

UNIVERSIDAD DON BOSCO



**“ ANALISIS E INTERPRETACION DE GASES DISUELTOS EN EL
ACEITE DIELECTRICO PARA EL MANTENIMIENTO EN
TRANSFORMADORES DE POTENCIA ”**

**TRABAJO DE GRADUACION
PREPARADO PARA LA FACULTAD DE INGENIERIA**



**PARA OPTAR AL GRADO DE :
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
WALTER EDUARDO CARTAGENA JIMENEZ
IRVING YAFFAR AGUILAR MENDEZ**

12 DE SEPTIEMBRE DE 1998

SOYAPANGO, EL SALVADOR, CENTRO AMERICA.

UNIVERSIDAD
DON BOSCO

RECTOR
INGENIERO FEDERICO HUGUET RIVERA

SECRETARIO GENERAL
PBRO. PEDRO JOSE GARCIA CASTRO

DECANO DE LA FACULTAD DE INGENIERIA
ING. CARLOS G. BRAN

ASESOR DEL TRABAJO DE GRADUACION
ING. MARCO TULIO AGUILAR

JURADO EXAMINADOR
ING. MANUEL FERNANDEZ MARENCO
ING. EDUARDO CONTRERAS

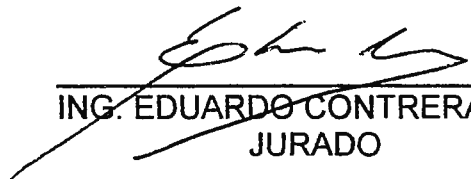
UNIVERSIDAD DON BOSCO
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

JURADO EVALUADOR DEL TRABAJO DE GRADUACION

***“ ANALISIS E INTERPRETACION DE GASES DISUELTOS EN EL
ACEITE DIELECTRICO PARA EL MANTENIMIENTO EN
TRANSFORMADORES DE POTENCIA ”***



ING. MANUEL FERNANDEZ MARENCO
JURADO



ING. EDUARDO CONTRERAS
JURADO



ING. MARCO TULIO AGUILAR

AGRADECIMIENTOS

A NUESTRO SEÑOR JESUCRISTO:

Primero, por haberme guiado durante este largo camino y segundo por darme la sabiduría para culminarlo.

A MI MADRE :

Por todos los sacrificios que realizó para darme estudios universitarios y el tan importante apoyo moral necesario .

A MI TIA MARGARITA:

Por ser durante todo este tiempo como mi segunda madre, y haberme ayudado siempre que le fue posible.

A MI FAMILIA:

Por que cada uno de ellos me ayudo, de diferentes maneras, a culminar mi carrera universitaria.

IRVING YAFFAR AGUILAR MENDEZ

A MI PADRE CELESTIAL

Principalmente, por ser el artífice y conductor en mi existencia, por permitirme llegar a esta etapa importante de mi vida y brindarme para ello todo .

A MI PADRE

Eduardo Alberto, por todo su esfuerzo y apoyo incondicional. Por brindarme su confianza, y ser el mejor consejero y guía en todo momento.

A MI MADRE

María Alicia, por su sacrificio, dedicación y el gran amor que siempre me ha brindado.

A MIS HERMANOS

Por todo su cariño, comprensión y apoyo moral.

WALTER EDUARDO CARTAGENA JIMENEZ.

INDICE

CAPITULO I

- 1. INTRODUCCION
- 1.1 OBJETIVO GENERALES.
- 1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.

CAPITULOS II

2.	GENERALIDADES	1
2.1	CLASIFICACION	1
2.2	DISPOSICION CONSTRUCTIVA.	4
2.2.1	NUCLEO	5
2.2.2	ARROLLAMIENTOS	8
2.2.3	ACCESORIOS	11
2.3	MEDIOS DE ENFRIAMIENTO	30
2.4	SISTEMAS DE AISLAMIENTO	35
2.4.1	AISLANTES LIQUIDOS DIELECTRICOS	35
2.4.2	AISLANTES SOLIDOS DIELECTRICOS	62

CAPITULO III

3.1	TEORIA DE LA FORMACION DE GASES	70
3.2	RELACION DE LOS GASES CON POSIBLES FALLAS	82
3.3	TIPOS DE FALLAS MAS COMUNES	84

CAPITULO IV

4.1	INSTRUMENTOS UTILIZADOS PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE GASES COMBUSTIBLES	93
4.1.1	CROMATOGRAFOS	93
4.1.2	ESPECTOMETRO DE MASAS	97
4.1.3	COMBINACION DE CROMATOGRAFIA Y ESPECTOMETRIA DE MASAS	99
4.1.4	MEDIDORES DE GASES COMBUSTIBLES	99

4.2	ASPECTOS IMPORTANTES A CONSIDERAR PARA EFECTUAR MUESTREOS DE ACEITE PARA LA DETECCION DE GASES DISUELTOS	100
4.3	IDENTIFICACION DE LAS MUESTRAS	102
4.4	PRINCIPALES PASOS A SEGUIR PARA REALIZAR ANALISIS DE MUESTRAS DE ACEITE CON EL HIDRAN 103 B	103
4.5	OBTENCION DE MUESTRAS DE ACEITE DEL TRANSFORMADOR	104

CAPITULO V

5.1	METODOS DE INTERPRETACION DEL ANALISIS DE GASES	120
5.1.1	METODO DEL TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES DISUELTOS EN EL ACEITE	121
5.1.2	METODO DEL GAS PRINCIPAL	123
5.1.3	METODO DE LAS RELACIONES DE DOERNENBURG	132
5.1.4	METODO DE LAS RELACIONES DE ROGGER	136
5.2	APLICACIÓN Y VERIFICACION DEL METODO CROMATOGRAFICO	138
5.3	METODO PARA ANALIZAR RESULTADOS DEL HYDRAN 103B	139
5.4	HISTORIAL DE LOS TRANSFORMADORES	141

CAPITULO VI

6.	EL MANTENIMIENTO	144
6.1	SISTEMA DE MANTENIMIENTO.	147
6.1.1	SISTEMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	147
6.1.2	SISTEMA DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO	149

CAPITULO VII

7.	IMPLEMENTACION DE SISTEMA DE MANTENIMIENTO	150
7.1	REGISTRO DE UNIDADES	150
7.2	MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASADO EN TIEMPOS	152
7.3	MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASADO EN CONDICIONES DE OPERACIÓN	157
7.4	MANTENIMIENTO CORRECTIVO PLANIFICADO	165
7.5	PROCESOS DE RESTAURACIÓN DE ACEITES DIELECTRICOS.	168

CAPITULO VIII

8.1	ANALISIS PARA PREDICCION DE CRECIMIENTO DE GASES .	173
8.1.1	APLICACIÓN DE METODOS ESTADISTICOS . . .	173
8.2	DESCRIPCION DEL SOFTWARE DE APLICACIÓN . . .	177

- ANEXOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES
- GLOSARIO
- BIBLIOGRAFIA

CAPITULO I

1. INTRODUCCION

Los transformadores de potencia constituyen una parte fundamental en los sistemas eléctricos ya que a través de ellos se logra adecuar el voltaje generado en las centrales eléctricas, a los niveles requeridos de transmisión, subtransmisión y distribución; para hacer llegar finalmente la energía eléctrica hasta los usuarios o abonados.

En el sistema de transmisión de El Salvador existen cuarenta y siete transformadores de potencia los cuales por su uso y por circunstancias exteriores requieren mantenimientos certeros y oportunos para poder funcionar adecuadamente. Para realizar el mantenimiento se tienen métodos correctivos y preventivos; para que estos tengan el efecto esperado se necesita aplicarlos en el momento oportuno.

Hasta el año 1996, las pruebas de campo realizadas para verificar el estado del sistema de aislamiento, comprendidas en las rutinas de mantenimiento incluían la prueba de rigidez dieléctrica, relación de transformación, resistencia de aislamiento, resistencia ohmica de los devanados y medición del grado de acidez del aceite del transformador ; y cuando se ha tenido necesidad de realizar las pruebas de gases disueltos en el aceite dieléctrico, se envía una muestra al extranjero especificando algunos datos importantes en la hoja de datos solicitada por el laboratorio, para el análisis del transformador.

Dentro del mantenimiento preventivo existen algunos métodos para diagnosticar fallas incipientes que permiten detectarlas en su etapa de inicio para corregirlas oportunamente y evitar mayores consecuencias en los otros componentes del sistema eléctrico. Entre estos métodos de detección de fallas incipientes se encuentra el análisis de los gases disueltos contenidos en el aceite dieléctrico utilizado en el transformador, ya que éste se encuentra en contacto directo con los elementos que experimentan la falla.

Para efectuar los análisis, existen un buen número de aparatos que ayudan a realizar la tarea de detección, entre los que están los medidores portátiles de gas

combustible, y si se desea más precisión los Cromatógrafos y espectrómetros de masas son los más indicados.

El trabajo de investigación a desarrollar pretende dejar las bases teóricas como prácticas del mantenimiento de los transformadores de potencia usando como medio detector de fallas los gases disueltos en el aceite. En el primer capítulo está contenida la información necesaria para que el lector se haga una idea general del contenido del presente trabajo. Este proporciona una descripción del problema para entender las razones del estudio, además de visualizar los objetivos que se persiguen.

En el capítulo dos se describen las principales partes que conforman un transformador de potencia, medios de enfriamiento y los materiales aislantes dieléctricos.

El capítulo tres explica la teoría de formación de gases de transformadores inmersos en aceite, además de una representación gráfica de los problemas del sistema de aislamiento que fueron más comunes en los resultados obtenidos de los análisis realizados en el extranjero, entre 1996 y 1997.

La diversidad de aparatos utilizados en el mantenimiento de transformadores basado en el análisis de gases son expuestos en el capítulo 4, haciendo énfasis especialmente al aparato obtenido por CEL (HYDRAN 103B) que es con el que se trabajará en el mantenimiento de transformadores. Además se detallan los pasos a seguir para la obtención de tomas de muestras de aceite dieléctrico para análisis correspondiente.

El capítulo 5 contiene los métodos utilizados para analizar los resultados de las lecturas obtenidas por medio del análisis de gases disueltos en el aceite, así como también la forma de interpretar los datos proporcionados por el HYDRAN 103B.

Para poder crear un sistema de mantenimiento es necesario conocer las bases teóricas generales, las cuales se sitúan en el capítulo 6. Para finalmente implementar un sistema de mantenimiento a los transformadores de potencia en el capítulo 7.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar un documento que pueda llegar a ser utilizado como una herramienta de apoyo para la elaboración de los planes de mantenimiento preventivo de los transformadores.

Desarrollar y explicar de manera clara las partes principales que constituyen los transformadores de potencia y en especial el sistema de aislamiento, con el objeto de conocer su composición y naturaleza. Además, conocer los elementos que se forman de la deterioración del sistema de aislamiento (gases, sedimentos, resinas, etc.).

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Conocer las bases teóricas sobre la composición de los materiales aislantes que constituyen el sistema de aislamiento del transformador.
- Conocer los procesos para la obtención de los aceites aislantes a partir del petróleo crudo.
- Establecer las características existentes entre los tipos de aceite con base al proceso para su obtención.
- Brindar información sobre los gases que comúnmente se generan en el interior de los transformadores.
- Visualizar los efectos de la temperatura, el oxígeno, la humedad, etc., sobre la vida de los materiales aislantes.

- Elaborar una guía de procedimientos para la obtención de muestras de aceite, adecuándola a las condiciones propias de nuestro medio, ya que de esto depende la exactitud de los datos obtenidos.
- Crear sistemas de mantenimiento preventivo de transformadores de potencia por medio de instrumentos de monitoreo predictivo.
- Conocer las aplicaciones del cromatógrafo y medidores de gases portátiles para la detección de fallas en los transformadores de potencia.

CAPITULO II

2. GENERALIDADES

El transformador es un dispositivo eléctrico estático que transfiere la potencia por medio de inducción electromagnética, cambiando los valores de tensión y corriente, y manteniendo constante la frecuencia.

Las bobinas (primario y secundario) conforman los circuitos que están acoplados magnéticamente entre sí, a través de un núcleo común. La definición del transformador como un dispositivo estático se refiere a su parte funcional (no hay partes que estén en movimiento para realizar trabajo), pero en realidad debido a que la máquina está sometida a un campo magnético variable en el tiempo, las bobinas y las láminas que conforman el núcleo experimentan vibraciones, es decir movimiento, que generan calor.

2.1 CLASIFICACIÓN

Los transformadores pueden clasificarse de acuerdo a varios criterios, entre los que se pueden mencionar los siguientes:

- Por el número de fases presentes en sus devanados :

- a) Transformador monofásico-monofásico.
- b) Transformador trifásico-trifásico.
- c) Transformador trifásico-monofásico.
- d) Transformador trifásico-hexafásico.
- e) Transformador trifásico-dodecafásico.

- Por la disposición del circuito magnético:

- a) TRANSFORMADORES DE COLUMNA. Son aquellos en los que las bobinas están repartidas en 2 columnas, en los monofásicos; y en 3

columnas, en los trifásicos. El circuito magnético se cierra por las partes superior e inferior del núcleo, como se muestra en la figura 1.

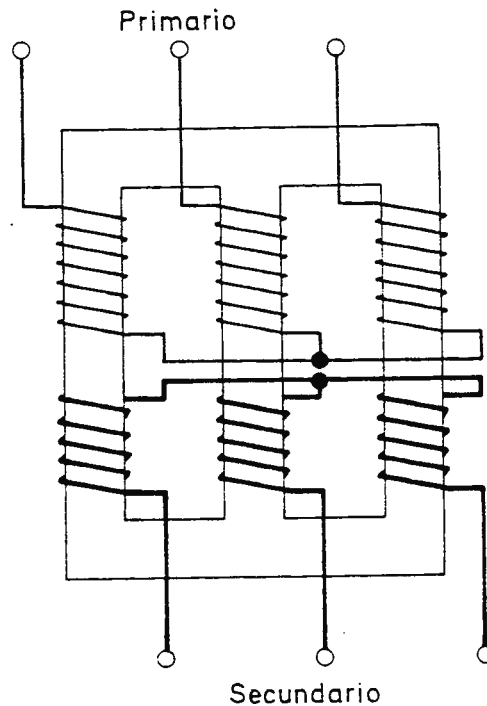


FIGURA 1: DISPOSICIÓN DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE COLUMNAS

- b) TRANSFORMADORES ACORAZADOS. A diferencia de los anteriores, las bobinas (primaria y secundaria) están dispuestas en una misma columna, tanto en transformadores monofásicos y trifásicos. Los transformadores acorazados constan de 3 columnas, como se muestra en la figura 2.

Los transformadores de columna requieren mayor cantidad de cobre pero menor cantidad de hierro que los acorazados de la misma característica de funcionamiento.

- Por el medio en que se instala :
 - a) Transformadores para interiores.
 - b) Transformadores para exteriores.

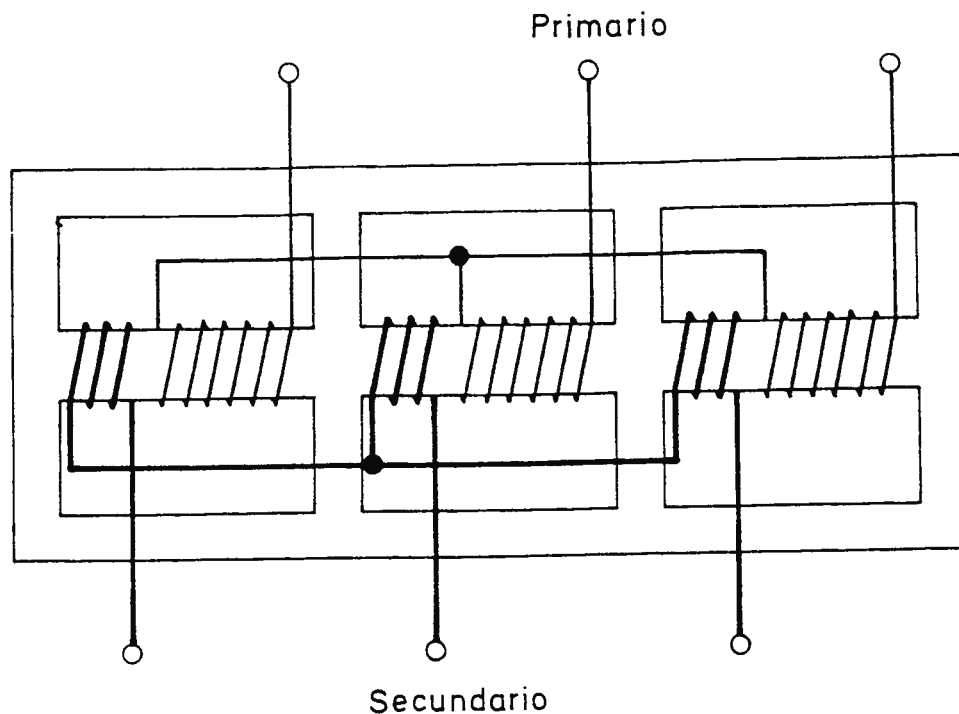


FIGURA 2 : DISPOSICIÓN DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO ACORAZADO.

- Por la clase de aislamiento utilizada:
 - a) Transformadores al aire (secos).
 - b) Transformadores en aceite.
 - c) Transformadores en piralene.
 - d) Transformadores de silicona.
- De acuerdo al enfriamiento de las bobinas:
 - a) Inmerso en aceite, autoenfriado (clase OA).
 - b) Inmerso en aceite, enfriado con agua (clase OW).
 - c) Inmerso en aceite, enfriado con agua y autoenfriado (clase OW/A).
 - d) Inmerso en aceite, autoenfriado y enfriado por aire forzado (clase OA/FA).
 - e) Inmerso en aceite, autoenfriado, aire forzado, aire forzado (clase OA/FA/FA).
 - f) Inmerso en aceite, enfriado con aceite forzado y aire forzado (clase FOA).
 - g) Inmerso en aceite, aceite forzado y agua forzada (clase FOW).

- h) Inmerso en aceite, autoenfriado, aceite forzado y aire forzado (clase OA/FA/FOA).
- i) Tipo seco y autoenfriado (clase AA).
- j) Tipo seco, aire forzado (clase AFA).
- k) Tipo seco, autoenfriado y aceite forzado (clase AA/FA).
- Por el tipo de cambiador de derivaciones:
 - a) CAMBIADOR DE DERIVACIÓN DE TENSION SIN CARGA: este es un sistema de regulación de tensión que se debe efectuar totalmente sin corriente; y si la regulación se realiza por el lado primario del transformador, debe de hacerse sin corriente de vacío, es decir, con el transformador previamente desconectado de la red de alimentación.
 - b) CAMBIADOR DE DERIVACIÓN DE TENSIÓN BAJO CARGA: en éstos, el cambio de derivación se puede realizar manteniendo conectado al transformador, es decir con carga en el secundario.
- Por la disposición de los devanados:
 - a) De devanados separados.
 - b) De devanados concéntricos.
 - c) De devanados doblemente concéntricos.
 - d) De devanados superpuestos.

2.2 DISPOSICIÓN CONSTRUCTIVA

La concepción más simple de un transformador es en la que se considera como un dispositivo formado por un núcleo de material ferromagnético en el que se encuentran alojadas las bobinas que conforman los devanados o circuitos primario y secundario. Pero realmente los transformadores son equipos o dispositivos que cuentan con una diversidad de accesorios para poder funcionar y operar adecuadamente.

Las partes principales del transformador son: el núcleo y los devanados.

2.2.1 EL NUCLEO.

Este puede construirse de laminaciones de acero que tienen pequeños porcentajes de Silicio; y de chapas magnéticas de grano orientado (cristal orientado). Las laminaciones de acero al Silicio tienen una alta resistividad, por lo que las magnitudes de las corrientes parásitas disminuyen; y en consecuencia las pérdidas debido a éstas. Estas láminas de acero son utilizadas en transformadores de baja y mediana potencia, pero a medida aumenta la demanda de potencia por parte de los usuarios, es necesario utilizar en la fabricación del núcleo elementos que produzcan menos pérdidas lo cual se logra haciendo uso de las chapas magnéticas de grano o cristal orientado (utilizadas en transformadores de gran potencia); estas presentan pérdidas de entre 0.4 a 0.6 Watt/Kilogramo, valores que son menores a las producidas al utilizar láminas de acero al Silicio, cuyas pérdidas oscilan entre 1 a 1.5 Watt/Kilogramo. Además las perdidas en el núcleo son reducidas a medida que el espesor de las láminas disminuyen, pero esta disminución tiene un límite, ya que éstas están sometidas a campos magnéticos que ejercen fuerza sobre ellas, por lo tanto si son demasiado delgadas su resistencia mecánica puede ser vencida y producirse roturas en el núcleo.

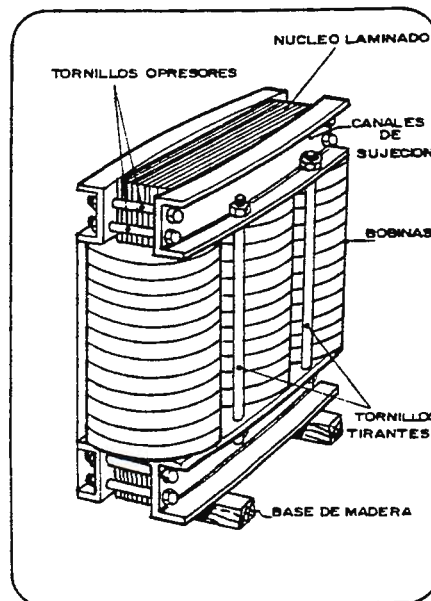


FIGURA 3: DISPOSICIÓN GENERAL DE UN NÚCLEO DE TRANSFORMADOR.

Hasta este momento se ha mencionado la importancia de utilizar diferentes materiales para la construcción de los núcleos, pero existen otros aspectos que también se tienen presentes tal como las formas geométricas, y la manera en que se unen las columnas del núcleo con el yugo o culatas. Estos aspectos son los que se tratarán a continuación.

UNION ENTRE COLUMNAS Y YUGOS

Estas uniones pueden realizarse de dos formas:

- Por junta lisa.
- Por junta ensamblada.

La primera se usa en transformadores de gran potencia; y la segunda en transformadores de pequeña y mediana potencia.

Como se mencionó anteriormente, el núcleo está constituido por laminaciones de materiales especializados, y según la potencia del transformador a construir, las uniones de estas láminas o chapas se pueden realizar de diferentes maneras. Para transformadores de pequeña y mediana potencia las láminas que forman el núcleo son unidas por medio de tornillos pasantes o remaches aislados, para evitar que pongan en corto circuito las chapas, lo cual provocaría más pérdidas en el núcleo debido a corrientes parásitas. Algunas veces para aislar los tornillos pasantes, también suele utilizarse tubos de papel, cartón o baquelita, y se sujetan a las tuercas con arandelas aislantes.

Las láminas o chapas que conforman los yugos o culatas, se sujetan de la misma forma, es decir teniendo el cuidado de aislar las láminas.

En la actualidad, la tendencia con las nuevas tecnologías de los materiales es sustituir los tornillos pasantes y remaches por abrazaderas de fibra de vidrio impregnados de fibra sintética (en transformadores menores de 40 MVA). Para transformadores mayores de 40 MVA, los tornillos pasantes se reducen en su diámetro exterior, esto gracias a la utilización de aislantes de vidrio impregnados de Araldita, que adhiere a los tornillos pasantes.

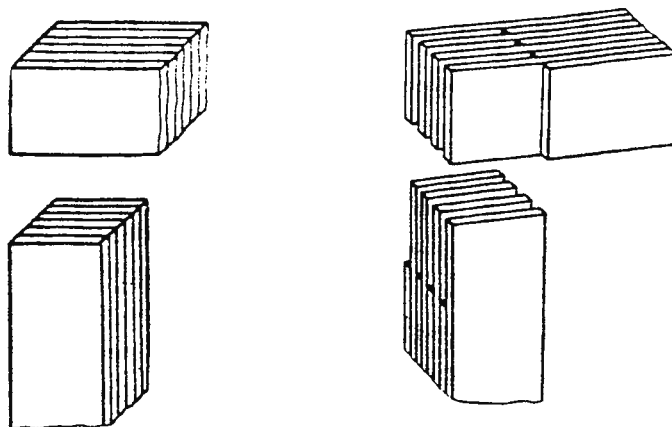


FIGURA 4: DIFERENTES METODOS DE UNION ENTRE COLUMNAS Y YUGOS

SECCIONES DE LAS COLUMNAS

Al igual que para las uniones de culatas y núcleos, la sección de estas varía de acuerdo a la potencia del transformador, pudiendo ser de forma cuadrada, cruciforme y de escalones, como se muestra en la siguiente figura:

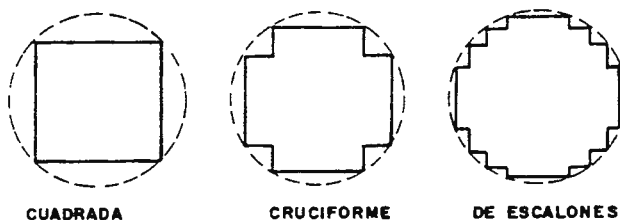


FIGURA 5 : FORMA DE LAS SECCIONES DE LAS COLUMNAS

La sección utilizada en transformadores de gran potencia es la escalonada por lo que será desarrollada con más detalles.

La sección escalonada es la mejor forma de disponer las láminas para obtener una sección aproximadamente circular; esto es muy importante en transformadores de gran potencia debido a que las bobinas deben ser también de forma circular para poder equilibrar los esfuerzos eléctricos a que se someten como resultado de la corriente a través de ellas. Una sección circular perfecta es bastante difícil de poder obtenerla, además de que no resulta económica porque

habría que cortar gran cantidad de chapas o láminas de diferentes tamaños; lo que se hace es cortar las chapas en escalones, pudiendo llegar a ser de 10 a 12 tamaños diferentes, con lo que también se logra aumentar la superficie de ventilación de los núcleos.

Como se mencionó, el núcleo está formado por materiales ferromagnéticos que forman las columnas y culatas, y estas se unen entre sí a través de tornillos pasantes o remaches aislantes; estas conforman un conjunto rígido que debe soportar las fuerzas electrodinámicas provocadas por la corriente de corto circuito y las vibraciones mecánicas debido a las variaciones del flujo magnético las cuales pueden ser nocivas para el transformador, además del molesto ruido producido.

2.2.2 ARROLLAMIENTOS O DEVANADOS.

Los devanados son otra parte importante de la disposición constructiva este debe estar diseñado de tal forma que contenga las vueltas del conductor requeridas, en un mínimo espacio. Al mismo tiempo la sección transversal del conductor debe ser lo suficientemente grande para llevar la corriente sin crear sobrecalentamiento y suficiente espacio para el aislamiento y los conductos de ventilación, si los tiene.

Estos están formados por bobinas que generalmente son de cobre y dependiendo de la intensidad de la corriente que circulará a través de ellos pueden ser de sección circular (para pequeñas corrientes) y de sección rectangular para elevadas intensidades de corriente.

De acuerdo a la tensión a que serán sometidos estos devanados se pueden clasificar de la siguiente manera:

1. Devanados de alta tensión.
2. Devanados de baja tensión.

Otro aspecto que es muy importante en la construcción de los transformadores es la disposición de los devanados ya que se deben cumplir dos condiciones o

exigencias eléctricas, una es el nivel de aislamiento que debe existir entre el primario y secundario, el cual es directamente proporcional al espaciamiento entre ambas bobinas; y la otra condición es la dispersión del flujo, la cual debe ser la menor posible lo cual se logra con un espaciamiento menor entre las bobinas; es decir que la dispersión de flujo es inversamente proporcional al espaciamiento. Como solución a lo anterior se debe conseguir un punto de equilibrio que satisfaga ambas exigencias, esto se logra por medio de la disposición de los devanados dentro de los siguientes tipos:

- Concéntricos simples.
- Concéntricos dobles.
- Alternados.

DEVANADOS CONCÉNTRICOS SIMPLES.

También son llamados arrollamientos por capas. Este está dividido en capas concéntricas largas, cilíndricas y de pequeño espesor repartidas a lo largo del núcleo. El devanado de baja tensión es el más interno y se encuentra aislado del núcleo; y el devanado de alta tensión es el más externo. Estos devanados entre sí están aislados por un canal de refrigeración relleno de aceite, que sirve a la vez como aislante y como dispositivo refrigerador.

Este tipo de arrollamiento tiene excelentes comportamientos a las sobretensiones, ya que las capacidades serie son las capacidades entre capas sucesivas y resultan muy superiores a las capacidades derivadas de cada capa respecto a las masas circundantes. En cuanto al aislamiento, este devanado por contar solamente con 2 capas, necesita una menor cantidad de material aislante por lo que esta disposición es ventajosa en el caso de tensiones elevadas.

DEVANADO CONCÉNTRICO DOBLE.

Este presenta la peculiaridad que el devanado de baja tensión se divide en dos partes; una dispuesta en el interior y la otra en el exterior, colocándose en la parte intermedia el devanado de alta tensión. Debido a esta disposición se utiliza más cantidad de aislante pero su ventaja radica en que su reactancia de dispersión tiene un valor de alrededor de la mitad de aquel relativo al concéntrico simple.

DEVANADO ALTERNADO.

Los dos devanados están divididos en cierto número de bobinas las cuales están dispuestas en forma alternada, verticalmente sobre la columna del núcleo del transformador. Esta disposición provee de mejor soporte al transformador para resistir mayores esfuerzos mecánicos; además, con la alternancia de los devanados y repartiendo las bobinas en forma distinta se logra variar la reactancia de dispersión.

Según sea el tipo de las bobinas, se pueden construir los devanados en dos formas :

- Helicoidal continua.
- Con bobinas separadas (Discoidales).

Las helicoidales se emplean cuando las corrientes son de alta intensidad, es decir que son utilizadas en devanados de baja tensión. Estos devanados son contruidos por lo general con conductores de cobre de sección rectangular y desnudos. Los conductores se arrollan en hélice continua, con las espiras algo separadas y sin aislamiento entre ellas; debe tenerse cuidado de la forma del aislamiento con respecto al núcleo y eventualmente su constitución mecánica.

Por lo general los arrollamiento helicoidales están contruidos por gran número de conductores arrollados sobre un cilindro aislante de gran resistencia mecánica,

de sección relativamente pequeña y conectados en paralelo ya que de esta forma se reducen las pérdidas suplementarias por circulación de corrientes parásitas.

La construcción de bobinas discoidales (para devanados con bobinas separadas), generalmente se hacen con el mismo número de espiras por bobina y por capas.

2.2.3 ACCESORIOS

Los dos elementos principales (núcleo y devanados) mencionados anteriormente no son los únicos que conforman el transformador, ya que para un correcto funcionamiento se requiere de diversos accesorios, entre los cuales se pueden mencionar:

1. Depósito conservador de aceite.
2. Indicador del nivel de aceite.
3. Desecador de aire.
4. Bushings(Tipo capacitivo y tipo barra).
5. Termómetro de mercurio.
6. Aparato detector de gas (relevador Buchholz)
7. Recolector de gases.
8. Relevador de Imagen térmica.
9. Válvula de seguridad.
10. Válvula de llenado y vaciado de aceite, válvula de purga, etc.
11. Bombas, sistemas de ventilación, radiadores, transformadores de corriente, etc.

