y el transformador debe ser reanalizado e investigado por procedimientos alternos.

Paso 4: Si se asume que el análisis de relación es válido, el valor de cada relación se compara con los valores de la tabla 13 en el orden R1, R2, R3, y R4.

Paso 5: Si todos los valores obtenidos de las relaciones se encuentran en los intervalos dados en la tabla 13 para un tipo específico de la falla, el diagnóstico sugerido es válido.

Tabla 12. Concentración de Gases Disueltos

Gas Dominante	Concentraciones L1 (ppm)
Hidrogeno (H ₂)	100
Metano (CH ₄)	120
Monóxido de carbono (CO)	350
Acetileno (C ₂ H ₂)	35
Etileno (C ₂ H ₄)	50
Etano (C ₂ H ₆)	65

Tabla 13. Relaciones para los Gases clave - Doernenburg

Diagnostico de falla	Relación 1 (R1)		Relación 2 (R2)		Relación 3 (R3)		Relación 4 (R4)	
	CH ₄ /H ₂		C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄		C ₂ H ₂ /CH ₄		C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	
	Extraído de espacio Gas-Aceite		Extraído de espacio Gas-Aceite		Extraído de espacio Gas-Aceite		Extraído de espacio Gas-Aceite	
Descomposición Térmica	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Descarga tipo Corona (Baja intensidad D.P)	<0.1	<0.01	Sin significado		<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Formación de Arcos (Alta intensidad D.P)	>0.1	>0.01	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2
	<1.0	<0.1						

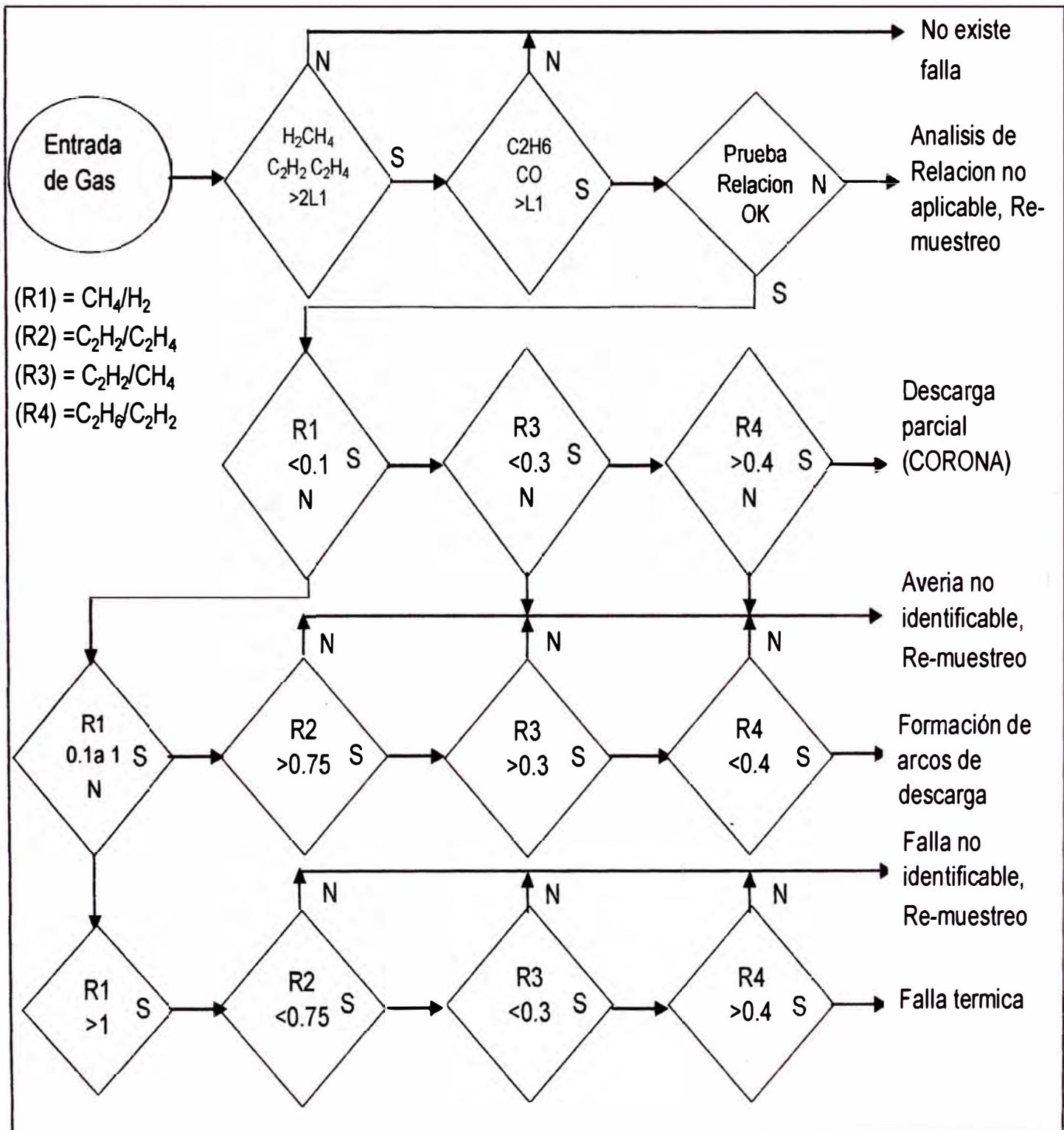


Fig. 16. Diagrama de flujo del método de Doernenburg

5.2.3.2. Interpretación por el método de Rogers

El método de Rogers sigue en general el mismo procedimiento que el método de Doernenburg, con la diferencia que se utilizan solamente tres relaciones (R1, R2, y R5). Este método mostrado en el diagrama de flujo, paso a paso (fig.17), también se basa en los principios de degradación térmica. Como con el método de Doernenburg, los relaciones de Rogers pueden dar resultados que no caben en los códigos de diagnóstico; por lo tanto, otros métodos analíticos se deben considerar.

La tabla 14 presenta los valores para las tres relaciones de gas clave que corresponden a los diagnósticos sugeridos (casos). Estas relaciones, según Rogers, son aplicables a los gases tomados del espacio del gas inerte (o reles) y a los gases extraídos del aceite.

La fig. 17 es un diagrama de flujo que describe el uso paso a paso del método de Rogers.

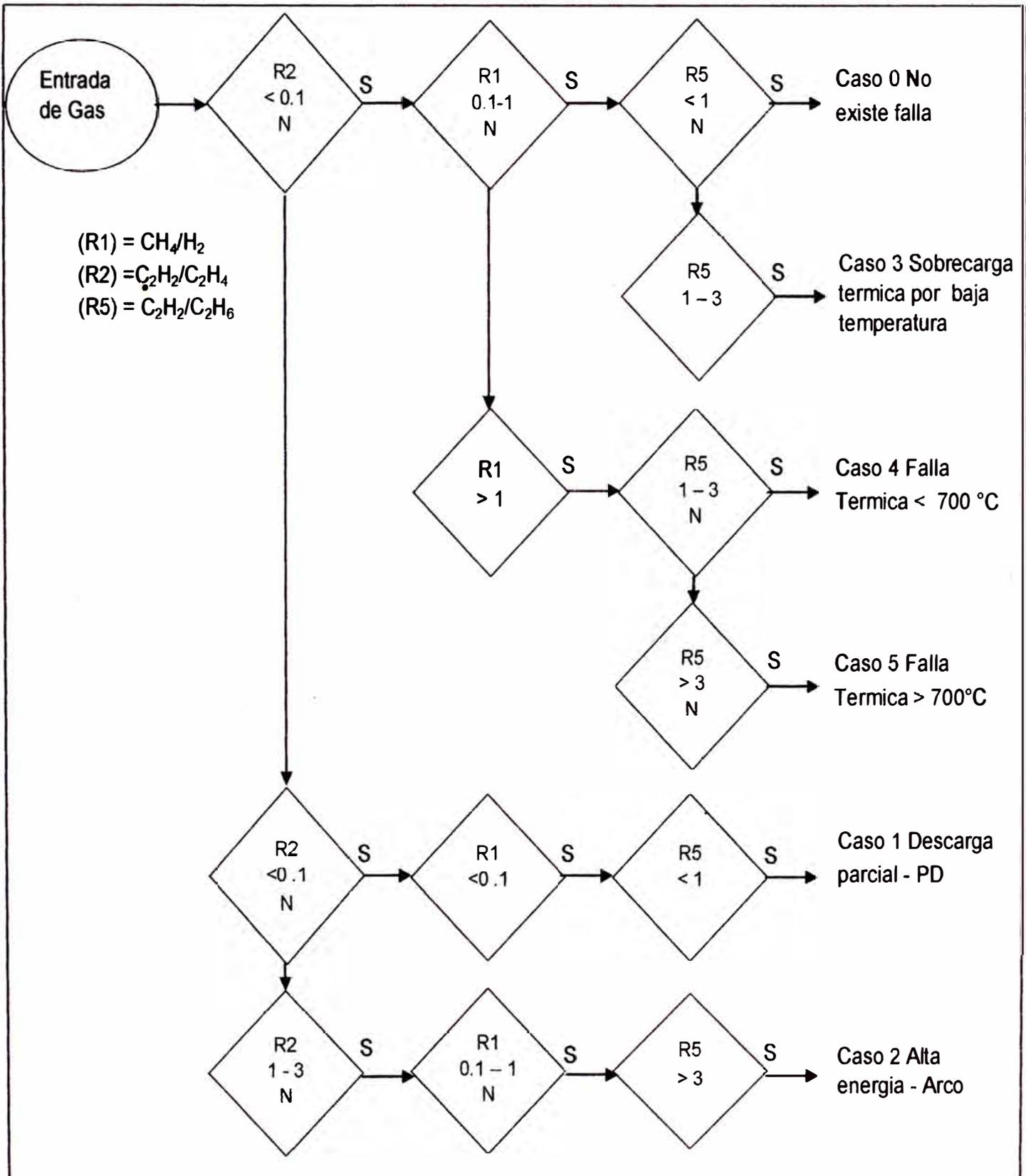


Figura 17 Diagrama de flujo del método de Rogers.

Tabla 14. Relaciones de Rogers para los gases claves

Caso	R2 C ₂ H ₂ / C ₂ H ₄	R1 CH ₄ / H ₂	R5 C ₂ H ₄ / C ₂ H ₆	Diagnostico de falla sugerida
0	<0.1	>0.1 <1.0	<1.0	Unidad Normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Formación de arcos - Descargas de baja energía
2	0.1– 3.0	0.1–1.0	>3.0	Formación de arcos - Descargas de alta energía
3	<0.1	>0.1 <1.0	1.0- 3.0	Falla térmica-baja temperatura
4	<0.1	>1.0	1.0- 3.0	Falla térmica < 700 °C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Falla térmica >700 °C

5.3. ACCIÓN CORRECTIVA O DE INSPECCIÓN

Tomar la acción recomendada, iniciar el monitoreo permanente y confirmar con un análisis suplementario verificando la variación con la sensibilidad de la carga y en función a esto reducir la carga del transformador o sacarlo fuera de servicio.

CAPITULO VI

APLICACIÓN DE METODOS A CASOS REALES

6.1. TRANSFORMADOR DE LA C.H. MALPASO

Caso 1: Transformador trifásico de potencia de la Subestación CH.

Malpaso, con los siguientes datos según tabla 15 :

Tabla 15. Relación de datos caso 1 (Electroandes)

Datos del Transformador (Caso 1)	
Empresa	Empresa de Electricidad de Los Andes S.A.
Código de Empresa	EAN
Subestación	Central Hidroeléctrica Malpaso
Código de Transformador	TPO04-0154 (Ver apéndice j)
Marca	Delcrosa
Numero de serie	126771T
Clase de instalación	Exterior
Relación de transformación	50/6,9
Tensión Primario (kV)	50
Tensión Secundario (kV)	6.9
Numero de Taps	6 / 3 taps, 50((+2x2.5%-10%) / 6.9((-2x8%))
Posición del Tap	1
Voltios por Tap (V)	2500/5000/552
Tipo de regulación	Manual
Potencia Primario (MVA)	17.00
Potencia Secundario (MVA)	17.00
Conexión	YNd11 Estrella/Delta
Refrigeración	ONAN
BIL Interno (kV)	250/95
BIL Externo (kV)	325/125
Tcc (%)	8.44
Año puesta en servicio	1986
Año de fabricación	1986

Como resultados de las pruebas cromatograficas realizadas en el año 2004 y 2005, tenemos las figuras 18 y 19:

MS MORGAN SCHAFFER		5110 De Courville Avenue, Montreal (Quebec) Canada H3W 1A7 Tel: 514-739-1967 • Fax: 514-739-0434 • www.morganschaffer.com		
Mr. Julio Castillo Qualitas S.A. Psje. Casapalca 1673 Alt. Coliseo Anauta Lima, PERU		Analysis Date: February 25, 2004 Client Number: ZC001 MS Reference Number: 6457-1 Analyzed by: <i>CV</i> Verified by: <i>CV</i>		
TRANSFORMER GAS ANALYSIS REPORT Method: ASTM D3812				
SAMPLE IDENTIFICATION				
EQUIP. DESC.:	Trafo potencia	APP. TYPE:	LOCATION: Malpaso	
MANUFACTURER:	Delcrosa	WORK ORDER:	SERIAL NO.: 126771	
KV:	50/5.	SYRINGE NO:	8541	
INA:	17		DATE (M/D/Y): 02/21/2005	
OTL TEMP (deg. C):	75		SAMPLING PORT: Tanque principal	
YSUM REMARKS:	built in 1986, 8500 kg, KV 50/5, 9/11.95		SAMPLED BY: J.V.	
COMPONENT PPM LEVEL DS BR NOTES				
H2 (Hydrogen)	<10 nd	-	-	"PPM" Parts per million by volume of dissolved gas at 273K and 760 torr.
O2/A (Oxygen + Argon)	3650	-	-	"nd" Not detectable.
N2 (Nitrogen)	9270	-	-	"DS" Dornenburg and Strittmatter.
CO (Carbon Monoxide)	19	-	-	"SR" U.S. Bureau of Reclamation.
CH4 (Methane)	< 5 nd	-	-	"W" Component is above the warning level.
CO2 (Carbon dioxide)	169	-	-	"B" Component is below the warning level.
C2H4 (Ethylene)	7	-	-	
C2H6 (Ethane)	< 2 nd	-	-	
C2H2 (Acetylene)	3	-	-	
TOTAL GAS CONTENT	1.32%			

Figura 18. Resultado cromatográfico año 2004 (Malpaso-Electroandes).



5110 De Courtrai Avenue, Montreal (Quebec), Canada H3W 1A7
Tel: 514-739-1987 • Fax: 514-739-0434 • www.morganschaffer.com

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

Analysis Date: December 15, 2005
Client Number: ZC001
MS Reference Number: G150-4

Analyzed by: *RS*
Verified by: *IV*

TRANSFORMER GAS ANALYSIS REPORT

Method: ASTM D3612

SAMPLE IDENTIFICATION

EQUIP. DESC.:	Trafo de Pote.	APP. TYPE:	LOCATION:	Malpaso
MANUFACTURER:	Delcrosa	WORK ORDER:	SERIAL NO.:	1267711
KV:	50	SYRINGE NO:	DATE (M/D/Y):	12/02/2004
NVA:	17		SAMPLING PORT:	Tanque Principal
OIL TEMP (deg. C):	35		SAMPLED BY:	J.V.
YOUR REMARKS:	Built in 1986, 8500 Kg. KV: 50/6.9-11.95 , BOT: 429-4			

COMPONENT	PPM	LEVEL		NOTES
		DS	BR	
H2 (Hydrogen)	20	-	-	"PPM" Parts per million by volume of dissolved gas at 273K and 760 torr.
O2/A (Oxygen + Argon)	14300			"nd" Not detectable.
N2 (Nitrogen)	44000			"DS" Dornenburg and Strittmatter.
CO (Carbon Monoxide)	223	-	-	"BR" U.S. Bureau of Reclamation.
CH4 (Methane)	105	+	-	"+" Component is above the warning level.
CO2 (Carbon Dioxide)	1600	-	-	"-" Component is below the warning level.
C2H4 (Ethylene)	669	+	+	
C2H6 (Ethane)	148	+	+	
C2H2 (Acetylene)	24	+	+	
TOTAL GAS CONTENT	6.36%			

Figura 19. Resultado cromatográfico año 2005 (Malpaso-Electroandes).

Después de realizar la evaluación con los métodos antes mencionados obtenemos los resultados según se muestra en las figuras 20-23.