EL DEPOSITO CONSERVADOR DE ACEITE:

Es un depósito de expansión constituido de chapas de acero, de varias formas y está situado en la parte superior de la cuba del transformador. Para mantener constante el nivel de aceite del transformador, el cual puede variar debido a dilataciones, contracciones, variaciones de carga, etc. el conservador de aceite debe estar sobredimensionado para contener aproximadamente un 10 % del

volumen total del aceite. Este dispositivo está provisto de varios agujeros en los que están conectadas varias tuberías, cada una de ellas con una misión: una en la parte superior, para el llenado del depósito; y tres en la parte inferior, que son las que conectan al conservador de aceite con la cuba a través del relé Buchholz, otra para la conexión con la tubería de vaciado y por ultimo una para la conexión con el desecador de aire. Además consta de los siguientes accesorios:

1. Indicador de nivel de aceite.
2. Membrana
3. Tapón de purga de la membrana.
4. Tapa de inspección.
5. Agujero para elevación.
6. Conexión para el secador de aire (deshumectador de aire).
7. Tapón de purga.
8. Soporte para el tanque.
9. Conexión con el relé detector de gas del transformador.
10. Válvula para drenaje.
11. Parte inferior del conservador.
12. Parte superior del conservador.
13. Fijación del conjunto superior e inferior.
14. Brida intermediaria para la fijación de la membrana.
15. Empaquetadura plana.
16. Empaquetadura redonda.

A continuación, en la figura 6, se detallan los componentes del tanque conservador de aceite de la marca ABB (Asea Brown Bovery)

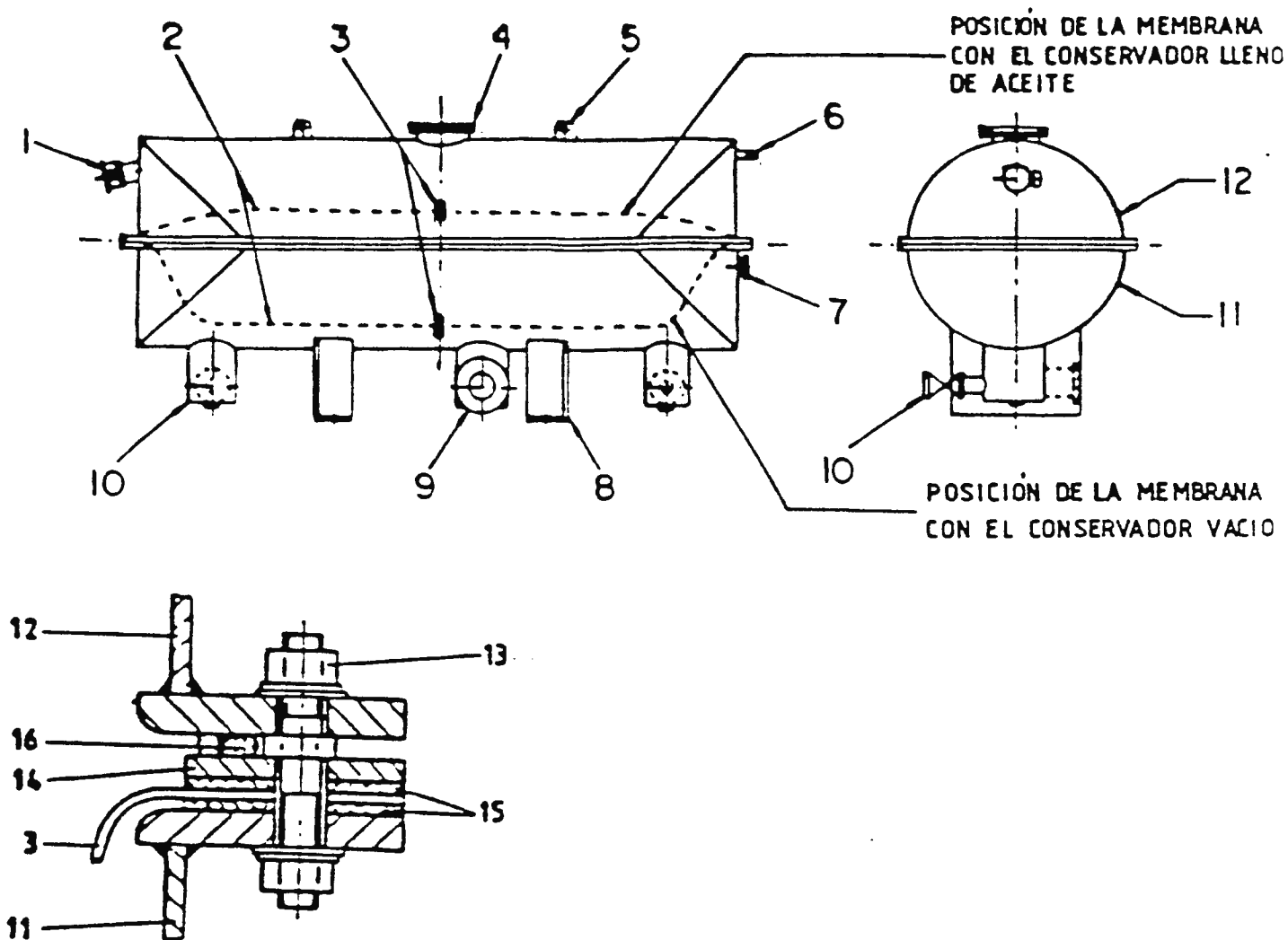


FIGURA 6: CONSERVADOR DE ACEITE AISLANTE CON MEMBRANA DE GOMA.

El aceite aislante se dilata y contrae con los cambios de temperatura; esto genera un flujo de aire entre el interior del tanque conservador y el exterior a través del deshumectador de aire; a pesar del buen funcionamiento de este dispositivo, la humedad e impurezas residuales contenidas en el aire son absorbidas por el aceite aislante acelerando su envejecimiento y dando formación a reacciones químicas que dan como producto materiales que no se disuelven en el aceite y por lo tanto se depositan en el núcleo y las bobinas; estos materiales son llamados "lodos" ó sedimentos.

Los lodos no afectan directamente la rigidez dieléctrica pero como se encuentran en la superficie de las bobinas evitan un enfriamiento directo por medio del aceite. Además puede suceder que los lodos se depositen en los radiadores y en las paredes de la cuba del transformador, ayudando a que la temperatura de las bobinas se eleve y afectando directamente el aislamiento de éstas; para disminuir los efectos de este proceso, se utilizan una diversidad de sistemas de conservación para evitar que el aceite aislante entre en contacto directo con el aire, los más utilizados en el país son: el conservador de membrana o goma y el de Nitrógeno.

Entre los transformadores que se encuentran en el país que son propiedad de C.E.L., que utilizan conservador con membrana de goma se pueden mencionar: COEMSA, OSAKA, ABB, UNIAO, HITACHI, PAUWELS, ITALTRAFO; mientras que las marcas MITSUBISHI y WESTINGHOUSE emplean el Nitrógeno como preservador del aceite; la diferencia entre ellas radica en que la primera utiliza tanque conservador de aceite, mientras que en la WESTINGHOUSE, el nitrógeno se encuentra en la cuba del transformador.

CONSERVADOR CON MEMBRANA DE GOMA

La protección que la membrana de goma ofrece al aceite impide la oxidación del mismo así como la absorción de humedad. Durante el funcionamiento del transformador el aceite sube su temperatura, dilatándose y consecuentemente aumentando de nivel. La membrana de goma es constituida de forma que se adapte a cualquier nivel de aceite en su respectivo transformador de trabajo sin producir vacío ni sobrepresión dentro de él. En la figura 7, se muestra en detalle el tanque conservador en forma individual así como también conectado al transformador.

NOTA: para transformadores con cambiador bajo carga y con conservador de aceite con membrana de goma, se coloca por separado otro conservador de aceite aislante sin membrana de goma, para que se mantenga el aceite del conmutador bajo carga separado del correspondiente del transformador. Este conservador posee todos los accesorios tales como válvulas, indicadores de nivel de aceite, secadores de aire, etc.

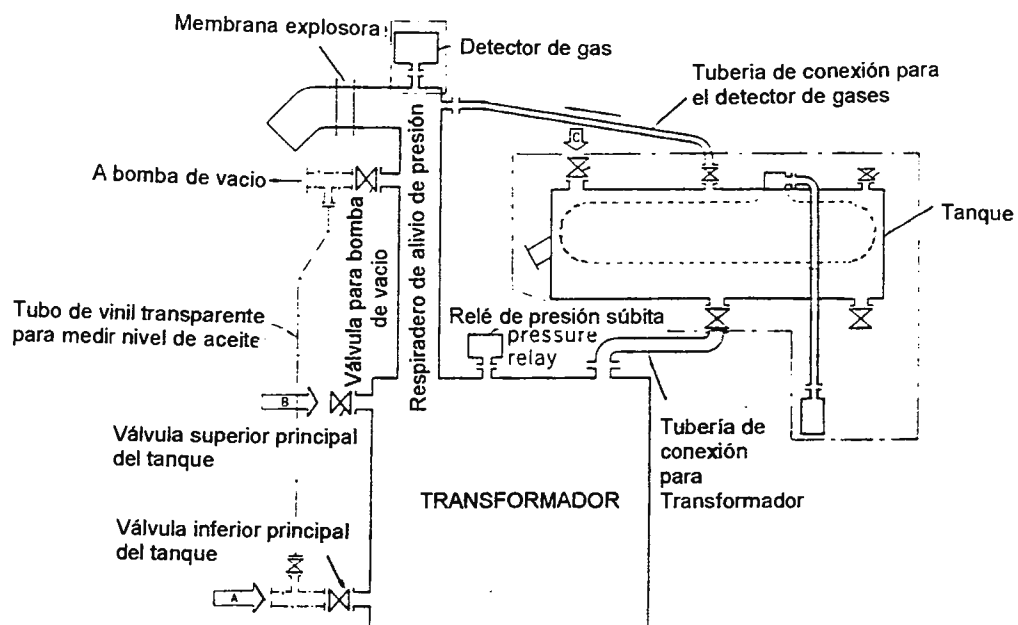
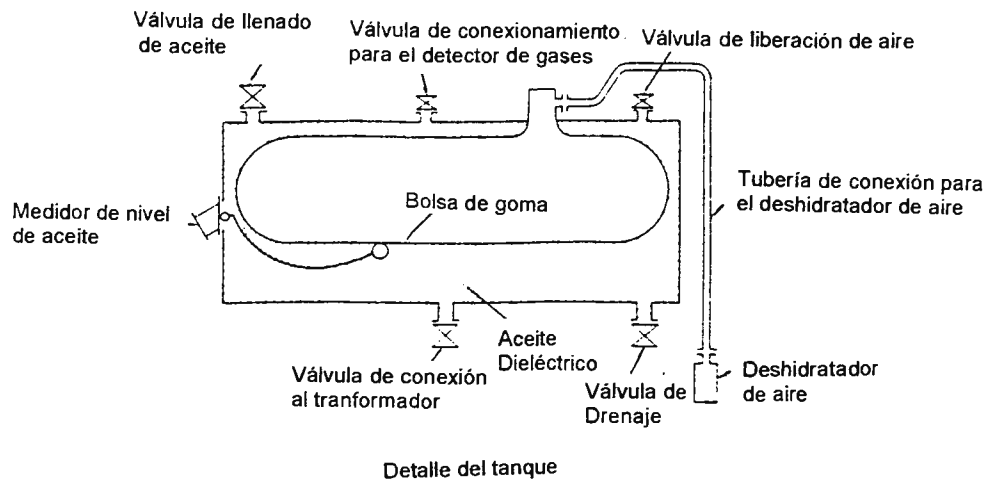


FIGURA 7: SISTEMA DE PRESERVACION DE ACEITE TIPO BOLSA DE GOMA

CONSERVADOR CON NITROGENO:

En este método, el aire que se encuentra en la parte superior del tanque del transformador o el aire dentro del tanque conservador es reemplazado con gas

inerte, generalmente Nitrógeno, para prevenir la oxidación del aceite. Para ser este método efectivo es necesario remover aire y humedad del aceite, y para este propósito el aceite tiene que ser tratado bajo condiciones de vacío.

A continuación se presenta el esquema de un sistema de preservación de aceite por medio de Nitrógeno, perteneciente a la marca MITSUBISHI:

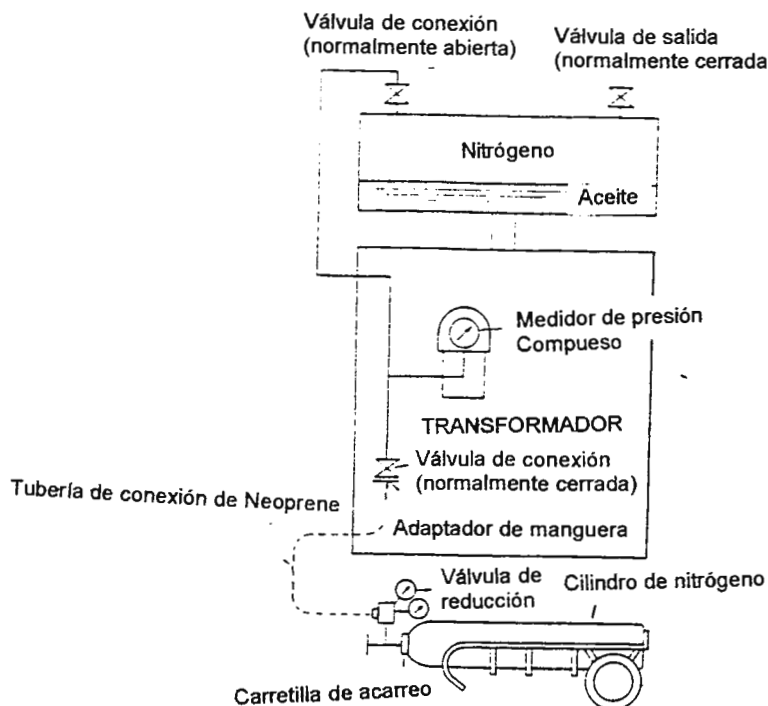


FIGURA 8 : SISTEMA DE PRESERVACION DE ACEITE DEL TIPO COLCHON DE NITROGENO

Como se ha mencionado, la necesidad de proteger el aceite de los transformadores del contacto directo de la atmósfera externa es muy importante por lo que se mencionan a continuación las ventajas derivadas de la aplicación del sistema de protección con bolsa de goma en comparación a los otros sistemas con Nitrógeno seco en la superficie del aceite:

En los sistemas con Nitrógeno la presión del gas en la superficie del aceite varía con la carga impuesta al transformador (específicamente con la temperatura del aceite y del gas). Como la solubilidad del Nitrógeno en el aceite es directamente proporcional a la temperatura y presión, después de bruscas reducciones de carga podrán formarse en la masa del aceite burbujas gaseosas

muy peligrosas para el aislamiento del transformador, como en el caso de eventuales sobretensiones.

Con el sistema de protección del aceite mediante membrana, este peligro no existe, ya que no hay gas en la superficie del aceite, además la presión en la superficie permanece constante e igual a la presión atmosférica. En cuanto a la eficiencia de este sistema de protección, la bolsa constituye una barrera efectiva contra la contaminación del aceite ocasionado por agentes atmosféricos.

Finalmente se puede concluir que el conservador de aceite cumple con tres funciones principales:

- a) Debido a que el aceite del transformador cumple funciones de enfriamiento y aislamiento, el nivel de aceite debe permanecer constante, por lo tanto resulta esencial que la cuba del transformador esté siempre llena de aceite, a pesar de la dilatación o contracción que puedan surgir debido a las variaciones de la temperatura. Entonces la función del conservador de aceite es absorber estas contracciones y dilataciones del aceite para que el nivel de éste en la cuba sea constante.
- b) El oxígeno y sales minerales ejercen una acción destructiva en el aceite de los transformadores ya que actúan como catalizadores en el envejecimiento de éste. La velocidad de este envejecimiento se ve afectada por la temperatura, y ya que la temperatura del aceite en el conservador es menos elevada que en la cuba principal, se reduce la oxidación del aceite; por lo tanto otra función del conservador de aceite es evitar el envejecimiento del aceite mineral.
- c) Una tercera función es la de impedir la absorción de humedad. Los aceites empleados en los transformadores son muy higroscópicos; su contenido de agua, afecta, por otra parte, a la rigidez dieléctrica. Para impedir que el agua condensada fluya hacia la cuba principal del transformador, la tubería de enlace del conservador de aceite, rebosa ligeramente en el interior del transformador. Para evitar la formación de agua de condensación en el tanque conservador, la tubería de aire de éste, esta provista de un desecador de aire. Además, la absorción de agua puede producir concentración de humedad en

los aislamientos de los bobinados y cables de alimentación, por consiguiente una posible degradación de sus propiedades dieléctricas.

INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE.

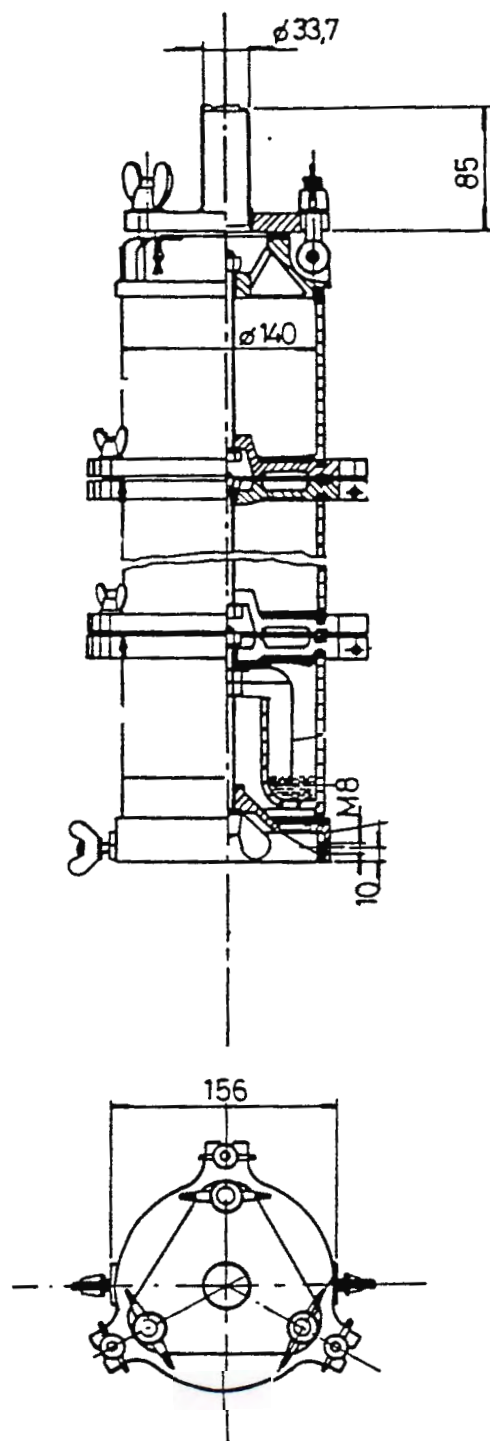
Este indicador ayuda a tener un control permanente de el nivel de aceite al interior del transformador. Una de las formas de realizar este control, es por medio un mecanismo de flotador que se encuentra en el extremo de una varilla el cual transforma la posición de éste en señales de posición mediante conversión magnética. Con ello un contacto emitirá señal de alarma y disparo cuando se sobrepase el valor previamente definido.

DESECADOR DE AIRE.

Algunas circunstancias climatológicas especiales, por ejemplo alto grado de humedad del aire provocan la descomposición del aceite dieléctrico contenido en la cuba del transformador, por lo tanto es aconsejable equipar con deshumectadores de aire a los transformadores con tanque de expansión.

Este consiste básicamente de un cilindro de fundición de Aluminio, el cual contiene una cantidad apropiada de Sílica Gel, a través de la cual se hace circular el aire húmedo que penetra por la parte inferior del cilindro y recorre los compartimentos en forma de zigzag, transfiriendo la humedad del aire a la Sílica Gel.

El deshumectador sirve para eliminar la humedad del aire que entra al tanque conservador del aceite debido a la dilatación del aceite por los cambios de temperatura. De esta forma se conserva la rigidez dieléctrica del aceite y se evita la formación de oxido en el conservador.



NOTA

FABRICADO SEGUN
NORMA DIN 42562

FIGURA 9: DESHIDRATADOR DE AIRE

Este dispositivo está constituido por varios recipientes del mismo tipo que se atornillan entre sí. El número de ellos depende del caudal de aire que se espere y por lo tanto, indirectamente del tamaño del transformador. Los recipientes de cristal están llenos de gránulos de una sustancia deshidratante. En la parte inferior hay una carga de aceite que impide el contacto permanente con el aire de respiración que entra. Los gránulos de la sustancia Higroscópica son de Silicato Aluminico puro con un colorante azul que sirve de indicador. Al aumentar la saturación de humedad, se produce con el tiempo un cambio de color de azul a rosado.

Los gránulos aumentan su peso en un 18% aproximadamente cuando se encuentran completamente saturados; estos gránulos pueden regenerarse calentándolos paulatinamente de 150 a 200°C , recobrando su color azul.

Para saber si el deshumectador de aire está funcionando adecuadamente, debe observarse principalmente dos aspectos: el primero es que el color de la sustancia higroscópica debe cambiar poco a poco de azul a rosado, progresando este cambio de abajo hacia arriba; y el segundo es que deben observarse pequeñas burbujas de aire que se desplazan de abajo hacia arriba en el aceite, localizado en la parte inferior del deshumectador o filtro de Silica-gel.

En la figura 9 , se muestra un deshidratador de aire utilizado en los transformadores de la marca Tubos Trans Electric pertenecientes a C.E.L.

PASATAPAS (BUSHING).

Las terminales de los devanados primario y secundario de un transformador no deben de tener contacto con la cuba del transformador, los bushing o pasatapas, son los elementos que se usan para este fin. Estos deben de ser herméticos al agua y a gases que puedan llevar humedad al interior.

Los diferentes tipos de bushing son:

- sólidos de cerámica (hasta 25 kV).
- porcelana – lleno de aceite (25 a 69 kV).
- Porcelana-compuesto epóxico.

- Porcelana-relleno de papel con resina sintética (34.5 a 115 kV).
- Porcelana –relleno de papel impregnado con aceite (arriba de 69 kV).

Como se puede deducir de la clasificación anterior, la fabricación de los bushing depende del nivel de voltaje que ellos soportarán. La resistencia a los niveles de voltaje debe de ser mayor, especialmente en el lugar en el cual el bushing cruza la tapa del transformador.

Tradicionalmente se usó la porcelana para formar los bushing, pero a medida que los voltajes aumentaban en magnitud fue necesario construirlos de diferente manera. Es así que para voltajes mayores de 69 kV los tipo capacitor son los más utilizados. Este tiene láminas de papel especial impregnado con aceite y hojas de aluminio entre ellas y todo el conjunto dentro de el cilindro de porcelana. Estas hojas forman capacitores en serie de manera que se iguale la distribución de voltaje entre las capas de aislamiento más externa y la más interna.

Una envoltura exterior de porcelana protege el cuerpo aislante de las influencias atmosféricas. El espacio intermedio entre el cuerpo aislante y la cubierta de porcelana esta ocupado por un aceite especial tratado para obtener una elevada rigidez dieléctrica. Este aceite está herméticamente aislado de las influencias exteriores

APARATO DETECTOR DE GAS (RELÉ BUCHHOLZ).

El relé Buchholz es un mecanismo de protección para el monitoreo de transformadores inmersos en aceite con tanque conservador, estos responden a:

- Lenta evolución de gas disuelto en el aceite en el transformador.
- Entrada de aire en el sistema.
- Disminución del nivel de aceite debido a escapes en la cuba del transformador.

Como todo aceite, el dieléctrico de los transformadores tiene su "Flash Point" o punto de evaporación, el cual es la temperatura mínima a la que se evapora suficiente líquido para crear una mezcla de combustible y aire, que se quemará al ser encendida. Dicha temperatura es muy alta, generalmente arriba de los 100°C.

Fallas internas en el transformador pueden ocasionar desde leves calentamientos hasta arcos eléctricos gravísimos; entre algunas de estas fallas se pueden mencionar: cortocircuitos entre espiras, entre devanados, contra masa, uniones defectuosas, descomposición de materiales aislantes, etc. Entonces, cuando ocurre lo anterior, siempre hay calentamiento y dependiendo de su magnitud así será su repercusión. Si se da una falla que provoque un calentamiento tal que se alcance el “Flash Point” del aceite entonces se genera una burbuja de vapor de aceite la cual tenderá a subir hasta el punto más alto, es decir, al tanque conservador.

La cuba principal del transformador y el tanque conservador están unidos por la tubería, la cual tiene instalado el Relé Buchholz.

El relé buchholz es una cámara la cual originalmente está llena de aceite, pero cuando se producen fallas internas que generen burbujas de aceite, éstas desalojan el aceite de la cámara y ocupan su lugar. Una observación de la cantidad y aspecto de los gases contenidos en la cámara del relé, permite localizar la naturaleza y la gravedad del defecto en forma preliminar, para que luego por medio de otros análisis se puedan tener datos más exactos. Las características del gas y sus posibles orígenes se resumen en la siguiente tabla :

CARACTERISTICAS	INDICACIÓN
Sin olor, sin color	Aire (no es grave)
Blancuzco, generalmente incombustible	Descomposición de materiales aislantes
Denso y amarillo	Posibles descargas en madera
Gris	Problemas en el núcleo
Negro, combustible	Descomposición del aceite

TABLA 1 : APARIENCIA DE LOS GASES DEBIDO A FALLAS

Nota: si el aire recogido en el relé de gas es originado por burbujas formado durante el llenado, puede ocurrir una alarma pero no debe durar mucho tiempo. Si hay continuas repeticiones de las alarmas, significa que hay entrada de aire en el transformador.

La acción del relé está basada en el hecho de que cualquier accidente que sobrevenga a un transformador, está precedido de una serie de fenómenos sin gravedad, a veces imperceptibles, pero que a la larga conducen a la destrucción del transformador. Así que cuando el aceite desplazado baja más que un primer nivel establecido, se produce un cierre de contactos para activar una alarma o señal ya sea acústica u óptica; es decir prevención. Si el aceite desplazado es tal que alcanza el otro nivel de setting o ajuste, entonces se cierra otro contacto que energiza la bobina de disparo del interruptor que protege al transformador.

En la siguiente figura se muestra un relé Buchholz , visto exterior e interiormente:

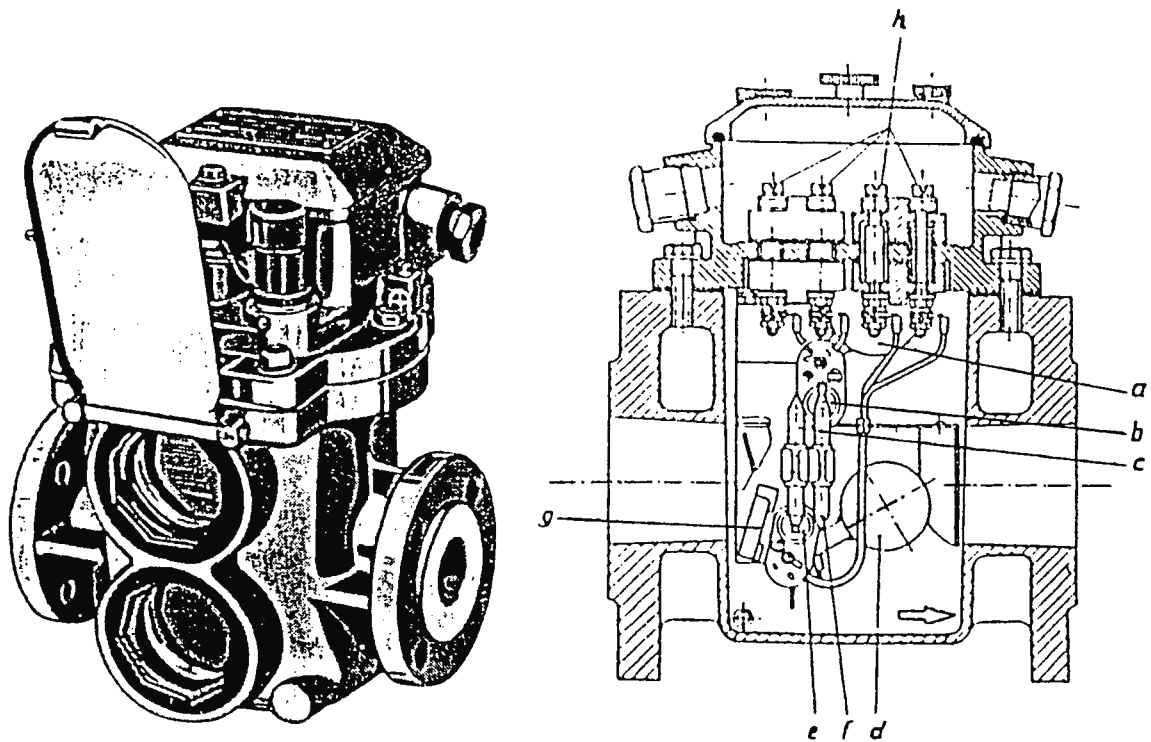


FIGURA 10 : VISTAS DE UN RELE BUCHHOLZ.

A continuación se detallan las partes internas constitutivas para posteriormente dar una breve descripción del funcionamiento:

- Sistema de conmutación superior, que comprende: un flotador superior (a) con imán permanente solidario (b) e interruptor magnético (c).

- Sistema de conmutación inferior que comprende: un flotador inferior (d) con imán permanente solidario (e), interruptor magnético (f) y válvula de retención ajustable (g)

FUNCIONAMIENTO:

En estado de reposo, los dos flotadores se encuentran en la posición superior por acción del impulso ejercido por el aceite existente en el relé. Si ocurre una fuga de aceite continua o desplazamiento del aceite por generación de gases como consecuencia de una falla, el nivel del aceite en el relé baja, y con él, el flotador superior baja hacia la posición inferior. Cuando esto ocurre, el imán acoplado mecánicamente al flotador pasa por el interruptor magnético que hace actuar un contacto eléctrico. Esta actuación provoca una señal de alarma (en este caso el nivel del líquido indica un valor menor que los 300 cm³ en la escala del visor).

Si después de la alarma continúa habiendo pérdida o desplazamiento de líquido, el nivel en el relé bajará aún más, lo que provocará que el flotador baje hasta la posición inferior, con lo que el imán inferior (acoplado mecánicamente al flotador inferior) pase por el interruptor magnético que hace actuar también a otro contacto eléctrico. Con esto se dará una señal de apertura del interruptor que protege al transformador y lo sacará de servicio

RECOLECTOR DE GASES

Este instrumento que se coloca en los transformadores de potencia, es de suma utilidad y proporciona parámetros muy útiles para la conservación del transformador. Está íntimamente ligado al relé Buchholz y permite recolectar los gases que se originan dentro del transformador, los que luego de pasar por el Buchholz se depositan en este recinto.

El recolector de gases está instalado en un lugar accesible del transformador; consta de tres válvulas (A,B,C). La válvula A se encuentra conectada al Buchholz con un caño de galvanizado de ¼", y abierta permanentemente; las otras dos (B y C) se encuentran cerradas.

La operación del dispositivo es como sigue: producido el gas en el transformador y accionado el Buchholz, este gas alojado en el recolector se extrae juntamente con el recolector cerrando la válvula A y desconectándolo de la cañería para ser analizado en un laboratorio. Para extraer el gas del recolector se puede hacer a través de cualquiera de las otras dos válvulas (B ó C).

Un recolector de gases de la marca TUBOS TRANS ELECTRIC utilizado por C.E.L se muestra en la figura 11:

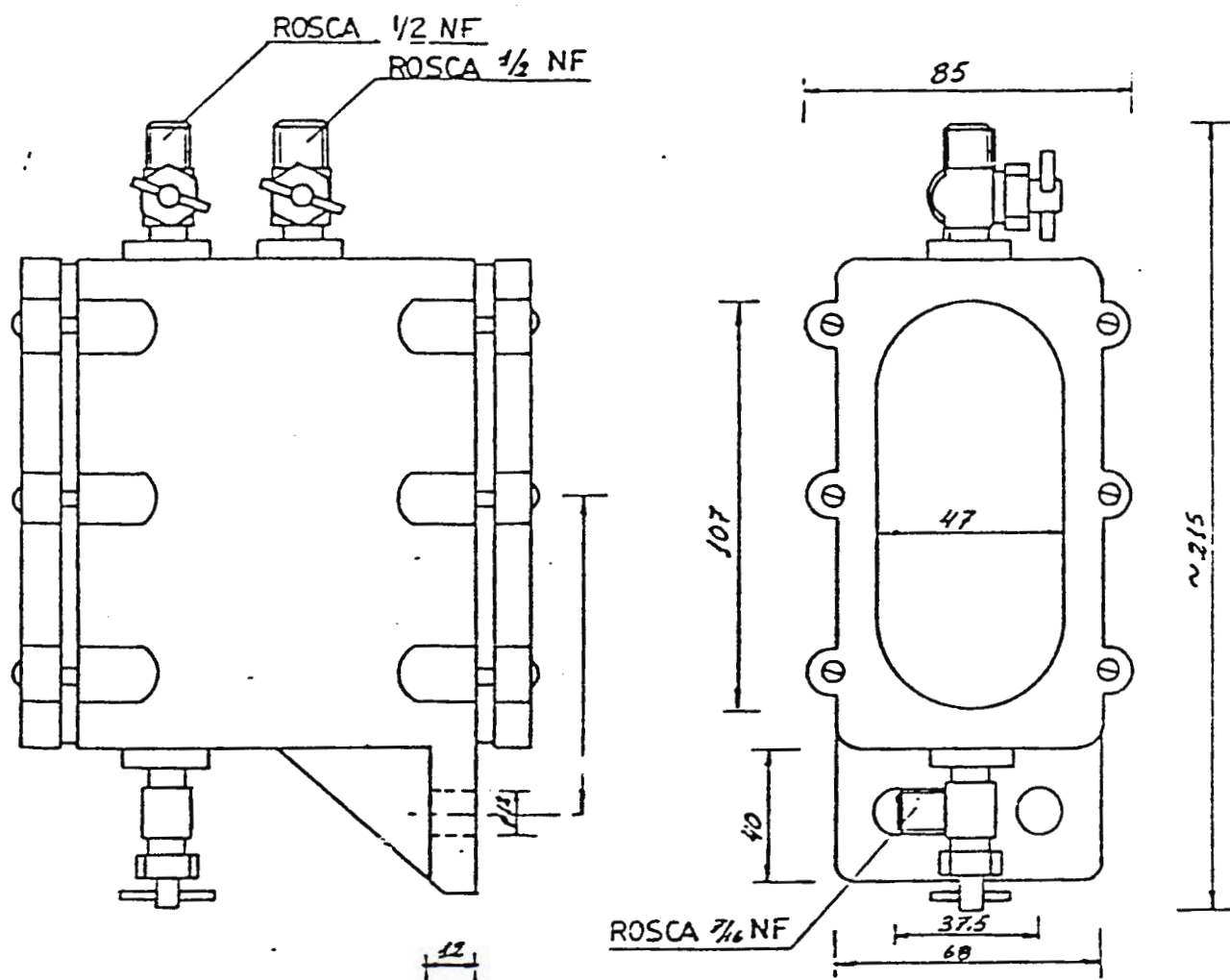


FIGURA 11 : RECOLECTOR DE GASES MARCA TUBOS TRANS ELECTRIC

RELEVADOR DE IMAGEN TÉRMICA

La protección de los transformadores contra sobrecargas está directamente relacionado con la temperatura de las bobinas ya que la utilidad de un transformador depende de las exigencias térmicas que se hagan a los aislantes de las bobinas. La medición de la temperatura del aceite es un medio de protección aceptable en caso de sobrecargas bajas y prolongadas. Pero debido a que el aceite sigue de manera muy lenta la temperatura de los arrollamientos esta medición no sirve en casos de picos de carga y de corta duración ya que un calentamiento en los arrollamientos se reconocería demasiado tarde o no se advertiría. La medición directa de la temperatura de los arrollamientos no es posible porque es demasiado costosa; se emplea para el control de la temperatura de los devanados un método indirecto que es la imagen térmica la cual emula la temperatura media o máxima del arrollamiento en cada caso. Por lo general se utilizan tres imágenes térmicas sobre los arrollamientos del transformador.

La imagen térmica esta constituida por:

1. Funda termosensible.
2. Saco lleno de aceite.
3. Instrumento indicador.
4. Tubo capilar
5. Resistencia de calentamiento.
6. Transformador de corriente.
7. Caja de empalme.
8. Regla de bornes.
9. Resistencia de calibración.

Estos elementos se muestran en la figura 12.

La resistencia de calibración y la resistencia de calentamiento están puesta en la funda termosensible, la cual esta en contacto con el aceite del transformador.

El transformador de corriente esta seteado con una relación de corriente de manera que al circular la corriente nominal del transformador por su secundario circulen cinco amperios. Esta corriente circulará por la resistencia de calibración que funciona como un divisor de corriente, y por la resistencia de calentamiento.

De esta forma el aceite existente en el interior de la funda será calentado a una temperatura “t1” donde tendremos que:

$$T1 = t_o + \Delta T$$

Siendo “t_o” la temperatura de el aceite en la parte superior de cuba (“top oil”) , y “ Δt ” la elevación de la temperatura de el aceite existente en el interior de la funda, en relación al “top oil”, debido a la circulación de corriente en la resistencia de calentamiento. La elevación de temperatura “ Δt ” deberá ser igual a la elevación de la temperatura del cobre medido en relación al “top oil”, o igual a la sobre elevación de temperatura en el punto más caliente.

El relevador de imagen térmica acciona contactos cuando los límites de temperatura para los devanados son alcanzados; así una primera etapa acciona los ventiladores, luego se accionan alarmas y por último la desconexión del transformador por el disparo del interruptor de la máquina.

TERMOMETRO

Este cumple dos funciones principales:

- a- Indicar la temperatura del aceite del transformador.
- b- Actuar como elemento de protección.

Esta compuesto de una sonda protegida que se introduce a una vaina llena de aceite, sumergida a su vez en el aceite del transformador (desde la tapa).

El termómetro está unido al aparato indicador por medio de un tubo capilar flexible encargado de transmitir la señal de temperatura del aceite del sitio que se desee.

Los termómetros por lo general constan de contactos de alarma a dos diferentes temperaturas y un indicador de máxima temperatura.

VALVULAS DE SEGURIDAD

Se utilizan para proteger a la cuba contra sobrepresiones elevadas que puedan resultar peligrosas, por ejemplo cuando un corto circuito interno produce un calentamiento elevado del aceite del transformador, que en parte se evapora, produciendo gran cantidad de burbujas de gas que provocan sobrepresiones sobre las paredes internas de la cuba del transformador.

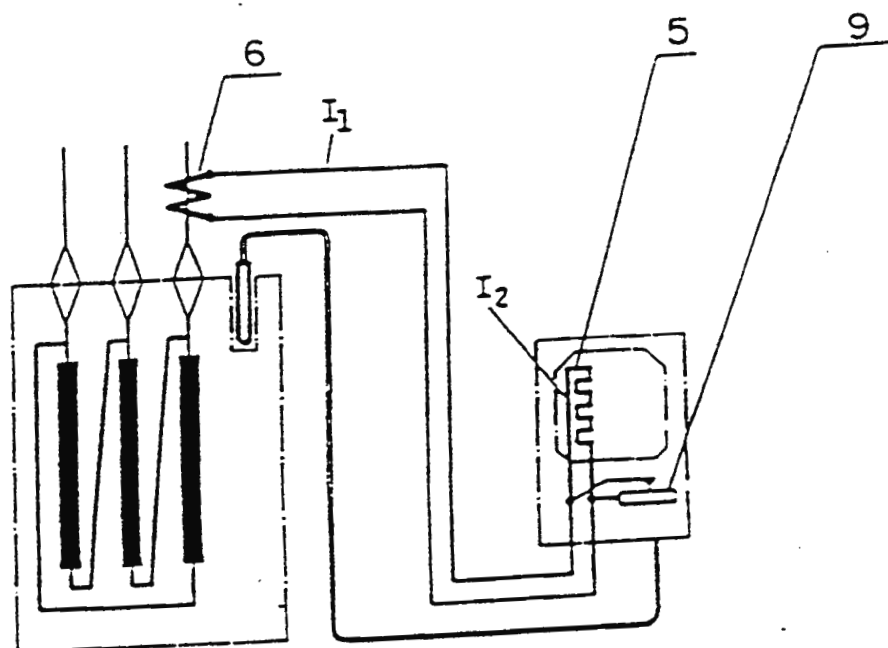
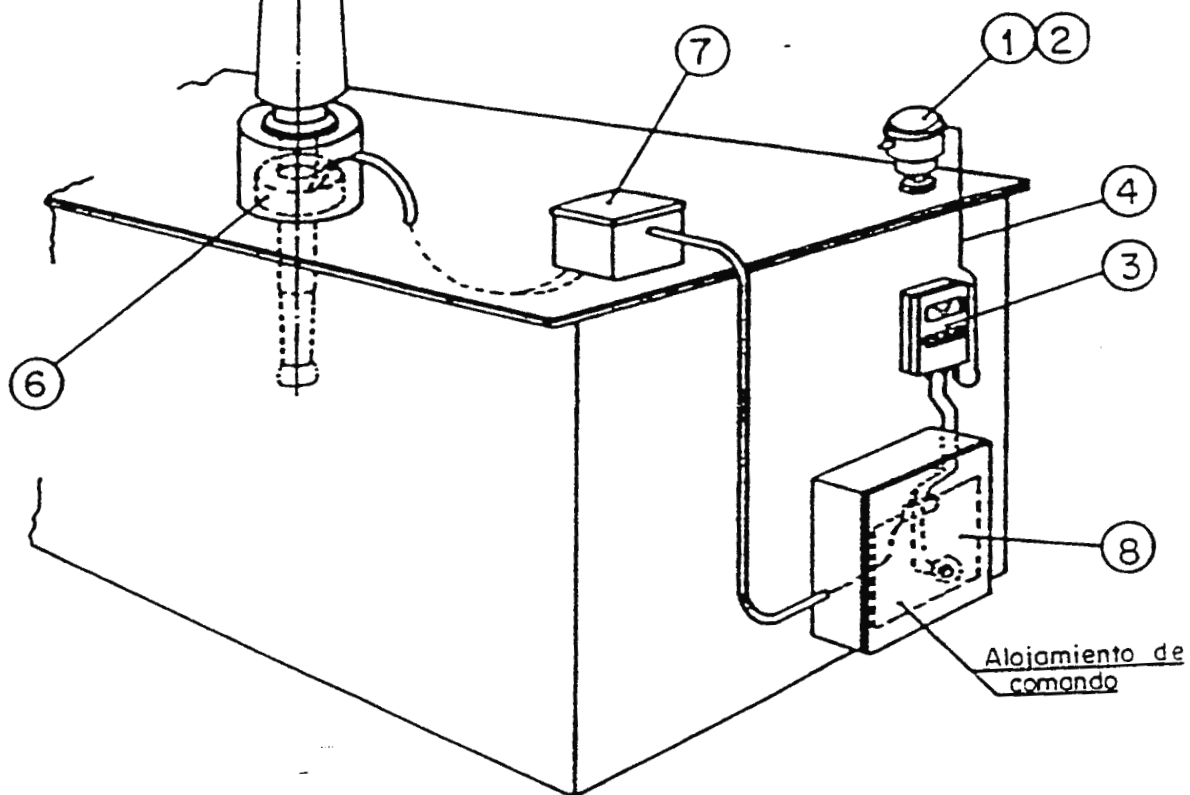


FIGURA 12: MEDICION DE TEMPERATURA DE DEVANADOS USANDO IMAGEN TERMICA.

VALVULA DE ALIVIO DE PRESION:

La válvula de alivio de presión de cierre automático instalada en transformadores inmersos en aceite, cumple la finalidad de proteger contra sobrepresiones en la cuba debido a la formación de gases por la descomposición y evaporación del aceite producto de descargas internas ó cortocircuito que ocurren en transformadores inmersos en aceite.

La válvula debe de ser extremadamente sensible y rápida para limitar la sobrepresión a un valor no perjudicial al tanque.

Este dispositivo puede encontrarse en posición horizontal, aunque en algunos modelos se puede observar en forma inclinada o también horizontal por abajo, siempre que no sea sometida a una excesiva altura de nivel de aceite. La presión nominal de operación de la válvula es de $0.7 - 0.07 \text{ kg/cm}^2$ sobre el nivel del mar (esto en la marca TUBOS TRANS ELECTRIC).

En la figura 13 se muestra un esquema constructivo de una válvula de alivio de presión, equipada con resortes para transformadores sumergidos en aceite de la marca ASEA BROWN BOVERI.

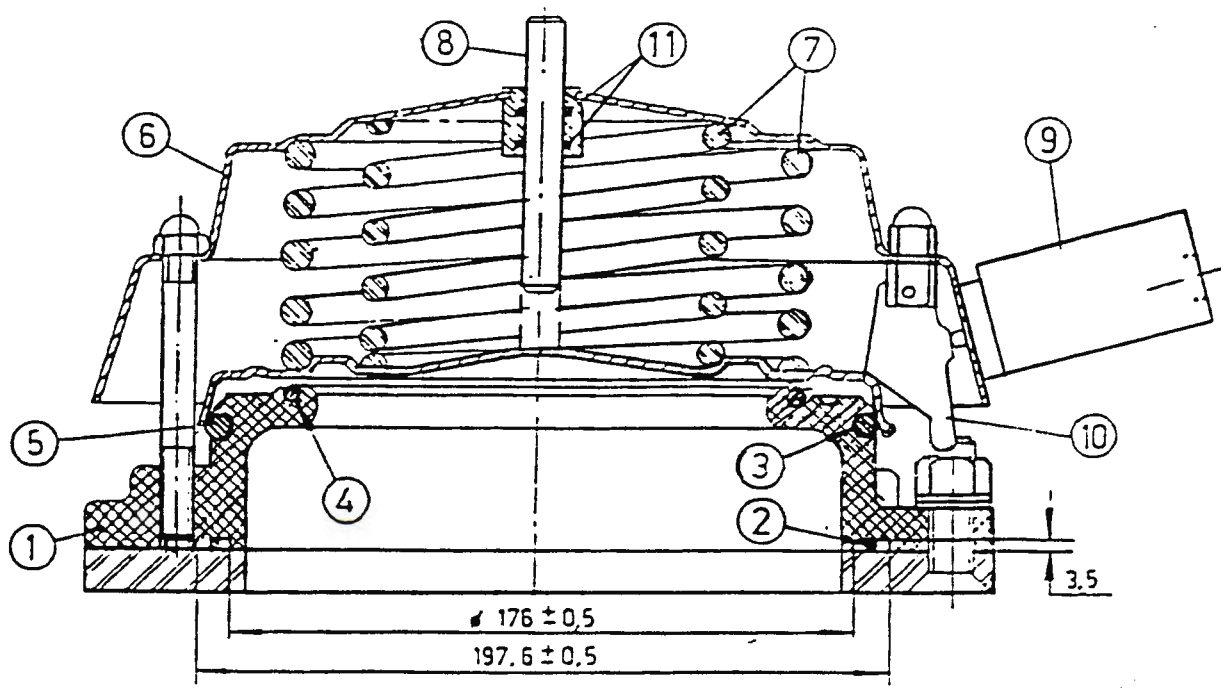


FIGURA 13: VALVULA DE ALIVIO DE PRESION (ASEA BROWN BOVERI)

Esta válvula consiste de una brida de aluminio(1) con una tapa(6), en un disco de válvula(3), el cual está posicionado contra las empaquetadura (4) y (5) por la fuerza de dos resortes(7). Las empaquetaduras son hechas de goma resistente al aceite.

Cuando la presión del aceite interno está por debajo de la presión de apertura, la presión del resorte de trabajo sobre el disco de la válvula(3), el cual reposa sobre la empaquetadura interna(4), efectúa un cierre positivo.

Cuando la presión haya alcanzado la presión de operación, excede la contrapresión de apertura y permite el paso del aceite para la cámara externa. Una pequeña cantidad de aceite es suficiente para conseguir que la presión del mismo actúe sobre el área total del disco de la válvula, que entonces se abre instantáneamente.

El tiempo de apertura es de aproximadamente 2 mseg y la válvula cerrará automáticamente cuando la sobrepresión sea aliviada.

2.3 MEDIOS DE ENFRIAMIENTO

El calor producido por las pérdidas en los transformadores afecta la vida de funcionamiento de el transformador, en forma especial el aislamiento. Por lo tanto es de suma importancia disipar el calor de manera que al interior del transformador se mantenga dentro de los límites tolerados por los distintos tipos de aislamientos.

En un transformador la transmisión de calor sigue los siguientes pasos:

- Conducción a través del núcleo, bobinas y demás elementos hasta la superficie .
- Transmisión por convección en el caso de los transformadores secos.
- Para los transformadores en aceite, el calor pasa a la superficie de la cuba por medio de la convección a través del material dieléctrico.

Por lo tanto se puede afirmar que los métodos de enfriamientos tienen como finalidad prevenir los puntos calientes; para esto se usa el aceite y el aire como

medio de refrigeración y que además tienen buenas propiedades dieléctricas, especialmente el aceite, el cual cumple las siguientes funciones:

- Aislar eléctricamente los elementos internos (núcleo, bobinas, etc) del exterior.
- Refrigerante.
- Proteger a los aislantes sólidos (papel, mica, etc) contra la humedad y el aire.

La evacuación del calor en el interior del transformador puede seguir diferentes rutas, a continuación se especifica con más detalle cada una de ellas:

- CONVECCIÓN. Esta se puede realizar por medio de dos tipos:
 - convección natural.
 - convección forzada.
- CONDUCCIÓN. Este tipo se presenta por ejemplo entre el papel y el aceite aislante, y es por lo general un proceso lento el cual transmite el calor por actividad molecular. La conducción se mide en los cuerpos por la “conductividad térmica” que es la capacidad de un elemento para conducir calor.
- RADIACIÓN. Este tipo se presenta en la transferencia del calor a través del tanque y los tubos radiadores hacia la atmósfera .

La selección del método de enfriamiento usado dependerá del área de instalación de el transformador y el costo.

El tipo de enfriamiento utilizado puede ser clasificado en dos grandes grupos:

- El autoenfriado; que es el usado para transformadores con rangos hasta 30 MVA. Estos poseen aceite al interior de la cuba y se le colocan radiadores a través de los cuales el aceite pasa para liberar el calor al exterior.
- Para transformadores arriba de 30 MVA es necesario, por la potencia utilizada, un enfriamiento artificial por medio de otros medios.

Los transformadores pueden llevar de forma segura una porción de su rango máximo continuo de potencia con enfriamiento natural, el enfriamiento artificial empieza su funcionamiento cuando la carga excede el límite especificado.

A continuación se describirá los sistemas de refrigeración mas usados. Estos por lo general se definen por la combinación de letras tanto en la norma ASA como en la VDE.

En la designación de los tipos de enfriamiento las primeras letras corresponden a la norma ASA y luego la designación VDE separada por una coma.

TIPO OA, S.

Autoenfriamiento por inmersión en aceite, en el cual el aceite circula por convección natural. Algunos tienen radiadores (aletas de enfriamiento).

TIPO OA/FA,F.

En pocas palabras se puede definir un transformador con este tipo de enfriamiento como uno del tipo OA, con la adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor en la superficie de enfriamiento.

Cuando este método es utilizado se puede decir que el transformador tiene doble rango:

uno para cuando se enfría por convección natural y otro para el caso en el cual se utiliza la ventilación.

Este se aplica en situaciones que requieran proporcionar cargas picos por cortos intervalos de tiempo, por ejemplo:

- Para transformadores de 2500 KVA (OA) y menos :

$$KVA (FA)= 1.15 * KVA(OA).$$

- Para transformadores entre 2501 y 10000 KVA (ambos límites incluidos) monofásicos, y transformadores hasta 12000KVA trifásicos tenemos:

$$KVA(FA)=1.25 * KVA(OA).$$

- Para transformadores arriba de 10 MVA (OA) monofásico y arriba de 12 MVA trifásico así:

$$KVA(OA)=1.333 * KVA(OA).$$

Estos datos son reales si se enmarcan dentro de los límites de 65 grados centígrados en el cobre sobre 30 grados centígrados del ambiente promedio, y son índices estandarizados ya que con ellos se hicieron las pruebas respectivas para poder afirmar los índices de sobrecargas.

TIPO OA/FO,SU.

En casos en los cuales las subestaciones son colocadas en la ciudad puede colocarse el transformador en una edificación cerrada y los radiadores al exterior, es decir en contacto con el medio ambiente, todo esto con el objetivo de tener el menor ruido posible en los alrededores. Este sistema es poco utilizado ya que se necesita gran espacio para la batería de radiadores, además de la edificación mencionada.

TIPO FOA,FU.

Este es el sumergido en líquido aislante(aceite) con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado, de forma general se puede decir que pueden absorber cualquier carga pico a plena capacidad ya que el funcionamiento combinado de bombas y ventiladores así lo permiten.

En este caso el equipo refrigerante es formado por haces de tubos sobre los que soplan los ventiladores. El aceite es extraído de la parte superior de la cuba por medio de una bomba y lanzado al interior del cuerpo refrigerante, donde es enfriado por los ventiladores; después es lanzado al interior de la cuba nuevamente por medio de otra bomba, este aceite pasa entonces por los devanados y demás elementos internos quitándoles calor para luego subir y repetir el ciclo.

Es importante señalar que el conjunto de maquinas deberá ser por lo general silencioso, esto por lo general se logra haciendo que el conjunto motor-bomba están encerrados en un cárter y sumergidos en aceite.

Por su forma los elementos de enfriamiento(haces de tubos), no son muy buenos para evacuar calor por convección natural por lo cual es necesario que uno o varios ventiladores estén en funcionamiento aun si el transformador esta en vacío. Se ha calculado por los fabricantes que la capacidad de refrigeración es de 75 a 100 KW por ventilador.

TIPO OW.

Este es el denominado como sumergido en aceite con enfriamiento por agua. En estos transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador y se drena por medio de una bomba independiente. El aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.

TIPO FOW,WU.

En este tipo , el medio refrigerante para el aceite es agua forzada teniendo un alto porcentaje de intercambiabilidad de calor. Este tipo es recomendable para transformadores que se encuentren en edificaciones con una pobre ventilación y es prácticamente igual al FOA, solo que el intercambiador de calor es del tipo agua-aceite y se hace el enfriamiento sin tener ventiladores.

TIPO OA/FOA/FOA.

Este tipo de enfriamiento consta de inmersión en aceite con enfriamiento propio (autoenfriamiento)/aceite forzado-aire forzado/con aceite forzado/aire forzado. El objetivo de esta disposición de elementos de evacuación de calor es la de incrementar el régimen de operación del transformador OA por medio de ventiladores y bombas.

El índice de enfriamiento de un transformador OA se puede incrementar de la siguiente manera:

- Para transformadores de 10 MVA(OA) hacia arriba, monofásicos:

$$KVA(OA/FA/FA)= 1.333 * KVA (OA).$$

- Para transformadores de 12 MVA(OA) hacia arriba, trifásico:

$$KVA(OA/FA/FA)= 1.667 * KVA(OA).$$

Con los elementos anteriores se puede reconfirmar que las aplicaciones del sistema de enfriamiento depende de las condiciones de la instalación, así como de los niveles de ruido permitidos en el área circundante y de aspectos económicos.

2.4 SISTEMAS DE AISLAMIENTO

Los transformadores de potencia utilizan diversos tipos de elementos para aislar las bobinas entre si y entre la cuba del transformador; juntos forman un sistema de aislamiento.

Estos elementos están comprendidos en dos grupos principales : los aislantes sólidos y los aislantes líquidos.

2.4.1 AISLANTES LIQUIDOS DIELECTRICOS

Dependiendo de estos, los transformadores se dividen en:

- Transformadores en PCB (**Bifenilos Policlorados**).
- Transformadores de silicona.
- Transformadores en aceite.

PCB (ASKAREL)

Fue inventado en 1929 por Swann Chemical, como un fluido dieléctrico resistente al fuego, utilizado para capacitores.

El PCB es muy estable y resistente a la oxidación producidos por bases, ácidos, y otros agentes químicos.

En la siguiente tabla se muestra el poco promedio de flamabilidad que tiene el askarel sobre otros elementos:

LIQUIDO AISLANTE	PROMEDIO DE FLAMIBILIDAD
AGUA	0
ASKAREL	2 – 3
SILICONA	4 – 5
ACEITE DE TRANSFORMADOR	10 - 20
ETER	100

TABLA 2 : PORCENTAJE DE FLAMIBILIDAD UL(Underwriter's Laboratory)

A pesar de las buenas propiedades eléctricas que contiene este elemento, a mediados de 1968, la Agencia de Protección del Medio Ambiente de los E.U. (EPA), estableció regulaciones para el uso de los PCB's y prohibió la producción de más fluido y de nuevos transformadores que hicieran uso de este elemento. Esto debido a sus efectos no biodegradables que afectan la cadena alimenticia. El contacto con el PCB no tiene efectos inmediatos, pero exposiciones a largo plazo, en especial de los trabajadores encargados de mantenimiento de transformadores puede ser dañino; por estas razones ha sido descartado y prohibido el uso de éste.

LIQUIDOS SILICONADOS

Este líquido esta basado en un fluido de Polidimetil-Siloxane, y tiene una combinación de propiedades físicas, químicas y de seguridad que lo hacen un líquido dieléctrico de enfriamiento para transformadores adecuado para el reemplazo del askarel.

La silicona es un polímero de composición química mitad orgánica, mitad inorgánica. Los líquidos a base de Siliconas se diferencian del aceite mineral y del askarel en que son un material químicamente más homogéneo y tiene menos componentes volátiles.

Una de las características más importantes que tienen los líquidos siliconadas es que tienen una alta resistencia a las temperaturas elevadas, por lo tanto son ideales para soportar las temperaturas superiores a las temperaturas operativas de los transformadores , además de que no forman gases ni subproductos corrosivos. Las siliconas son químicamente inertes, y resistentes a la oxidación. Muestran buena compatibilidad con la mayoría de materiales aislantes convencionales utilizados en los transformadores.

La rigidez dieléctrica de los líquidos siliconados depende de la cantidad de agua como sucede con otros líquidos aislantes y es aproximadamente comparable a la rigidez dieléctrica del aceite mineral.

La siguiente tabla contiene algunas de las propiedades básicas de los líquidos siliconados.

PROPIEDADES	LIQUIDOS SILICONADOS
Viscosidad a 25 °C, cSt	50
Peso específico	0.96
Coeficiente de dilatación térmica, 1/°C	0.00104
Conductividad térmica, cal/gr seg °C	0.00036
Punto de inflamación, °C	300
Punto de encendido, °C	360

TABLA 3: PROPIEDADES BÁSICAS DE LÍQUIDOS SILICONADOS.

ACEITE MINERAL

Esta contenido en la cuba del transformador, en el que se encuentran sumergidos el núcleo y las bobinas que conforman la parte principal de éste.

En la Industria eléctrica , especialmente en la de transformadores se ha hecho gran uso de los aceites minerales aislantes, especialmente en combinación con aislantes sólidos tal como papel, cartón, algodón, vidrio, etc. Esto debido principalmente a que los aceites aislantes, además de tener una rigidez dieléctrica relativamente alta, la cual los hace buenos aislantes, protegen a los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire; y transmiten hacia el exterior, por convección, el calor producido por efecto Joule en los devanados, conductores y en el circuito magnético.

Estos aceites aislantes así como otros productos de uso industrial se obtienen del petróleo crudo después de una serie de tratamiento físicos y químicos. Entre los productos obtenidos de la refinación del petróleo están : combustibles para avión, kerosene, aceite diesel, combustibles industriales (que es de donde se obtiene el aceite de transformadores), aceites lubricantes, asfaltos, etc. Los aceites aislantes presentan las siguientes propiedades:

- PROPIEDADES QUIMICAS

La estructura química de estos aceites es muy compleja, pero se puede decir que básicamente está constituida de dos clases de compuestos que son los Hidrocarburos y No-hidrocarburos. Por definición los Hidrocarburos son compuestos químicos que están formados por Hidrógeno y Carbono.

HIDROCARBUROS

Son el principal constituyente del aceite, y pueden ser divididos en tres grandes grupos:

- 1- Parafinas normales. Son generalmente considerados Hidrocarburos saturados y son caracterizados por poseer una cadena lineal. Son clasificados en química orgánica como de cadena abierta.
- 2- Nafténos o Nafténicos. Son clasificados como de cadena cerrada (ciclo alcanos).
- 3- Hidrocarburos aromáticos. Algunos tipos de este compuesto pueden funcionar como inhibidores a la oxidación del aceite, por el contrario, mucha contribución de estos compuestos reduce la rigidez dieléctrica e incrementa la acción disolvente del aceite para muchos de los materiales aislantes sólidos inmersos en él.

NO-HIDROCARBUROS

El petróleo también tiene no hidrocarburos los cuales pueden poseer una estructura similar a la de los hidrocarburos, con la salvedad que los átomos de Carbón son reemplazados por 1, 2, 3 o más átomos de Sulfuro, Oxígeno o Nitrógeno. Tales mezclas son llamadas eterocompuestos.

Los no-hidrocarburos de los transformadores incluyen ácidos nafténicos, alcoholes, así como compuestos orgánicos que contienen Azufre y Nitrógeno. Estos compuestos de Azufre son de gran importancia ya que influyen en las propiedades del petróleo crudo, y depende de ellos el tratamiento usado en el proceso del petróleo.

La ausencia de azufres y sus compuestos derivados es necesaria para prevenir la corrosión del cobre en contacto con el aceite aislante. Otros

compuestos no deseables son los que contienen Nitrógeno, debido a que juegan un papel principal en los procesos de oxidación a pesar del pequeño porcentaje de Nitrógeno en los productos del petróleo (máximo 0.8%).

Por el contrario los compuestos que contienen aminoácidos y los grupos que contienen fenol actúan juntos como antioxidantes por lo que es deseable que se encuentren en los aceites de los transformadores.

Otras propiedades importantes son:

NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN (Acidez)

Según su origen, el proceso de refinación o el deterioro sufrido durante el servicio, un aceite derivado del petróleo podrá presentar ciertas características ácida o alcalinas.

Los números de neutralización (Neut Numbers) son los que definen la naturaleza y magnitud de las características antes mencionadas. La acidez total está definida por el número de miligramos de KOH (Hidróxido de Potasio), necesarios para neutralizar los constituyentes ácidos presentes en un gramo de aceite. Un contenido bajo de ácido total de un aceite mineral maximiza la vida del sistema de aislamiento y disminuye la conducción eléctrica y la corrosión de los metales. La acidez total se mide por el índice de acidez total.

Para un aceite nuevo el número de neutralización debe ser de 0.03; si el aceite esta en servicio, un valor de 0.2 es considerado aceptable (en transformadores que operan dentro de un rango de 69 – 288 kV).

CONTENIDO DE AGUA

En un aceite mineral la rigidez dieléctrica debe mantenerse en un valor adecuado, pero este valor disminuye de acuerdo al contenido de agua, por lo tanto para maximizar la vida del sistema de aislamiento se requiere un bajo contenido de esta.

Las dos maneras como el agua se puede encontrar en el aceite son en forma disuelta y libre .