REPORTE Y ANALISIS DE GASES DISUELTOS



Identificación de muestra

Fecha Muestreo :	02/12/2005
Fecha Analisis :	15/12/2005
Jeringa N° :	1323
Codigo :	TPO04-0154A1
Marca :	DELCROSA

Lugar :	CH Malpaso
Año de Fab.:	1986
Potencia :	17 MVA
Tensiones :	50/6.9 KV
Serie # :	126771T

Fecha :	20/12/2005
Reporte :	G150-4

Interpretación por método de gas clave

Gases	Gases combustibles (ppm)	Concentraciones (%)
CO	223	23.08
H2	20	2.07
CH4	105	10.87
C2H6	148	15.32
C2H4	669	69.25
C2H2	24	2.48

Gas Clave: Etileno

Falla Térmica en aceite (aceite recalentado): Los productos de la descomposición incluyen el etileno y al metano, junto con cantidades más pequeñas del hidrógeno y etano. Las trazas del acetileno pueden ser formados si la falla es severa o implica contactos eléctricos.

Total G.C. 966

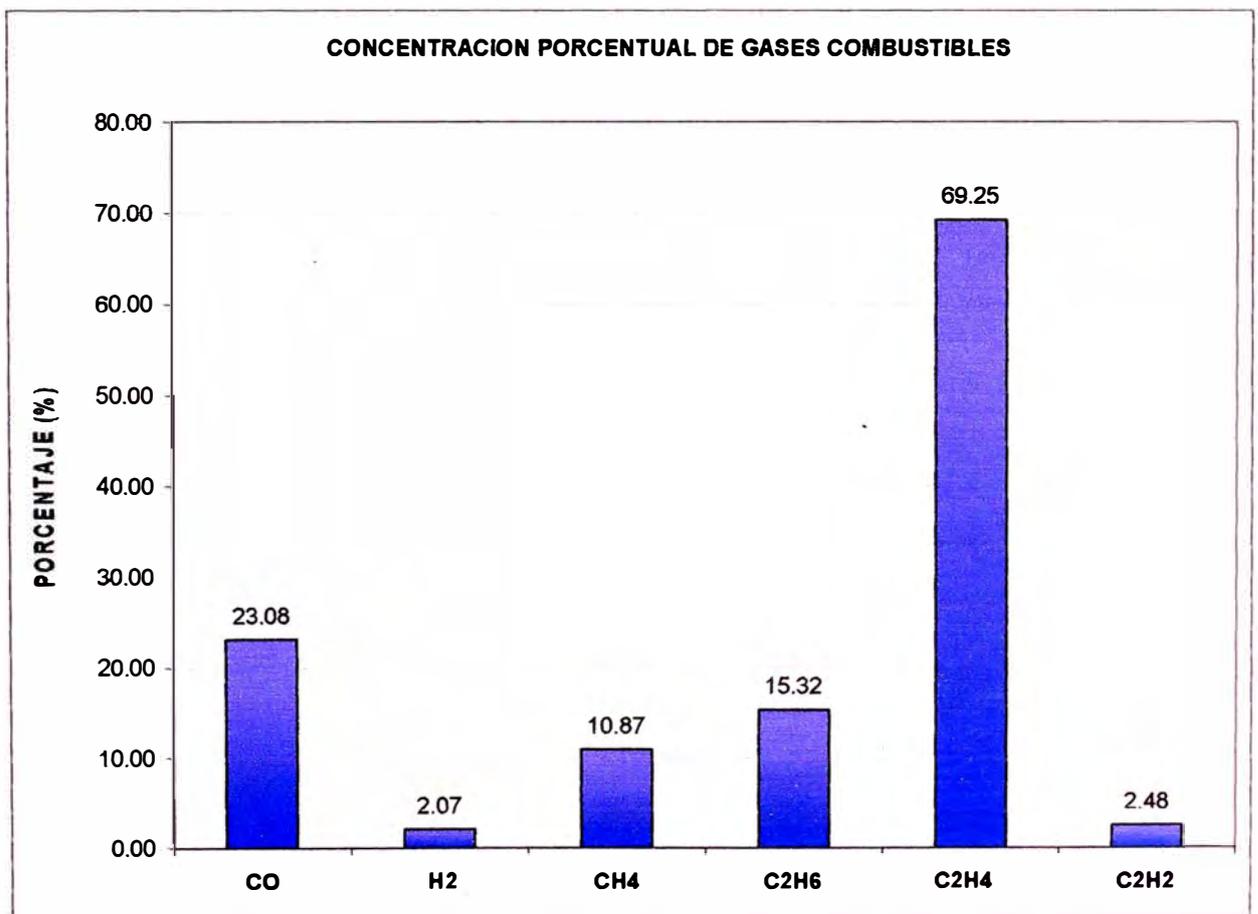


Figura 20. Resultado evaluación método gas clave (Malpaso-Electroandes).

REPORTE Y ANALISIS DE GASES DISUELTOS



Identificación de muestra

Fecha Muestreo :	02/12/2005	Lugar :	CH Malpaso	Fecha :	20/12/2005
Fecha Analisis :	15/12/2005	Año de Fab.:	1986	Reporte :	G150-4
Jeringa N° :	1323	Potencia :	17 MVA		
Codigo :	TPO04-0154A1	Tensiones :	50/6.9 KV		
Marca :	DELCROSA	Serie # :	126771T		

Interpretación por cantidad de gases disueltos (MTDCG)

Resultados anteriores (ppm)			Resultados actuales (ppm)				
Fecha (a)	25/02/2004		Fecha (b)	15/02/2005			
			Total dias (a-b)	356			
Gases	Gases combustibles	Gases no combustibles	Gases	Gases combustibles	Gases no combustibles	MTDCG	Rango (ppm/día)
H ₂	ND		H ₂	20		OK	
O ₂		3650	O ₂		14300		
N ₂		9220	N ₂		44000		
CH ₄	ND		CH ₄	105		OK	
CO	19		CO	223		OK	
CO ₂		169	CO ₂		1600	OK	
C ₂ H ₄	7		C ₂ H ₄	669			
C ₂ H ₆	ND		C ₂ H ₆	148		COND 3	
C ₂ H ₂	3		C ₂ H ₂	24		OK	
Total G.C.	29		Total G.C.	1189		COND 2	3.26
Total G.N.C.		13039	Total G.N.C.		59900		

Estado	Límites de concentración de gases disueltos (ppm)							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	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
	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

	Niveles de TDCG (ppm)	Rango de TDCG (ppm/día)	Intervalos de muestreo y procedimientos de operación para rangos de producción de gas	
			Intervalo de muestreo	Procedimientos de operación
Condición 4	> 4630	>30	Diario	Considerar sacar fuera de servicio.
		10-30	Diario	Comunicar al fabricante.
		<10	Semanal	Precaución extrema Analizar gases individuales. Plan de reemplazo Comunicar al fabricante.
Condición 3	1921-4630	>30	Semanal	Precaución extrema
		10-30	Semanal	Analizar gases individuales.
		<10	Mensual	Plan de reemplazo Comunicar al fabricante.
Condición 2	721-1920	>30	Mensual	Precaución extrema
		10-30	Mensual	Analizar gases individuales.
		<10	Trimestral	Determinar dependencia de carga
Condición 1	≤ 720	>30	Mensual	Precaución extrema Analizar gases individuales. Determinar dependencia de carga
		10-30	Trimestral	
		<10	Anual	Continuar la operación normal

Figura 21. Resultado evaluación método TDCG (Malpaso-Electroandes).

REPORTE Y ANALISIS DE GASES DISUELTOS



Identificación de muestra

Fecha Muestreo :	02/12/2005	Lugar :	CH Malpaso	Fecha :	20/12/2005
Fecha Analisis :	15/12/2005	Año de Fab.:	1986	Reporte :	G150-4
Jeringa N° :	1323	Potencia :	17 MVA		
Codigo :	TPO04-0154A1	Tensiones :	50/6.9 KV		
Marca :	DELCROSA	Serie # :	126771T		

Interpretación por el método de Doemenburg

Gases	Concentrac. (ppm)	Concentrac. x 2 (ppm)	Concentrac. minimas (ppm)	Prueba Relacion
Hidrogeno (H ₂)	20	40	100	
Metano (CH ₄)	105	210	120	OK
Monoxido de carbono (CO)	223		350	
Acetileno (C ₂ H ₂)	24	48	35	OK
Etileno (C ₂ H ₄)	669	1338	50	OK
Etano (C ₂ H ₆)	148		65	OK

Relacion	Resultado	Indicador
(R1) = CH ₄ /H ₂	5.25	>1
(R2) = C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	0.04	<0.75
(R3) = C ₂ H ₂ /CH ₄	0.23	<0.3
(R4) = C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	6.17	>0.4

Diagnostico de falla	Relación 1 (R1) CH ₄ /H ₂		Relación 2 (R2) C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄		Relación 3 (R3) C ₂ H ₂ /CH ₄		Relación 4 (R4) C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	
	Descomposición Térmica	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4
Descarga tipo Corona (Baja intensidad D.P)	<0.1	<0.01	Sin significado		<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Formación de Arcos (Alta intensidad D.P)	>0.1	>0.01	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2
	<1.0	<0.1						

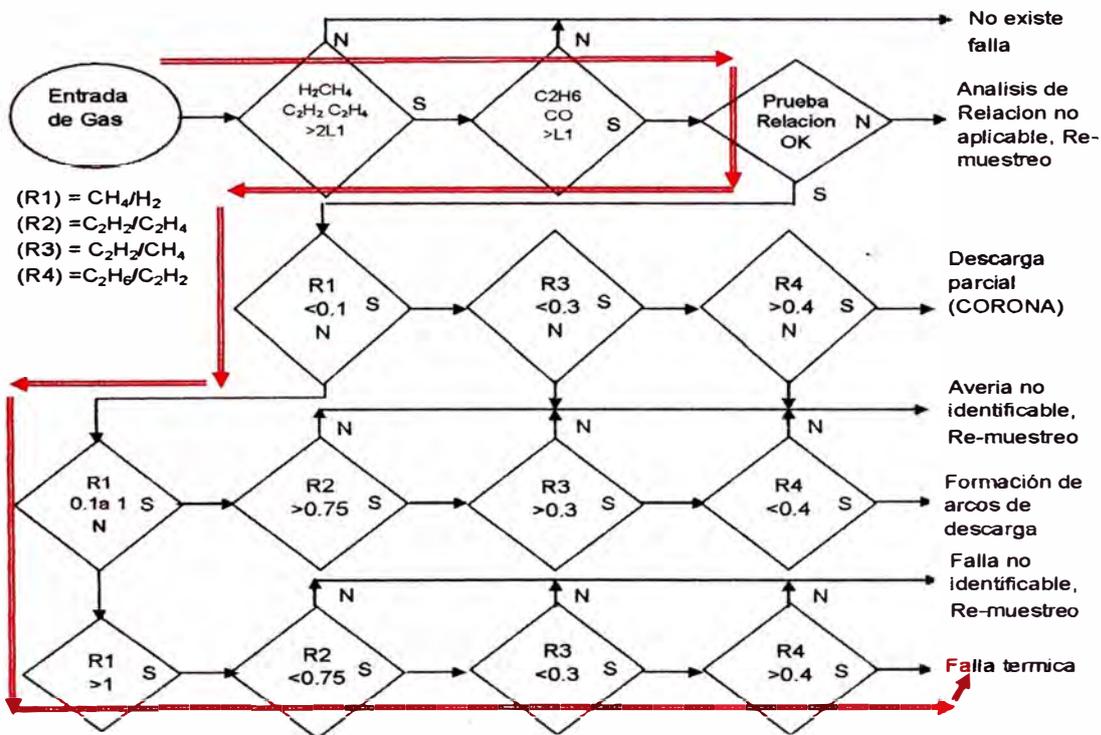


Figura 22. Resultado evaluación método Doernenburg (Electroandes).

REPORTE Y ANALISIS DE GASES DISUELTOS



Identificación de muestra

Fecha Muestreo :	02/12/2005	Lugar :	CH Malpaso	Fecha :	20/12/2005
Fecha Analisis :	15/12/2005	Año de Fab.:	1986	Reporte :	G150-4
Jeringa N° :	1323	Potencia :	17 MVA		
Codigo :	TPO04-0154A1	Tensiones :	50/6.9 KV		
Marca :	DELCROSA	Serie # :	126771T		

Interpretación por el método de Rogers

Gases	Concentrac. (ppm)
Hidrogeno (H ₂)	20
Metano (CH ₄)	105
Acetileno (C ₂ H ₂)	24
Etileno (C ₂ H ₄)	669
Etano (C ₂ H ₆)	148

Relacion	Resultado	Indicador
(R1) = CH ₄ /H ₂	5.25	>1
(R2) = C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	0.04	<0.1
(R5) = C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	4.52	>3

Diagnostico de falla sugerida	Caso	R2 C ₂ H ₂ / C ₂ H ₄	R1 CH ₄ / H ₂	R5 C ₂ H ₄ / C ₂ H ₆
Unidad Normal	0	<0.1	>0.1 <1.0	<1.0
Formación de arcos - Descargas	1	<0.1	<0.1	<1.0
Formación de arcos - Descargas	2	0.1- 3.0	0.1-1.0	>3.0
Falla termica-baja temperatura	3	<0.1	>0.1 <1.0	1.0- 3.0
Falla térmica < 700 °C	4	<0.1	>1.0	1.0- 3.0
Falla térmica >700 °C	5	<0.1	>1.0	>3.0

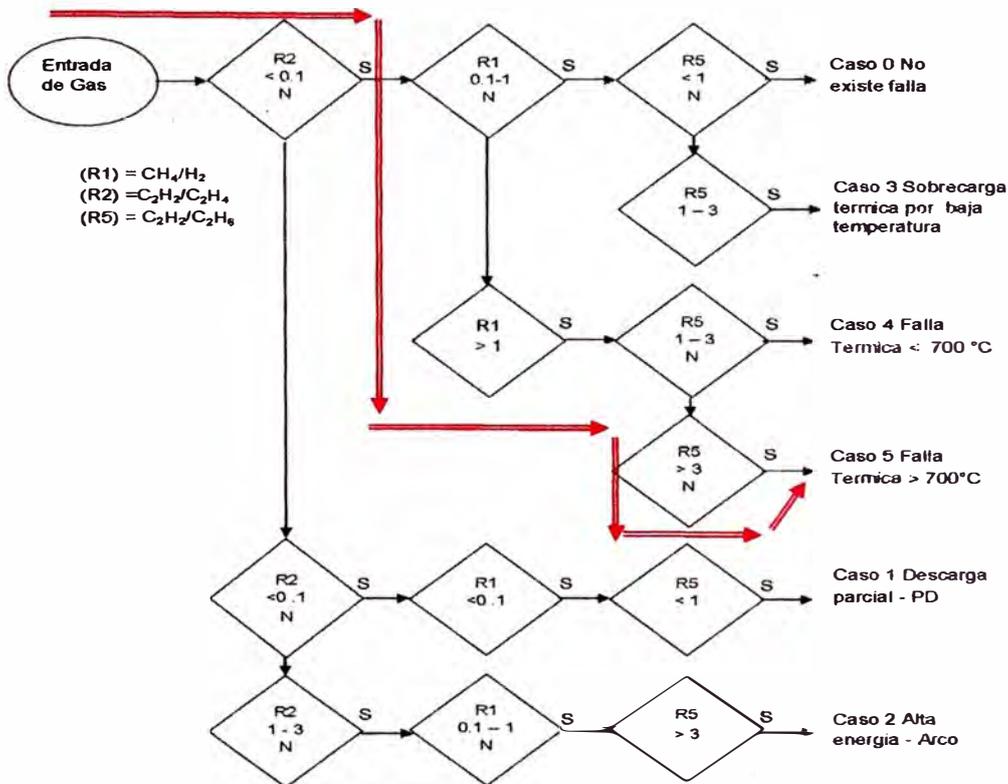


Figura 23. Resultado evaluación método Rogers (Malpaso-Electroandes).

Después de evaluar los resultados cromatográficos mediante los métodos del capítulo 5, se puede concluir lo siguiente:

- Según la Interpretación por el método de gas clave
Gas Clave: Etileno Falla Térmica en aceite (aceite recalentado), los productos de la descomposición incluyen el etileno y al metano, junto con cantidades más pequeñas del hidrógeno y etano. Las trazas del acetileno pueden ser formados si la falla es severa o implica contactos eléctricos.
- Según la Interpretación por cantidad de gases disueltos (MTDCG)
Condición 2: Se debe utilizar los métodos de gas clave o de relaciones de gases combustible. Se debe realizar un muestreo trimestral. Las fallas pueden estar presentes en el transformador además la tasa de producción de gas indica analizar la dependencia de la carga
- Según la Interpretación por el método de Doernenburg
Indica una falla térmica.
- Según la Interpretación por el método de Rogers
Caso 5: Falla térmica con una temperatura mayor a 700 °C

Por lo tanto se puede concluir que existe una falla térmica que sobrecalienta el aceite debido a algún falso contacto, las acciones que se deben tomar según el diagrama de flujo de la figura 7 son:

- Desgasificar
- Limitar la carga
- Inspección y reparación

6.2. TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN SAN CRISTÓBAL

Caso 2: Transformador monofásico de potencia de la subestación

San Cristóbal, con los siguientes datos según tabla 16:

Tabla 16. Relación de datos caso 1 (Electroandes)

Datos del Transformador (Caso 2)	
Empresa	Empresa de Electricidad de Los Andes S.A.
Código de Empresa	EAN
Subestación	San Cristóbal
Código de Transformador	TPO24-1151 (Ver apéndice j)
Marca	General Electric
Numero de serie	3763095
Clase de instalación	Exterior
Relación de transformación	27.5/2.4
Tensión Primario (kV)	27.5
Tensión Secundario (kV)	2.4
Numero de Taps	3 taps 25(+2x5%)/2,2(+2x4.55%)
Posición del Tap	1
Voltios por Tap (V)	1250/100
Tipo de regulación	Manual
Potencia Primario (MVA)	1
Potencia Secundario (MVA)	1
Conexión	YNy0 Estr/Estr
Refrigeración	ONAN
BIL Interno (kV)	290/75
BIL Externo (kV)	325/75
Tcc (%)	4.32
Año puesta en servicio	1968
Año de fabricación	1940



5110 Co. Concord Avenue, Montreal (Quebec), Canada H3W 1A7
Tel: 514-739-1867 • Fax: 514-739-0434 • www.morganschaffer.com

Mr. Julio Castillo
Qualitas S.A.
Paje. Casapalca 1673
All. Coliseo Anauta
Lima, PERU

Analysis Date: December 19, 2005
Client Number: ZC001
MS Reference Number: H891-3

Analyzed by: *JL*
Verified by: *P*

TRANSFORMER GAS ANALYSIS REPORT
Method: ASTM D3612

SAMPLE IDENTIFICATION

EQUIP. DESC.:	TRAF0 MGRDF T	APP. TYPE:	LOCATION:	SAN CRISTOBAL
MANUFACTURER:	GENERAL ELECTRIC	WORK ORDER:	SERIAL NO.:	S/P
KV:	55	SYRINGE NO:	DATE (M/D/Y):	12/05/2005
RYA:	1		SAMPLING PORT:	TANK PRINCIPAL
OIL TEMP (deg. C):	35		SAMPLED BY:	JU
YOUR COMMENTS:	800 EL. OVER ELECTROANDES, BOT. 501, KV 55/2.4			

COMPONENT	PPM	LEVEL DS BR	NOTES
H2 (Hydrogen)	7460	+	"PPM" Parts per million by volume of dissolved gas at 273K and 760 torr.
O2/A (Oxygen + Argon)	5020		
N2 (Nitrogen)	15700		"nd" Not detectable.
CO (Carbon Monoxide)	160		"DS" Cornerburg and Strittmatter.
CH4 (Methane)	49000		"M" U.S. Bureau of Reclamation.
CO2 (Carbon Dioxide)	2210		"+" Component is above the warning level.
C2H4 (Ethylene)	123000		"-" Component is below the warning level.
C2H6 (Ethane)	22700		
C2H2 (Acetylene)	1340		
TOTAL GAS CONTENT	35.36%		

Figura 25. Resultado cromatográfico 2005 (San Cristobal-Electroandes).

Después de realizar la evaluación con los métodos antes mencionados obtenemos los resultados según se muestra en las figuras 26-29.

REPORTE Y ANALISIS DE GASES DISUELTOS



Identificación de muestra

Fecha Muestreo :	05/12/2005	Lugar :	San Cristobal	Fecha :	19/12/2005
Fecha Analisis :	19/12/2005	Año de Fab.:	1940	Reporte :	G150-17
Jeringa N° :	20/08/1905	Potencia :	1 MVA		
Codigo :	TPO04-0154A1	Tensiones :	27.5/2.4 KV		
Marca :	G.E	Serie # :	3763095		

Interpretación por método de gas clave

Gases	Gases combustibles (ppm)	Concentraciones (%)
CO	180	0.09
H2	7460	3.67
CH4	49000	24.08
C2H6	22700	11.15
C2H4	123000	60.44
C2H2	1340	0.66

Gas Clave: Etileno

Falla Térmica en aceite (aceite recalentado): Los productos de la descomposición incluyen el etileno y al metano, junto con cantidades más pequeñas del hidrógeno y etano. Las trazas del acetileno pueden ser formados si la falla es severa o implica contactos eléctricos.

Total G.C. 203500

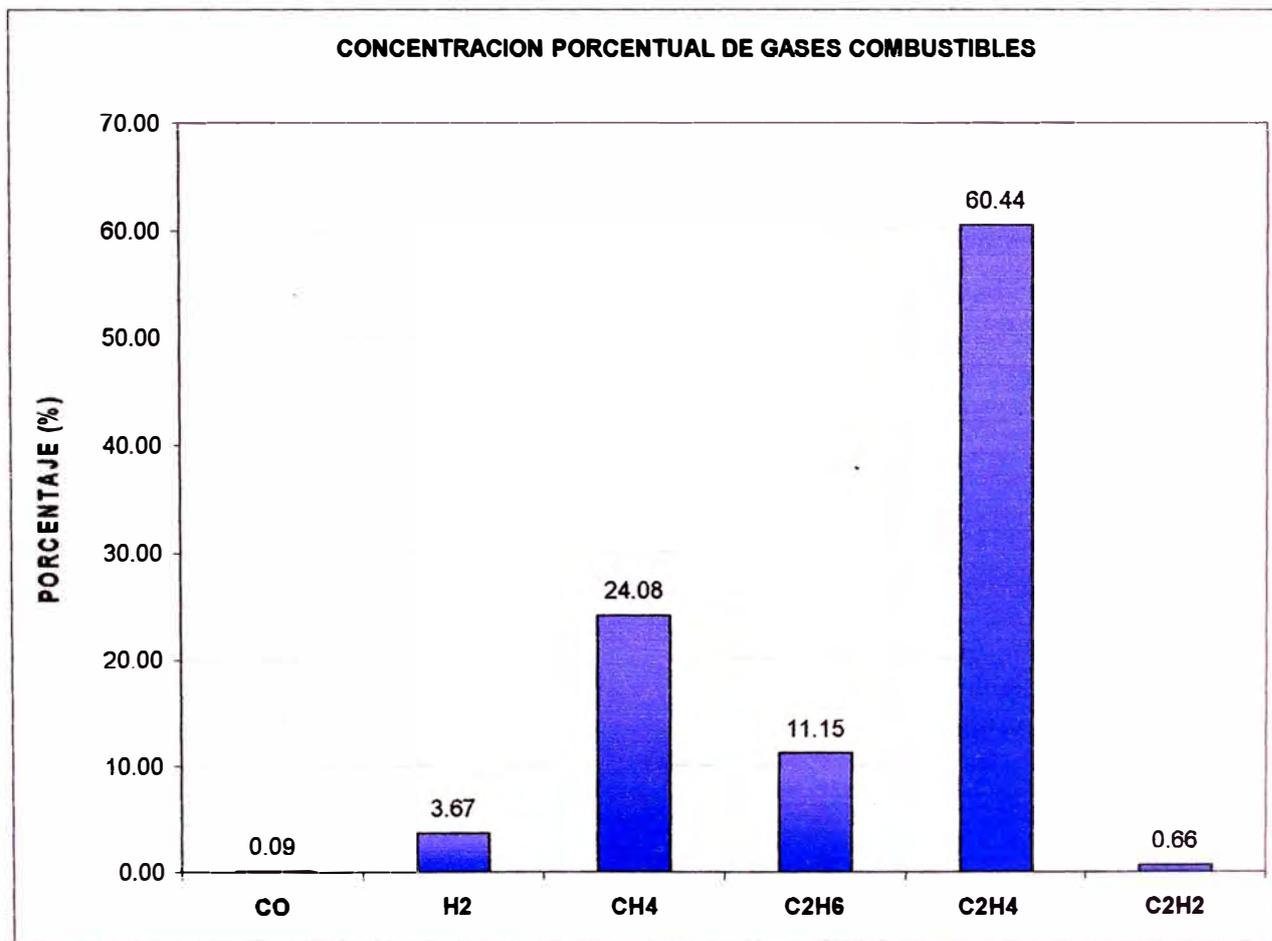


Figura 26. Resultado evaluación método gas clave (San Cristobal).

REPORTE Y ANALISIS DE GASES DISUELTOS



Identificación de muestra

Fecha Muestreo :	05/12/2005
Fecha Analisis :	19/12/2005
Jeringa N° :	2059
Codigo :	TPO04-0154A1
Marca :	G.E

Lugar :	San Cristobal
Año de Fab.:	1940
Potencia :	1 MVA
Tensiones :	27.5/2.4 KV
Serie # :	3763095

Fecha :	19/12/2005
Reporte :	G150-17

Interpretación por cantidad de gases disueltos (MTDCG)

Resultados anteriores (ppm)			Resultados actuales (ppm)				
Fecha (a)	03/12/2004		Fecha (b)	05/12/2005			
			Total dias (a-b)	367			
Gases	Gases combustibles	Gases no combustibles	Gases	Gases combustibles	Gases no combustibles	MTDCG	Rango (ppm/dia)
H ₂	3830		H ₂	7460		COND 4	
O ₂		12400	O ₂		5020		
N ₂		32500	N ₂		16400		
CH ₄	9170		CH ₄	49000		COND 4	
CO	316		CO	180		OK	
CO ₂		2140	CO ₂		2210	OK	
C ₂ H ₄	19700		C ₂ H ₄	123000		COND 4	
C ₂ H ₆	3930		C ₂ H ₆	22700		COND 4	
C ₂ H ₂	303		C ₂ H ₂	1340		COND 4	
Total G.C.	37249		Total G.C.	203680		COND 4	453.49
Total G.N.C.		47040	Total G.N.C.		23630		

Estado	Limites de concentración de gases disueltos (ppm)							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	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

	Niveles de TDCG (ppm)	Rango de TDCG (ppm/día)	Intervalos de muestreo y procedimientos de operación para rangos de producción de gas	
			Intervalo de muestreo	Procedimientos de operación
Condición 4	> 4630	>30	Diario	Considerar sacar fuera de servicio.
		10-30	Diario	Comunicar al fabricante. Precaución extrema
		<10	Semanal	Analizar gases individuales. Plan de reemplazo Comunicar al fabricante.
Condición 3	1921-4630	>30	Semanal	Precaución extrema
		10-30	Semanal	Analizar gases individuales.
		<10	Mensual	Plan de reemplazo Comunicar al fabricante.
Condición 2	721-1920	>30	Mensual	Precaución extrema
		10-30	Mensual	Analizar gases individuales.
		<10	Trimestral	Determinar dependencia de carga
Condición 1	≤ 720	>30	Mensual	Precaución extrema Analizar gases individuales. Determinar dependencia de carga
		10-30	Trimestral	
		<10	Anual	Continuar la operación normal

Figura 27. Resultado evaluación método TDCG (San Cristobal).

REPORTE Y ANALISIS DE GASES DISUELTOS



Identificación de muestra

Fecha Muestreo :	05/12/2005
Fecha Analisis :	19/12/2005
Jeringa N° :	20/08/1905
Codigo :	TPO04-0154A1
Marca :	G.E

Lugar :	San Cristobal
Año de Fab.:	1940
Potencia :	1 MVA
Tensiones :	27.5/2.4 KV
Serie # :	3763095

San Cristobal
1940
1 MVA
27.5/2.4 KV
3763095

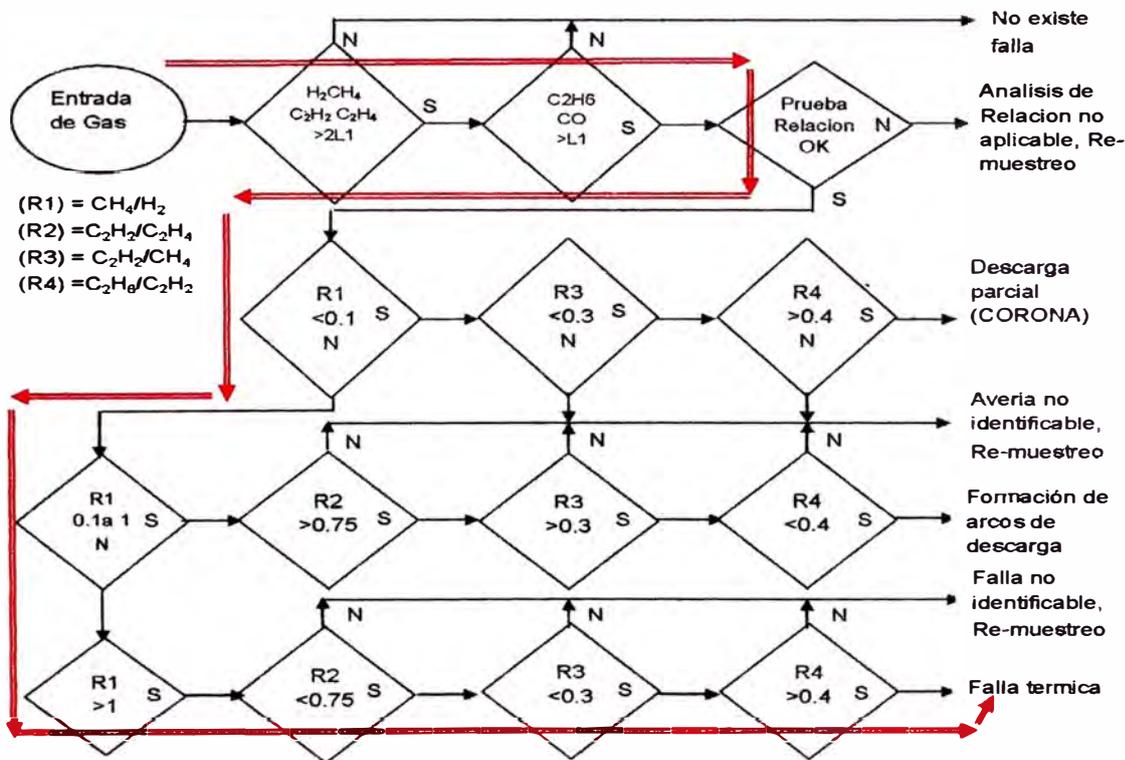
Fecha :	19/12/2005
Reporte :	G150-17

Interpretación por el método de Doemenburg

Gases	Concentrac. (ppm)	Concentrac. x 2 (ppm)	Concentrac. minimas (ppm)	Prueba Relacion
Hidrogeno (H ₂)	7460	14920	100	OK
Metano (CH ₄)	49000	98000	120	OK
Monoxido de carbono (CO)	180		350	
Acetileno (C ₂ H ₂)	1340	2680	35	OK
Etileno (C ₂ H ₄)	123000	246000	50	OK
Etano (C ₂ H ₆)	22700		65	OK

Relacion	Resultado	Indicador
(R1) = CH ₄ /H ₂	6.57	>1
(R2) = C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	0.01	<0.75
(R3) = C ₂ H ₂ /CH ₄	0.03	<0.3
(R4) = C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	16.94	>0.4

Diagnostico de falla	Relación 1 (R1) CH ₄ /H ₂		Relación 2 (R2) C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄		Relación 3 (R3) C ₂ H ₂ /CH ₄		Relación 4 (R4) C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	
	Descomposición Térmica	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4
Descarga tipo Corona (Baja intensidad D.P)	<0.1	<0.01	Sin significado		<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Formación de Arcos (Alta intensidad D.P)	>0.1	>0.01	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2
	<1.0	<0.1						



REPORTE Y ANALISIS DE GASES DISUELTOS



Identificación de muestra

Fecha Muestreo :	05/12/2005	Lugar :	San Cristobal	Fecha :	19/12/2005
Fecha Analisis :	19/12/2005	Año de Fab.:	1940	Reporte :	G150-17
Jeringa N° :	20/08/1905	Potencia :	1 MVA		
Codigo :	TPO04-0154A1	Tensiones :	27.5/2.4 KV		
Marca :	G.E	Serie # :	3763095		