Sobre esta característica, la temperatura es un factor determinante ya que la cantidad de agua libre está directamente relacionada con la temperatura y la condición del aceite, esto se debe a que la solubilidad del agua aumenta a medida que la temperatura del aceite aumenta.

Generalmente el contenido de agua en el aceite se expresa en partes por millón (ppm), pero esto no da información certera de la cantidad de agua dentro del transformador, ya que la humedad se transfiere entre el aislamiento sólido y líquido, siendo mayor el contenido de agua en la celulosa (aproximadamente el 99% del agua total). Por lo tanto se utiliza la saturación o humedad relativa para medir el contenido de agua en el sistema de aislamiento del transformador.

El procedimiento es como sigue:

Después de realizar un examen de contenido de agua en ppm de una muestra de aceite, el porcentaje de saturación a cualquier temperatura puede ser determinada de la figura 14. Es importante que el porcentaje de saturación no se aproxime a 30% en la temperatura más baja que el transformador tendrá que soportar.

Si el porcentaje de saturación de agua en el aceite se encuentra en el rango de cero a cinco el aislamiento se considera seco, si el rango esta entre 6 a 20 se considera húmedo moderado, por el contrario si se localiza entre 21 y 30, el aislamiento esta húmedo y más allá de 30 % esta extremadamente húmedo.

ESTABILIDAD A LA OXIDACION

La oxidación es la reacción química de una materia con el oxígeno y es acelerada cuando metales como el cobre, el hierro y el plomo , están solubles en el aceite. La presencia de agua, de ácidos o de contaminantes sólidos son otros elementos que contribuyen a la oxidación.

Los productos derivados de la degradación del aceite del transformador debido a la oxidación se pueden clasificar en dos grupos:

1. Materias insolubles en aceite: resinas insolubles, barnices y lodos o sedimentos.
2. Productos solubles en aceite: ácidos orgánicos, peróxidos, resinas solubles.

Otra consecuencia de la oxidación es que la viscosidad del aceite tiende a aumentar. Cuando un aceite debe prestar servicio en sistemas cerrados en los cuales circulará durante largos períodos de tiempo, la estabilidad a la oxidación es un factor importante que debe cumplir el aceite.

Los aceites parafínicos presentan una mayor resistencia a la oxidación que los aceites nafténicos. La velocidad con la que se produce el proceso de oxidación tiene relación directa con dos variables : la temperatura y la concentración de oxígeno.

Como se ha visto, la oxidación del aceite es sumamente dañina, por lo tanto es importante bloquear el proceso de oxidación; esto se logra por medio de los inhibidores de la oxidación (DBPC, DiterciarButilParacresol).

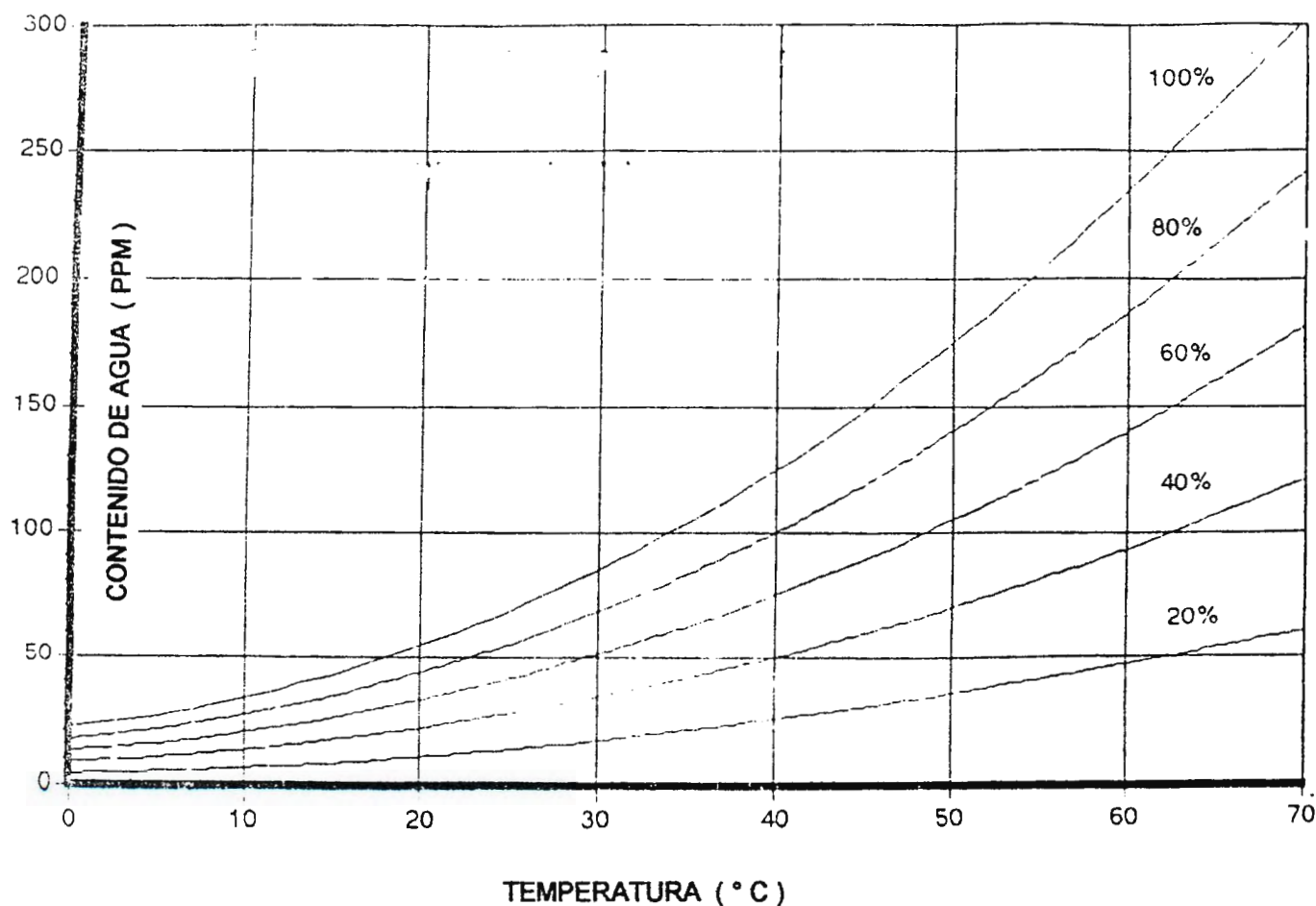


FIGURA 14: CURVA DE SATURACIÓN DE HUMEDAD PARA ACEITE MINERAL

- PROPIEDADES FISICAS

VISCOSIDAD

Es una medida de la resistencia a fluir; esta disminuye con temperaturas altas y aumenta con elevaciones de presión. Las unidades de la viscosidad son los centistokes (cSt), y los valores entre los cuales se debe encontrar la viscosidad de un aceite dieléctrico son:

TEMPERATURA °C	SEGUNDOS SAYBOLTS	CENTISTOKES
38°	54-57	8.6-9.5
55°	43-45	5.2-5.8
99°	33-34	2.1-2.7

TABLA 4 : VALORES DE VISCOSIDAD A DISTINTAS TEMPERATURAS.

NOTA: OTRA UNIDAD AMPLIAMENTE UTILIZADA PARA MEDIR LA VISCOSIDAD ES EL SEGUNDO SAYBOLT UNIVERSAL (SSU ; EN INGLÉS : SUS), COMO SE MUESTRA EN LA TABLA ANTERIOR. SU VALOR SE OBTIENE GENERALMENTE POR LA CONVERSIÓN DE MEDIDAS EFECTUADAS EN CENTISTOKES.

INDICE DE VISCOSIDAD

Se refiere a la resistencia de un aceite para cambiar su viscosidad con las variaciones de temperatura. Un aceite con alto índice de viscosidad es más resistente a los cambios de temperatura que uno con bajo índice. En cuanto a los tipos de aceite, los parafínicos poseen por lo general un mayor índice de viscosidad que los nafténicos. Sin embargo, a temperatura de 0°C hacia arriba (donde la mayoría de los transformadores operan) la viscosidad de los aceites parafínicos es generalmente un poco menor que los aceites nafténicos.

VOLATIBILIDAD

Los aceites nafténicos y parafínicos mantienen similitudes en cuanto a la viscosidad, pero si se habla de la volatilidad, los nafténicos tienen un valor apreciablemente mayor que los parafínicos. Una medida más específica de esta característica de los aceites son : el Flash Point y el Fire Point.

El Flash Point , es la temperatura más baja a la cual suficiente vapor ha sido producido para iniciar una flama momentánea. Tal como su nombre lo indica la combustión a esta temperatura solamente dura unos instantes. Para transformadores este punto no debe ser menor de 135 °C.

El Fire Point ó punto de combustión es algo más elevado y es la temperatura mínima a la cual se genera suficiente vapor como para mantener la combustión por cinco segundos una vez aplicada la flama

TENSION INTERFACIAL (IFT-“INTERFACIAL TENSION”)

Esta es una medida de la fuerza de atracción molecular entre moléculas diferentes en una interfase. Es un indicador de la contaminación de los elementos polares en un aceite mineral. Los contaminantes polares son por lo general productos de la oxidación o contaminación por otros materiales. Las moléculas polares juegan un papel muy importante en las propiedades dieléctricas de los aceites aislantes ya que provocan que los aceites mantengan la humedad libre en suspensión y por tal razón mantienen una baja rigidez dieléctrica.

Para la medición de la tensión interfacial se utiliza un ensayo que mide la tensión en la zona o superficie de contacto entre dos líquidos no miscibles, tales como el aceite y el agua. En esta zona, sucede que cada líquido ejerce su propia tensión interfacial, de manera que para un determinado aceite nuevo, de calidad conocida, existe una tensión interfacial definida con el agua. Ya que los contaminantes polares se concentran en la interfase aceite-agua, disminuyen la tensión interfacial, de esta manera se relaciona con la oxidación del aceite y con la calidad del aceite usado.

Esta prueba es sumamente delicada ya que una pequeña contaminación que se dé durante el proceso, reduce de manera considerable la tensión interfacial de la muestra, es importante entonces mantener condiciones de limpieza total. Un aceite libre de contaminación de elementos polares tendrá valores de tensión interfacial de 40 a 50 Din/cm mínimo (en el caso de aceite nuevos), si el aceite es nuevo pero se encuentra en el equipo el valor es de 35 din/cm como mínimo, si los aceites son viejos o han estado en funcionamiento la TI debe ser como mínimo de 26 din/cm (en transformadores entre 69 – 288 KV). Por el contrario es considerado con contaminación el aceite que presente valores de tensión interfacial de 10 a 15 Din/cm.

El proceso a seguir para mejorar el aceite es la filtración de contaminantes sólidos y la separación del agua libre por medio de métodos convenientes. Luego de este proceso la tensión interfacial deberá de ser de 35 din/cm como mínimo.

COLOR

El color del aceite nuevo puede ser una indicación de su grado de refinamiento; los aceites de alto refinamiento son transparentes. También se usa para obtener información de las condiciones de operación de la máquina. Por ejemplo un rápido cambio de color del aceite indica que las condiciones de operación han cambiado drásticamente. El color de un aceite aislante se evaluará por comparación con los colores estándares. Esto se hace por medio del método ASTM D 1524 el cual proporciona valores numéricos que se verifican con valores preestablecidos. Por ejemplo un valor entre 0.0 y 0.5 es de color claro, correspondiente a un aceite nuevo. Un valor entre 0.5 y 1.0 es amarillo pálido y es considerado un buen aceite. Un aceite amarillo está entre 1.0 y 2.5, este corresponde a un aceite en servicio, pero un valor entre 4.0 y 5.5 es un color ámbar y significa un aceite en malas condiciones.

El color de los aceites derivados del petróleo puede ser observado por la luz transmitida o por la luz reflejada. Las escalas de color que se usan comúnmente se basan en la medición de la luz transmitida, utilizando como referencia diversos vidrios de colores que sirven de patrón.

CONGELAMIENTO DEL ACEITE

Se caracteriza por el punto de fluidez, el cual es la temperatura más baja a la que un aceite empezará a fluir, o dicho de otra forma, es la temperatura debajo de la cual no se asegura la circulación del aceite. El punto de fluidez es muy importante para escoger de forma adecuada el tipo de aceite a utilizar en los transformadores según el clima al cual trabajará. Un bajo punto de fluidez es importante en climas helados ya que nos asegura que el aceite circulará y cumplirá su función de aislamiento y enfriamiento.

En el caso de interruptores o circuit breaker no impedirá el movimiento de su mecanismo (esto es solo para los interruptores inmersos en aceite).

El punto de fluidez también ayuda a diferenciar la base de los aceites, es decir si son Nafténicos o Parafínicos. Los Parafínicos tienden a solidificarse a temperaturas altas, lo cual es indeseable; mientras que los aceites Nafténicos tienden a congelarse a bajas temperaturas, haciéndose ideales para climas helados. El congelamiento del aceite también se puede caracterizar por el punto de enturbamiento, es decir la temperatura a la cual algunas sustancias empiezan a solidificarse (Parafinas, ceras) ó a separarse de la solución. Una temperatura relativamente elevada del punto de enturbamiento podría significar un contenido importante de estos elementos.

SOLUBILIDAD DEL GAS

La solubilidad del gas en un aceite expresado por el vapor del volumen del gas disuelto, en porcentaje del volumen del aceite, indica la naturaleza del mismo. Para la medición del aire disuelto en un aceite se puede utilizar la cromatografía de gases. Si son aceites nuevos, por ejemplo, para tensiones mayores que 220 KV, este debe ser menor del 0.5% y un máximo del 2 %, aunque este último porcentaje debe consultarse a la fábrica.

SOLUBILIDAD A LOS LODOS

Los lodos son una resina, que es parcialmente conductiva, higroscópica, y aislante de calor. Es decir que si hay agua al interior del transformador, esta será atraída por los lodos. Generalmente los aceites nafténicos son muchos más solventes a los de origen parafínicos con respecto a materiales tales como barnices, resinas, asfaltos, lodos o sedimentos, etc. Esto explica porque un aceite nafténico oxidado no es tan indeseable como un aceite parafínico oxidado.

GRAVEDAD

Es una expresión de la relación entre la masa y el volumen de un producto y se puede presentar en dos escalas: densidad relativa (gravedad específica) que es la relación entre la masa de un volumen dado del producto y la masa de un volumen igual de agua, a temperaturas determinadas (60 °F/ 60 °F). La otra escala es la densidad API (American Petroleum Institute), a veces llamada gravedad API.

En la actualidad la gravedad específica no se utiliza mucho, aunque pasará cierto tiempo antes de que sea sustituida completamente. En el sistema internacional (SI), se prefiere la densidad expresada en Kilogramos/m³ a la densidad relativa.

La densidad API es una escala arbitraria, calibrada en grados y relacionada con la densidad relativa por la fórmula:

$$\text{Densidad API (grados)} = \frac{141.5}{\text{Densidad relativa a } 60/60 \text{ } ^\circ\text{F}} - 131.5$$

La gravedad específica de los aceites parafínicos es usualmente más baja que la de un aceite Nefténico de viscosidad correspondiente.

Una tabla resumen en la que se ejemplifican las principales características físicas de un aceite en particular se muestra a continuación :

ACEITE DE TRANSFORMADOR			INHIBIDO
Código N°		600	1515
	Método de prueba		
Apariencia		Pálido muy claro	
Gravedad, API	D 1298	31.0	30.8
Flash Point, COC, °F	D 92	305	310
Punto de fluidez, °F	D 97	-60	-55
Viscosidad	D 445		
CSt a 40°C	D 455	8.9	8.9
CSt a 100°C	(Calculado)	2.4	2.4
SUS a 100°F	(Calculado)	57	57
SUS a 210 °F		34	34

TABLA 5: CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE ACEITE DIELECTRICO, CORTESIA DE TEXACO.

- PROPIEDADES OPTICAS.

Se utilizan propiedades como el índice de refracción, la dispersión óptica relativa, etc.; en correlación con propiedades químicas como la viscosidad, la masa volumétrica, etc. para determinar la composición en porcentaje de carbones parafínicos, aromáticos y nafténicos, contenidos en el aceite aislante.

La dispersión óptica específica se define como la frecuencia entre los índices de refracción medidos por las líneas del flúor y carbono, del hidrógeno ($\lambda = 4861$ y 6563 Å) dividido por la masa volumétrica del aceite.

La dispersión óptica específica es directamente proporcional a los carburos de origen aromáticos en el aceite. Es del orden del 96 para aceites transparentes que

contienen hidrocarburos saturados y puede alcanzar valores de 130 cuando la proporción de aromáticos sobrepase el 20%.

Otra forma de observar si un aceite tiene un contenido de hidrocarburos aromáticos es por medio de la absorción de rayos infrarrojos, en este caso tiene un largo de onda de 1600 cm^{-1} .

En relación con la resistencia a la oxidación y la estabilidad eléctrica, es importante el contenido de hidrocarburos aromáticos en el aceite de los transformadores.

PUNTO DE ANILINA

Esta definido como la temperatura mínima a la cual volúmenes iguales de aceite y anilina son totalmente mezclados.

La determinación del punto de anilina mide el poder disolvente que tiene un producto del petróleo para la anilina, el cual esta relacionado con su poder disolvente para muchas otras materias.

Su valor esta en relación con la cantidad de hidrocarburos aromáticos del aceite, pero igualmente influenciado por otros factores químicos: ramificaciones, insaturaciones, masa molecular.

El grado de solubilidad de la anilina en un hidrocarburo cualquiera aumenta directamente con la temperatura. La prueba del punto de anilina utiliza la característica que se obtiene en la mezcla; en la cual cuando la solubilidad es completa, la mezcla es una solución transparente, pero al disminuir la temperatura la mezcla se enturbia. La temperatura mínima que se mide y que es la representativa en la prueba es a la cual se produce dicho enturbamiento.

Los hidrocarburos parafínicos tienen los puntos de anilina más elevados, los aceites nafténicos ocupan una posición intermedia y los aromáticos los puntos de anilina más baja.

Esto se debe a que los aceites de origen parafínicos tienen una capacidad disolvente mínima para la anilina y los aromáticos una capacidad máxima.

Para determinar el punto de anilina se utilizan los métodos recomendados por la ASTM (American Society for Testing and Materials), en este tipo de ensayos

se debe mantener mucha precaución ya que la anilina es sumamente venenosa y algunas personas son muy sensibles a ella.

- PROPIEDADES ELECTRICAS

RIGIDEZ DIELECTRICA

Se puede definir como el valor medio de la tensión o el gradiente de potencial a que se produce el arco a través del aceite en condiciones establecidas. Una definición más simple es: la medida de la habilidad que posee el aceite, para soportar tensiones eléctricas sin dañarse.

La rigidez dieléctrica del aceite depende de su pureza y puede ser destruida por contaminantes como el polvo, agua, jabones metálicos, ácidos, etc.

Un aceite nuevo obtenido por medio de un proceso de refinado de alta calidad posee rigidez dieléctrica natural alta, pero debido al servicio que presta en los transformadores, es contaminado por productos de la oxidación, partículas de carbón, suciedad y agua condensada a partir de la humedad atmosférica.

Cuando se realiza la prueba de rigidez dieléctrica, un bajo valor de ésta hace pensar que hay presencia de agua en estado libre. Aunque es posible que se hallen pequeñas cantidades de agua disuelta en el aceite, esto no tiene importancia ya que el agua disuelta tiene poca influencia sobre la resistencia dieléctrica; el agua libre tiene un efecto pronunciado.

Las pequeñas partículas sólidas que están presentes en el aceite debido al servicio que este presta, ayudan a la presencia de agua en el aceite ya que actúan como núcleos alrededor de los cuales se forman pequeñas gotas de agua.

Esta resistencia se mide por medio de una prueba en la cual se colocan dos electrodos a una cierta distancia entre ellos sumergidos en el aceite a probar, se aplica a los electrodos una diferencia de potencial y la resistencia dieléctrica es el valor en el cual un arco se da entre los dos electrodos. Este valor en condiciones aceptables de un aceite dieléctrico, se encuentra entre 38 a 55 KV, dependiendo

del tipo y del rango del equipo. Los voltajes de ruptura para aceites parafínicos son comparables con los pertenecientes a los aceites nefténicos.

RESISTENCIA AL IMPULSO

Esta característica es básicamente la referida al BIL (Basic Impulse Level), y se refiere a la capacidad del material a soportar sobrevoltajes debidos a descargas atmosféricas y maniobras de operación en interruptores de potencia.

El BIL es un valor de cresta de un voltaje de impulso el cual podrá soportar el material aislante sin sufrir daño. Los valores mínimos que se deben obtener deben estar entre 2 y 3½ veces el voltaje de operación, esto depende de el grado de seguridad deseado.

PERMITIVIDAD RELATIVA/CONSTANTE DIELECTRICA

La permitividad dieléctrica es la relación de la capacitancia de un material aislante medido con una configuración de electrodos dada a la capacitancia de la misma configuración de electrodos y espacio con aire (o vacío) como un dieléctrico.

En la tabla 6 , se muestra la permitibidad de varias sustancias:

SUSTANCIA	PERMITIVIDAD
AIRE	1.0
ACEITE	2.25
GOMA	3.6
PAPEL	4.5 (Promedio)
PORCELANA	7.0
AGUA (Pura)	81.0

TABLA 6 : PERMITIVIDAD DE VARIAS SUSTANCIAS.

Dos factores que influyen en la permitividad relativa son el voltaje y la frecuencia. En cuanto a los valores de permitividad también difieren los distintos aceites, ya que generalmente los nafténicos y aromáticos tienen permitividades más altas que los parafínicos.

FACTOR DE POTENCIA

Es la relación de la potencia disipada en el aceite en watts al producto de la corriente y el voltaje efectivo, en voltamperios, cuando es examinado con un campo sinusoidal bajo condiciones pre-establecidas.

Valores de 0.05 % son valores comunes en aceites recién fabricados o que están en contenedores; para aceites en servicio, valores de 0.5% (máximo) son los indicados (transformadores entre 69 – 230 kV). La mayoría de transformadores cuando están en servicio, poseen un valor de 0.2%.

En resumen, se puede decir que un aceite de buena calidad debe satisfacer las siguientes necesidades:

- a) Larga vida de servicio y gran estabilidad química.
- b) Una alta rigidez dieléctrica.
- c) Buena transferencia de calor.
- d) Baja viscosidad.
- e) Bajo punto de fusión.
- f) Evitar la corrosión de materiales aislantes y estructurales.
- g) Alto punto de inflamación.

En la siguiente tabla se resumen algunos de los valores estipulados para aceites nuevos según la normas IEC y ASTM:

CARACTERISTICAS	IEC	ASTM
	VALORES LIMITES	
Punto de inflamación	145 °C	145 °C min
Punto de combustión	160 °C	160 °C min.
Punto de escurrimiento	-30 °C	-26 °C max.
Viscosidad saybolt universal a 37.8 °C	62 seg	60 seg max.
Número de neutralización	0.03 mg de KHO/g	0.03 mg de KHO/g max.
Color(colorímetro unión)	0.5	0.5 max.
Rigidez dieléctrica	33 KV	30 KV min.
Tensión interfacial	44 Dinasc/cm	40 Dinasc/cm.
Cloruros y sulfatos	Nulos	Nulos
Contenido de agua	30 ppm. Max.	35 ppm. Max.
Factor de potencia a 25 °C y 60 Hz.	0.005 max.	0.05 max.

TABLA 7: LÍMITES ACEPTADOS DE LAS PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE ACEITES PARA ACEITE DE TRANSFORMADORES.

Los aceites de los transformadores presentan distintas características (eléctricas,químicas, etc) entre sí que dependen del proceso de refinamiento al cual fue sometido el petróleo crudo. Los proceso básicos para la obtención de los aceites aislantes minerales se pueden dividir en 5:

- Tratamiento ácido.
- Extracción por solventes.
- Hidrogenación.
- Desparafinación.
- Purificación por contactos utilizando solventes.

TRATAMIENTO O REFINACIÓN ACIDA

Es el método tradicional más utilizado para la obtención de los aceites aislantes. Este tratamiento implica el uso de ácido Sulfúrico en una concentración

del 90 al 99%, dicha concentración depende de la composición química del material en bruto y del grado de refinado deseado, y varía entre 2 y 20%. Se agita la mezcla y luego se separa la borra ácida (sedimentos) que está formada por aceite y otros residuos químicos.

Luego de separados los residuos, aún en el aceite en tratamiento se encuentran compuestos ácidos resultantes de la reacción con el ácido sulfúrico, entonces se le realiza al aceite una extracción con alcohol.

En este punto del proceso el rendimiento del aceite es de un 97 a 98% en volumen del destilado. Pero en este punto no se puede decir que se tiene un aceite apto para el uso, ya que se considera que se ha logrado un pre-tratamiento.

La etapa con la cual se termina obteniendo un buen aceite, es el contacto con arcilla (tierras absorbentes). Estas tierras son ideales para absorber compuestos polares. El rendimiento final del tratamiento ácido es del orden de 94 a 95% en volumen.

HIDROGENACIÓN

Este es uno de los métodos más recientes en cuanto a tratamiento se refiere, aquí se utilizan tres elementos principales:

- Aceite aislante destilado.
- Gas hidrógeno.
- Catalizadores.

El gas hidrógeno reacciona con el aceite en presencia de un óxido metálico (catalizador), este proceso se realiza en presencia de altas temperaturas (260 a 370 °C) y presiones entre 50 y 80 PSI. En este proceso también se puede hacer uso del tratamiento por arcilla.

El proceso de hidrogenación es como sigue:

Cuando el Hidrógeno entra en contacto con el aceite, reacciona con los compuestos de Azufre, Ácidos Nefténicos y compuestos Nitrogenados, produciendo hidrocarburos estables y gases (Sulfato de Hidrógeno, Amoniaco y vapor de Agua).

El grado de hidrogenación requerida depende de la constitución del crudo utilizado.

En este proceso se deben tener controladas cuatro variables principales que son: la temperatura, presión, tiempo y actividad catalítica. Si se controlan de manera adecuada, el rendimiento del proceso es de 95 a 97% en volumen. En la figura 15, se muestra un diagrama de flujo de algunos de los procesos de refinamiento.

TRATAMIENTO O EXTRACCIÓN POR SOLVENTES

Este método utiliza diversos solventes como : Furfural, fenol, propano, Cresol, SO₂.

El aceite destilado se pone en contacto con el solvente o con una mezcla de ellos que permite eliminar los compuestos indeseables. Al entrar en contacto los solventes y el aceite, se separan los hidrocarburos de familias diferentes. Este método se utiliza para destilados que contienen una cantidad relativamente grande de compuestos de azufre y de compuestos aromáticos (40,50%).

DESPARAFINACIÓN

Algunas veces los procesos de refinación ácida, por hidrogenación y extracción por solventes no son capaces de remover hidrocarburos sólidos (parafinas normales). Si lo anterior se observa, es necesario tratar el aceite con una mezcla especial (30% de acetona y 70% de Benceno) y luego se calienta entre 50 y 70 °C; luego es enfriado a la temperatura deseada.

Cuando se enfría la mezcla, los hidrocarburos sólidos se precipitan y es en este momento en el cual pueden ser separados del aceite por medio de filtración.

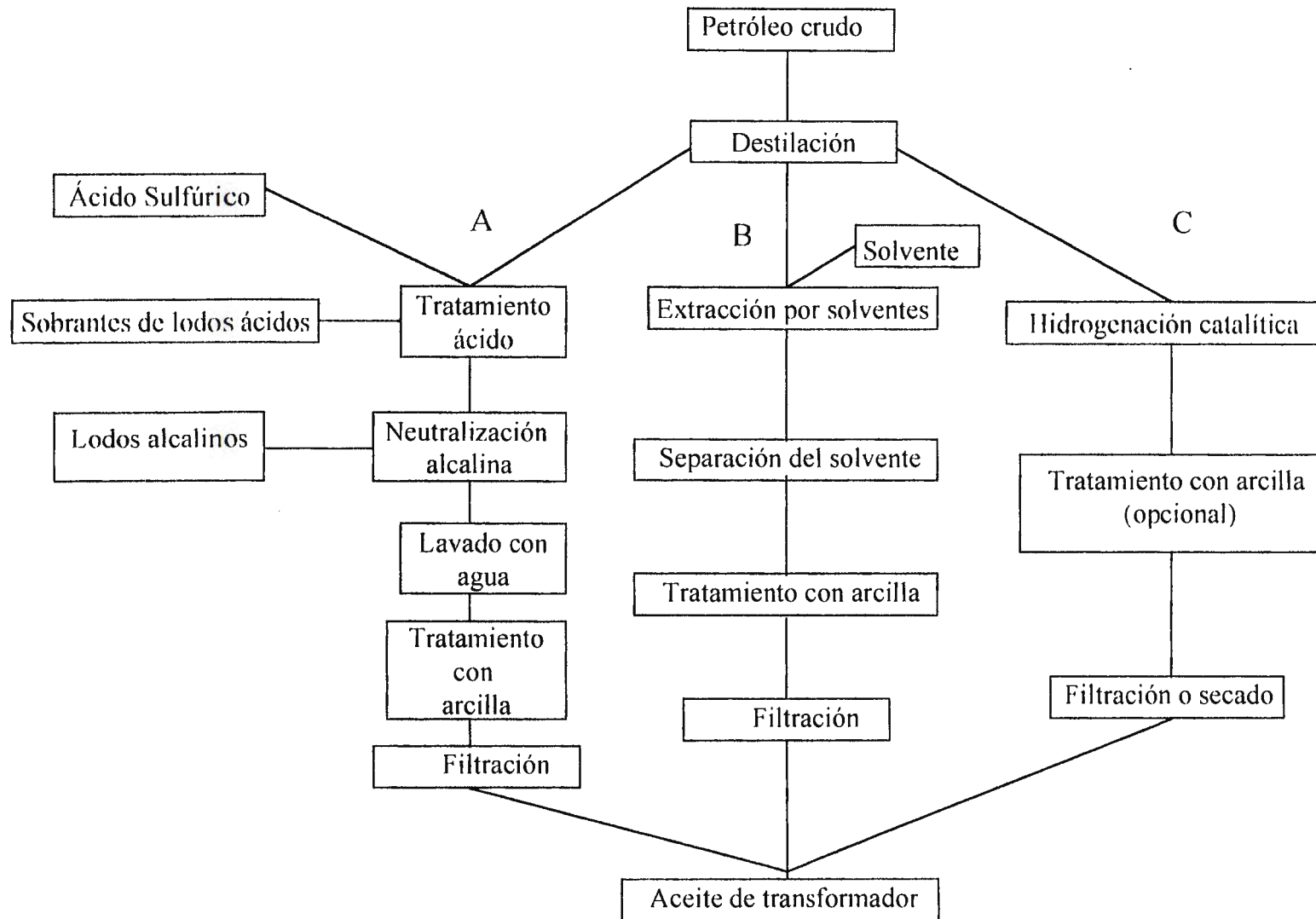


FIGURA 15: DIAGRAMA DE FLUJOS DE PROCESOS DE REFINAMIENTO BÁSICO: (A) POR ÁCIDO SULFÚRICO; (B) POR EXTRACCIÓN DE SOLVENTES Y (C) HIDROGENACIÓN

PURIFICACIÓN POR CONTACTO

En este proceso el principal medio de extracción es la arcilla la cual debe de poseer propiedades adecuadas que están relacionadas con la estructura de sus partículas, diámetro de poros y tamaño unitario.

El grano de la arcilla debe ser de un tamaño pequeño pero no al extremo ya que entonces produciría dificultades en su separación en el proceso de filtrado.

El objetivo de este proceso es eliminar los residuos, ácidos de bajo peso molecular y compuestos aromáticos mononucleares que son catalizadores de la oxidación del aceite.

El tiempo y la temperatura son dos de los aspectos principales en este proceso ya que el contacto aceite-arcilla debe realizarse en espacio de 30 minutos y a una temperatura de 110 °C. La arcilla utilizada es especial para estos casos y es un compuesto llamado hidrosilicatos de aluminio malla 200 y se agrega en proporciones de 1 libra por barril de aceite.

Los procesos antes mencionados son considerados básicos, ya que realmente un refinamiento consta de dos o más de estos procesos. Los métodos combinados se dividen en siete los cuales son:

- Extracción con solvente (SO_2), tratamiento con ácido sulfúrico, neutralización, lavado y tratamiento con arcilla.
- Extracción con fenol, hidrogenación y tratamiento con arcilla.
- Extracción con solvente (SO_2), hidrogenación y tratamiento con arcilla.
- Extracción con furfural, lavado con ácido sulfúrico, neutralización y tratamiento con arcilla.
- Hidrogenación, lavado con ácido sulfúrico, neutralización y tratamiento con arcilla.
- Extracción con fenol, hidrogenación y secado, tratamiento con arcilla.
- Extracción con solvente (SO_2), hidrogenación, separación al vacío y deshidratación, luego tratamiento con arcilla.

Después de aplicado cualquiera de estos métodos se obtiene el aceite mineral, listo para ser utilizado como dieléctrico en los transformadores.

Estos deben cumplir con varias especificaciones que son definidas por diversas autoridades como la ASTM (American Society for Testing and Materials), NEMA (National Electrical Manufacturers Association), IEEE, y la compañía de Ingeniería Doble, comúnmente conocida como especificaciones de compra de aceites de transformador (TOPS); encargadas de normar las principales características de los aceites para poder garantizar su funcionamiento de forma adecuada.

Todo fabricante de aceites debe colocar las especificaciones de su producto para que el comprador obtenga el aceite que mas se adecue a sus necesidades. Algunas de las especificaciones más comunes encontradas en los aceites están:

- Rigidez dieléctrica (dielectric breakdown strength).
- Color.
- Punto de flameo (Flash Point).
- Tensión interfacial (Interfacial tension).
- Punto de escurrimiento (Pour point).
- Gravedad específica (Specific gravity).
- Viscosidad (Viscosity).
- Numero de neutralización ó numero ácido.
- Contenido de agua.
- Factor de potencia.

A continuación se presentan las especificaciones de algunos tipos de aceites utilizados por la C.E.L. en sus transformadores de potencia, en los que se puede observar que las especificaciones varían de acuerdo al fabricante.

WENCO INSULATION OIL

Este aceite es el utilizado por los transformadores de potencia de la marca WESTINGHOUSE y a continuación se resumen sus principales características.

- REACCIÓN: NEUTRAL
- NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN (mg KOH por gr. de aceite) : 0.03 max.
- SULFUROS CORROSIVOS LIBRES Y COMBINADOS: NO CORROSIVOS.
- FLASH POINT: 145 °C (293 °F) min.
- FIRE POINT : 160 °C (320 °F) min.
- PUNTO DE ESCURRIMIENTO: -145.6 °C (-50 °F) max.
- VISCOSIDAD: 76 cSt max (0 °C).
3 cSt max(100 °C).
- CONTENIDO DE HUMEDAD: 35 PPM max.
- GRAVEDAD ESPECIFICA: 0.910 (26.07 API) max.
- TENSION INTERFACIAL (DINAS/ CM): 40 min.
- FACTOR DE POTENCIA A 25 °C (60 Hz): 0.05% max.
- FACTOR DE POTENCIA A 100 °C (60 Hz): 0.30 % max.
- RIGIDEZ DIELECTRICA (ASTM D 877) : 30 min.
- RIGIDEZ DIELECTRICA (ASTM D 1816): 28 KV min.
- CONSTANTE DIELECTRICA: 2.2
- CALOR ESPECIFICO: 0.000755.

NOTA: las especificaciones ASTM D 877 es el procedimiento específico con el cual se mide esta variable del aceite, aquí la separación entre los electrodos en forma de disco es de 0.1 pulgada. En cambio la especificación ASTM D 1816 especifica electrodos esféricos espaciados 0.040 ó 0.08 pulgadas.

DIALA AX

Aceite dieléctrico fabricado por SHELL OIL CO. , utilizado en nuestro país en transformadores de la marca WESTINGHOUSE y GENERAL ELECTRIC; el cual presenta las siguientes propiedades:

PROPIEDADES FÍSICAS:

- PUNTO DE ANILINA, °C : 74
- COLOR, Max.: > 0.5
- FLASH POINT, Min , °C : 148
- TENSION INTERFACIAL, 25°C, Min, Dinas/Cm: 45
- PUNTO DE ESCURRIMIENTO, Max, °C : -50
- GRAVEDAD ESPECIFICA, Max., 15/15 °C : 0.886
- VISCOSIDAD Max, cSt/sus A 100°C : 2.34/34.3
A 40 °C : 9.37/56.7
A 0°C: 66/304
- EXAMINACIÓN VISUAL : LIMPIO Y BRILLANTE.

PROPIEDADES ELECTRICAS:

- RIGIDEZ DIELECTRICA: 35 KV
- DISC ELECTRODOS, Min, KV : >28
- VDE ELECTRODOS, Min, KV, ambos :
0.040 Inch GAP : > 56
0.080 Inch GAP :
- RIGIDEZ DIELECTRICA A LOS IMPULSOS, 25 °C : 176 KV
- FACTOR DE POTENCIA Max A 25 °C : 0.01
- FACTOR DE POTENCIA Max A 100°C: 0.07

PROPIEDADES QUIMICAS

- NUMERO DE NEUTRALIZACION, Max : 0.01
- AGUA, Max, PPM: 30
- ESTABILIDAD A LA OXIDACION A 72 HORAS, M₅₀, %w: 0.03

INFORMACIÓN SUPLEMENTARIA:

- COEFICIENTE DE EXPANSION, MI/°C/MI : 0.00075
- CONSTANTE DIELECTRICA A 25 °C: 2.2 – 2.3
- CALOR ESPECIFICO, gm-Cal/gm A 20 °C : 0.445
- CONDUCTIVIDAD TERMICA, Cal/cm/seg/°C : 0.0003
- GRAVEDAD API, 60/60 °F : 28.1

- COLOR, SAYBOLT : 20
- VISCOSIDAD, SUS A 100 °F : 58.8
A 210 °F : 34.1
- INDICE DE VISCOSIDAD : 45
- PESO MOLECULAR: 261
- INDICE REFRACTIVO: 1.4815
- VISCOSIDAD-GRAVEDAD CONSTANTE: 0.865.

ELECTRA 77 (COEMSA ANSALDO S.A)

El tipo de aceite utilizado en estos aceites tiene las características siguientes:

- APARIENCIA: DEBE DE SER CLARO , LIMPIO Y SIN MATERIAS EN
SUSPENSION O SEDIMENTOS.
- DENSIDAD A 20/4 °C: 0.861min/0.9 max.
- VISCOSIDAD: A 20 °C 25.0 max.
A 40 °C 11.0 max.
A 100 °C 3.0 max.
- PUNTO DE INFLAMACIÓN: 140 °C min.
- PUNTO DE FLUIDEZ: -39 ° C min.
- INDICE DE NEUTRALIZACIÓN: 0.03 mg KOH/ gr max.
- TENSIÓN INTERFACIAL: 40 mN/m min.
- COLOR: 1.0 .
- SULFATOS : AUSENTES.
- PUNTO DE ANILINA : 63 °C min, 84 ° C max.
- RIGIDEZ DIELECTRICA: 30 KV min.
- FACTOR DE POTENCIA A 25 ° C: 0.05% max.
- FACTOR DE POTENCIA A 100 ° C: 0.5% max.
- ESTABILIDAD A LA OXIDACIÓN: INDICE DE NEUTRALIZACION= 0.4 mg
KOH/ g; BORRA = 0.1% DE LA MASA; FACTOR DE DISIPACIÓN=20%.

ELECTROLUBE

Aceite utilizado en transformadores de la marca ASEA BROWN BOVERI, caracterizado por ser altamente resistente a la oxidación y formación de Borra, siendo químicamente neutro y libre de sustancias nocivas.

INSPECCIÓN TÍPICA.

- GRAVEDAD API : 25.7
- PUNTO DE INFLAMACION: 290 °C
- PUNTO DE FLUIDEZ: -20 °F
- VISCOSIDAD SSU A 100°F: 84.2
- VISCOSIDAD SSU A 210 °F: 36.8
- NUMERO DE NEUTRALIZACION: 0.01
- PODER DIELECTRICO; 30 KV

2.4.2 AISLANTES SÓLIDOS DIELECTRICOS

Los aislantes sólidos al igual que los líquidos son elementos de baja conductividad eléctrica por lo que el paso de corriente a través de ellos se puede considerar despreciable. La intensidad de corriente tolerada y los límites de temperatura sobre los cuales se basa el funcionamiento normal de los transformadores, determinan la clase de material que puede ser utilizada como aislante; los más utilizados son: los barnices, plásticos, papel, materiales sintéticos, y otros de origen inorgánico como el vidrio, la cerámica, la porcelana, etc.

Por tal propósito, los materiales aislantes se clasifican de la forma como se muestra en la tabla 8 :

CLASE	DESCRIPCION
Y	Este aislamiento consiste en materiales o combinación de materiales inorgánicos y papel cuando no están impregnados ni sumergidos en aceite dieléctrico.
A	Consiste de materiales o combinación de materiales como el algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares impregnados o sumergidos en un dieléctrico líquido.
E	Funcionan 15°C arriba de la temperatura de los aislantes tipo "A".
B	Consiste de material o materiales como la mica, amianto, fibra de vidrio, con materiales inorgánicos similares mediante sustancias orgánicas. Pueden utilizarse una pequeña proporción de materiales clase A pero únicamente con finalidades estructurales.
F	Este aislamiento consiste de materiales o combinación de ellos como la mica, fibra de vidrio, asbesto con sustancias no necesariamente inorgánicas.
H	El aislante de esta clase consiste en: a) mica, amiantos, fibra de vidrio y otros materiales inorgánicos combinados con sustancias compuestas de silicones o resinas con características similares. b) compuestos de silicones con goma o sustancias resinosas de propiedades similares.
C	Consiste enteramente en mica, porcelana, vidrio, cuarzo y materiales inorgánicos de sus misma estructura (similares).

TABLA 8: DESCRIPCIÓN DE LOS MATERIALES AISLANTES.

TEMPERATURA DE AISLAMIENTO LÍMITE. (T del punto más caliente).

De los resultados de las investigaciones realizadas por expertos con los materiales aislantes, se han asignado con fines de normalización temperaturas de aislamiento límite (llamadas temperaturas de puntos más calientes).

La temperatura de aislamiento límite es el punto de referencia o la temperatura corta de referencia (esta temperatura no es especificada por el fabricante por que no se puede medir directamente durante las pruebas u operaciones de las máquinas eléctricas).

Esta temperatura afecta la vida de cualquier clase de aislamiento y varia con la calidad del material utilizado, la efectividad del soporte físico del aislante, la clase de servicio a que esta destinado, con el cuidado que se toma al construirlo y con las fuerzas físicas que tienden a destruirlo cuando esta en servicio.

Los valores de las temperaturas del punto más caliente establecidas con el propósito de normalización se muestra en la tabla 9.

CLASE	TEMPERATURA (°C)
Y	90
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180
C	MAYOR A 180.

TABLA 9: MÁXIMAS TEMPERATURAS DE LOS DISTINTOS TIPOS DE AISLANTES.

BARNICES.

Entre los aislantes sólidos que desempeñan una función importante , se encuentra el barniz.

Este es un líquido más o menos viscoso, generalmente una solución de materias resinosas en un aceite o en un líquido. Su función principal comprende la protección de los aislantes fibrosos como la tela, el papel y la madera de los daños mecánicos y de la humedad.

Además mejora las propiedades aislantes y las uniones de capas en los materiales laminados dándoles una superficie pulida y aumentando la transmisión de calor. Una característica muy importante es que su acción química sobre el cobre, el hierro y los materiales aislantes debe de ser lo más débil posible.

Otra característica debe de ser la fluidez, esto en el momento de su aplicación en los distintos materiales. Debe también poder utilizarse a temperaturas inferiores a las cuales pueda quedar perjudicado el algodón, o sea a 120°C. Tiene que ser sólido a cualquier temperatura inferior a los 100°C, y no debe poseer movimiento de contracción al pasar del estado fluido al sólido.

Los barnices se dividen en dos clases:

- Barnices de aceite, que son esencialmente soluciones de resinas o betunes en aceite secante.
- Barnices de alcohol, son soluciones de resinas o betunes en disolventes volátiles tales como alcohol, trementina y acetona.

El secado de los barnices se produce por:

- Evaporación del disolvente.
- Oxidación de los aceites.
- Polimerización de la resina y el aceite.

Es corriente clasificar los barnices según el método de secado : como secado al aire o a la estufa.

La mayoría de los barnices aislantes poseen propiedades semejantes en su empleo, pero se distinguen uno de otros por su resistencia al envejecimiento al agua, a los agentes químicos y a su flexibilidad.

Las materias primas usadas en la fabricación de barnices aislantes consiste de ciertos aceites, resinas, gomas disolventes y secantes.

Los barnices de aceite se preparan mezclando las resinas o aceites a temperaturas elevadas. Los barnices de alcohol se hacen disolviendo la resina en el disolvente.

TIPOS DE BARNICES AISLANTES:

Los barnices aislantes se pueden dividir de acuerdo a su aplicación en :

1. Barniz claro de secado a la estufa, utilizado para bobinas inductoras, transformadores, instrumentos, inducidos.
2. Barniz negro de secado a la estufa, utilizado en inducidos, bombas inductoras y transformadores , cuando se desea una rigidez dieléctrica más elevada y más resistencia a la humedad y a los ácidos. Este posee menor resistencia que el aceite del tipo claro.
3. Barniz claro o negro de secado al aire, se emplean como lacas de recubrimiento, para dar buen aspecto a el acabado de la máquina, dándole protección contra la humedad y el polvo.
4. Barnices que secan con un proceso mixto, por evaporación de disolventes y transformación física o química. A este grupo pertenecen la mayoría de barnices empleados en alta o baja tensión y los empleados como esmalte para conductores; estos barnices presentan en general la siguientes propiedades:
 - Flexibilidad de la película aislante, la cual es mayor mientras más lento es el secado.
 - Resistencia al envejecimiento y al calor(proporcionales a el tiempo de secado del barniz).
5. Barniz claro o negro de ultima mano, generalmente es una mezcla de goma, laca y otras resinas como el alcohol, utilizados para producir una superficie más dura sobre los barnices secados a la estufa.

6. Barniz de adhesión, utilizado para pegar tela, mica, papel, etc.
7. Barniz para chapa de núcleo (secado al aire, a la estufa y al soplete), utilizados para aislar las chapas de transformadores. El secado en aire no es adecuado cuando las chapas deben de trabajar sumergidas en aceite por lo que es más recomendable el secado a la estufa y al soplete.
8. Barniz de resina y silicon (secado al aire y a la estufa), con gran aplicación en estatores y rotores de motores, transformadores, bobinas para altas temperaturas y ambientes de mucha humedad.

Algunos detalles importantes sobre los procesos de elaboración de barnices son en gran parte como secretos de fabricación por lo que resulta muy difícil hablar con precisión de ellos.

PORCELANA

Es el producto cerámico más notable, compacto y blanco; este compuesto posee un agregado de caolín (silicato de aluminio puro) y feldespato (silicato aluminio-potasio). La porcelana dura contiene un 40 a 60% de caolín, 20 a 30% de cuarzo y 20 a 30% de feldespato.

La porcelana eléctrica contiene a menudo una considerable parte de arcilla en sustitución del caolín o del feldespato.

La porcelana dura se emplea en aisladores de alta y baja tensión para bajas y altas frecuencias, condensadores, piezas aislantes, etc.

VIDRIO.

Los vidrios son cuerpos sólidos transparentes de consistencia frágil, compuesto por óxido metálico de sodio y calcio y anhídrido silícico.

MADERA.

Es empleado como material aislante debido a sus propiedades mecánicas y a la facilidad a la que puede ser trabajada. Para su aplicación la madera es secada, barnizada y otras cocidas en aceite.

MICA.

Es uno de los materiales eléctricos que presentan grandes ventajas para su aplicación en máquinas eléctricas, esto debido a sus características eléctricas y su gran resistencia al calor.

Existen varios tipos de mica, pero dos tiene importancia como material aislante:

- mica moscovita (silicato de aluminio y potasio)
- mica flogotipa (silicato de aluminio-magnesio y potasio).

La mica moscovita es la que mayores cualidades mecánicas y eléctricas posee y presenta una superficie brillante y transparente, tiene una alta rigidez dieléctrica y bajas pérdidas dieléctricas con una buena resistencia mecánica.

La mica flogotipa puede ser amarilla, marrón, verde, verde oscuro, negra; su superficie es generalmente áspera y sus propiedades son inferiores a la anterior.

PAPELES.

El papel es un producto de fibras compuesto básicamente de celulosa, la cual es prácticamente la base de todos los materiales aislantes fibrosos. Su contenido es aproximadamente del 48% de carbón, 46% de oxígeno y el 6% de hidrógeno; además puede contener materiales orgánicos como vidrio y mica.

Las principales propiedades de los papeles a base de celulosa depende en gran parte de la materia prima empleada, pero se ven muy afectados por el contenido de humedad, volumen de poros e impurezas. La presencia de humedad reduce en mucho su rigidez dieléctrica y aumenta su flexibilidad; el valor de ésta solo se puede establecer para papeles finos ya que con papeles de mayor espesor se pueden obtener resultados falsos que dependen de la disposición geométrica del papel y a la forma de los electrodos, en los cuales al provocarse la descarga de prueba originan fenómenos como evaporación de humedad y calentamiento.

Entre los papeles más utilizados en los transformadores están:

- Papel Kraft.- es uno de los más utilizados como papel aislante, tiene un color tostado y puede ser fácilmente impregnado. Se usa para aislamientos de

conductores y cables, para hojas laminadas y tubos con resinas, y como papel barnizado o refuerzo para aislamientos compuestos.

- Cartón prensado (pressboard).- este se hace de trapos y de pulpa de madera. Es poroso y se puede impregnar fácilmente con aceite y barniz. Se usa principalmente en transformadores, puesto que no son atacados por el aceite. Se fabrica con espesor de 0.007 pulg a 0.5 pulg. La rigidez dieléctrica se puede encontrar entre 3.9 a 11.7 Kv./mm.

Los papeles a base de fibra sintética como la fibra de vidrio y amianto tiene la ventaja de ser incombustible y soportar temperaturas más altas que los papeles celulósicos.

El papel de mica se emplea en la preparación de materiales aislantes que tienen mucha aplicación sobre todo en técnicas de alta tensión.

El papel es un material poroso fácilmente atacado por la humedad por lo que para ser utilizado como material aislante debe de combinarse con otros materiales aislantes líquidos, ya sea sumergido en un aislante líquido o impregnado con algún barniz y algunos casos especiales rodeado de gas seco a presión.

PAPEL EN ACEITE MINERAL.

El aislamiento de papel en aceite mineral se adapta muy bien y es de bajo costo. La combinación de aceite y papel presenta buenas características que se distribuyen de la siguiente manera:

El aceite tiene la función de aislante en tanto que el papel desempeña funciones de separación entre conductores, soporta esfuerzos mecánicos y sirve como filtro que impide la acumulación de impurezas.

Esta combinación se aplica en gran escala en máquinas y aparatos eléctricos estacionarios como transformadores, condensadores, cables, etc.

CAPITULO III

3.1 TEORIA DE LA FORMACIÓN DE GASES

Los transformadores son máquinas eléctricas eficientes ya que no tienen partes móviles (que realizan trabajo), y pueden operar con mantenimiento mínimo ya que la presencia de fallas es poco común. Sin embargo, cuando estas se presentan pueden tener efectos graves en la máquina, que pueden repercutir en altos costos de reparación, pérdidas por discontinuidad en el servicio, etc.

Estadísticas presentadas por la empresa CORNALUB indican que el 85% de las fallas de los transformadores es debido a problemas de aislación, 12% a condiciones de operaciones inapropiadas (sobrecargas) y un 3% a causas externas (accidentes, incendios, etc.).

Cuando se experimenta una falla grave esta puede producir desde la ruptura de los conductores que constituyen las bobinas y en el peor de los casos hasta la explosión del transformador. Por ello es necesario evitar que se produzcan fallas graves y esto se logra detectando los problemas cuando estos aún son pequeños o no visibles (en su etapa de inicio). Esto se logra por medio de el análisis del aceite dieléctrico, el cual debe realizarse durante períodos de tiempo programados a lo largo de la vida útil del transformador; esto con el fin de detectar los elementos que se degradan al interior, para tener criterios de cuando es necesario aplicar medidas preventivas o retiro de servicio antes de que se produzca la falla grave.

La mayoría de fallas que se dan en el transformador son el resultado de un proceso de degradación de los materiales aislantes sólidos y/o líquidos, los cuales por efecto de la temperatura y la contaminación producen gases, que son solubles en el aceite, por ejemplo a 80°C pueden contener (los aceites) hasta un 11% de aire debilitando su característica de aislación ya que están próximos al límite de solubilidad. Cualquier alteración de la temperatura y/o presión produce la formación de burbujas de gas que ayudan a la ionización y generación de descargas en zonas de alto gradiente eléctrico.

A continuación se explica como los materiales aislantes sólidos y líquidos contribuyen a la formación de los gases.

DEGRADACIÓN DEL ACEITE.

El aceite dieléctrico contribuye en la formación de gases cuando este se degrada. La degradación se puede deber al contenido de humedad en el aceite y/o sustancias extrañas, en este caso, la degradación es por contaminación.

Por el contrario, si la degradación es debido a la oxidación del aceite, se dice que esta es por deterioración.

- **DEGRADACIÓN POR CONTAMINACIÓN.**

La contaminación puede ser producida por partículas en suspensión, grandes o pequeñas, esto incluye objetos sólidos, como conductores usados en funciones de control (TC, cambiador de derivaciones), virutas, limaduras y sustancias extrañas que no son producto de la oxidación. Otros contaminantes sólidos son las partículas de óxido desprendidas de la corrosión de el tanque y restos de pintura y polvo proveniente de la atmósfera.

Otros problemas pueden ser causados por sustancias líquidas tales como la lluvia, sudor dejado por los técnicos de mantenimiento, etc.

Los contaminantes como elementos metálicos son llevados por el sistema de enfriamiento hacia áreas de altos esfuerzos eléctricos donde llegan a ser cargados eléctricamente, estas partículas cargadas pueden ser atraídas hacia las bobinas y crear capas que impiden la libre transmisión del calor producido por las bobinas hacia el aceite. Esto forma puntos calientes que contribuyen al deterioro del aislamiento así como también facilitar las trayectorias que pueden producir arco.

Las partículas cargadas también pueden ser atraídas hacia las conexiones de bushing de alto voltaje y devanados, creando puentes entre estos y las paredes del tanque produciendo descargas entre ellos.

Al igual que los elementos metálicos, las partículas de agua en el aceite están sujetas a campos eléctricos dentro del transformador formando grandes puentes que causan descargas parciales como consecuencia de la disminución en la rigidez dieléctrica.

Se considera como un contaminante (el agua) cuando ingresa al interior del transformador por fugas, por ejemplo empaques en mal estado, y accidentalmente cuando se realizan inspecciones al aparato.

Al interior del transformador el agua puede estar presente en tres formas distintas:

- Disuelta.
- Emulsión.
- Libre.

El agua disuelta es considerada la forma más degradante de humedad, ya que no solo afecta al aceite sino que también se deposita en la celulosa. La cantidad de agua que puede estar disuelta es una función primaria de la temperatura y de las condiciones del aceite.

A medida que se supera el límite de solubilidad del aceite en agua, comienza a aparecer en forma de emulsión, dando un aspecto turbio lechoso, hasta que finalmente se separa quedando en forma libre en el fondo de la cuba.

La combinación de contaminantes sólidos simultáneamente con el agua reduce la constante de rigidez dieléctrica del aceite. En la figura 16, se puede observar la influencia de la presencia de sólidos en el aceite contaminado con agua en función de la rigidez dieléctrica.

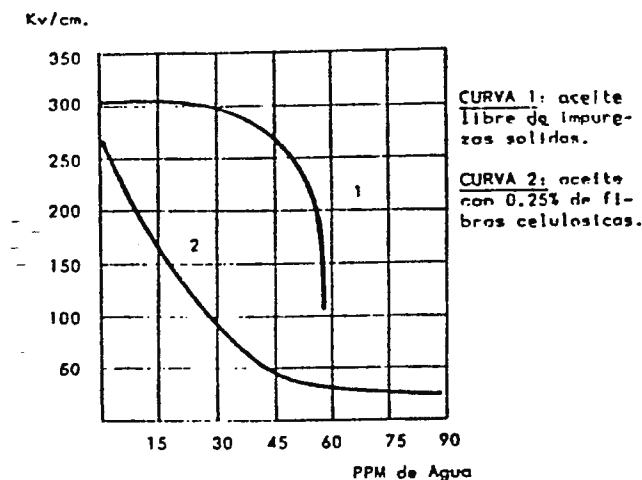


FIGURA 16: INFLUENCIA DE LOS ELEMENTOS SÓLIDOS SOBRE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DE LOS ACEITES.

- **DEGRADACIÓN POR DETERIORACION**

Los elementos que sufren deterioración en un transformador son el aceite dieléctrico y los aislantes sólidos que están formados en su mayor parte por celulosa (papel, cartones, madera, etc.)

El proceso de oxidación resulta de la participación del oxígeno combinado con hidrocarburos inestables, bajo los efectos catalizadores de otros materiales dentro del transformador.

FACTORES QUE CONTRIBUYEN A LA DETERIORACION

El oxígeno es uno de los elementos que más contribuyen al deterioro del aceite y es imposible evitar su presencia en el interior del tanque del transformador ya que ingresa de diferentes formas, como por las escotillas de inspección que posee, por desprendimiento de la celulosa como resultado del calor a que es sometida, por remanentes que quedan después del proceso de llenado de aceite (aproximadamente un 0.25%) y que no logran ser extraídas aun con el proceso de vacío realizado.

El aceite del transformador es muy propenso a la absorción de oxígeno por lo que es muy sensible a la oxidación, especialmente a temperatura elevada. Estas altas temperaturas son generadas por la disipación de calor del núcleo; y contribuyen a acelerar el proceso de oxidación.

El cobre y la humedad son otros elementos pertenecientes al proceso de oxidación y reciben el nombre de catalizadores.

El proceso de oxidación se puede dividir en dos etapas:

Primera etapa: aparición de sustancias solubles como ácidos, peróxidos, polímeros (Lacas y Barnices) que alteran las propiedades originales del dieléctrico.

Esta primera etapa empieza en el momento en el cual el aceite tiene contacto por primera vez con los elementos que contienen celulosa, ya que como se mencionó anteriormente, la celulosa tiene un 46% de oxígeno. Por ejemplo, el papel Kraft absorbe un 10% del aceite del transformador además de que el papel y el Pressboard tienen

una pronunciada predisposición a la absorción de ácidos orgánicos formados al inicio de la oxidación.

La evolución de la primera etapa se puede determinar por medio de la disminución de la tensión superficial o del incremento no continuo del índice de acidez.

Segunda etapa: los productos solubles de la primera etapa se transforman en compuestos insolubles; una forma de determinar que se está en esta etapa es por la presencia de los Lodos.

El proceso de oxidación se puede representar por la siguiente ecuación:

Hidrocarburos inestables en el aceite + Oxígeno + Catalizadores + Aceleradores = Productos de oxidación.

CATALIZADORES

Están formados por humedad y Cobre y se les llama catalizadores porque son sustancias que incrementan la razón de la degradación del aceite.

La humedad puede entrar al interior del transformador por tres vías :

- ESCAPE.
- CONDENSACIÓN
- PROCESOS QUIMICOS DE OXIDACION

El primer caso se presenta cuando existe un pequeño orificio en el tanque o un desperfecto de los empaques.

La condensación produce humedad que proviene del efecto de la dilatación y contracción térmica del aceite debido a las variaciones de temperatura del ambiente y de la carga.

Con respecto a la humedad debida al proceso de oxidación, esto se debe a la humedad intrínseca de la celulosa que forma parte de los aislantes sólidos.

ACELERADORES

Los aceleradores son considerados factores secundarios que incrementan la oxidación del aceite. Entre estos se pueden mencionar: el calor, la vibración, incrementos súbitos de carga, transientes de voltaje, esfuerzos eléctricos altos.

El calor es el principal acelerador en muchos procesos químicos, un ejemplo es la variación de la rapidez de combinación de oxígeno y aceite dieléctrico, puesto que a una temperatura de 75 °C tardan en combinarse estos dos elementos 5 días; y a 50 °C el proceso tarda varios meses.

Los incrementos súbitos de carga y transientes de voltaje tienen una relación indirecta con la deterioración del aceite, ya que estos elementos producen calor y esfuerzos eléctricos que afectan la celulosa y esta a su vez afecta al aceite.

Los altos esfuerzos eléctricos aceleran la formación de agua al interior de el transformador debido a su influencia sobre la celulosa.

EFFECTOS DEL CAMPO ELECTRICO SOBRE LA DESCOMPOSICION DEL ACEITE

Los aceites minerales se descomponen y producen gas bajo la acción de un campo eléctrico elevado y por intermedio de las descargas parciales en las oclusiones gaseosas que se forman o persisten. La mayor parte está constituida por el Hidrogeno, a esto se le agrega en general cierta proporción de Hidrocarburos.

La resistencia que opone un aceite a la producción de gases cuando este está sometido a un gradiente de potencial elevado se le denomina estabilidad eléctrica.

Los aceites minerales se comportan de diferente manera bajo la acción de un campo eléctrico, esto depende de los siguientes factores:

1. La naturaleza de las moléculas de los hidrocarburos presentes. Por ejemplo los Hidrocarburos saturados son eléctricamente poco estables y se descomponen produciendo Hidrogeno, Hidrocarburos gaseosos y productos sólidos resultantes de la combustión del aceite. Por el contrario los hidrocarburos aromáticos son más estables y su presencia contribuye a aumentar la estabilidad eléctrica de un aceite,

además de elevar la resistencia a la oxidación. La presencia de los hidrocarburos aromáticos en un aceite debe de estar en proporciones convenientes para poder aumentar la resistencia a la oxidación.

2. La naturaleza de la fase gaseosa en la cual se producen las descargas parciales. La cantidad de gas formado en el aceite y la naturaleza de los productos de descomposición dependen de la fase gaseosa en la cual se produce las descargas. El oxígeno del aire es rápidamente absorbido por la oxidación. El Nitrógeno, que térmicamente es inerte no lo es más cuando se trata de la estabilidad térmica.
3. La temperatura. El aumento en la temperatura tiende a acrecentar la cantidad de gas en el aceite bajo una demanda eléctrica dada.
4. El valor del campo eléctrico. Este aumenta la inestabilidad eléctrica y las pérdidas, y a medida que aumenta su intensidad se producen cantidades más grandes de productos sólidos resultantes de la descomposición del aceite, llamado Cera X.

La estabilidad eléctrica del aceite se evalúa por la cantidad de gas que puede ser generado o absorbido por el aceite, en las pruebas diseñadas para este fin. En la figura 17 se muestra como el coeficiente de estabilidad eléctrica varía con la cantidad de hidrocarburos aromáticos del aceite.