Interpretación por el método de Rogers

Gases	Concentrac. (ppm)
Hidrogeno (H ₂)	7460
Metano (CH ₄)	49000
Acetileno (C ₂ H ₂)	1340
Etileno (C ₂ H ₄)	123000
Etano (C ₂ H ₆)	22700

Relacion	Resultado	Indicador
(R1) = CH ₄ /H ₂	6.57	>1
(R2) = C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	0.01	<0.1
(R5) = C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	5.42	>3

Diagnostico de falla sugerida	Caso	R2 C ₂ H ₂ / C ₂ H ₄	R1 CH ₄ / H ₂	R5 C ₂ H ₄ / C ₂ H ₆
Unidad Normal	0	<0.1	>0.1 <1.0	<1.0
Formación de arcos - Descargas	1	<0.1	<0.1	<1.0
Formación de arcos - Descargas	2	0.1- 3.0	0.1-1.0	>3.0
Falla termica-baja temperatura	3	<0.1	>0.1 <1.0	1.0- 3.0
Falla térmica < 700 °C	4	<0.1	>1.0	1.0- 3.0
Falla térmica >700 °C	5	<0.1	>1.0	>3.0

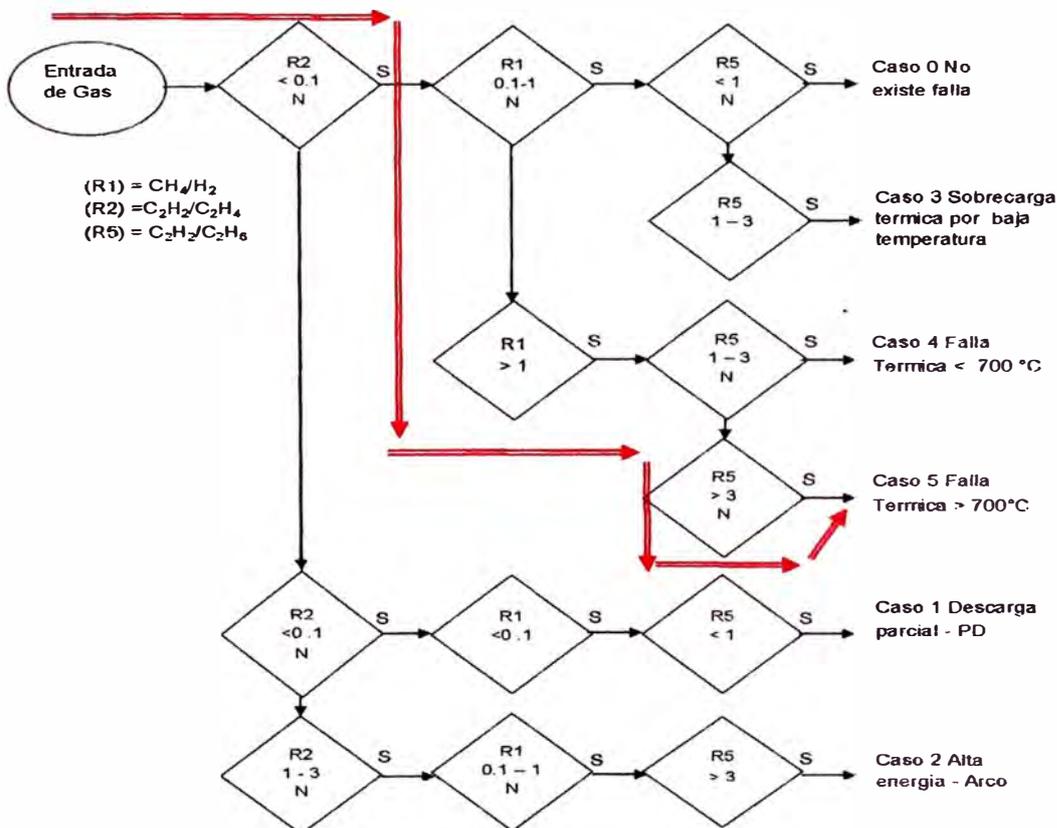


Figura 29. Resultado evaluación método Rogers (San Cristobal).

Después de evaluar los resultados cromatográficos mediante los métodos del capítulo 5, se puede concluir lo siguiente:

- Según la Interpretación por cantidad de gases disueltos (MTDCG)

Condición 4: Indica un nivel excesivo de descomposición. La operación continua podría dar lugar a una falla del transformador. Proceder inmediatamente y con precaución, la tasa de producción de gas considera sacar fuera de servicio la unidad.

- Según la Interpretación por el método de gas clave

Gas Clave: Etileno Falla Térmica en aceite (aceite recalentado), los productos de la descomposición incluyen el etileno y al metano, junto con cantidades más pequeñas del hidrógeno y etano. Las trazas del acetileno pueden ser formados si la falla es severa o implica contactos eléctricos.

- Según la Interpretación por el método de Doernenburg

Indica una falla térmica.

- Según la Interpretación por el método de Rogers

Caso 5: Falla térmica con una temperatura mayor a 700 °C

Por lo tanto se puede concluir que existe una falla térmica grave que sobrecalienta el aceite debido a algún falso contacto, las acciones que se deben tomar según el diagrama de flujo de la figura 7 son:

- Inspección y reparación

CAPITULO VII

MÉTRICAS Y RESULTADOS

En toda gestión de mantenimiento existen métricas planteadas por la misma organización o empresa como pueden ser la de disponibilidad, inversiones, efectividad.. etc, para este caso puntual existe una relación directa con la métrica de disponibilidad.

A menor cantidad de fallas que interrumpen el funcionamiento del transformador, el índice de disponibilidad será mayor, por lo tanto a mayor utilización de técnicas predictivas que eviten fallas, mayor será la disponibilidad del transformador (Fig. 30).

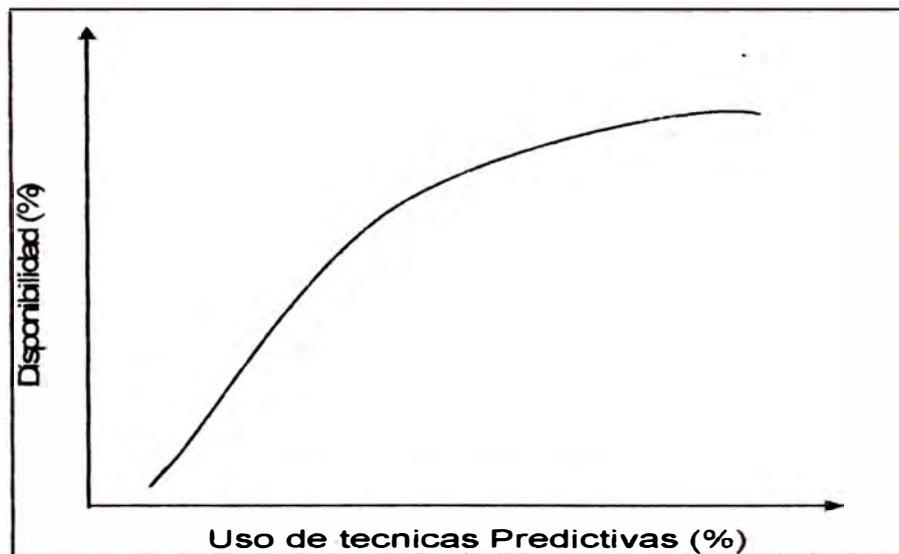


Figura 30. Tendencia Disponibilidad vs Uso mantto predictivo

Los resultados logrados en el capítulo 5.4 son satisfactorios debido a que se identificó la falla diagnosticada previamente (ver apéndice k), evitando así daños mayores al transformador y costos elevados de pérdidas.

7.1. MONITOREO DE TENDENCIAS

Tomando como referencia a M. Horning, J Kelly, S. Myers, se elaboró una base de datos históricos con resultados de análisis de aceite dieléctrico de transformadores del sistema eléctrico de Electroandes, considerando los siguientes pasos:

- Un registro de resultados cromatográficos de transformadores similares en diseño y condiciones de servicio.
- Estos registros deben contener la concentración (ppm) en forma individual de los siguientes gases H_2 , O_2 , N_2 , CH_4 , CO , CO_2 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , y el total de gases combustibles.
- Graficar la variación de la concentración de cada gas en el tiempo, según la fecha de prueba.
- Graficar la curva de tendencia de estas variaciones en función al tiempo, colocando los rangos máximos para llevar un control adecuado.

En la figura 31 se muestran los resultados del ingreso de los registros de la base de datos de análisis cromatográficos a partir del 2001 hasta la actualidad.

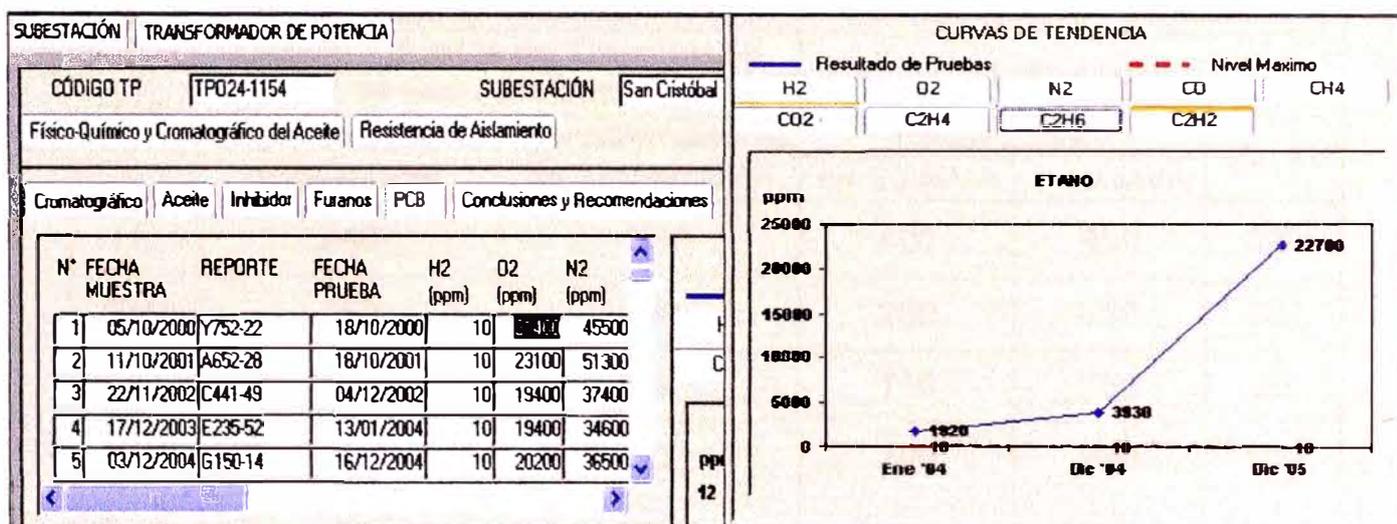


Figura 31. Base de datos y curva de tendencia (Electroandenes)

Las tareas de monitoreo de las tendencias de aumento o disminución de las concentraciones de gases se realizan con mayor facilidad ya que estas se muestran de una manera grafica.

7.2. LIMITES MÁXIMOS PERMISIBLES

Las tablas 17,18 y 19, indican valores de concentración de gases referenciales para distintas condiciones de diseño y operación de transformadores.

Tabla 17. Valores internacionalmente considerados como referencia

(ppm Vol/Vol) (Milan Milasch)

GAS	Central Eléctrica de Transmisión Board de Gran Bretaña (CEGB)		Mitsubishi		
	Transformadores Elevadores	Transformadores de Transmisión	Hasta 275 kV		500 kV
			<= 10 MVA	> 10 MVA	
H ₂	240	100	400	400	300
CH ₄	160	120	200	150	100
C ₂ H ₆	115	65	150	150	50
C ₂ H ₄	190	30	300	200	100
C ₂ H ₂	11	35	Trazas	Trazas	Trazas
CO	580	350	300	300	200
CO ₂	----	---	---	---	----
TGC	----	---	1 000	700	400

Tabla 18. Valores en ppm de gases disueltos en aceites, tensión igual o encima de 230 kV, conforme al tiempo de operación (Milan Milasch)

TRANSFORMADOR ELEVADOR >=230kV	RANGO DE VALORES PPM	TIEMPO DE OPERACIÓN (RESULTADO EN UNIDADES)			
		< 2 AÑOS	De 2 A 5 AÑOS	>5 A 10 AÑOS	> 10 AÑOS
H ₂	0 - 100	21	40	42	57
	101 - 200	----	5	---	6
	> 200	1	----	----	1
CH ₄	0 - 100	16	32	34	61
	101 - 200	3	9	8	1
	> 200	3	4	----	----
C ₂ H ₄	0 - 120	20	35	39	67
	121 - 240		4	3	1
	> 240	3	6	----	----
C ₂ H ₆	0 - 200	15	40	37	67
	201 - 400	5	3	4	----
	> 400	2	2	1	----
C ₂ H ₂	0 - 15	22	45	42	66
	16 - 30	----	----	----	----
	>30	----	----	----	1
CO	0 - 300	17	23	27	15
	301 - 750	5	22	15	33
	> 750	----	----	----	15
TGC (Total de Gases Combustibles)	0 - 500	15	24	19	19
	501 - 1000	3	12	14	32
	> 1000	4	9	1	15

Tabla 19. Valores de referencia de gases para transformadores (ppm Vol/Vol) (GCOI-SCM-047) (Milan Milasch)

	E ≥ 230kV	E < 230 kV	T ≥ 230kV	T ≥ 69 <230kV	T ≥ 230kV	T ≥ 69 <230kV	A ≥ 230kV	A ≥ 69 <230kV	A ≥ 69 <230kV	
H ₂	100	300	300	150	400	300	100	200	750	
CH ₄	200	200	150	50	200	100	50	100	200	
C ₂ H ₄	120	120	60	60	180	60	60	60	180	
C ₂ H ₆	200	200	100	45	250	75	150	100	300	
C ₂ H ₂	15	15	15	15	150	150	15	15	200	
CO	750	750	750	750	500	300	750	500	750	
CO ₂	8 250	8 250	5 00	5 000	2 000	3 000	5 000	5 000	5 000	
N ₂	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	80 000	
O ₂	20 000	20 000	10 000	20 000	10 000	20 000	20 000	20 000	20 000	
Total de muestras observadas	356	86	91	22	94	28	26	235	178	1116

(E) Elevadores, (T) interconexión, (A) Abastecedores

Tabla 20. Valores de referencia de concentración de gases
(Oil&Transformers)

Gases	H ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	TGC
Unid.	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
Limites	< 150	0.2 - 3.5 % de Gases totales	1 - 10 % de Gases Totales	< 25	< 500	< 10 ⁴	< 10	< 20	< 5	< 500

Electroandes considera los límites máximos permisibles de acuerdo a normas internacional (ANSI C57.104-1991 "Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers"), ver tabla 21.

Tabla 21. Concentración de Gases Disueltos (ANSI C57.104-1991)

Estado	Límites de concentración de gases disueltos (ppm *)							TDCG †
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	
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

CAPITULO VIII

COSTOS

Si se compara los costos de reparación y perdidas que pueden ocasionar una falla en un transformador de potencia con el costo de una serie de análisis cromatográfico para prever y controlar la falla, se observa que la inversión en este método predictivo es conveniente

Como se menciona anteriormente es necesario que los análisis cromatográficos se realicen en laboratorios para obtener resultados precisos. Para tal fin se elabora un expediente técnico el cual contiene exigencias en cuanto a la normatividad y procedimientos requeridos para luego iniciar un concurso público para la contratación de los servicios de análisis de aceite de transformadores de potencia.

El modelo de expediente técnico así como los factores de calificación de las empresas a ser contratadas se muestra en el apéndice f y g.