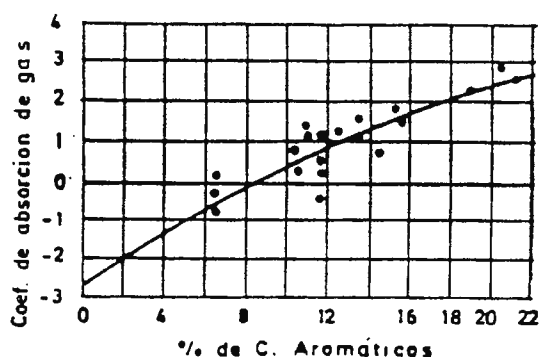


FIGURA 17 : ESTABILIDAD ELECTRICA DEL ACEITE EN FUNCION DEL PORCENTAJE DE CARBONOS AROMÁTICOS.

DEGRADACION DE LA CELULOSA

La celulosa es una sustancia vegetal que esta formada por unidades de glucosa, estas se muestran en la figura 18, donde se observa que la celulosa está formada por unidades individuales de glucosa.

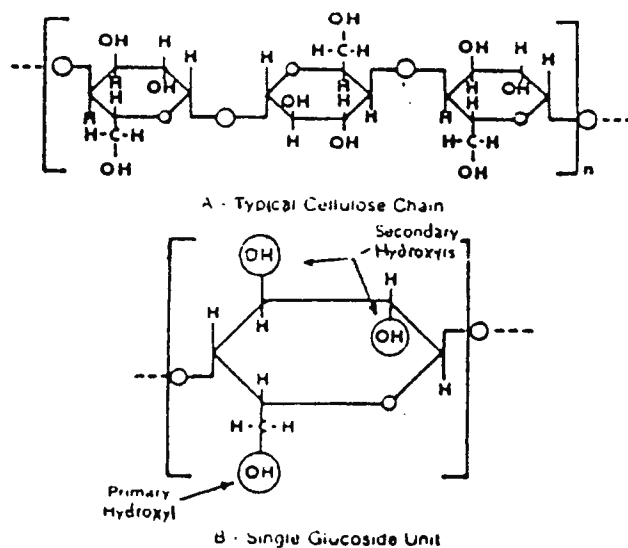


FIGURA 18: ESTRUCTURA QUIMICA DE LA GLUCOSA

Su fórmula molecular es $(C_{12} H_{20} O_{10})_n$; donde n es el grado de polimerización (que oscila entre 300 a 750) que es el número de unidades repetidas que forman la molécula. Este grado varía dependiendo del material de la fuente y del método utilizado en su fabricación.

La celulosa posee buenas características de uniones entre las moléculas que la forman lo cual es traducido como alta rigidez dieléctrica que depende del grado de polimerización. Entre los elementos que lo constituyen se encuentra el carbón,

Hidrógeno y Oxígeno; a diferencia del aceite en el que predominan el carbón y el Hidrógeno.

Las moléculas de los tres elementos que forman la celulosa forman regiones de distinta textura, en unas hay cierto orden, y en otras se observa formación amorfa. Estas regiones amorfas es donde se forman espacios de aire entre las fibras y es aquí donde la humedad se aloja.

Al igual que el aceite, la celulosa tiene enemigos que destruyen su estructura y elementos aceleradores que ayudan en este proceso de destrucción, estos se observan en la siguiente tabla:

MATERIAL AISLANTE	AGENTE DESTRUCTOR	ACELERADOR
Aislante Líquido	Oxidación y humedad	Calor
Aislante Sólido	Calor y humedad	Oxidación

TABLA 10: FACTORES INFLUYENTES EN LA DETERIORACIÓN DE MATERIALES AISLANTES.

Como se puede deducir de la tabla 10, la humedad es el enemigo principal de todo el sistema de aislamiento (Aceite y papel). Esta es intrínseca en los dos materiales y es por ello que la degradación de la celulosa empieza desde el momento de su fabricación, ya que es imposible la remoción completa de humedad. La autodestrucción en la celulosa es inherente ya que absorbe la humedad que se encuentra a su alrededor, es por ello que cuando está en contacto con el aceite al interior del transformador se dice que lo deshidrata.

La afinidad al agua, que es la fuente de humedad es una característica de la celulosa. A continuación se mencionan las tres principales características de este elemento:

1. Afinidad al agua y los productos de deterioración del aceite.
2. Reacción adversa al oxígeno.
3. Vulnerabilidad al calor.

Los puntos 1 y 3 son casi inseparables ya que los efectos de la oxidación son más pronunciados cuando hay presencia de humedad y altas temperaturas.

Como se mencionó en párrafos anteriores, la celulosa que se encuentra en los aislantes sólidos, absorbe la humedad en el aceite, aunque no completamente (la humedad en el papel celulósico es cientos de veces más grande que en el aceite); es por ello que se dice que la celulosa es un material higroscópico, es decir propenso a la adsorción de la humedad, esto se refleja por el inflamamiento del materia aislante.

Junto a la humedad el calor afecta de gran manera a la celulosa, cerca del 90% de la deterioración de este elemento es de origen térmico. El calor está muy cerca del material aislante ya que dos tercios del calor esta localizado en las bobinas y un tercio en el núcleo.

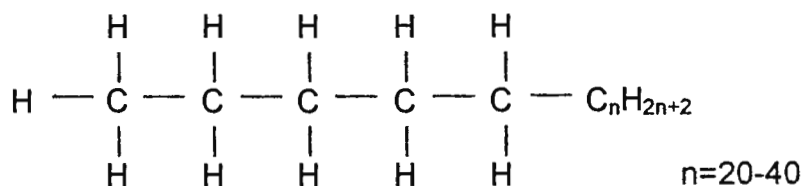
PROCESO DE DETERIORACION DEL ACEITE

Los elementos que están en contacto con el aceite como los diversos materiales aislantes, impurezas, etc. y las condiciones de trabajo, normales y anormales del aceite, afectan la composición química de este, generando gases en el interior de los transformadores.

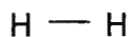
La formación de gases empieza con el rompimiento de las uniones carbono-hidrógeno, carbono-carbono que son parte de las moléculas de hidrocarburos; después de este proceso los primeros productos son átomos de hidrógeno activos, fragmentos de hidrocarburos. Todos estos se recombinan para formar gases, hidrógeno molecular, metano, etano, etc. Al continuar este proceso los componentes del aceite se rearreglan y forman etileno y acetileno. Este proceso depende prácticamente de la presencia de hidrocarburos, de la distribución de la energía y la temperatura, y del tiempo durante el cual el aceite esta sometido a esfuerzos térmicos y esfuerzos eléctricos.

La estructura química del aceite y de los gases formados por su degradación se muestran a continuación:

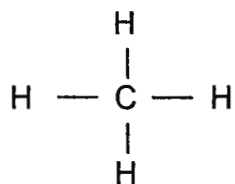
ACEITE :



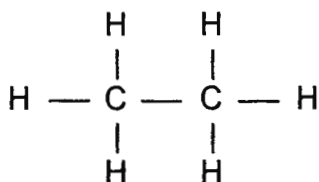
HIDROGENO :



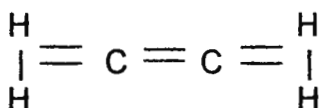
METANO :



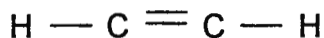
ETANO :



ETILENO:



ACETILENO:



PROCESO DE DETERIORACION DE LA CELULOSA

Como mencionamos, la descomposición por efecto térmico es el enemigo principal de la celulosa, cuando se da esta descomposición se produce óxidos de carbón (CO y CO₂), ácidos peróxidos, más oxígeno, agua y algo de hidrógeno y metano (H₂ y CH₄); esto último debido al aceite.

Considerando lo anterior, cantidades grandes de bióxido y monóxido de carbono presentes en el aceite son una señal clara de problemas en la celulosa. La relación

bióxido/monóxido indica oxidación del papel a alta temperatura en presencia del oxígeno, si esta relación tiene un valor alto, mientras que un valor alto de la segunda relación puede señalar que la celulosa se está descomponiendo rápidamente.

En la figura 19 se muestra la acción de la humedad y el calor sobre el proceso de deterioración de la celulosa:

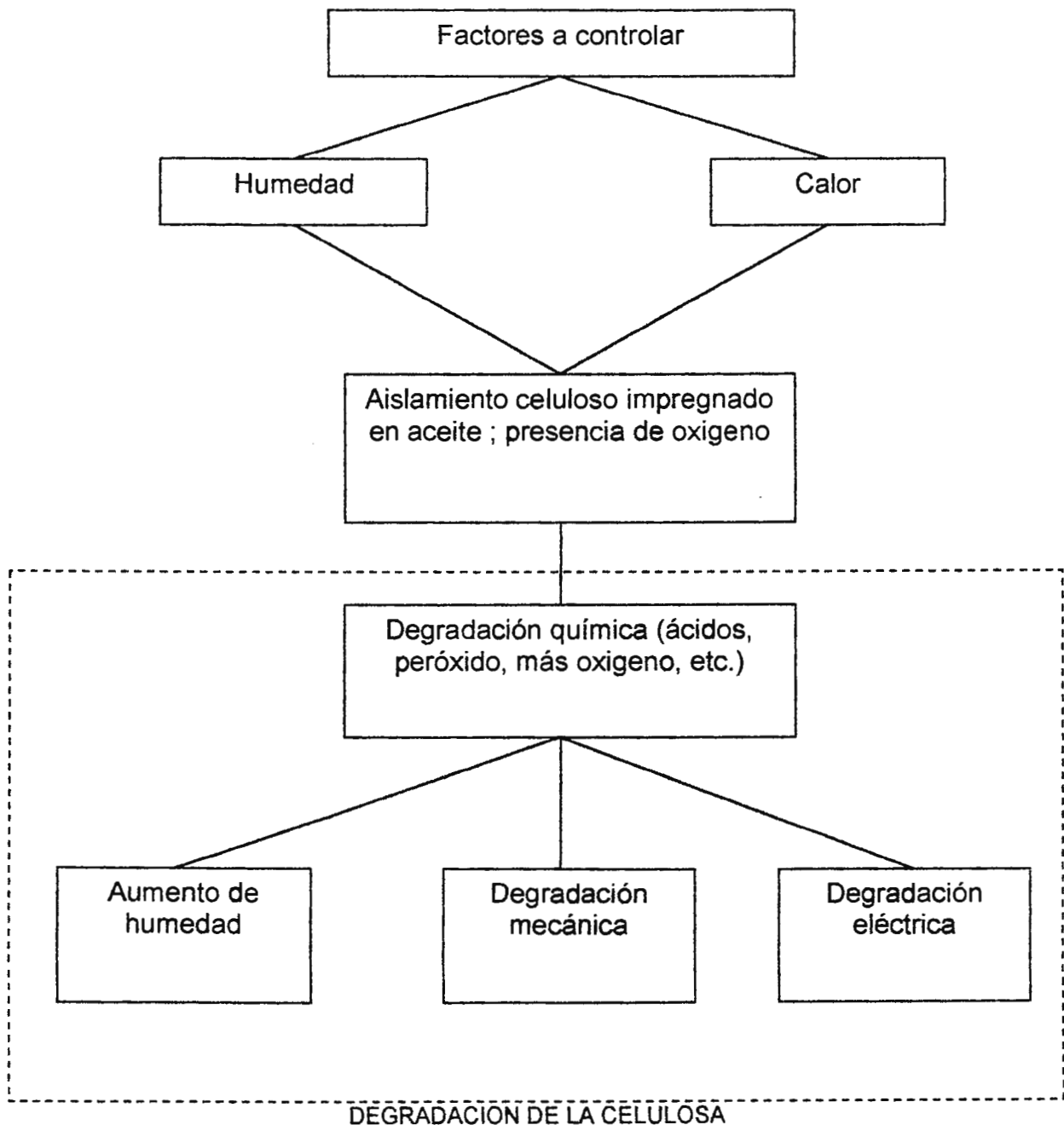


FIGURA 19: EFECTO DEL CALOR Y LA HUMEDAD SOBRE LA DEGRADACION DE LA CELULOSA.

3.2 RELACION DE LOS GASES CON POSIBLES FALLAS

La mayoría de fallas internas en los transformadores son facilitadas por la disminución de la rigidez dieléctrica de los materiales aislantes como consecuencia de su degradación o descomposición, y aumentados por las altas temperaturas que se generan de dichas fallas. Aunque estas inicialmente podrían no sacar de servicio al transformador, contribuyen a que se puedan generar fallas más graves, independientemente que el transformador trabaje en condiciones normales.

No importando que la falla sea incipiente o severa, siempre tienen como consecuencia la formación de gases.

En caso de una falla que empieza, los gases permanecen parcialmente disueltos en el líquido aislante, luego por difusión y convección, estos se esparcen rápidamente a través del aceite y alcanzan el límite de la superficie aceite-aire seco en el conservador o en el colchón de Nitrógeno. No obstante el gas se separa continuamente desde la superficie del aceite hacia el espacio.

La cantidad de gas en el aceite y en la superficie de él, depende también del tipo de gas.

Ciertos gases son claves para la detección de fallas, como por ejemplo, el acetileno, el cual tiene gran afinidad por el aceite lo que condiciona a que deben generarse cantidades considerables de éste antes de que aparezca en el sello de Nitrógeno o en el relé buchholz.

Las fallas más comunes al interior del transformador que contribuyen a la generación de gases son:

1. Arcos o descargas de gran corriente, en las cuales se produce pirólisis del aceite y la celulosa. Este tipo de falla interna en el transformador puede o no incluir la celulosa. Si el arco solo incluye el aceite y es de duración limitada, el elemento o gas principal a observar es el Acetileno; además se producen bastantes cantidades de Hidrógeno y menores de Metano.

En el caso en el cual la Celulosa está incluida en el medio por el cual circuló el arco, se encuentran cantidades de Bióxido y Monóxido de Carbono. Cuando la temperatura del arco alcanza valores muy altos se puede observar aceite carbonizado.

Este tipo de falla interna puede ser causada por el deterioro normal del aceite y la celulosa, pero agentes externos pueden acelerar el tiempo del proceso de formación de la falla. Por ejemplo la caída de un rayo en un tramo de la línea de transmisión cercano al transformador genera esfuerzos en las estructuras y una onda viajera en el cable, caracterizado por una sobrecorriente. En este caso se genera gran cantidad de calor. Esta corriente de falla puede generar los llamados puntos calientes (sobrecalentamientos localizados) , con temperaturas de hasta 500°C en el papel y 1300°C en el aceite.

Si se añade a esta condición la sobrecarga del transformador, hay grandes probabilidades de generación de arcos de gran intensidad, los cuales generarán Acetileno, Hidrógeno, Metano, Etano, Etileno, Propano, Propileno.

El arqueo en el aceite disipa la mayor cantidad de energía y por lo tanto la presencia de acetileno aun en pequeñas cantidades es indicación de este problema.

2. Descargas parciales de variable intensidad. En este caso el gas principal es el Hidrógeno; se encuentran también Metano, pequeñas cantidades de Etano y Etileno.

Estas descargas parciales se pueden dar en el aceite, en la superficie libre del aceite (solo H₂ y CH₄ predominan). Si se observa CO₂, CO, CH₄, C₂H₆, C₃H₈ y C₃H₆ , con una relación de CO/CO₂ superior a 0.1, son descargas parciales que erosionan el aislamiento sólido. Este tipo de falla es considerada de poca energía por lo tanto el enlace Carbono-Hidrógeno puede ser roto fácilmente y por ello es que se encuentra Hidrógeno en gran cantidad.

3. Sobrecalentamiento local en amplio rango de temperaturas. Implica deterioración térmica del aceite y de la celulosa.

Cuando se refiere especialmente al aceite, el gas principal a observar es el Etileno, y dependiendo de la situación y temperatura de calentamiento se pueden encontrar Metano, pequeñas cantidades de Hidrógeno y Etano.

Si la falla es severa se puede encontrar acetileno, y cuando éste se encuentra en grandes cantidades, implica que el punto caliente es de más de 500°C.

Por otra parte si el sobrecalentamiento es de la celulosa, son grandes cantidades de CO y CO₂ las que se encuentran. Si la falla está en celulosa impregnada en aceite, se encuentra Metano y Etileno; en este caso el gas a observar es el Monóxido de Carbono.

3.3 TIPOS DE FALLAS MAS COMUNES

La causas fundamentales de la formación de gases son los esfuerzos térmicos, eléctricos y mecánicos, los cuales producen las siguientes condiciones:

- **DESCARGAS PARCIALES** : estas se dan cuando la intensidad del campo eléctrico en la vecindad de un conductor excede la rigidez dieléctrica del material relacionado, dando paso a una ionización del medio circundante y rompiendo el dieléctrico. Su frecuencia depende de la intensidad con la cual el campo eléctrico se genera; por lo general son acompañadas de emisión de luz, calor, sonido y radiointerferencia (con un alto ancho de frecuencia).
- **CHISPORROTEO** : es una descarga eléctrica corta y única que dura al menos microsegundos.
- **CALENTAMIENTO TERMICO** : (puntos calientes y sobrecalentamientos generales)
 - **Puntos calientes** : sobrecalentamiento localizado. Se puede alcanzar temperaturas de 500°C sin generar suficiente calor para carbonizar la celulosa.

- Sobrecalentamiento general : este se da cuando no hay puntos calientes.
- ARQUEO : descargas eléctricas prolongadas de color brillante, en contraste con el color tenue de las descargas parciales.

A continuación se presentan en forma gráfica las fallas que más se detectaron en los transformadores de potencia, por medio de análisis realizados a las muestras correspondientes de cada unidad, por la compañía ENVIRONMETRICS CORP. (U.S.A.).

Los resultados incluyen únicamente a los transformadores instalados en la red de transmisión que están bajo la responsabilidad del departamento de montajes e instalaciones de C.E.L. ; y se han dividido en tres grupos de acuerdo al tiempo de servicio :

1- TRANSFORMADORES EN SERVICIO DE 0 – 10 AÑOS.

A este grupo pertenecen 11 transformadores, de los cuales 8 presentaron en las pruebas efectuadas niveles de gases disueltos arriba de los límites permitidos, y en 3, los resultados estaban dentro de los valores permitidos por las normas de la IEEE.

2- TRANSFORMADORES EN SERVICIO DE 11 – 20 AÑOS.

A este grupo pertenecen 7 transformadores, de los cuales 4 presentaron niveles arriba de los permitidos, y 3 , valores por debajo de lo establecido por la norma.

3- TRANSFORMADORES EN SERVICIO DE 21 – 40 AÑOS.

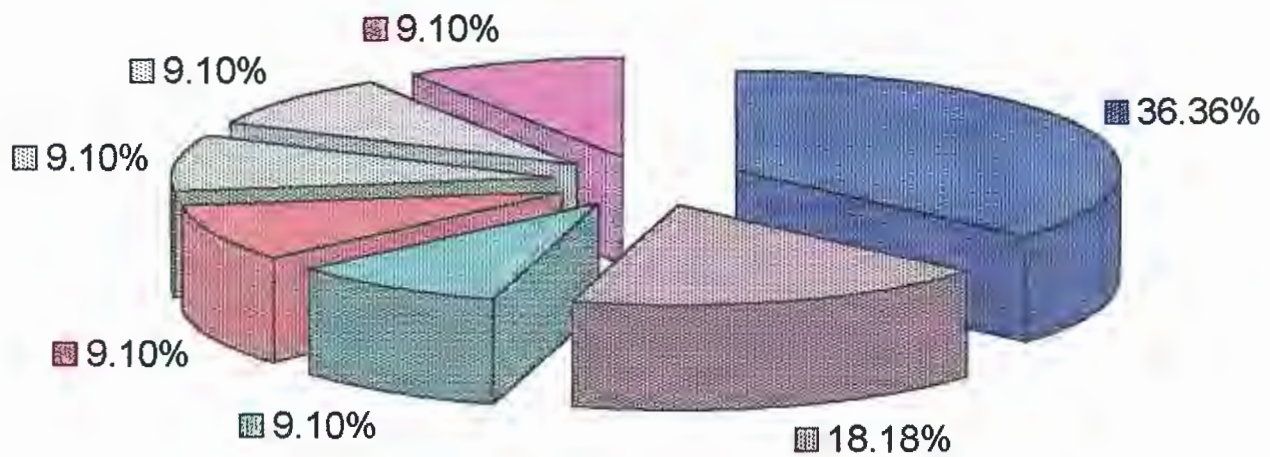
En este grupo se encuentran 12 transformadores de los cuales 9 presentaron niveles arriba de lo permitido, y 2 presentaron cantidades de gases por debajo de los límites.

Hubo un transformador del cual no se tienen datos de pruebas realizadas, ya que éste es de reserva.

Además se incluyen tres listados a colores, uno por cada período de tiempo analizado, para poder identificar cuales transformadores han experimentado las fallas por medio de la correspondencia en los colores establecidos para cada una de ellas.

CAPITULO IV

TRANSFORMADORES DE 0-10 AÑOS DE SERVICIO

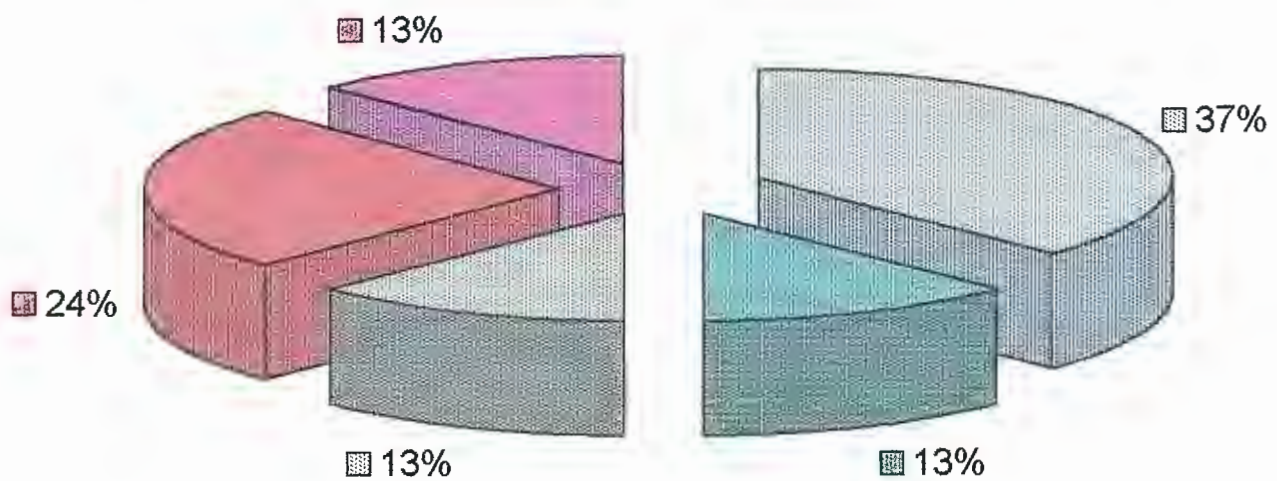


- POSIBLE DESCOMPOSICION DE CELULOSA
- DESCARGA CORONA
- SEVERO ARQUEO
- DESCOMPOSICION DE CELULOSA
- CHISPORROTEO
- SOBRECALENTAMIENTO A BAJA TEMP
- SOBRECALENTAMIENTO A ALTA TEMP

FALLAS EN TRANSFORMADORES DE 0 - 10 AÑOS DE SERVICIO

<u>N° de serie</u>	<u>MARCA</u>	<u>UBICACIÓN</u>	<u>Fecha de análisis</u>
51208-1	North American	Térmica de Acajutla	07-08-96
111.106/2	Coemsa Ansaldo	Nejapa	01-05-98
9143891	Pauwels	Sub.Móvil	03-18-97
9143892	Pauwels	Sub.Móvil	07-08-96
33572	Tubos Trans Electric	Térmica de Acajutla	07-08-96 y 01-05-98
C-13101	Efacec	Ateos	01-05-98
33573	Tubos Trans Electric	Térmica de Acajutla	07-08-1996, 03-18-97 y 01-05-98
111.106/4	Coemsa Ansaldo	Tecoluca	07-10-96
33573	Tubos Trans Electric	Térmica de Acajutla	07-08-1996, 03-18-97 y 01-05-98
9143891	Pauwels	Sub.Móvil	09-25-97 y 01-05-98
33573	Tubos Trans Electric	Térmica de Acajutla	07-08-96, 03-18-97 y 01-05-98
33573	Tubos Trans Electric	Térmica de Acajutla	07-08-96, 03-18-97 y 01-05-98
33573	Tubos Trans Electric	Térmica de Acajutla	07-08-96, 03-18-97 y 01-05-98

TRANSFORMADORES DE 11-20 AÑOS DE SERVICIO

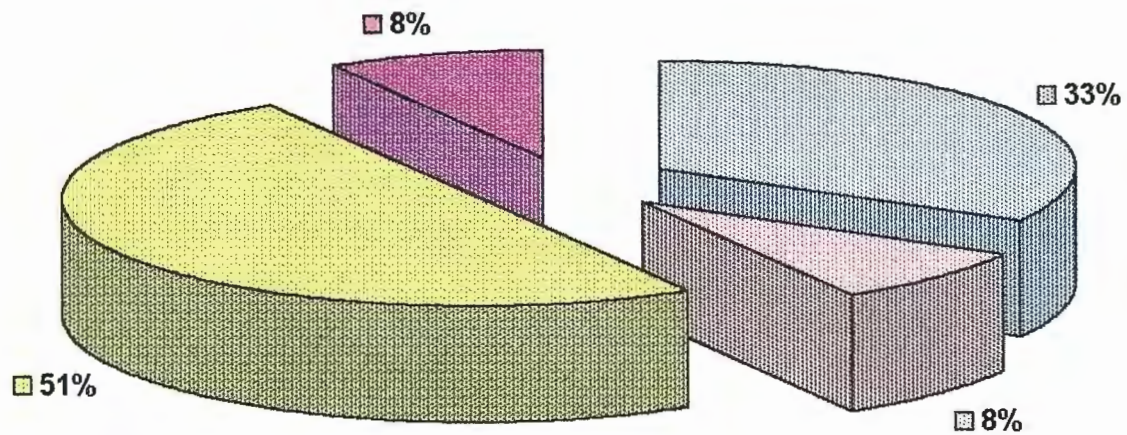


- POSSIBLE DESCOMPOSICION DE CELULOSA
- ARQUEO
- CHISPORROTEO
- SOBRECALENTAMIENTO A BAJA TEMP
- SOBRECALENTAMIENTO A ALTA TEMP

FALLAS EN TRANSFORMADORES DE 11 - 20 AÑOS DE SERVICIO

<u>N° de serie</u>	<u>MARCA</u>	<u>UBICACIÓN</u>	<u>Fecha de análisis</u>
A3S7725	Westinghouse	Soyapango	01-05-1996
574671	Mitsubishi	Ahuachapán	07-08-96 y 09-25-97
574672	Mitsubishi	Ahuachapán	07-10-96 y 09-25-97
RCS2513-1	Westinghouse	San Miguel	03-18-97 y 09-25-97
RCS2513-1	Westinghouse	San Miguel	03-18-97 y 09-25-97
RCS2513-1	Westinghouse	San Miguel	07-08-1996

TRANSFORMADORES DE 21- 40 AÑOS DE SERVICIO



- POSIBLE DESCOMPOSICION DE CELULOSA
- CHISPORROTEO
- SOBRECALENTAMIENTO A BAJA TEMP
- SOBRECALENTAMIENTO A ALTA TEMP

FALLAS EN TRANSFORMADORES DE 21-40 AÑOS DE SERVICIO

<u>N° DE SERIE</u>	<u>MARCA</u>	<u>UBICACIÓN</u>	<u>FECHA DE ANALISIS</u>
5BA186501	Osaka	Guajoyo	06-19-96 y 01-05-98
5BA186502	Osaka	Santa Ana	01-05-1998
5BA186401	Osaka	Nuevo Cuscatlan	01-05-1998
500272	Uniao	Nuevo Cuscatlan	01-05-1998
543463	Mitsubishi	Ateos	06-19-96 y 01-05-98
544363	Mitsubishi	Ateos	06-19-96
553890	Mitsubishi	San Antonio Abad	01-05-1998
553891	Mitsubishi	San Antonio Abad	06-19-96 y 01-05-98
5A0690002	Osaka	Soyapango	06-19-96
5A0690001	Osaka	Soyapango	06-19-96 y 01-05-98
500272	Uniao	Nuevo Cuscatlan	06-19-96
543463	Mitsubishi	Ateos	19-96, 01-10-97 y 01-05-98

4.1 INSTRUMENTOS UTILIZADOS PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE GASES COMBUSTIBLES

La detección de fallas internas en los transformadores en una de las primeras etapas de desarrollo es muy importante para limitar el alcance del daño. La verificación del problema debe de hacerse por análisis de los gases disueltos en el aceite, y de acuerdo al grado de precisión deseado para ello, se pueden utilizar diferentes tipos de instrumentos ; entre estos están :

- Cromatógrafos
- Espectrómetros de masas
- Medidores de gases combustibles (portátiles y fijos).

4.1.1 CROMATOGRAFOS

LA CROMATOGRAFIA: es una rama del análisis químico utilizada para la separación o identificación de las partes por millón de una mezcla.

Para el análisis de los transformadores, la cromatografía de gases es la más utilizada para determinar los componentes de mezclas gaseosas y liquidas relativamente volátiles.

La cromatografía (del Griego Khromatos= color , Graphos=escritura), fue utilizada por primera vez en 1905 por Ramsey, y en 1906 la utilizó el Botánico ruso Tsweet; quien la empleó en un experimento que tenia por objeto la separación de la clorofila de extractos vegetales.

La cromatografía permaneció ignorada durante muchos años, hasta que en 1930, el investigador Sueco Tiselius y sus colaboradores introdujeron dos técnicas diferentes. En 1941, Martín y Synge, en busca de una solución al problema de determinar cantidades muy pequeñas de aminoácidos, introdujeron la cromatografía de reparto, lo que les valió el premio Nobel de química en 1952. Ese mismo año, Martín y James introdujeron la cromatografía de gases, la cual se convirtió en una de las técnicas más útiles para el análisis. En 1959, H.H. Wagner publicó en "Electrical Word" su trabajo "Métodos detectores de fallas incipientes en transformadores de

potencia”, que es considerado una de las primeras aplicaciones de la cromatografía en el campo de la electricidad.

La cromatografía es un método físico de separación en la cual entran en contacto dos fases mutuamente inmiscibles, siendo una de ellas estacionaria y la otra móvil.

La fase estacionaria es de gran área superficial y está formada por columnas fabricadas de materiales como acero inoxidable, aluminio, vidrio y teflón. Los diámetros más usados son de $\frac{1}{8}$ a $\frac{1}{4}$ de pulgada.

El segundo elemento que forma la fase estacionaria es el relleno de la columna, el cual puede ser sólido (carbón activado, silica-gel, alumina, o polímeros porosos) o líquidos (elementos a base de aceite de silicón o succinato de fenildietanolamina).

La fase móvil puede ser de dos tipos : líquida o gaseosa; siendo esta ultima la más utilizada en el análisis de gases disueltos en el aceite del transformador. Comúnmente se usa Hidrógeno, Helio, Nitrógeno, Argón o Dióxido de carbono.

De acuerdo a la fase del elemento estacionario y el móvil, la cromatografía se puede dividir en:

- Cromatografía Líquido-Líquido.
- Cromatografía Líquido-sólido o de adsorción.
- Cromatografía Gas-Líquido.
- Cromatografía Gas-Sólido.

A continuación se explicará y detallarán las partes básicas que constituyen un cromatógrafo gas-líquido:

- SUMINISTRO DE GAS PORTADOR EN UN TANQUE A ALTA PRESIÓN , CON REGULADORES DE PRESIÓN Y MEDIDORES DE FLUJO.