8.1. COSTO DEL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

Los costos de servicios de análisis cromatográfico esta básicamente en función a lo siguiente:

- La empresa prestadora de servicio
- Cantidad de transformadores
- Ubicación de las subestaciones

En las tablas 22 y 23 se encuentran algunos costos de empresas especializadas en análisis cromatográfico de aceite:

Tabla 22. Precios referenciales Electro-Service (Ver Apéndice h)

EMPRESA	FECHA	CANTIDAD	COSTO (\$)/UND
ELECTROANDES	Dic 2002	106	130
YURA SA	Ago 2001	16	205
DUKE ENERGY	Set 2003	10	310
BHP TINTAYA	Abr 2001	15	319
GOODYEAR	Jul 2003	9	330
ENERGIA DEL SUR	Set 2003	23	341
GEN. ELECT. ATOCONG	Abr 2000	3	350
DUKE ENERGY	Dic 2002	18	354
EGENOR	Oct 2001	18	366
HIDRO QUEBEC	Set 2003	8	369
VOLCAN SA.	Dic 2002	19	442
ETECEN	Nov 2001	100	541
BACKUS	Ago 2003	9	781
CEMENTO ANDINO	Ago 2001	30	783
	Jun 2003	29	1345
ELECTROPERU	Ene 2003	42	1564
ELECTROUCAYALI	Jul 2003	4	1853

Tabla 23. Precios referenciales Qualitas (Ver Apéndice h)

EMPRESA	FECHA	CANTIDAD	COSTO (\$)/UND
CONEHUA	Feb 2002	1	300.00
	Nov 2003	1	375.00
CORPORACION ACEROS AREQUIPA	Abr 2001	1	300.00
	Jul 2002	1	270.00
	Mar 2003	1	300.00
	Sep 2003	1	200.00
	Oct 2003	1	400.00
LUZ DEL SUR	Sep 2016	75 trans. Potencia	120.00
Proy. OLMOS-T	Ene 2004	4	384.82

Se puede estimar un costo promedio por transformador \$300/transformador en zonas cercanas a la capital.

Se adjuntan cotizaciones en el apéndice i.

La inversión que realizo Electroandes para el análisis de aceite dieléctrico se presenta en la tabla 24:

Tabla 24. Costo de análisis de aceite dieléctrico (Electroandes)

Fecha	Empresa Contratada	Cantidad de transformadores	Monto (S/.)	Monto (US\$)
05/11/2001	Qualitas S.A	65	44 000	
14/12/2002	Qualitas S.A	65	52 920	
02/12/2003	Electro Service S.A	106		13 780
26/01/2004	Qualitas S.A	65	64 225	

8.2. ANÁLISIS BENEFICIO - COSTO

Es sencillo establecer el beneficio de la inversión al realizar una serie de pruebas o análisis cromatográficos durante un lapso de tiempo en comparación con el costo de una falla inesperada en un transformador de potencia, este capítulo trata de evaluar de forma práctica y exigente el adicionar estas prácticas en los trabajos de mantenimiento predictivo de un transformador de potencia.

Para el análisis se considera el caso 1 del capítulo 5.4 tomando en cuenta lo siguiente:

- Transformador de potencia de 17 MVA, 50/6.9 kV, , ver tabla 15.
- Falla por punto caliente en conmutador en lado de alta tensión.
- Tiempo de parada: 20 horas.

8.2.1. Comparación de costos

La tabla 25 considera los costos de una intervención tardía cuando la falla intempestiva ya ha ocurrido, pero sin complicaciones en las bobinas del transformador debido a la actuación de la su protección, esto indica que los elementos o partes involucradas ya no son reparables de modo que serán reemplazados por una empresa especializada. Estos tipos de falla involucran costos básicos como corte de energía, reparaciones, multas y compensaciones.

Tabla 25. Resumen de costos por falla intempestiva (Electroandes)

Costo de:	Actividades básicas	Tiempo min. (horas)	Costo (S/.)	Observaciones
Reparación (Empresa Especialista)	Inspección previa, requisición del conmutador, cambio de conmutador	72	25600	Ver anexo
Corte de Producción de Energía	Retiro del transformador	4	7225	S/. 125 MWh, FP=0.85
	Reposición del transformador	4	7225	S/. 125 MWh, FP=0.86
Mantenimiento Correctivo	Traslado del transformador de reserva	3	5148	Datos obtenidos de costos de operación y mantenimiento (COyM-OSINERG) 2005
	Traslado de personal y herramientas	2		
	Desmontaje del transformador	1		
	Montaje del transformador reserva	1		
	Desconexión del transformador	1		
	Conexión del transformador reserva	1		
	Desmontaje del transformador reserva	1		
	Montaje del transformador reparado	1		
	Desconexión del transformador	1		
	Conexión del transformador reparado y pruebas finales	1		
Multas y compensaciones	Fiscalización	-	16500	5 UIT (OSINERG)
COSTO TOTAL			61698 (A)

Los costos de inversión que serian los de la implementación de análisis cromatográficos se muestra en la siguiente tabla 26.

Tabla 26. Resumen de costos de cromatografía (Electroandes)

Costo de:	Actividades básicas	Tiempo min. (horas)	Costo (S/.)	Observaciones
Pruebas Cromatograficas	2 Pruebas cromatografías de gases (Previas)	-	1240	Ver anexo
	1 Prueba cromatografías de gases (Posterior)	-	2480	
Total	3 Pruebas cromatografías de gases (2 previas y 1 posterior)	-	3720 (C.)

Es necesario realizar tres análisis cromatográficos el primero de rutina, el segundo de confirmación y el tercero de verificación.

Para tabla 27 se considera una intervención previa a la falla considerando actividades de mantenimiento preventivo programado e inspecciones previas para identificar el posible punto caliente.

Una vez identificado el punto caliente en el conmutador del transformador se procede al ajuste de las partes flojas y reparación de otros componentes menores.

Una intervención programada e informada a los entes reguladores no conlleva al pago de multas y compensaciones.

Tabla 27. Resumen de costos por mantto. programado (Electroandes)

Costo de:	Actividades básicas	Tiempo min. (horas)	Costo (S/.)	Observaciones
Corte de Producción de Energía	Retiro del transformador	4	7225	S/. 125 MWh
	Reposición del transformador	4	7225	S/. 125 MWh
Mantenimiento Preventivo Programado	Traslado de transformador de reserva	3	5148	Datos obtenidos de costos de operación y mantenimiento (COyM-OSINERG) 2005
	Traslado de personal y herramientas	2		
	Desmontaje del transformador	1		
	Montaje del transformador reserva	1		
	Desconexión del transformador	1		
	Conexión del transformador reserva	1		
	Desmontaje del transformador reserva	1		
	Montaje del transformador reparado	1		
	Desconexión del transformador	1		
	Conexión del transformador reparado y pruebas finales	1		
COSTO TOTAL			19598(B)

Los resultados se muestran en la tabla 28. El costo de inversión sería el costo de la implementación del análisis cromatográfico y el beneficio sería el ahorro al comparar los costos de reparación de ambos casos.

Tabla 28. Resultados de costos de inversión (Electroandes)

Proyecto de inversión	Costo Inversión (S/.) (C.)	Ahorro (S/.) (A - B)	Beneficio / Costo ((A-B)/C)	Reducción de costo por falla (A-B-C)/A x100%
Implementación de análisis cromatográfico	3720	42100	11.32	62.21%

Del análisis se concluye que el valor de la relación beneficio - costo indica que por S/. 1 sol que se invierta se tiene un ahorro de S/. 11.32 en los costos de reparación de una falla. Con una reducción de costo por falla del 62.21 % lo cual indica el gran beneficio de implementar el análisis cromatográfico de aceite dieléctrico en un programa de mantenimiento predictivo de transformadores de potencia.

CONCLUSIONES

1. La aplicación del análisis cromatográfico del aceite dieléctrico de transformadores de potencia, utilizando los métodos de interpretación propuestos, identifica fallas incipientes en la parte interna del transformador proponiendo procedimientos de operación en función al tipo de falla.
2. El análisis cromatográfico es una herramienta necesaria para el diagnóstico y monitoreo del estado operativo del transformador de potencia
3. La aplicación de los análisis cromatográficos en trabajos de mantenimiento de transformadores, Influyen positivamente al incremento de la disponibilidad de estos.
4. Después de la evaluación beneficio - costo se concluye que la inversión en el empleo del análisis cromatográfico en trabajos de mantenimiento predictivo, reduce costos de perdidas por falla generando un ahorro apreciable.
5. La desventaja de las técnicas de diagnostico por análisis cromatográfico es la necesidad de que la falla este activa por algún tiempo para permitir que los gases generados sean detectados, en función al volumen de aceite involucrado.

BIBLIOGRAFÍA

- ANSI - IEEE Std C57.104-1991, "IEEE guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers", Junio 1991.
- ASTM D 3487-00 "Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography", 2000
- ASTM D 3612-01 "Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography", Abril 2001
- Lima, Sanderson Emanuel Uchoa de, "Diagnóstico Inteligente de Falhas Incipientes em Transformadores de Potência Utilizando a Análise dos Gases Dissolvidos em Óleo", Brasil, Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2005
- M. Homing, J. Kelly, S. Myers, "Transformer maintenance Guide", EEUU, Second edition, 2001, Editorial: Transformer Maintenance Institute.
- Milan Milasch, "Mantenimiento de Transformadores en Líquido Aislante", Brasil, Tercera edición, 1984, Editorial: Edgar Blucher LTDA.
- R. Liñán, R. Álvarez, L. Jiménez, "Monitoreo y diagnóstico en línea de transformadores de potencia" Artículos técnicos (Boletín 1997), www.iie.org.mx.

APENDICE

Apéndice A. Ubicación detallada de las subestaciones de Electroandes.
(Fuente: MINEM)

Tabla A1. Tabla de relación de algunas subestaciones en el Perú MINEM

ORDEN	SUBESTACION	PROVINCIA	DEPARTAMENTO
108	CHAFFIN	PASCO	PASCO
111	<u>PARAGSHA (CME)</u>	PASCO	PASCO
112	VILLARICA 138 KV	OXAPAMPA	PASCO
118	YALUJ (ELC)	CHANCHAMAYO	JUNIN
119	S.E. INAPARI	TARUJAMAYO	MADRE DE DIOS
120	<u>CARHUAMAYO (CME)</u>	JUNIN	JUNIN
121	CARHUAMAYO (ELC)	JUNIN	JUNIN
122	PICHANAY	CHANCHAMAYO	JUNIN
132	<u>CARPA (CME)</u>	TARMA	JUNIN
133	NINATAMBO (TARMA)	TARMA	JUNIN
134	HUARAL	HUARAL	LIMA
135	<u>SANMATEO (CME)</u>	CANTA	LIMA
136	SANMATEO (ELC)	CANTA	LIMA
137	CARHUACRA	TARMA	JUNIN
138	<u>LA OROYA (CME)</u>	YALUJ	JUNIN
139	ALPAMINA (SACRACANCHA)	YALUJ	JUNIN
140	<u>CASA DE FUERZA (CME)</u>	YALUJ	JUNIN
141	<u>MOROCCOCHA (CME)</u>	YALUJ	JUNIN
142	ALUSTRIA DUMAZ	TARMA	JUNIN
143	<u>PLANTA ZINC (CME)</u>	YALUJ	JUNIN
144	<u>OROYA NUEVA (CME)</u>	YALUJ	JUNIN
145	<u>ALAMERON (CME)</u>	YALUJ	JUNIN
146	COMAS	CONCEPCION	JUNIN
147	<u>MOHR TUNEL (CME)</u>	YALUJ	JUNIN
148	PACHACHACA (ARAPA)	YALUJ	JUNIN
149	<u>SAN CRISTOBAL (CME)</u>	YALUJ	JUNIN
150	ANDAYCHAGUA (ELC)	YALUJ	JUNIN
151	<u>ANDAYCHAGUA (CME)</u>	YALUJ	JUNIN
152	MILLOTINGO	HUAROCHIRI	LIMA
153	<u>SAN ANTONIO (CME)</u>	JAUJA	JUNIN
154	<u>CARLOS FRANCISCO (CME)</u>	HUAROCHIRI	LIMA
155	XALXA	JAUJA	JUNIN
156	STO. DOMINGO ACOBAMBA	HUANCAYO	JUNIN
157	<u>ANTUQUITO (CME)</u>	HUAROCHIRI	LIMA
158	<u>CASAPALCA NORTE (CME)</u>	HUAROCHIRI	LIMA
181	VILLA SALVADOR	LIMA	LIMA
182	CHUMBE	YALUJOS	LIMA
183	LLERIN	LIMA	LIMA

Figura A1. Mapa de ubicación de subestaciones en el Perú MINEM

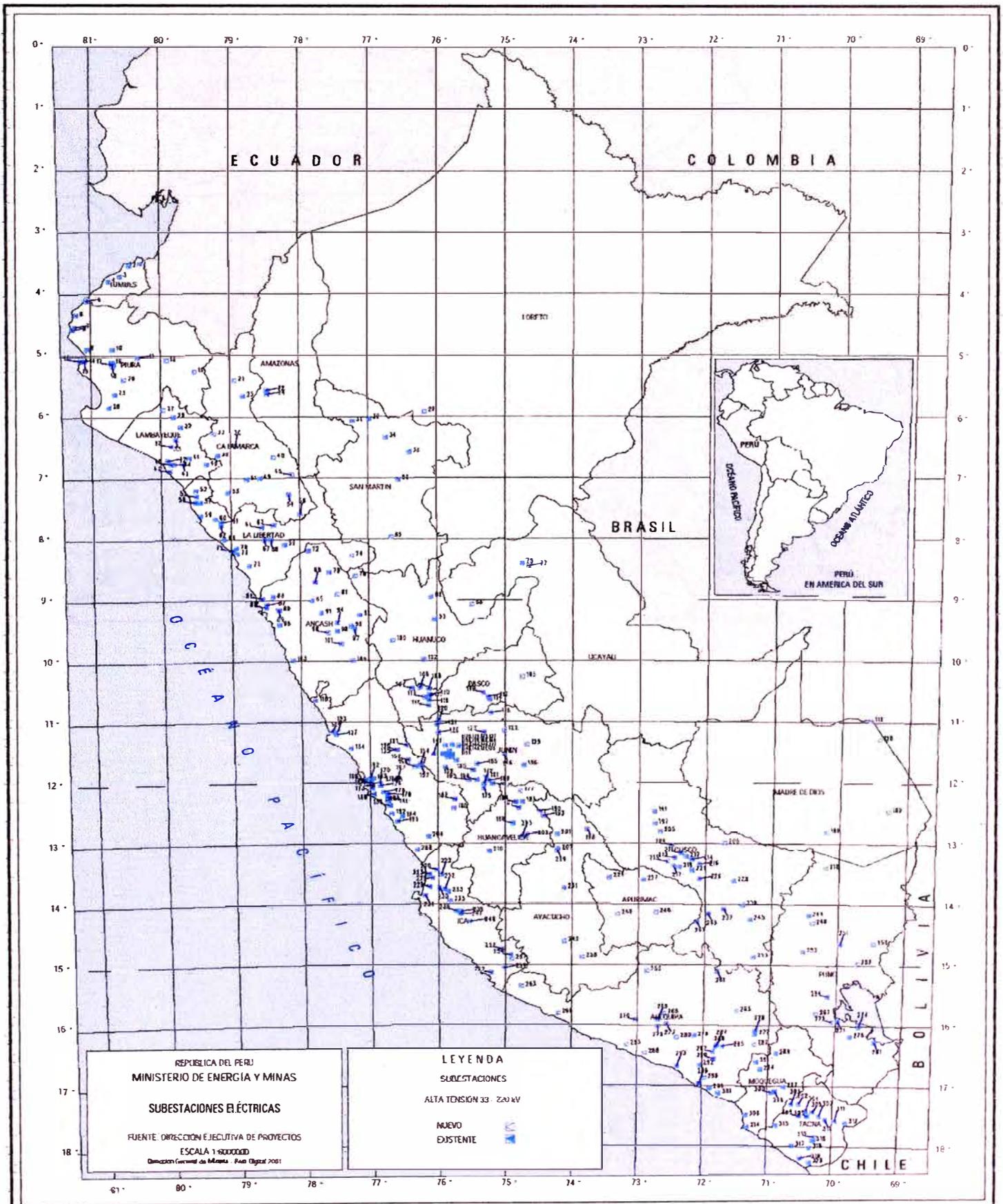
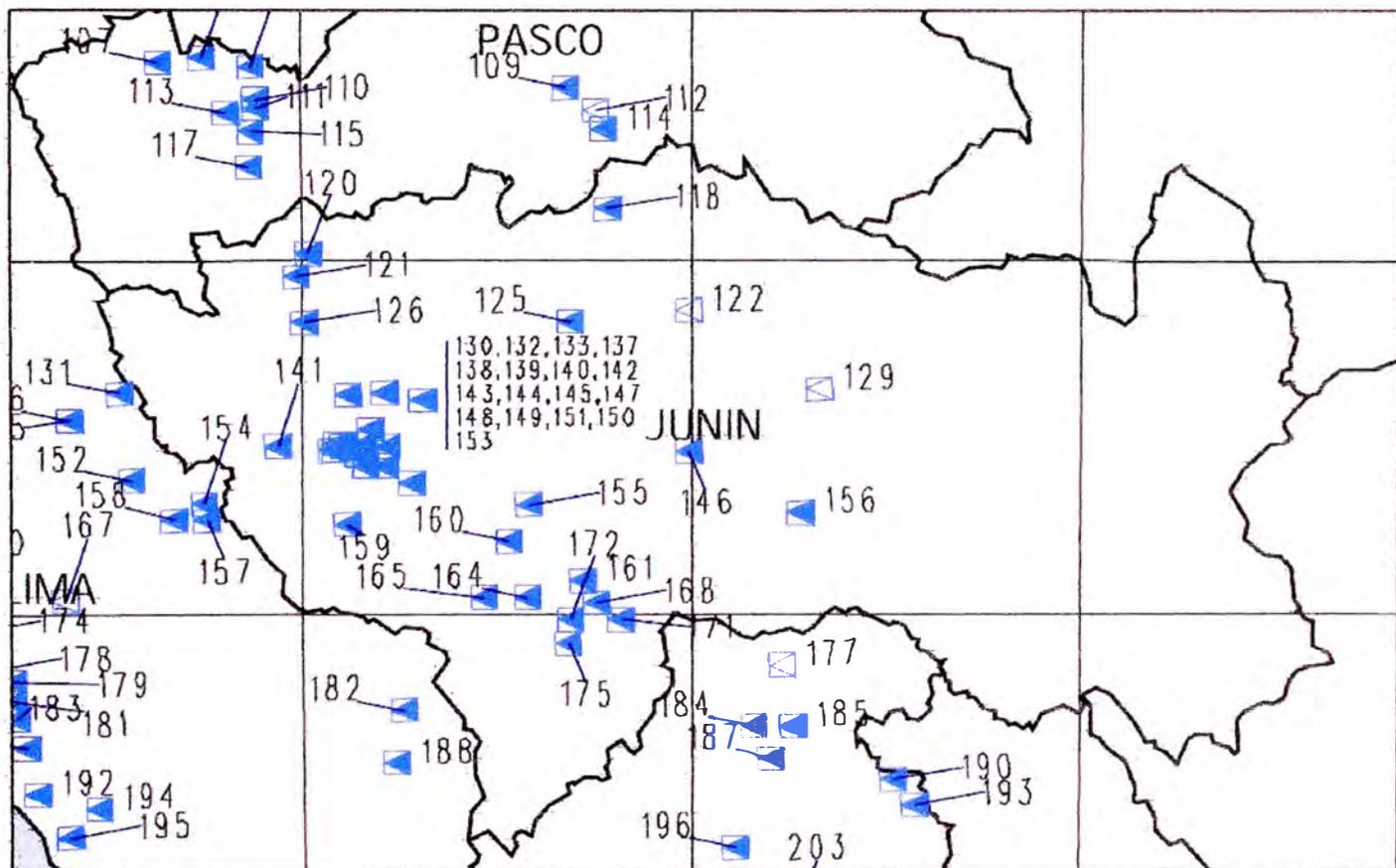


Figura A2. Mapa de ubicación de subestaciones en el Perú MINEM



Apéndice B. Formato de Clasificación de criticidad de Subestaciones de Electroandes.

Tabla B1. Clasificación de criticidad de Subestaciones de Electroandes

FORMATO F 03.01.01 C - EVALUACIÓN DE ÁREAS/ESTRUCTURAS																															
DESCRIPCIÓN DEL TIPO DE INVENTARIO CRÍTICO: SUBESTACIONES																															
1. UNIDAD DE INSPECCIÓN	: SUBESTACIONES																														
2. LUGAR	: S.E. Malpaso																														
3. ÁREA/ESTRUCTURA	: PATIO DE LLAVES																														
4. PARTICIPANTES	: G. Ortega																														
5. LUGAR EVALUADO	: Todo el patio																														
6. FECHA DE EJECUCIÓN	: 02 Enero 2005																														
		N.C.=NIVEL DE CRITICIDAD																													
		C=MAGNITUD DE LA CONSECUENCIA																													
		E=MAGNITUD DE LA EXPOSICIÓN																													
		P=PROBABILIDAD DE LA PERDIDA																													
		N.C.=C+E+P																													
		CLASIFICACIÓN DE LA CRITICIDAD						GRADO DE ATENCIÓN																							
								CLASIFICACIÓN DEL GRADO DE ATENCIÓN																							
								<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>PERIODICIDAD</th> <th>RANGO N.C.</th> <th>CLASIFICACIÓN DEL RIESGO</th> <th>INSPECC. PLANEADA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PERIÓDICA DISTANTE</td> <td>0 - 2</td> <td>Fuera de Inventario</td> <td>1 / SEIS MESES</td> </tr> <tr> <td>PERIÓDICA INTENSA</td> <td>3 - 4</td> <td>Medio Crítico</td> <td>1 / TRIMESTRAL</td> </tr> <tr> <td>FRECUENTE</td> <td>5 - 6</td> <td>Crítico</td> <td>1 / DOS MESES</td> </tr> <tr> <td>CONTINUA</td> <td>7 - 9</td> <td>Super Crítico</td> <td>1 / MES</td> </tr> </tbody> </table>				PERIODICIDAD	RANGO N.C.	CLASIFICACIÓN DEL RIESGO	INSPECC. PLANEADA	PERIÓDICA DISTANTE	0 - 2	Fuera de Inventario	1 / SEIS MESES	PERIÓDICA INTENSA	3 - 4	Medio Crítico	1 / TRIMESTRAL	FRECUENTE	5 - 6	Crítico	1 / DOS MESES	CONTINUA	7 - 9	Super Crítico	1 / MES
PERIODICIDAD	RANGO N.C.	CLASIFICACIÓN DEL RIESGO	INSPECC. PLANEADA																												
PERIÓDICA DISTANTE	0 - 2	Fuera de Inventario	1 / SEIS MESES																												
PERIÓDICA INTENSA	3 - 4	Medio Crítico	1 / TRIMESTRAL																												
FRECUENTE	5 - 6	Crítico	1 / DOS MESES																												
CONTINUA	7 - 9	Super Crítico	1 / MES																												
N°	FACTORES DE EVALUACIÓN	RIESGO MAS SIGNIFICATIVO EN SEGURIDAD	CLASIFICACIÓN DE LA CRITICIDAD					GRADO DE ATENCIÓN																							
			PESO (P)	CONSECUENCIA (C)	PROBABILIDAD (P)	EXPOSICIÓN (E)	NIVEL DE CRITICIDAD (C+P+E)	CLASIFICACIÓN DE RIESGO	INMEDIATA Y CONTINUA	A CORTO PLAZO / FRECUENTE	A MEDIANO PLAZO / PERIODO HOLGADO	TAREA A DESCARTAR DEL INVENTARIO																			
1	ACCESIBILIDAD	Distancia y ubicación Condiciones ambientales Facilidad en reemplazo de equipos Equipos de repuesto	2	3	3	2	8	Super Crítico	X																						
2	INCENDIOS	Instalaciones eléctricas Presencia de sustancias o partes inflamables Presencia de sustancias o materiales explosivos Escapes	2	3	2	2	7	Super Crítico	X																						
3	MAGNITUD DE LA INSTALACIÓN	Importancia del equipo en el proceso productivo Cantidad de equipos Costo de los equipos Variedad de equipos Antigüedad de los equipos Planes de la Empresa	3	2	2	3	7	Super Crítico	X																						
4	ORDEN Y LIMPIEZA	Producción de basura Espacio disponible Diseño de la subestación Fugas de aceite, hidrolina o algún otro fluido Polución ambiental Acceso de las personas a las instalaciones.	1	3	3	1	7	Super Crítico	X																						
TOTAL			8	2.8	2.5	2.0	7.3	Super Crítico	X																						
<p> P : PESO, PONDERACIÓN 0 : Bajo 1 : Normal 2 : Importante 3 : Muy importante </p> <p style="text-align: right;">NOTA:</p>																															
CLASIFICACIÓN DE LOS FACTORES DE CRITICIDAD																															
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>CONSECUENCIA</th> <th>PROBABILIDAD</th> <th>EXPOSICIÓN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0 : NO HAY</td> <td>< 25 % : 0</td> <td>1 vez al día = 1</td> </tr> <tr> <td>1 : LEVE</td> <td>25 - 50 % : 1</td> <td>2 veces al día = 2</td> </tr> <tr> <td>2 : INDISPONIBILIDAD TEMP.</td> <td>50 - 75 % : 2</td> <td>3 veces al día = 3</td> </tr> <tr> <td>3 : INDIS. PERMANENTE</td> <td>> 75 % : 3</td> <td>----</td> </tr> </tbody> </table>												CONSECUENCIA	PROBABILIDAD	EXPOSICIÓN	0 : NO HAY	< 25 % : 0	1 vez al día = 1	1 : LEVE	25 - 50 % : 1	2 veces al día = 2	2 : INDISPONIBILIDAD TEMP.	50 - 75 % : 2	3 veces al día = 3	3 : INDIS. PERMANENTE	> 75 % : 3	----					
CONSECUENCIA	PROBABILIDAD	EXPOSICIÓN																													
0 : NO HAY	< 25 % : 0	1 vez al día = 1																													
1 : LEVE	25 - 50 % : 1	2 veces al día = 2																													
2 : INDISPONIBILIDAD TEMP.	50 - 75 % : 2	3 veces al día = 3																													
3 : INDIS. PERMANENTE	> 75 % : 3	----																													
ELABORADO POR _____			REVISADO POR _____			APROBADO POR _____																									

Apéndice C. Definición de las propiedades físico-químicos de aceite dieléctrico. (ASTM D3487)

Figura C1 Extracto de estándar ASTM D3487 pág. 1



Designation: D 3487 – 00

Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus¹

This standard is issued under the fixed designation D 3487; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon (ϵ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

This standard has been approved for use by agencies of the Department of Defense.

1. Scope

1.1 This specification covers new mineral insulating oil of petroleum origin for use as an insulating and cooling medium in new and existing power and distribution electrical apparatus, such as transformers, regulators, reactors, circuit breakers, switchgear, and attendant equipment.

1.2 This specification is intended to define a mineral insulating oil that is functionally interchangeable and miscible with existing oils, is compatible with existing apparatus and with appropriate field maintenance,² and will satisfactorily maintain its functional characteristics in its application in electrical equipment. This specification applies only to new insulating oil as received prior to any processing.

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:

- D 88 Test Method for Saybolt Viscosity³
- D 92 Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup⁴
- D 97 Test Method for Pour Point of Petroleum Products⁴
- D 445 Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids⁴
- D 611 Test Methods for Aniline Point and Mixed Aniline Point of Petroleum Products and Hydrocarbon Solvents⁴
- D 877 Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes⁵
- D 923 Test Method for Sampling Electrical Insulating Liquids⁵
- D 924 Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids⁵
- D 971 Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method⁵

- D 974 Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration⁴
- D 1275 Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical Insulating Oils⁵
- D 1298 Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method^{4,5}
- D 1500 Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)⁴
- D 1524 Test Method for Visual Examination of Used Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin in the Field⁵
- D 1533 Test Methods for Water in Insulating Liquids (Karl Fischer Reaction Method)⁵
- D 1816 Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes⁵
- D 1903 Test Method for Coefficient of Thermal Expansion of Electrical Insulating Liquids of Petroleum Origin, and Askarels⁵
- D 2112 Test Method for Oxidation Stability of Inhibited Mineral Insulating Oil by Rotating Bomb⁵
- D 2300 Test Method for Gassing of Insulating Oils Under Electrical Stress and Ionization (Modified Pirelli Method)⁵
- D 2440 Test Method for Oxidation Stability of Mineral Insulating Oil⁵
- D 2668 Test Method for 2,6-Ditertiary-Butyl Para-Cresol and 2,6-Ditertiary-Butyl Phenol in Electrical Insulating Oil by Infrared Absorption⁵
- D 2717 Test Method for Thermal Conductivity of Liquids⁶
- D 2766 Test Method for Specific Heat of Liquids and Solids⁶
- D 3300 Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Under Impulse Conditions⁵
- D 4059 Test Method for Analysis of Polychlorinated Biphenyls in Insulating Liquids by Gas Chromatography⁵
- D 4768 Test Method for Analysis of 2,6-Ditertiary-Butyl Para-Cresol and 2,6-Ditertiary-Butyl Phenol in Insulating Fluids by Gas Chromatography⁵
- D 5837 Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids by High Performance Liquid Chromatography (HPLC)⁵

¹ This specification is under the jurisdiction of ASTM Committee D27 on Electrical Insulating Liquids and Gases and is the direct responsibility of Subcommittee D27.01 on Mineral.

Current edition approved Nov. 10, 2000. Published January 2001. Originally published as D3487-76. Last previous edition D3487-88 (1993).

² Refer to American National Standard C 57.106, Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment (IEEE Standard 64). Available from the American National Standards Institute, 11 West 42nd Street, 13th Floor, New York, NY 10036.

³ Annual Book of ASTM Standards, Vol 04.04.

⁴ Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.01.

⁵ Annual Book of ASTM Standards, Vol 10.03.

⁶ Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.02.

 D 3487

X2. SIGNIFICANCE OF PROPERTIES OF MINERAL INSULATING OIL

X2.1 Physical Properties

X2.1.1 *Aniline Point*—The aniline point of a mineral insulating oil indicates the solvency of the oil for materials that are in contact with the oil. It may relate to the impulse and gassing characteristics of the oil.

X2.1.2 *Color*—A low color number is an essential requirement for inspection of assembled apparatus in the tank. An increase in the color number during service is an indicator of deterioration of the mineral insulating oil.

X2.1.3 *Flash Point*—The safe operation of the apparatus requires an adequately high flash point.

X2.1.4 *Interfacial Tension*—A high value for new mineral insulating oil indicates the absence of undesirable polar contaminants. This test is frequently applied to service-aged oils as an indicator of the degree of deterioration.

X2.1.5 *Pour Point*—The pour point of mineral insulating oil is the lowest temperature at which the oil will just flow and many of the factors cited under viscosity apply. The pour point of -40°C may be obtained by the use of suitable distillates, refining processes, the use of appropriate long life additives, or any combination thereof. If a pour point additive is used, it is necessary to make known the amount and chemical composition.

X2.1.6 *Relative Density (Specific Gravity)*—The specific gravity of a mineral insulating oil influences the heat transfer rates and may be pertinent in determining suitability for use in specific applications. In extremely cold climates, specific gravity has been used to determine whether ice, resulting from freezing of water in oil-filled apparatus, will float on the oil and possibly result in flashover of conductors extending above the oil level. See, for example, "The Significance of the Density of Transformer Oils."⁷

X2.1.7 *Viscosity*—Viscosity influences the heat transfer and, consequently, the temperature rise of apparatus. At low temperatures, the resulting higher viscosity influences the speed of moving parts, such as those in power circuit breakers, switchgear, load tapchanger mechanisms, pumps, and regulators. Viscosity controls mineral insulating oil processing conditions, such as dehydration, degassification and filtration, and oil impregnation rates. High viscosity may adversely affect the starting up of apparatus in cold climates (for example, spare transformers and replacements).

X2.1.8 *Visual Examination*—A simple visual inspection of mineral insulating oil may indicate the absence or presence of undesirable contaminants. If such contaminants are present, more definitive testing is recommended to assess their effect on other functional properties.

X2.2 Electrical Properties

X2.2.1 *Dielectric Breakdown Voltage, 60 Hz*—The dielectric breakdown voltage of a mineral insulating oil indicates its ability to resist electrical breakdown at power frequencies in electrical apparatus.

X2.2.1.1 *Dielectric Breakdown—Disk Electrodes*—The test utilizing disk electrodes is useful in assessing the quality of the mineral insulating oil as received in tank cars, tank trucks, or drums. It is not sensitive enough to determine if an oil meets the minimum acceptable breakdown strength needed for processed oil used in some equipment.

X2.2.1.2 *Dielectric Breakdown—VDE Electrodes*—The VDE method (Test Method D 1816) is sensitive to contaminants, such as water, dissolved gases, cellulose fibers, and conductive particles in oil. Processing involves filtering, dehydration, and degassing, which generally improve the breakdown strength of the oil. As a general guide, the moisture and dissolved gas content by volume in processed oils should be less 15 ppm and 0.5 % respectively. The minimum breakdown strength for as received oils is typically lower than that of processed oils because of higher levels of contaminants.