Este tiene como objetivo llevar la muestra que se desea analizar a las columnas donde se encuentra la fase estacionaria y es por lo general una sustancia que no puede ser retenida apreciablemente por el líquido.

- SISTEMA DE INYECCIÓN DE LA MUESTRA.

Este se encuentra en la parte superior de la columna y debe de contener además un vaporizador, en caso de que la muestra sea líquida. La temperatura que se debe alcanzar tiene que ser lo suficiente para volatilizar inmediatamente la muestra; es decir que la temperatura de la zona de inyección debe ser superior a los puntos de ebullición de todos los componentes de la mezcla.

- COLUMNA DE SEPARACION.

Es una de las partes más importantes del cromatógrafo, pues de ella depende el éxito de las separaciones; si el material de relleno es adecuado y las condiciones operatorias correctas, se obtendrán buenos resultados.

Las columnas cromatográficas de gases deben estar siempre termostatzadas (± 0.5 °C para la mayoría de los análisis y ± 0.05 °C para las mediciones de alta precisión). Esto se logra por medio de un horno de acero inoxidable de poca masa que debe quedar libre de la influencia de las temperaturas ambientales cambiantes y contar con un sistema de flujo de aire adecuado para mantener un buen control de la temperatura de la columna.

- DETECTOR.

Para obtener resultados válidos, la sensibilidad y seguridad del detector deben igualar el poder de resolución de la columna, y ser adecuados en los niveles de concentración que van a detectarse.

Este se encuentra a la salida de la columna de separación y se encarga de registrar la presencia de los componentes individuales a medida que salen de la columna.

Uno de los primeros detectores utilizados fueron los de conductividad térmica por su simplicidad y condición no destructora. Para análisis de alta sensibilidad de compuestos orgánicos, se usa el detector de hidrogeno de ionización de flama en combinación con una columna de alto poder de resolución. Seleccionado correctamente el gas portador y el detector, se llenará la mayoría de los requisitos para cualquier tipo de análisis.

- REGISTRADOR DE GRÁFICAS DE ROLLO.

Éste traza la señal de salida del detector en una hoja de papel en forma de una gráfica de picos.

Un diagrama esquemático de un cromatógrafo de gas sencillo se muestra en la figura N° 23.

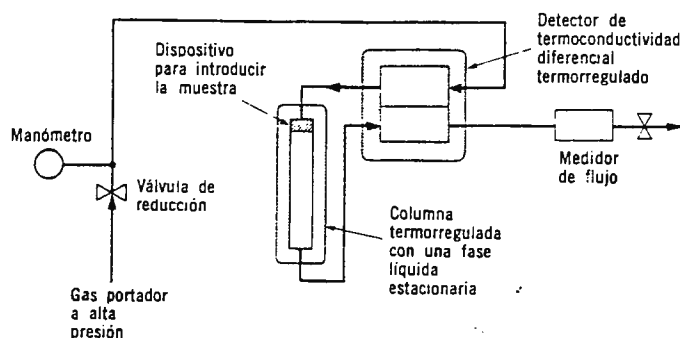


FIGURA N° 23 : DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN CROMATÓGRAFO DE GAS SENCILLO.

La secuencia de una separación cromatográfica de gases es como sigue: una muestra que contiene los solutos, se inyecta en un bloque de calentamiento, donde se vaporiza instantáneamente y se arrastra en forma de vapor por medio del gas portador hacia la entrada de la columna. Los solutos se adsorben en la cabeza de la columna en la fase estacionaria y después son desorbidos al hacer pasar gas portador puro. Este proceso de sorción-desorción se va verificando varias veces a medida que la muestra se desplaza hacia la salida con el gas portador (fase móvil). Cada soluto se moverá a su propia velocidad a través de la columna, y , por consiguiente, se formará una banda para cada soluto. Las bandas se separarán en magnitud dependiendo de las proporciones de los solutos. Si se usa un registrador, se forma una curva de la composición de la corriente del gas portador en función del tiempo que se caracteriza por tener una cantidad grande de picos. El tiempo con que emerge un pico identifica el componente, y el área de dicho pico, indica la concentración del componente en la mezcla.

Un ejemplo de esta gráfica al cual se le da el nombre de cromatograma se muestra en la siguiente figura :

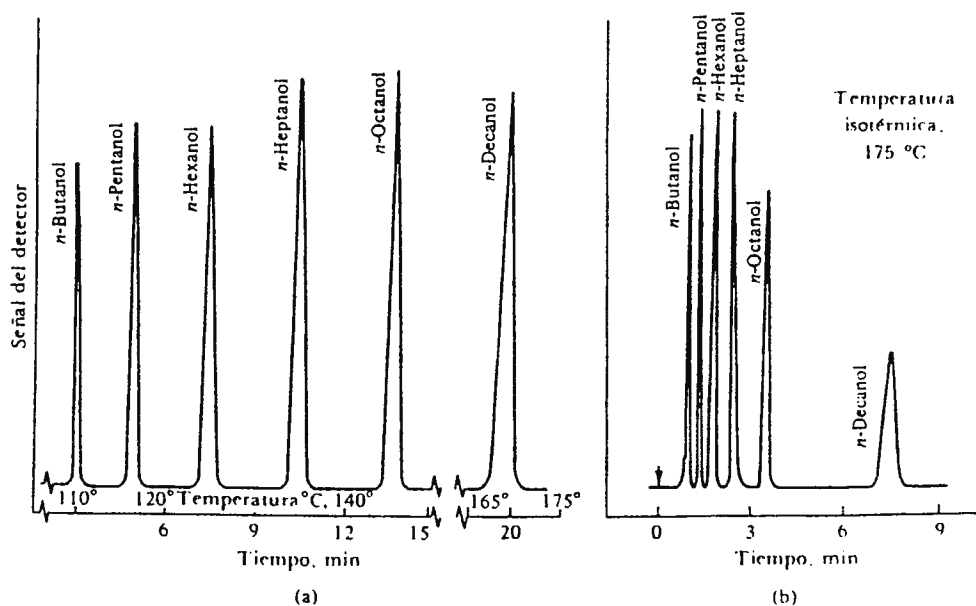


FIGURA N° 24 : CROMATOGRAMA DE UNA MEZCLA DE ALCOHOLES.

4.1.2 ESPECTOMETRO DE MASAS.

Al igual que el cromatógrafo de gases, el espectrómetro de masas es utilizado en la rama de la química llamada estequiometría que es la que se encarga de medir los elementos del total de una muestra.

El espectrómetro determina pesos atómicos y moleculares y da los resultados de los distintos elementos que conforman la muestra, es por ello que es más preciso que el cromatógrafo, pero debido a los elementos que los conforman es mas onerosa su adquisición. Los principales elementos que conforman un espectrómetro son los siguientes:

- Sistema de alimentación de muestra.
- Fuente de iones
- Sistema analizador de iones.
- Detector de iones.
- Sistema de registro del espectro.
- Cámara de vacío y un sistema de bombeo.

- Cámara de vacío y un sistema de bombeo.
- Sistema de energía y control.

El sistema de alimentación de la muestra depende de la fase en la que se encuentre la muestra, es decir si es sólida o es líquida y es el encargado de introducir la muestra al sistema. La fuente de ionización es de gran importancia y es considerada el corazón del espectrómetro, y sirve para identificar propiamente dicho los elementos que se encuentran en la muestra. El detector de iones, como su palabra lo indica, detecta los iones de distintos elementos y convierte estas señales físicas imperceptibles para el ojo humano a señales observables; estas son presentadas por el sistema de registro del espectro en forma de espectogramas o pantallas.

Todos los sistemas de un espectrómetro deben de estar en condiciones de alto vacío (10^{-7} , 10^{-6} torr); esto se logra por medio de bombas de difusión que pertenecen al sistema de vacío y bombeo. En la figura 25 se observan las partes principales de un espectrómetro de masas típico, en forma simplificada.

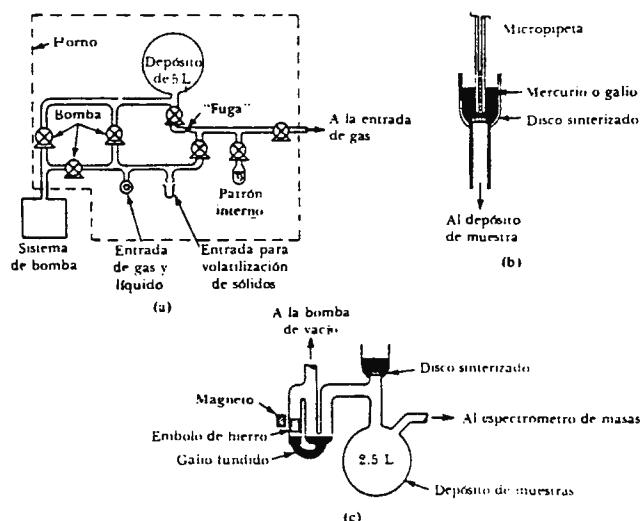


FIGURA N° 25 : (a) SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE LA MUESTRA PARA EL ESPECTRÓMETRO DE MASAS. (b) INTRODUCCIÓN DE LIQUIDOS A TRAVÉS DE UN DISCO SINTERIZADO. (c) VALVULA DE SELLO DE GALIO, MAGNETICAMENTE ACCIONADA.

4.1.3 COMBINACION DE CROMATOGRAFÍA Y ESPECTROMETRÍA DE MASAS.

El objetivo de un sistema combinado es operar tanto un cromatógrafo como un espectrómetro de masas sin degradar la efectividad de ninguno de los dos. Los problemas de acoplamiento de un cromatógrafo con un sistema de detección, dependen de las propiedades de la fase cromatográfica, las propiedades de la muestra y del flujo de la fase móvil.

La cromatografía es un separador ideal, mientras que la espectrometría de masas es excelente para las identificaciones. El problema radica en la compatibilidad. En el sistema combinado de cromatógrafo / espectrómetro de masas, la fase móvil transporta las muestras a través de la columna cromatográfica a una velocidad de flujo, presión y temperatura, dictadas por la naturaleza química de dicha muestra. Este flujo tiene que transferirse a un espectrómetro de masas, cuyas características de diseño práctico, obligan a operarlo a velocidades de flujo, presiones y temperaturas que pueden ser diferentes de las del cromatógrafo. El compromiso entre ambas condiciones debe ser mínimo.

4.1.4 MEDIDORES DE GASES COMBUSTIBLES.

Los medidores de gases combustibles pueden dividirse en fijos y móviles. Los fijos son aquellos que son colocados y fijados en el sitio en el cual realizarán su función de monitoreo, y son conocidos como sensores en línea.

Hay diversidad de tipos, los cuales se distinguen entre sí por el método que usan para detectar los gases. Algunos utilizan un sistema de análisis de espectro infrarrojo; otros utilizan en su monitor de gases disueltos en línea un detector de conductividad térmica e infrarrojos.

Estos tipos de aparatos miden las partes por millón de la mayoría de gases que tienen importancia en el análisis de gases disueltos, pero tienen como principal desventaja que son colocados fijos en el sitio de la medición y por lo tanto sería sumamente desventajoso para una empresa colocar uno de estos aparatos por cada transformador de potencia del sistema, es por eso que su aplicación se reduce a

transformadores sumamente importantes en la configuración de la red, y que su salida repentina del sistema (disparo de un interruptor), llevaría a condiciones indeseables.

Como respuesta a este problema, se construyen los detectores de fallas incipientes portátiles; los cuales, como su nombre lo indica, resuelven el problema de realización de análisis de distintos transformadores en diferentes lugares.

Para el desarrollo del presente trabajo, se utiliza un aparato de este tipo: el HYDRAN 103B, fabricado por SYPROTEC, y que utiliza para la detección de los gases, una membrana permeable con un detector de gases combustibles. Este aparato, si bien no detecta todos los gases combustibles que se mencionaron anteriormente, si es sensible al Hidrogeno (H_2) y al Monóxido de carbono (CO), los cuales son los primeros gases en formarse cuando se experimenta una falla en el interior del transformador. Por lo tanto, éste es utilizado como complemento en los análisis de gases disueltos, realizados por métodos cromatográficos.

4.2 ASPECTOS IMPORTANTES A CONSIDERAR PARA EFECTUAR MUESTREOS DE ACEITE PARA LA DETECCION DE GASES DISUELTOS.

La toma de muestra del aceite dieléctrico consiste en la obtención de una cantidad representativa de aceite del transformador a estudiar, y es una parte importante del análisis independientemente del tipo de instrumento utilizado (cromatógrafo, espectrómetro de masas, etc.) , ya que cuando esta se hace correctamente, evitando exponerla al aire o a otros contaminantes, el éxito en la detección de la cantidad verdadera de gases disueltos presentes en el aceite es mayor. Normalmente se obtienen las muestras de la válvula de drenaje inferior, pero si es necesario, se pueden tomar muestras de la parte superior del tanque del transformador.

Para obtener la muestra, deben tomarse en consideración aspectos relacionados con el ambiente del transformador y la condición de operación del aparato detector.

A continuación se mencionan algunas consideraciones a vigilar para una correcta toma de muestra y luego se procede al diseño del procedimiento a seguir de acuerdo a la norma ASTM 3613-77 (Ver en anexos esta norma.)

Anteriormente se mencionó que la oxidación es el principal efecto del oxígeno al tener contacto con el aislante líquido, por lo que si la muestra entra en contacto con aire del ambiente, pueden alterarse los gases disueltos en ella . Otro elemento que puede alterar la muestra de aceite es la luz solar, la cual es un acelerador del proceso de oxidación ; por lo tanto es necesario que la muestra esté totalmente aislada tanto del aire del ambiente así como también de la luz solar, para evitar cualquier contaminación que pueda afectar la lectura real del aparato. Para lograr eso, se recomienda la utilización de una jeringa de vidrio para depositar la muestra, y papel de aluminio para cubrirla de los rayos del sol.

La jeringa deberá ser manejada con mucho cuidado (no realizar movimientos bruscos con el émbolo y las válvulas) para evitar que pierda su hermeticidad.

Los aspectos antes mencionados son más severos cuando más tiempo se tarde en realizarse el análisis; este tiempo se verá afectado por la distancia entre el aparato analizador y el transformador . Esto se minimiza con la utilización del aparato portátil (HYDRAN 103B), aunque siempre es recomendable guardar las recomendaciones antes mencionadas.

Otro aspecto importante que debe tomarse en consideración es la temperatura del aceite , ya que el aparato proporciona mejores resultados cuando éste y la muestra están en un equilibrio térmico, es decir que ambos están a una misma temperatura, por lo tanto es muy importante que la muestra sea tomada en el momento apropiado durante el ciclo de trabajo del transformador .

En el caso que sea necesario transportar la muestra para efectuar el análisis, el método del muestro por medio de la jeringa es muy adecuado ya que el émbolo de ésta, se expande o contrae ante los cambios de temperaturas experimentados.

La jeringa puede ser toda de vidrio o tener sellos de hule o plástico impermeable al aceite, con embolo de vidrio o plástico , pero de calidad medica o veterinaria; con una capacidad de 25 a 250 centímetros cúbicos, y debe conectarse a ella una válvula de paso para lograr un sellado perfecto y evitar con ello la oxidación del aceite durante el transporte. Además debe ser impermeable al gas, para evitar cualquier fuga a través de las paredes del embolo. El grado de impermeabilidad puede comprobarse con el Hydran 103B de la siguiente manera : se almacena una muestra de aceite en ella durante dos semanas y se analiza la cantidad de hidrogeno al inicio y al final de ese periodo. Una jeringa aceptable es aquella en la que las pérdidas de hidrogeno son menores de 2.5% cada semana.

Es importante para el transporte de la jeringa, diseñar estuches que la mantengan firme en su lugar , pero permitiendo que el émbolo este libre para desplazarse ante los cambios de temperatura.

4.3 IDENTIFICACION DE LAS MUESTRAS

Las muestras de aceite se deben identificar con etiquetas (que indiquen el número de serie de la unidad de donde se extrajo, así como también el tipo de análisis que se le efectuará) cuando son transportadas para el análisis; además deben acompañarse de una hoja de identificación con algunos datos importantes, entre los que pueden estar :

- Nombre de la subestación
- Identificación del equipo
- Capacidad
- Voltaje
- Número de serie
- Volumen de aceite y marca (si se conoce)
- Finalidad del muestreo
- Fecha de muestreo
- carga del transformador
- capacidad (MVA)

- punto del transformador donde se tomó la muestra
- temperatura de la muestra y del ambiente, al obtenerla.
- preservación del aceite.

4.4 PRINCIPALES PASOS A SEGUIR PARA REALIZAR ANALISIS DE MUESTRAS DE ACEITE CON EL HIDRAN 103B

1. Encender el aparato colocando la perilla de selección de funciones (FUNCTION SELECTION) en la posición indicada para “análisis” (ANALISE). Si el piloto READY enciende instantáneamente o en los primeros minutos , deberá apagarse el aparato y mantenerse así durante un minuto, y luego volver a encenderlo. Ahora el indicador READY deberá mantenerse apagado durante un tiempo mayor.
2. Verificar la condición de carga de la batería observando el piloto de carga de batería (BATTERY CHARGE) el cual debe encontrarse apagado.
3. Esperar 30 minutos como mínimo para que el sensor interno del aparato alcance las condiciones de temperatura de operación adecuada (20°C). Durante este tiempo, el piloto “UNLOCK” estará encendido, puede ser probable que la condición de listo para el análisis se presente antes de los 30 minutos (encendido el piloto de READY), pero el período de tiempo antes establecido siempre debe ser respetado por seguridad en la lectura de la muestra.
4. Si alguna de las condiciones antes mencionadas no se cumplen a cabalidad, es necesario que el operador observe el “Manual de instrucción” que se encuentre en el anexo del presente trabajo.

Si los pasos 1, 2 y 3 son correctos, se procede con la inyección de la muestra de aceite (la obtención de la muestra de aceite del tanque del transformador se presenta en forma visual en la parte 4.3.1 de este capítulo) la cual es de 3 ml , o cuando la muestra llene el puerto de inyección.

5. Después de inyectada la muestra, se procede a retirar la aguja y a tapan el puerto de inyección para luego presionar el botón de iniciación del análisis (RUN).

6. Esperar a que el piloto de lectura (READ) se encienda en forma intermitente (aproximadamente 10 minutos después de inyectada la muestra) produciendo una señal audible, para tomar la lectura del análisis efectuado.
7. Presionar el botón de puesta a cero (UNLOCK) para limpiar la pantalla, es decir que presente 0000. Con esto, se encenderá el piloto que indica la evacuación del aceite de la cámara de análisis (DRAIN PROBE) hacia el reservorio interno, lo cual toma aproximadamente 15 minutos.
8. Después de esto, el piloto de READY volverá nuevamente a encender, esto indica que el aparato esta listo para otro análisis o para apagar el equipo. El periodo de tiempo que se tardará el piloto en encender depende del contenido de gases en el aceite. Cuando la cantidad es alta, este tiempo de recuperación es mayor.

En caso que el indicador READY no se encendiese, aun cuando la pantalla este puesta a cero , después de 5 minutos, desarrollar una puesta a cero manual como se indica en el manual de instrucciones.

4.5 OBTENCIÓN DE MUESTRAS DE ACEITE DEL TRANSFORMADOR

Los siguientes accesorios incluidos con el HYDRAN 103 B son necesarios para el muestreo del aceite :

- Jeringa de vidrio de 20 ml.
- Aguja.
- Válvula de paso.
- Válvula de paso de tres vías.

Además, se utiliza un conector para acoplar la jeringa por medio de una manguerilla a la válvula de muestreo del tanque del transformador (este conector fue elaborado por un técnico de C.E.L. , y tiene la peculiaridad de poseer varios acoples de tuberías de distinto calibre para poder adaptarlo a diferentes medidas de válvulas de drenaje, según la marca del transformador en particular).

El procedimiento completo de toma de muestra y realización de un análisis es presentado en los siguientes pasos :

1. Encendido del aparato, con 30 minutos de anticipación para permitir que alcance la temperatura adecuada para su correcto funcionamiento.
2. Acople de la primera válvula (de una vía) a la jeringa.
3. Acople de segunda válvula (de tres vías), sobre la primera válvula.
4. Drenado inicial de aceite, para eliminar cualquier residuo sólido asentado en el fondo del tanque, así como para asegurarse de que la muestra a analizar no sea del aceite estancado en la tubería de la válvula.
5. Colocación del acople entre la jeringa y la válvula de drenaje.
6. Drenado de aceite a través del acople para limpiarlo internamente de cualquier contaminación de polvo o suciedad adherida.
7. Acople de la jeringa en la menguerilla colocada en el extremo del conector.
8. Drenado de aceite a través de la válvula de tres vías, para eliminar cualquier burbuja de aire atrapada en el momento de acoplar la jeringa.
9. Introducción del aceite a la jeringa, seleccionando para ello la posición correspondiente de la válvula de tres vías y abriendo la válvula de paso (de una vía).
10. Eliminación de cualquier burbuja de aire presente en la muestra.
11. Cierre de la válvula de paso para mantener protegida la muestra del oxígeno del ambiente.
12. Retiro del tapón para sellado del puerto de inyección.
13. Colocación de la muestra en el puerto de inyección.
14. Presionado del eyector de puesta en marcha del aparato para obtener la lectura correspondiente del Hidrógeno y Monóxido de carbono contenidos en el aceite del transformador.

CAPITULO V

PASO 1 :



- Encendido del aparato, con 30 minutos de anticipación para permitir que alcance la temperatura adecuada para su correcto funcionamiento.

PASO 2 :



- Acople de la primera válvula (de una vía) a la jeringa.

PASO 3 :



- Acople de segunda válvula (de tres vías), sobre la primera válvula.

PASO 4 :



- Drenado inicial de aceite, para eliminar cualquier residuo sólido asentado en el fondo del tanque, así como para asegurarse de que la muestra a analizar no sea del aceite estancado en la tubería de la válvula.

PASO 5 :



- Colocación del acople entre la jeringa y la válvula de drenaje.

PASO 6 :



- Drenado de aceite a través del acople para limpiarlo internamente de cualquier contaminación de polvo o suciedad adherida.

PASO 7 :



- Acople de la jeringa en la manguerilla colocada en el extremo del conector.

PASO 8 :



- Drenado de aceite a través de la válvula de tres vías, para eliminar cualquier burbuja de aire atrapada en el momento de acoplar la jeringa.

PASO 9 :



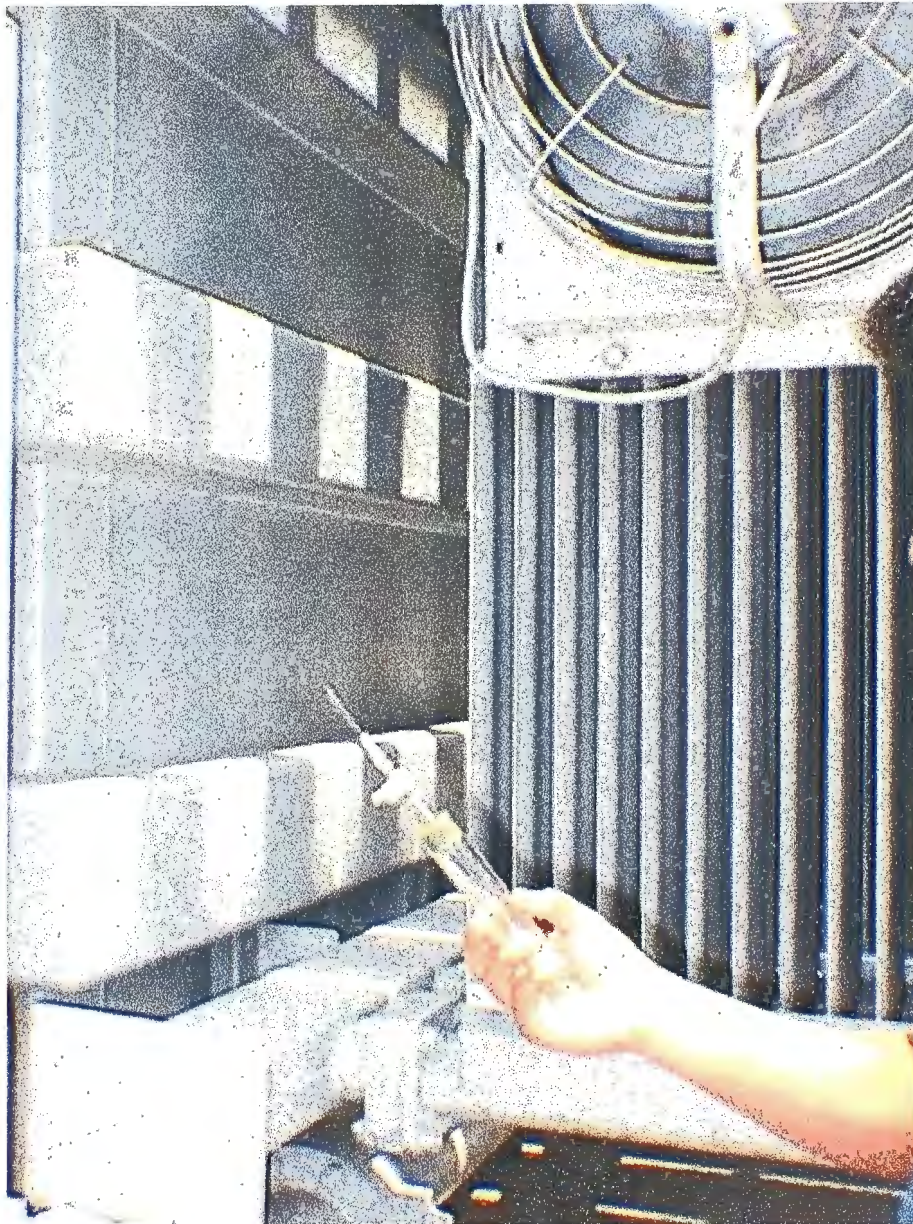
- Introducción del aceite a la jeringa, seleccionando para ello la posición correspondiente de la válvula de tres vías y abriendo la válvula de paso (de una vía).

PASO 10 :



- Eliminación de cualquier burbuja de aire presente en la muestra.

PASO 11 :



- Cierre de la válvula de paso para mantener protegida la muestra del oxígeno del ambiente.

PASO 12 :



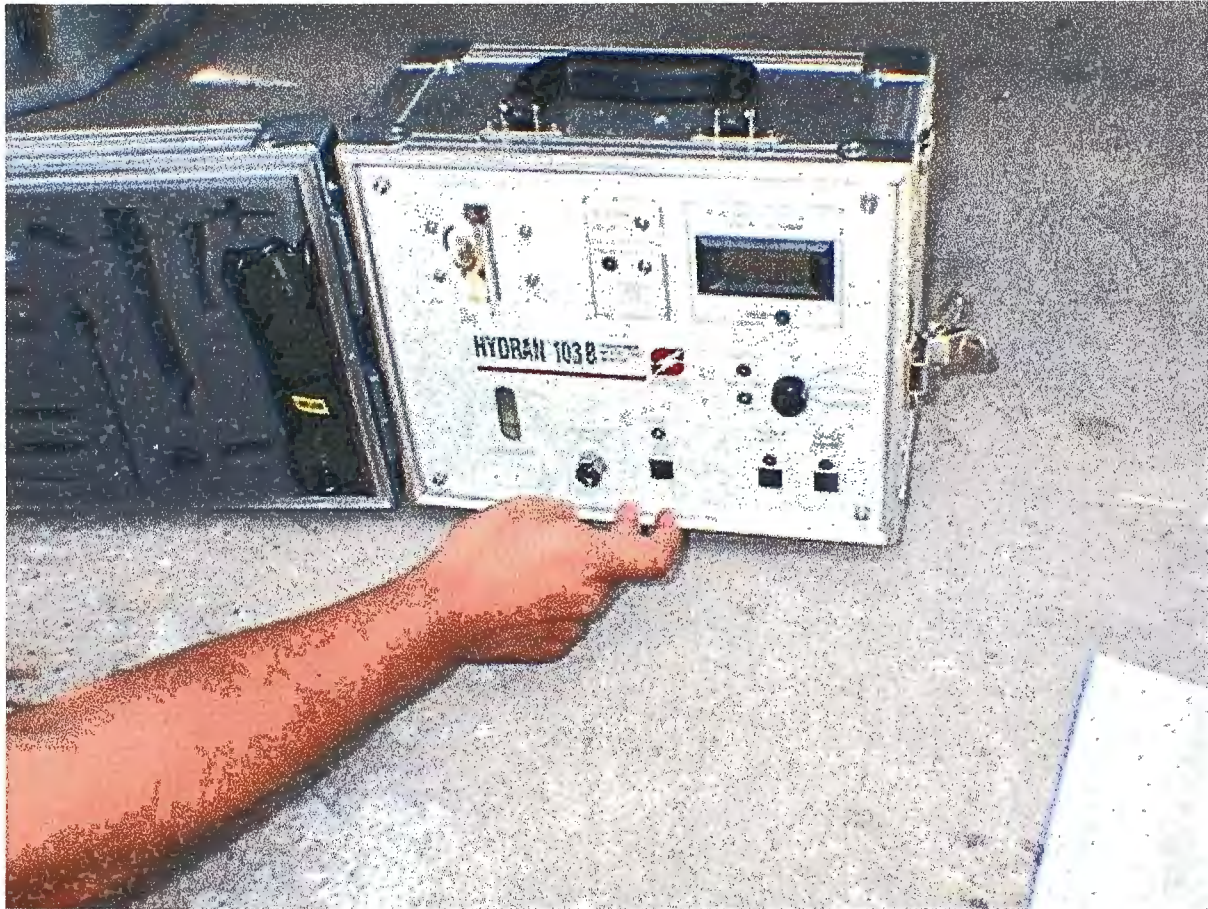
- Retiro del tapón para sellado del puerto de inyección.

PASO 13 :



- Colocación de la muestra en el puerto de inyección.

PASO 14 :



- Presionado del eyector de puesta en marcha del aparato para obtener la lectura correspondiente del Hidrogeno y Monoxido de carbono contenidos en el aceite del transformador.

5.1 METODOS DE INTERPRETACION DEL ANALISIS DE GASES

Los gases disueltos en el aceite que se generan por distintos tipos de fallas como las mencionadas en el capítulo tres, pueden ser analizados por diferentes métodos, entre los que se pueden mencionar:

- Método del total de gases combustibles disueltos en el aceite (TDCG).
- Método del Gas Principal (KEY GAS).
- Método de las relaciones de DOERNENBURG.
- Método de las relaciones de ROGERS.
- Método de las concentraciones de LABORELEC.
- Método de las razones de TRAFU UNIÓN.
- Método de Gases Predominantes y Relaciones Auxiliares (LCIE).

Todos ellos tienen el objetivo de evaluar el origen de la producción de los gases. Además con los resultados de estos métodos se puede deducir en base a fórmulas la velocidad de formación de estos gases, y conocer la severidad del problema experimentado en el transformador.

Los métodos de las relaciones tanto de ROGERS como de DOERNENBURG utilizan relaciones entre gases específicos como : H_2 , O_2 , CO_2 , CO , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 y C_2H_2 .

El método a utilizar será de acuerdo al resultado del muestreo que proporcione el aparato. Los monitores de campo, por lo general proporcionan partes por millón (PPM) del total de gases combustibles en el aceite (TDCG); los cromatógrafos y espectrómetros de masas las cantidades específicas en partes por millón de cada uno de los gases disueltos en el aceite.

El primer procedimiento utiliza PPM del TDCG y los otros, utilizan las partes por millón de cada gas para luego analizarlos en base a relaciones o razones de gases en particular.

A continuación se explican algunos de los métodos más utilizados y se ilustran con ejemplos demostrativos.