X2.2.2 *Dielectric Breakdown Voltage—Impulse*—The impulse strength of oil is critical in electrical apparatus. The impulse breakdown voltage of an oil indicates its ability to resist electrical breakdown under transient voltage stresses (lightning and switching surges). The functional property is sensitive to both polarity and electrode geometry.

X2.2.3 *Dissipation Factor*—Dissipation factor (power factor) is a measure of the dielectric losses in an oil. A low dissipation factor indicates low dielectric losses and a low level of soluble contaminants.

X2.3 Chemical Properties

X2.3.1 *Oxidation Inhibitor Content*—Oxidation inhibitor added to mineral insulating oil retards the formation of oil sludge and acidity under oxidative conditions. It is important to know if an oxidation inhibitor has been added to the oil and the amount. 2,6-Ditertiary-butyl para-cresol and 2,6-ditertiary butylphenol have been found suitable for use in mineral insulating oils complying with this specification. It is anticipated that other oxidation inhibitors will be accepted.

X2.3.2 *Corrosive Sulfur*—The absence of elemental sulfur and thermally unstable sulfur-bearing compounds is necessary to prevent the corrosion of certain metals such as copper and silver in contact with the mineral insulating oil.

X2.3.3 *Water Content*—A low water content of mineral insulating oil is necessary to achieve adequate electrical strength and low dielectric loss characteristics, to maximize the insulation system life, and to minimize metal corrosion.

X2.3.4 *Neutralization Number*—A low total acid content of a mineral insulating oil is necessary to minimize electrical conduction and metal corrosion and to maximize the life of the insulation system.

X2.3.5 *Oxidation Stability*—The development of oil sludge and acidity resulting from oxidation during storage, processing, and long service life should be held to a minimum. This minimizes electrical conduction and metal corrosion, maximizes insulation system life and electrical breakdown strength, and ensures satisfactory heat transfer. The limiting values in accordance with Table 1, as determined by Test Methods D 2112 and D 2440, best achieve these objectives.

⁷ Mulhall, V. R., "The Significance of the Density of Transformer Oils," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, Vol 15, No. 6, December 1980, pp. 498-499.

Apéndice D. Método estándar de prueba para el análisis de gases disueltos en aceite de aislamiento eléctrico por cromatografía de gases. (ASTM D3612-01)

Figura D1 Extracto de estándar ASTM D3612 pág. 1



Designation: D 3612 – 01

Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography¹

This standard is issued under the fixed designation D 3612; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon (ϵ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

1. Scope

1.1 This test method covers three procedures for extraction and measurement of gases dissolved in electrical insulating oil having a viscosity of 20 cSt (100 SUS) or less at 40°C (104°F), and the identification and determination of the individual component gases extracted. Other methods have been used to perform this analysis.

1.2 The individual component gases that may be identified and determined include:

Hydrogen—H₂
Oxygen—O₂
Nitrogen—N₂
Carbon monoxide—CO
Carbon dioxide—CO₂
Methane—CH₄
Ethane—C₂H₆
Ethylene—C₂H₄
Acetylene—C₂H₂
Propane—C₃H₈
Propylene—C₃H₆

1.3 This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use. For specific precautionary statements see 6.1.8.

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:

- D 2140 Test Method for Carbon-Type Composition of Insulating Oils of Petroleum Origin²
- D 2300 Test Method for Gassing of Insulating Oils Under Electrical Stress and Ionization Modified Pirelli Method²
- D 2779 Test Method for Estimation of Solubility of Gases in Petroleum Liquids³
- D 2780 Test Method for Solubility of Fixed Gases in Liquids³
- D 3613 Test Methods of Sampling Electrical Insulating Oils for Gas Analysis and Determination of Water Content²

¹ This test method is under the jurisdiction of ASTM Committee D17 on Electrical Insulating Liquids and Gases and is the direct responsibility of Subcommittee D27.03 on Analytical Tests.

Current edition approved Feb. 10, 2001. Published April 2001. Originally published as D 3612 – 77. Last previous edition D 3612 – 96.

² Annual Book of ASTM Standards, Vol 10.03

³ Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.02.

D 4051 Practice for Preparation of Low-Pressure Gas Blends³

E 260 Practice for Packed Column Gas Chromatography⁴

2.2 IEEE Standard:

C 57.104 Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers⁵

2.3 IEC Standard:

Publication No. 567 Guide for the Sampling of Gases and of Oil from Oil-Filled Electrical Equipment and for the Analysis of Free and Dissolved Gases⁶

3. Terminology

3.1 Definitions of Terms Specific to This Standard:

3.1.1 *gas content of oil by volume—in Method A*, the total volume of gases, corrected to 760 torr (101.325 kPa) and 0°C, contained in a given volume of oil, expressed as a percentage. *In Methods B and C*, the sum of the individual gas concentrations corrected to 760 torr (101.325 kPa) and 0°C, expressed in percent or parts per million.

3.1.2 *headspace*—a volume of gas phase in contact with a volume of oil in a closed vessel. The vessel is a headspace vial of 20-mL nominal capacity.

3.1.2.1 *Discussion*—Other vessel volumes may also be used, but the analytical performance may be somewhat different than that specified in Method C.

3.1.3 *parts per million (ppm) by volume of (specific gas) in oil*—the volume of that gas corrected to 760 torr (101.325 kPa) and 0°C, contained in 10⁶ volume of oil.

3.1.4 *sparging, v*—agitating the liquid sample using a gas to strip other gases free.

3.1.5 *volume concentration of (specific gas) in the gas sample*—the volume of the specific gas contained in a given volume of the gas sample at the same temperature and pressure (as the measured total volume), expressed either as a percentage or in parts per million.

4. Summary of Test Method

4.1 *Method A*—Dissolved gases are extracted from a sample of oil by introduction of the oil sample into a pre-evacuated known volume. The evolved gases are compressed to atmospheric pressure and the total volume measured.

⁴ Annual Book of ASTM Standards, Vol 14.02.

⁵ Available from IEEE, 345 E. 47th St., New York, NY 10017.

⁶ Available from IEC.

D 3612

4.2 *Method B*—Dissolved gases are extracted from a sample of oil by sparging the oil with the carrier gas on a stripper column containing a high surface area bead.

4.3 *Method C*—Method C consists of bringing an oil sample in contact with a gas phase (headspace) in a closed vessel purged with argon. The dissolved gases contained in the oil are then equilibrated in the two phases in contact under controlled conditions (in accordance with Henry's law). At equilibrium, the headspace is overpressurized with argon and then the content of a loop is filled by the depressurization of the headspace against the ambient atmospheric pressure. The gases contained in the loop are then introduced into a gas chromatograph.

4.4 There may be some differences in the limits of detection and precision and bias between Methods A, B, and C for various gases.

4.5 A portion of the extracted gases (Method A) or all of the extracted gases (Method B) or a portion of the headspace gases (Method C) is introduced into a gas chromatograph. Calibration curves are used in Method C to establish the concentration of each species. The composition of the sample is calculated from its chromatogram by comparing the area of the peak of each component with the area of the peak of the same component on a reference chromatogram made on a standard mixture of known composition.

5. Significance and Use

5.1 Oil and oil-immersed electrical insulation materials may decompose under the influence of thermal and electrical stresses, and in doing so, generate gaseous decomposition products of varying composition which dissolve in the oil. The nature and amount of the individual component gases that may be recovered and analyzed may be indicative of the type and degree of the abnormality responsible for the gas generation. The rate of gas generation and changes in concentration of specific gases over time are also used to evaluate the condition of the electric apparatus.

NOTE 1—Guidelines for the interpretation of gas-in-oil data are given in IEEE C57.104.

6. Apparatus

6.1 Apparatus⁷ of the type shown in Fig. 1 or Fig. 2 is suitable for use with up to 50-mL samples of oil and consists of the following components:

NOTE 2—This sample size has been found to be sufficient for most oils. However, oil that has had only limited exposure to air may contain much

⁷ Ace Glass and Lurex Glass manufacture glass extractors. For Ace Glass, the glass apparatus conforming to Fig. 1 is Part E-13099-99-99 and Fig. 2 is Part E-1400-99. Available from P.O. Box 688, 1430 Northwest Blvd., Vineland, NJ 08360 or Lurex Glass, 1298 Northwest Blvd., Vineland, NJ 08360.

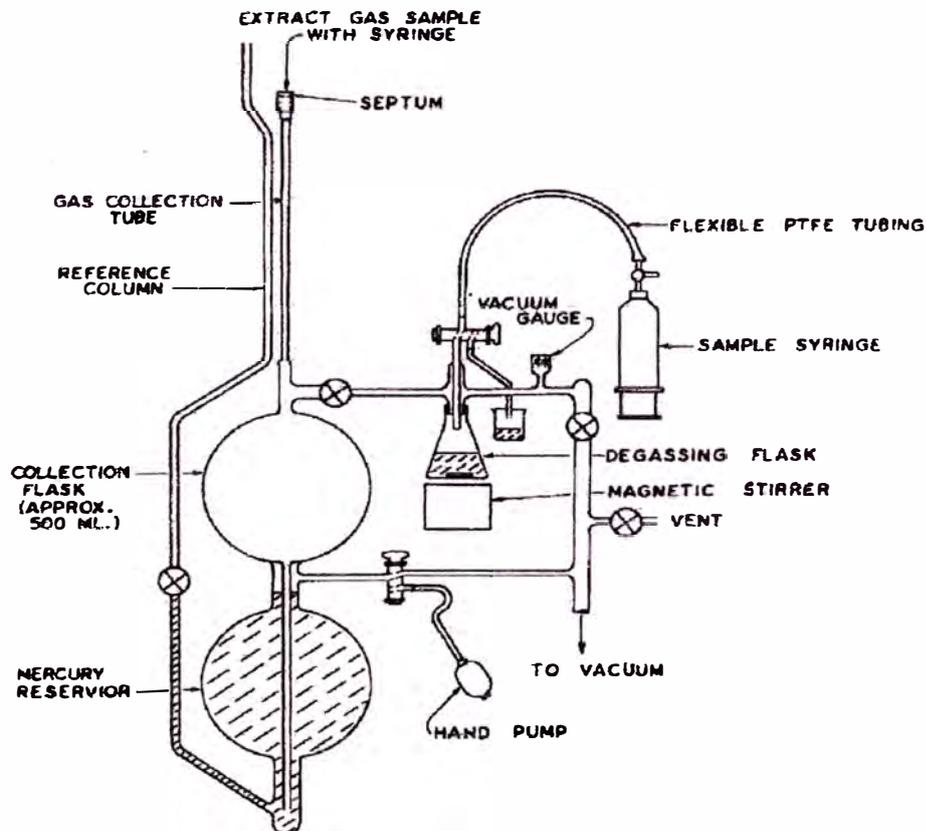


FIG. 1 Extraction of Gas from Insulating Oil

Apéndice E. Definición de estequeometria.

Definición: La Estequeometria se reclina sobre la ley de la conservación de la masa, la ley de las proporciones definidas (es decir, la ley de la composición constante) y la ley de proporciones múltiples. Las reacciones químicas se combinarán generalmente en cocientes definidos de productos químicos. Puesto que la materia no puede ser creada o ser destruida, la cantidad de cada elemento debe ser igual a través de la reacción total. Por ejemplo, la cantidad del elemento X en el lado del reactivo debe igualar la cantidad del elemento X en el lado del producto.

Apéndice F. Modelo de expediente técnico para contratación de servicios de análisis cromatográfico.

Figura F1. Modelo de expediente técnico (Electroandes)

<u>EXPEDIENTE TÉCNICO</u>	
1.	GENERALIDADES
2.	OBJETIVOS
3.	UBICACIÓN
4.	DESCRIPCION
5.	EQUIPOS A LOS QUE SE REALIZARA EL ANALISIS DE ACEITE
6.	CONDICIONES DEL SERVICIO
	6.1. REFERIDAS AL POSTOR
	6.2. REFERIDAS AL CONTRATISTA
	6.2. REFERIDAS A ELECTROANDES S.A
7.	PROPUESTA ECONOMICA
8.	FECHA Y PLAZO DE EJECUCION
9.	PENALIDADES

Apéndice G. Modelo de formato de calificación de proveedores de servicio de análisis cromatográfico

Figura G1 Modelo de calificación (Electroandes)

SERVICIO DE ANALISIS CROMATOGRAFICO DE ACEITE DIELECTRICO							
CONCURSO N°							
POSTOR:				Electro Service		Qualitas	
FACTORES DE EVALUACION	Peso	P.Unt	Máx.	Cumple	Puntaje	Cumple	Puntaje
a) Factores referidos al postor	65.00	65		*	63.00		63.00
- Rigidez dieléctrica		4		SI	4	SI	4
- Tensión interfacial		4		SI	4	SI	4
- Contenido de humedad		4		SI	4	SI	4
- Índice de acidez		4		SI	4	SI	4
- Color		4		SI	4	SI	4
- Gravedad Especifica		4		SI	4	SI	4
- Condición visual		4		SI	4	SI	4
- Sedimentos		4		SI	4	SI	4
- Inhibidor		8		SI	8	SI	8
- Gases disueltos		12		SI	10	SI	10
- Análisis de furanos		8		SI	8	SI	8
- Informe y evaluación de resultados		5		SI	5	SI	5
b) Experiencia en trabajos similares y Certificaciones	10.00	10			10.00		10.00
- Servicios en el sector de electricidad		10		SI	10	SI	10
c) Plan de trabajo propuesto	25.00	25			19.00		21.00
- Cronograma		10		40 días	10	40 días	10.00
- Seguridad		10		SI	6	SI	6
- Infraestructura asignada al servicio		5		SI	3	SI	5
TOTAL RESUMEN PUNTAJE TECNICO					92.000		94.000

Apéndice H. Precios referenciales de servicios de análisis de aceite dieléctrico Qualitas – Oils&Transformers.

Apéndice I. Cotizaciones de diversa empresas.

Figura I1 Ejemplo de cotización (Oil&Transformers)

Oil & Transformers S.A.C.	
Calle Carlos Gonzáles No. 245, Urb. Maranga - San Miguel - Lima - Perú Telefax : 451-5221	
<u>PRESUPUESTO No. OT-055-2006</u>	
Lima, 03 de Febrero del 2006.	
Señores : ELECTROANDES.	
<u>Presente.-</u>	
Att.	: <u>Ing. Carlos Jimenez.</u>
Asunto	: <u>Análisis Cromatografico del aceite aislante a un Transformador de potencia</u>
Estimados señores:	
Atendiendo su amable solicitud, tenemos el agrado de presentar a su consideración nuestro presupuesto por el servicio de la referencia con las condiciones comerciales que a continuación detallamos :	
<u>ITEM 1 : Por asistencia de personal y extracción de muestra para análisis FISICO-QUIMICO y CROMATOGRAFICO del aceite aislante a 01 Transformador de potencia, instalado en la C.H. Yaupi .</u>	
<u>Prueba de Cromatografía de Gases (ASTM D3812) :</u> Cuando se produce una falla interna en un transformador se produce una alta temperatura , la cual genera la formación de los gases los cuales se disuelven en el aceite aislante. Permitiendo a través de un análisis por cromatografía de gases determinar el tipo de falla en el transformador así se encuentre en una etapa inicial. Aquí es importante evaluar la generación de gases con el tiempo, sus unidades son : ppm/v.	
<u>Plazo de entrega de resultados</u>	: 03 días .
VALOR VENTA	: US\$ 370.00
<u>Nota.-</u> Al término se entregará un informe final detallado del estado del transformador indicando sus condiciones actuales y recomendaciones.	
<u>Condiciones Comerciales :</u>	
Nuestro precio NO INCLUYE IGV.	
<u>Forma de pago</u>	: 100% contra presentación de factura, la cual será cancelada a los 30 días de presentada .
<u>Validez de la Oferta</u>	: 30 días
Nuestros servicios no incluyen :	
-Otro servicio no especificado en la presente cotización.	
Nuestros servicios incluyen :	
-Asistencia de nuestro personal técnico para extracción de muestras.	
-Suministro de jeringas y recipientes especiales para la extracción de muestra .	
-Entrega de protocolos con resultado final del aceite y punto de rocío.	
-Informe Técnico.	
Sin otro particular y a la espera de vernos favorecidos con sus gratas órdenes, los saludamos.	
Atentamente .	
	
Martín Farfán Bonilla Gerente General	

Figura I2. Ejemplo de cotización (Electroandes)


ELECTROANDES
miembro de 

ORDEN DE COMPRA 00002856
Página: 1

Fecha : 19/01/2006
 Señor(es) : 20507313672 OIL & TRANSFORMERS S.A.C.
 Dirección : Calle Carlos Gonzales 245 Urb. Mayanga / San Miguel / Lima / Lima
 Teléfono : 451-4662
 Fax : 451-4662

Fecha Entrega: 23/01/2006
 Forma de Pago: CREDITO A 15 DIAS
 Moneda: DOLAR AMERICANO

Item	Cantidad	UM	Codigo	Descripción y Características	Prec. Uni.	% Desc	Total
1	1.00	UND	92-22-0112	Pruebas de punto de rocío en transformador	100.0000	0.00	100.00
2	1.00	UND	92-22-0113	Análisis cromatográfico	250.0000	0.00	250.00
					Total	US\$:	590.00
					Descuento	0.00 %	0.00
					IGV	:	112.16
					Total Neto	US\$:	702.16

Dirección de Entrega : Carretera Central km 175.5 La Oroya - Yauli - Junín

Dirección de Preparación : General y Morelos 300 Piso 20 San Isidro - Lima

Instrucciones : Coordinador: Ing° G. Ortega / Ing° C. Jiménez
Trabajos a desarrollar en CH Malpaso.

Observaciones :

Entrega de Factura : Entregar facturas en Oficinas Contabilidad Lima, adjuntando copia del embarque o liquidación de servicio y orden de compra.

NOTA IMPORTANTE

- Sirvese verificar la fecha de entrega registrada en la presente O/C u O/S, antes de la presentación de su factura. Cualquier reclamo posterior a la presentación de la misma será improcedente.
- Emitir la factura a nombre de ELECTROANDES S.A. RUC: 20502597361.
- En aplicación de la Resolución de Superintendencia N° 083-2004/SUNAT, Electroandes S.A. mediante notificación N° 0034469200118 ha sido designada oficialmente agente de retención.
- ELECTROANDES S.A. sólo recepcionará facturas que cumplan con las normas estipuladas en el Reglamento de Comprobantes de Pago con la Resolución de la Superintendencia No. 003-99/SUNAT y No. 050-02/SUNAT.
- Si el servicio y/o material solicitado no cumple con las especificaciones de la presente Orden, será devuelto al proveedor, el cual en un plazo máximo de 30 días deberá emitir la correspondiente nota de abono. De ser así ELECTROANDES S.A. retendrá el importe respectivo del pago de facturas pendientes.
- Es política de ELECTROANDES S.A., programar las fechas de pago, las mismas que se cancelarán luego de cumplidos los plazos de pago indicados por el proveedor, en la fecha más próxima a nuestra Programación de Pagos 2006 que a continuación se detalla:
 -Enero 15,27 -Febrero 14,24 -Marzo 10,24 -Abril 12,28 -Mayo 12,26 -Junio 09,23
 -Julio 14,26 -Agosto 11,25 -Septiembre 15,29 -Octubre 13,27 -Noviembre 10,24 -Diciembre 15,28
- Enviar factura solo hasta el día 28 de cada mes, indicando además el número de la Orden de Compra.
- El proveedor es responsable de entregar las Hojas técnicas y Hojas de seguridad de los materiales comprados en esta Orden, así como del contenido de dichas Hojas.
- El proveedor deberá indicar bajo responsabilidad que los equipos comprendidos en esta Orden no contienen materiales o sustancias prohibidas; o en el caso de prestación de servicios cumplir las normas de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.
- Los materiales solo se recibirán en almacenes hasta el día 28 de cada mes. En caso de ser un día no laborable, la fecha de recepción deberá ser el día anterior. No se recibirán materiales los días siguientes al 28 de cada mes, deben programarse para que sean entregados y facturados los primeros días del mes siguiente.
- Las facturas por adquisiciones y servicios de contratistas se recibirán solo hasta el 18 de cada mes. En caso de ser un día no laborable, la fecha de recepción deberá ser el día anterior. Cualquier factura que incumpla con esta norma será devuelta inmediatamente al proveedor y deberá ser emitida con fecha del mes siguiente. De ninguna manera se podrá aceptar facturas fuera de ese plazo. En caso que el proveedor incumpla con entregar los materiales en el plazo establecido o incumple con el plazo de ejecución establecido del servicio, se le descontará una penalidad equivalente al 5 por mil (del valor de la mercadería o del servicio) por cada día de atraso, hasta un máximo de 10%.
- Aprobado en WorkFlow por :  y 


 COMPRADOR


 APROBADO

Av. Canaval y Moreno 380, Edificio Siglo XXI, Piso 20 Correo, San Isidro - Lima 27 Telf: (511) 441-2144 Fax: (511) 422-0248
 Carretera Central Km 175.5 - La Oroya - Yauli - Junín. Telf: (064) 39-1200 Fax: (064) 39-2931

Apéndice J. Placa de características de transformadores seleccionados.

Figura J1. Placa de características transformador caso 1 (Electroandes)

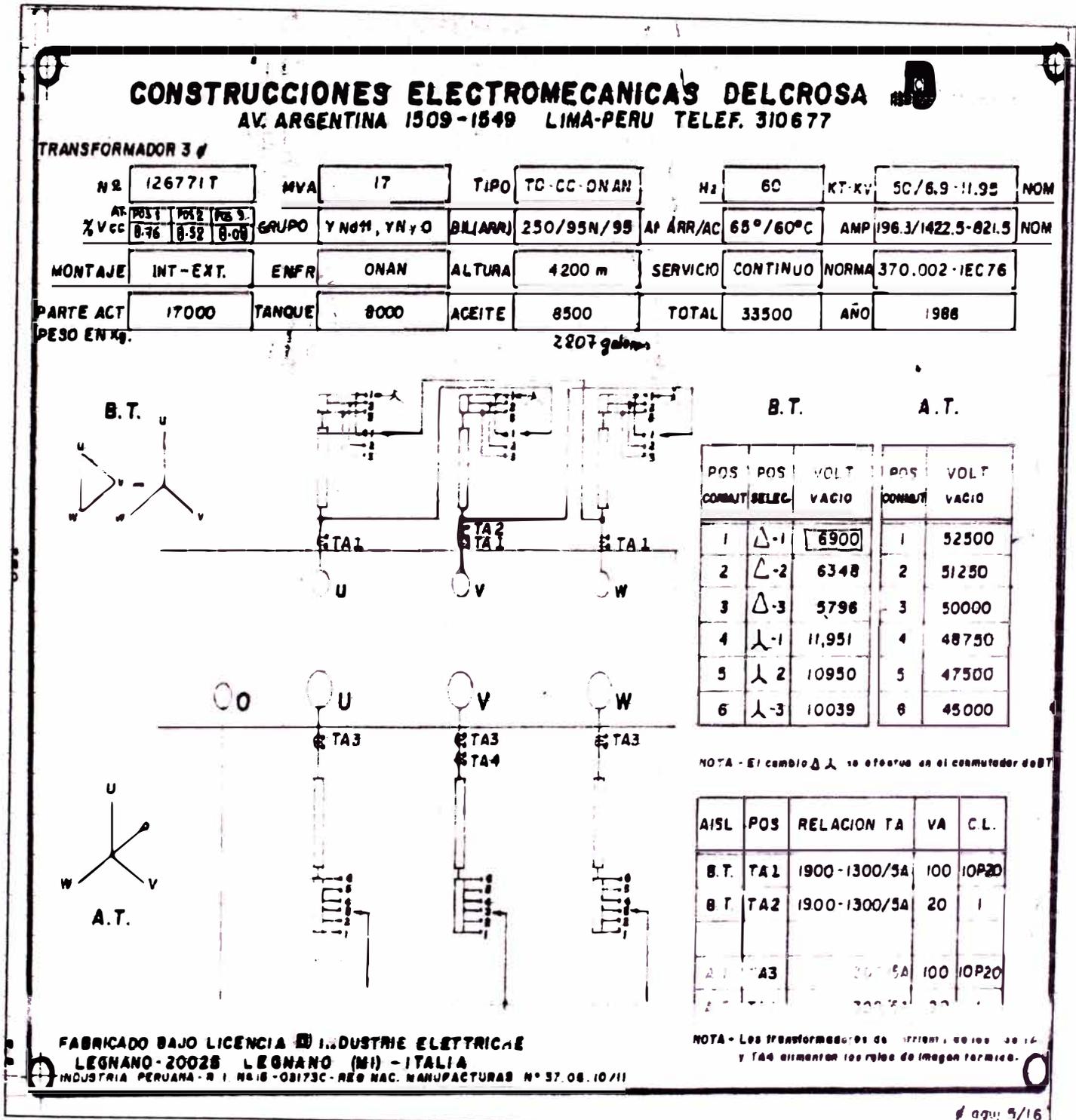


Figura J2. Placa de características transformador caso 2 (Electroandes)

G.E. TRANSFORMER

No. TYPE H FORM D CYCLES 60
 VOLTAGE RATING 27500/47630Y/55000-2400
 RATING 1000 KV-A. CONTINUOUS 40°C RISE AT 14500 FT. ALTITUDE
 1250 KV-A. 2 HOURS 55° C. RISE

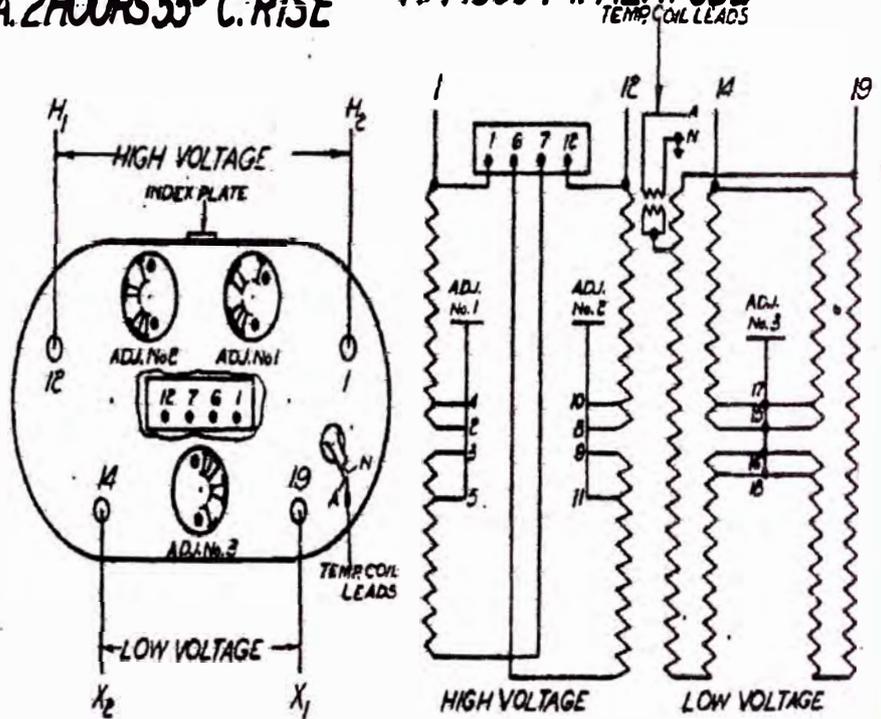
POLARITY-ADDITIVE

HIGH VOLTAGE CONNECTIONS				
VOLTS	AMP.	ADJ. POS. (CONNECTS)		CONNECT
		ADJ. No. I	ADJ. No. 2	
55000	18.2	I (2 to 3)	II (8 to 9)	6 to 7
52500	19.0	II (3 to 4)	III (9 to 10)	
50000	20.0	III (4 to 5)	IV (10 to 11)	
27500	36.4	I (2 to 3)	II (8 to 9)	1 to 6 7 to 12
26250	38.1	II (3 to 4)	III (9 to 10)	
25000	40.0	III (4 to 5)	IV (10 to 11)	

LOW VOLTAGE CONNECTIONS		
VOLTS	AMP.	ADJ. No. 3 POS. (CONNECTS)
2400	417	I (15 to 16)
2300	435	II (16 to 17)
2200	435	III (17 to 18)

TRANSFORMER IS SUITABLE FOR Y OPERATION ON 47630 VOLT CIRCUIT

IMPEDANCE VOLTS 4.92 PERCENT



APPROX. WEIGHT TO BE LIFTED WHEN UNTANKING 6500 POUNDS
 APPROX. WEIGHT OF TANKS AND FITTINGS 5200 POUNDS
 No. 10-C TRANSIL OIL 800 GALLONS 5800 POUNDS
 FOR OUTDOOR INSTALLATION APPROX. TOTAL WEIGHT 17500 POUNDS

CAUTION! BEFORE INSTALLING OR OPERATING READ INSTRUCTIONS GEH-58-B

Apéndice K. Fallas detectadas y ubicadas en caso 1 y caso 2.

Figura K1. Fotos de la falla encontrada en transformador caso 1 (Malpaso-Electroandes)

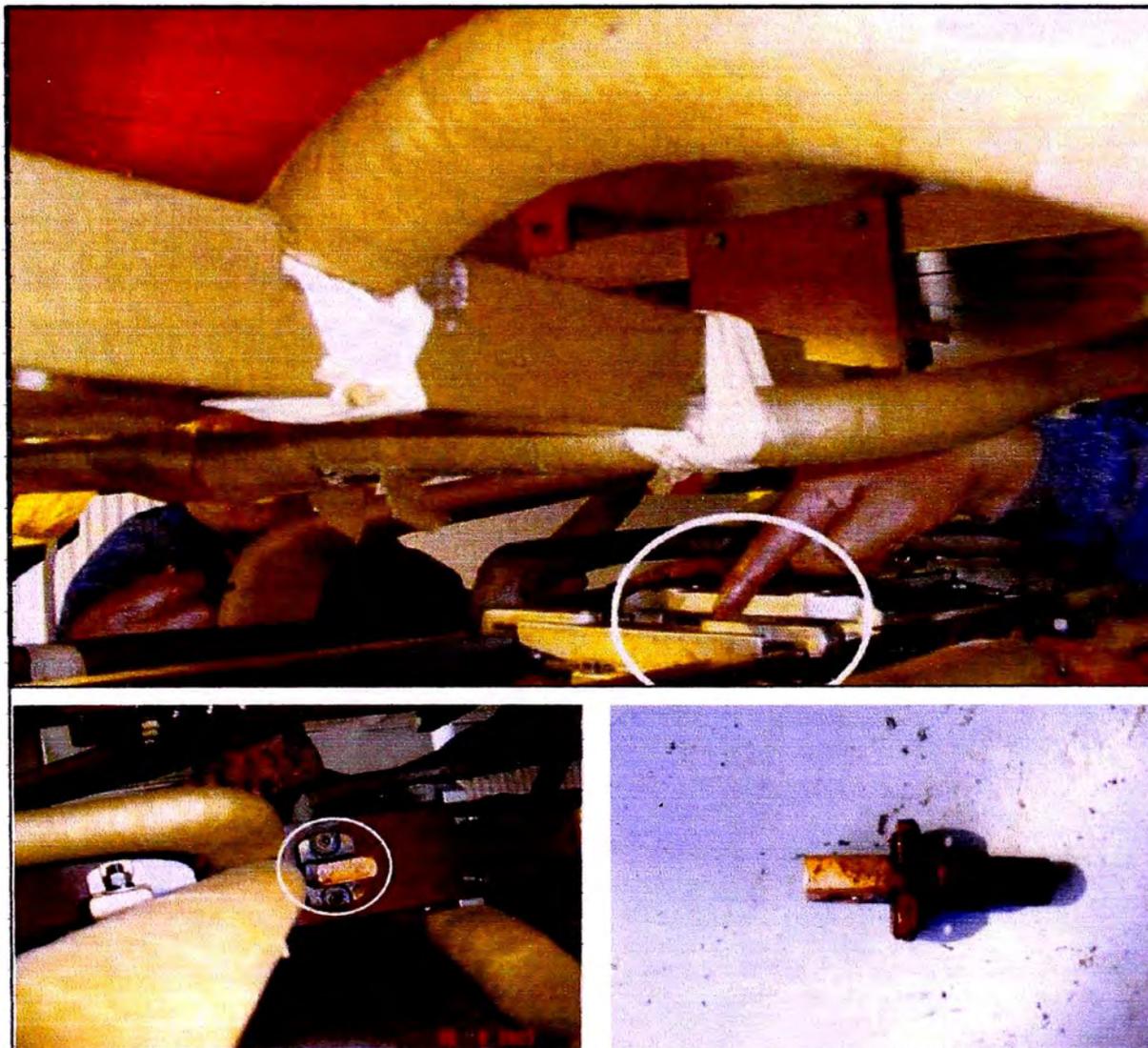


Figura K2. Foto de falla encontrada em transformador caso 2 (San Cristobal-Electroandes)