5.1.1 METODO DEL TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES DISUELTOS EN EL ACEITE.

Este método utiliza la suma de los gases combustibles que se encuentran disueltos en el aceite, la cual puede ser representada por la siguiente ecuación:

$$\text{TDCG} = \text{CO} + \text{H}_2 + \text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2.$$

Además utiliza la relación de gases por día (PPM/ día), para recomendar el intervalo de tiempo de muestreo que debe de efectuarse al aceite del transformador. Por lo general el TDCG es obtenido con aparatos de monitoreo.

Para utilizar este método se realiza un primer muestreo en un día específico, y el siguiente día, se realiza un segundo muestreo. El primer análisis sirve para determinar la cantidad de gases disueltos generados y el segundo, para determinar la rapidez de producción de los gases en PPM / día.

Para ilustrar el modo de utilizar este método se presenta el siguiente ejemplo:

Ejemplo 1: Si un transformador tiene un TDGC de 1300 PPM y una generación de gases constantes menor de 10 PPM / día, de la tabla 11, se observa que el transformador se encuentra en la condición número 2, la cual recomienda realizar muestreos cada tres meses; y los procedimientos a seguir son : realizar un diagnóstico por relación de gases y determinar dependencia de la carga.

Si el rango de 10 PPM / día se incrementa a 30 PPM / día pero se mantiene constante, el operador deberá realizar un muestreo mensualmente.

Al encontrarse el transformador en la condición 2 el análisis indica que el nivel de gases combustibles está por arriba del nivel normal. Si el TDCG hubiese indicado una condición 3, el transformador se ubica en la zona de alto nivel de descomposición o generación de gases.

Una excesiva descomposición se encontraría en la condición 4 de la tabla 11; finalmente se puede decir que un transformador en la condición 1 está trabajando satisfactoriamente.

	TDCG NIVEL (ppm)	TDCG RELACION (ppm/día)	INTERVALOS DE MUESTREO Y PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN A SEGUIR SEGÚN AUMENTOS DE TDCG	
			INTERVALO DE MUESTREO	PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN.
CONDICION 1	< 720	> 30	MENSUALMENTE	▪ PROCEDER CON PRECAUCIÓN ▪ DIAGNOSTICO CON ANALISIS DE GASES. ▪ DETERMINAR DEPENDENCIA DE LA CARGA
		10 – 30	CADA TRES MESES	SEGUIR CON LA OPERACIÓN NORMAL
		<10	ANUAL	
CONDICION 2	721-1920	>30	MENSUALMENTE	▪ PROCEDER CON PRECAUCIÓN ▪ DIAGNOSTICO CON ANALISIS DE GASES. ▪ DETERMINAR DEPENDENCIA DE LA CARGA
		10-30	MENSUALMENTE	
		<10	CADA TRES MESES	
CONDICION 3	1921-4630	>30	SEMANALMENTE	▪ PROCEDER CON EXTREMA PRECAUCIÓN ▪ DIAGNOSTICO CON ANALISIS DE GASES. ▪ PLAN DE MANTENIM. ▪ AVISAR AL FABRICANTE.
		10-30	SEMANALMENTE	
		<10	MENSUALMENTE	
CONDICION 4	>4630	>30	DIARIAMENTE	▪ CONSIDERAR REMOVER DE SERVICIO. ▪ AVISAR AL FABRICANTE.
		10-30	DIARIAMENTE	
		<10	SEMANALMENTE	▪ PROCEDER CON EXTREMA PRECAUCIÓN ▪ DIAGNOSTICO CON ANALISIS DE GASES. ▪ PLAN DE MANTENIM. ▪ AVISAR AL FABRICANTE.

TABLA 11: ACCIONES A TOMAR DE ACUERDO CON ANALISIS "TDCG"

Como se puede observar de lo anterior, este método tiene como principal desventaja que no analiza los gases en forma individual, por lo que no da una indicación específica del problema interno del transformador.

5.1.2 METODO DEL GAS PRINCIPAL (KEY GAS).

A diferencia del método anterior en el cual no se analizaban las cantidades de los gases individuales sino que solo la sumatoria de ellas, aquí si se analizan los gases típicos o predominantes llamados gases principales. Por lo que se requiere disponer de un aparato que proporcione las partes por millón de cada gas disuelto en el aceite.

Para cada una de las fallas dentro del transformador, hay un gas generado que es clave para el análisis, las fallas que se pueden determinar por este método son cuatro:

- **DESCOMPOSICION TERMICA DEL ACEITE.** En esta el gas a observar es el etileno (C_2H_4), no obstante se producen además metano (CH_4) junto con cantidades pequeñas de hidrogeno y etano.

La figura 26 indica las proporciones típicas relativas de los gases combustibles en este tipo de fallas.

- **DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA DE LA CELULOSA.** En este caso, monóxido de carbono se genera en grandes cantidades, por lo que es este el gas principal. Si esta descomposición térmica afecta celulosa impregnada de aceite, metano y etileno podrían observarse. En la figura 27 se indican las proporciones típicas relativas de los gases combustibles en este tipo de fallas.
- **DESCARGAS PARCIALES.** El hidrógeno es el gas principal para esta falla, la cual incluye descargas eléctricas de baja energía. Etano y etileno se podrán encontrar en pequeñas cantidades en el análisis.

Si la descarga parcial incluye la celulosa se podrían encontrar además CO y CO_2 . Las proporciones típicas relativas se muestran en la figura 28.

- **ARCOS ELECTRICOS.** Esta falla es la que desprende más energía, y por lo tanto una de las más críticas. Aquí el gas principal es el acetileno, además se producen grandes cantidades de hidrógeno y metano, y etano en menores proporciones. Si el medio por el que circula el arco incluye la celulosa, algunas cantidades de monóxido y dióxido de carbono se pueden detectar durante el análisis. En la figura 29, se muestran las proporciones relativas típicas de los gases presentes en estas fallas.

PROPORCIONES RELATIVAS TÍPICAS DE GASES EN DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA DEL ACEITE

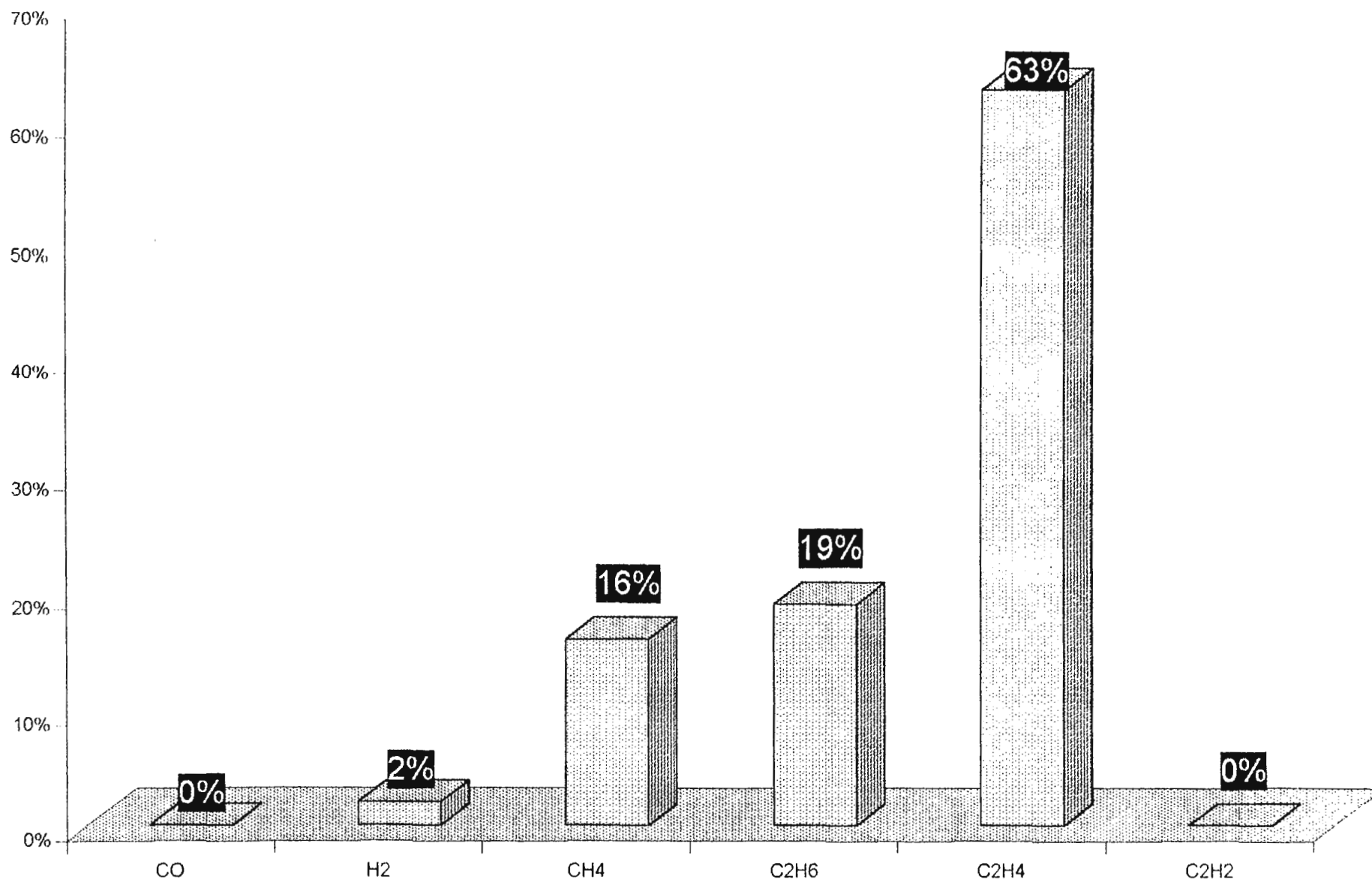


FIGURA 26

PROPORCIONES RELATIVAS TÍPICAS DE LOS GASES EN DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA DE CELULOSA

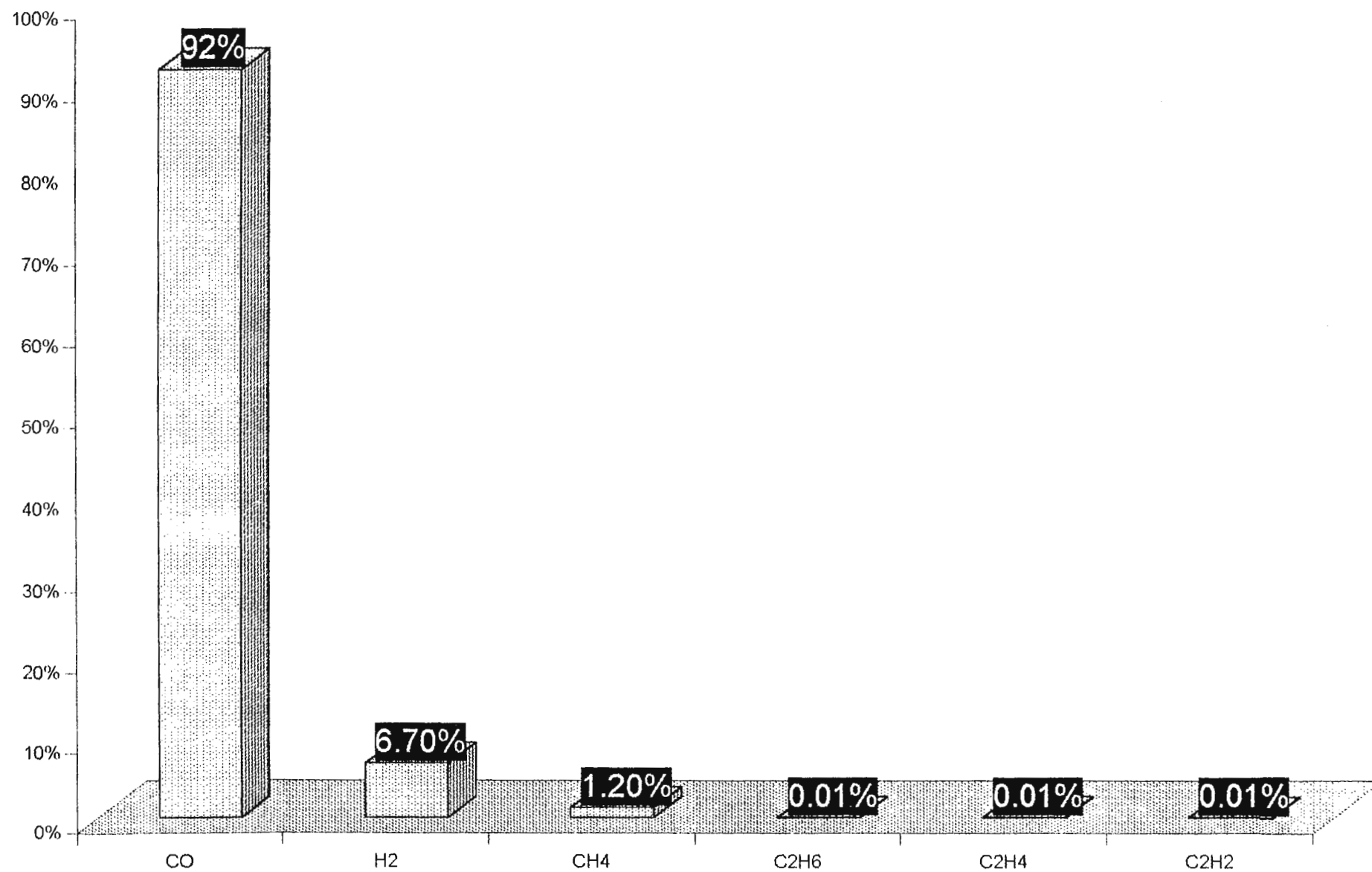


FIGURA 27

PROPORCIONES RELATIVAS TÍPICAS DE GASES EN FALLAS CON DESCARGAS PARCIALES

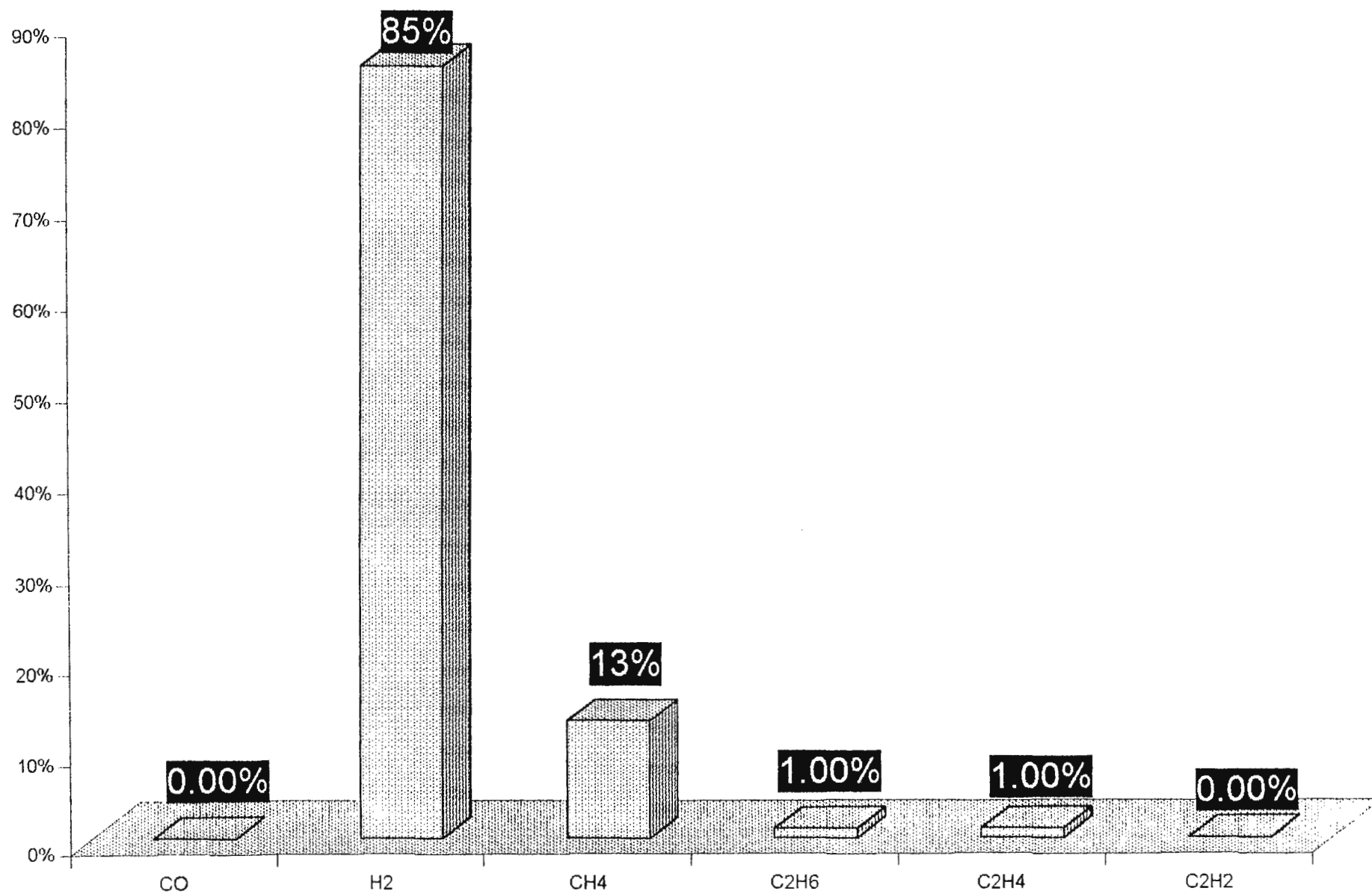


FIGURA 28

PROPORCIONES RELATIVAS TIPICAS DE GASES EN FALLAS CON ARCOS ELECTRICOS

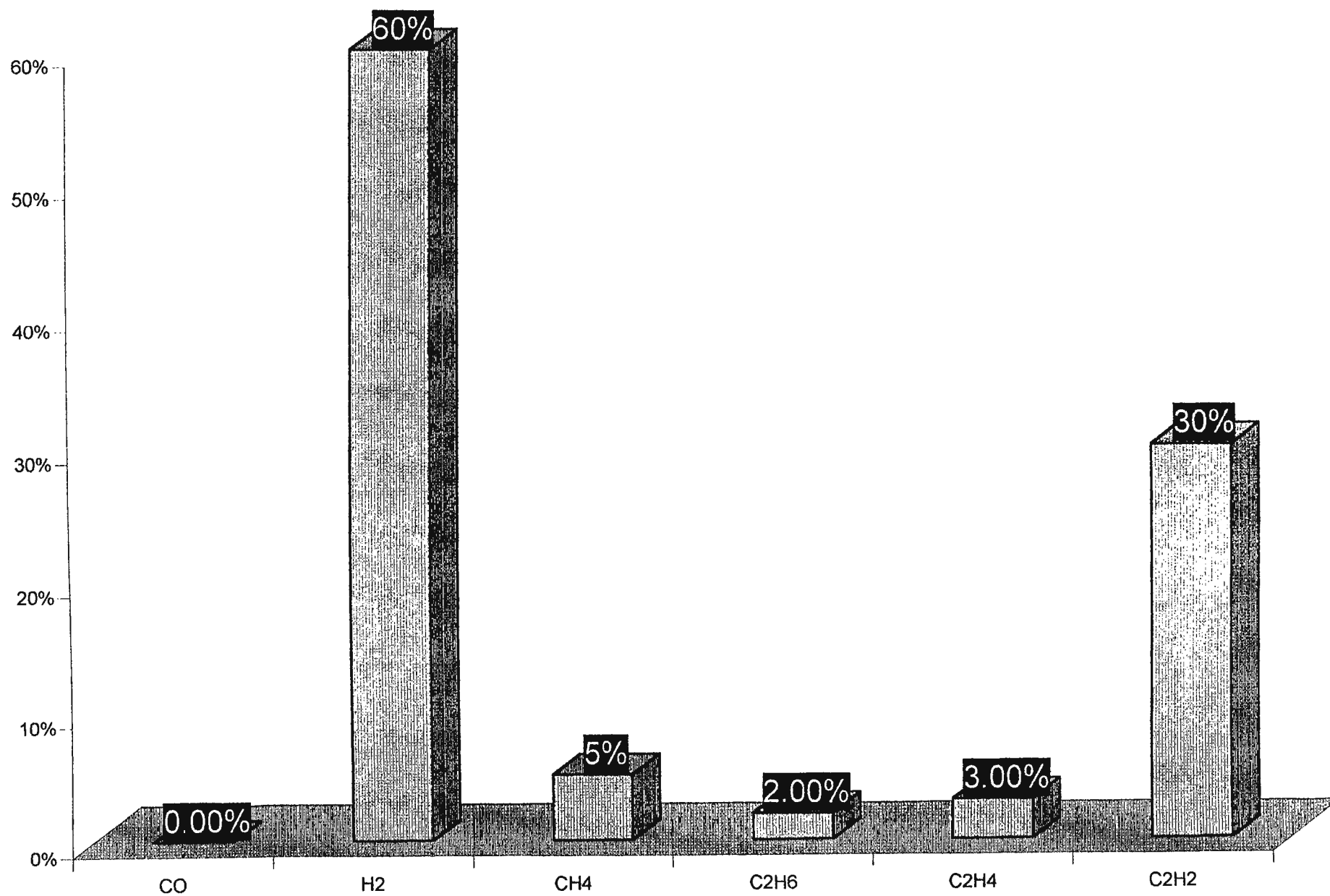


FIGURA 29

Para explicar este método se procederá a resolver algunos ejemplos:

Ejemplo 2: Las cantidades de gases combustibles (PPM) en un análisis determinado fueron:

$H_2 = 2004$	$C_2H_6 = 2750$
$CH_4 = 9739$	$C_2H_4 = 5113$
$CO = 1737$	$C_2H_2 = \text{N.D. (No Detectado)}$
$TDCG = 21343$	

Las proporciones relativas de los gases con respecto al TDCG son:

$H_2 = 9.38\%$	$C_2H_6 = 12.88\%$
$CH_4 = 45.63\%$	$C_2H_4 = 23.95\%$
$CO = 8.13\%$	$C_2H_2 = \text{N.D.}$

Estos resultados se muestran en forma gráfica en la figura 30.

Teniendo estos resultados, se observa cual de los gases principales antes mencionados se encuentra en mayor proporción. En este caso es el etileno, lo cual indica descomposición térmica del aceite.

Ejemplo 3: las cantidades de gases (PPM) combustibles en otro análisis determinado fueron :

$H_2 = 127$	$C_2H_6 = 11$
$CH_4 = 107$	$C_2H_4 = 154$
$CO = 174$	$C_2H_2 = 224$
$TDCG = 797$	

Las proporciones relativas de los gases con respecto al TDCG son:

$H_2 = 15.93\%$	$C_2H_6 = 1.38\%$
$CH_4 = 13.42\%$	$C_2H_4 = 19.32\%$
$CO = 21.83\%$	$C_2H_2 = 28.10\%$

Estas proporciones se observan en forma gráfica en la figura 31 ; y comparando las proporciones del análisis con las proporciones típicas de las cuatro fallas, se deduce que el problema es de arco eléctrico. Debido a que también se observa presencia de CO_2 , la celulosa del aislamiento sólido forma parte del medio por donde circula el arco.



FIGURA 30: EJEMPLO 2 (METODO DEL GAS PRINCIPAL).

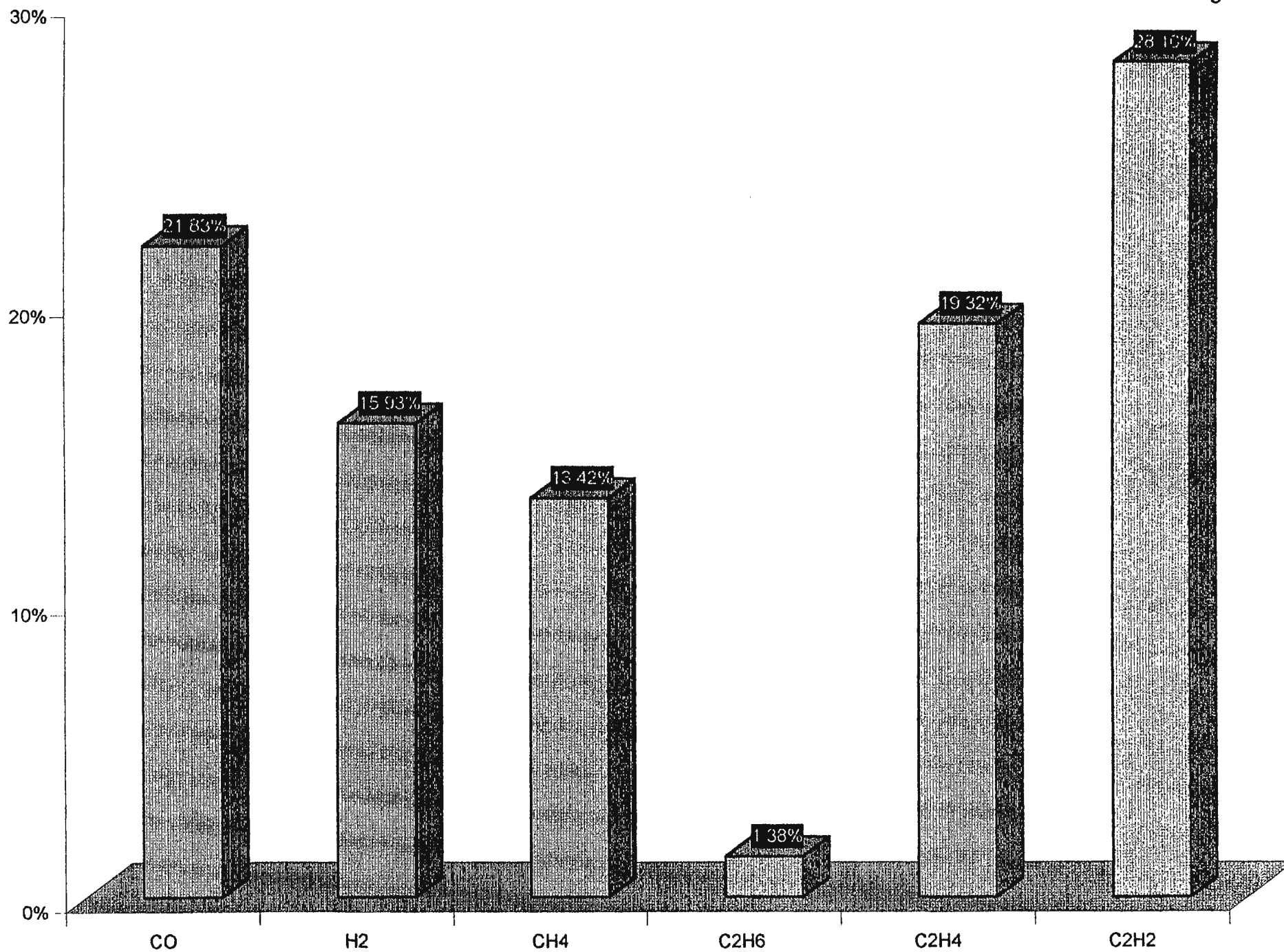


FIGURA 31: EJEMPLO 3 (METODO DEL GAS PRINCIPAL).

Vale la pena mencionar que cualquier proporción de Acetileno en una muestra, es indicativo de fallas que pueden incluir severos arcos eléctricos.

5.1.3 METODO DE LAS RELACIONES DE DOERNENBURG

Este método utiliza las concentraciones de gases en PPM en forma de relaciones específicas, las cuales son las siguientes :

$$R1 = CH_4 / H_2$$

$$R3 = C_2H_2 / CH_4$$

$$R2 = C_2H_2 / C_2H_4$$

$$R4 = C_2H_6 / C_2H_2$$

Por medio de estas relaciones, el método sugiere la existencia de 3 tipos generales de fallas :

- DESCARGAS PARCIALES
- ARQUEOS
- FALLAS TÉRMICAS

Las fallas de arqueo se refieren a descargas eléctricas que producen temperaturas de 700°C a 1800°C, dando como resultado cantidades significativas de Acetileno (C_2H_2).

Las fallas térmicas se refieren a la descomposición del aceite mineral producido por temperaturas entre 150°C a 500°C, y que producen gases de bajo peso molecular como el H_2 y el CH_4 . También las fallas térmicas afectan a la celulosa, formándose CO y CO_2 . La degradación puede por lo tanto ser medida por la relación CO_2 / CO , la cual normalmente es mayor de 7.

Para que la certeza de esta relación sea la adecuada para indicar degradación del aislamiento de celulosa, los valores de CO_2 y CO , deben exceder 5000 y 500 PPM respectivamente.

Como se mencionó anteriormente, el gas principal a observar cuando hay degradación de celulosa es el CO , de manera que un incremento en la cantidad de

este gas hace decrecer la relación CO_2 / CO , lo cual indica una anomalía, que es la degradación de la celulosa por motivos térmicos.

El método de Doernenburg utiliza un diagrama de flujos el cual guía el procedimiento para realizar el análisis, hasta determinar las posibles fallas en el interior del transformador.

Para utilizarse este método deben realizarse 5 pasos :

PASO 1 : Obtención de las PPM de los gases disueltos en el aceite del transformador.

PASO 2 : Observación de las concentraciones de los gases H_2 , CH_4 , C_2H_2 Y C_2H_4 . Si algunas de estas concentraciones exceden 2 veces los valores límites L_1 mostrados en la tabla 12, y uno de los otros 3 gases excede el valor límite L_1 , la unidad se considera fallada.

PASO 3 : Determinación de la validez del método que se justifica si por lo menos 1 de los gases en cada relación R_1 , R_2 , R_3 o R_4 , excede los límites L_1 ; si esto se cumple, el procedimiento es válido. Sino , el método no se puede utilizar y se deberá realizar otro muestreo.

PASO 4 : asumiendo que el análisis es válido, se procede a ingresar los datos en el diagrama de flujo.

Un ejemplo para clarificar el uso de este método se muestra a continuación:

Ejemplo 4: retomando los datos del ejemplo 3 (en PPM) del método anterior se tiene:

PASO 1:	$\text{H}_2 = 127$	$\text{C}_2\text{H}_6 = 11$
	$\text{CH}_4 = 107$	$\text{C}_2\text{H}_4 = 154$
	$\text{CO} = 174$	$\text{C}_2\text{H}_2 = 224$

PASO 2 : comparando estos valores con los límites de la tabla 12, se observa que el C_2H_2 excede más de 2 veces el límite L_1 , y que C_2H_4 y H_2 , exceden una vez

Los límites L1, por lo que se deduce que el transformador experimenta falla Interna.

PASO 3 : las relaciones utilizadas en este método quedan de la siguiente manera:

$$R1 = CH_4 / H_2 = 107 / 127 = 0.84$$

$$R2 = C_2H_2 / C_2H_4 = 224 / 154 = 1.45$$

$$R3 = C_2H_2 / CH_4 = 224 / 107 = 2.09$$

$$R4 = C_2H_6 / C_2H_2 = 11 / 224 = 0.049$$

Para determinar la validez del procedimiento se observa si al menos uno de los gases en cada relación sobrepasa el límite L1, lo cual en este ejemplo se cumple.

PASO 4 : entrando con estas relaciones al flujograma (figura 32), se determina que la falla presente es arqueo.

GAS PRINCIPAL	CONCENTRACION LIMITE L1 (PPM)
HIDROGENO (H2)	100
METANO (CH4)	120
MONOXIDO DE CARBONO (CO)	350
ACETILENO (C2H2)	35
ETILENO (C2H4)	50
ETANO (C2H6)	65

TABLA N° 12 : CONCENTRACIONES DE GASES DISUELTOS.

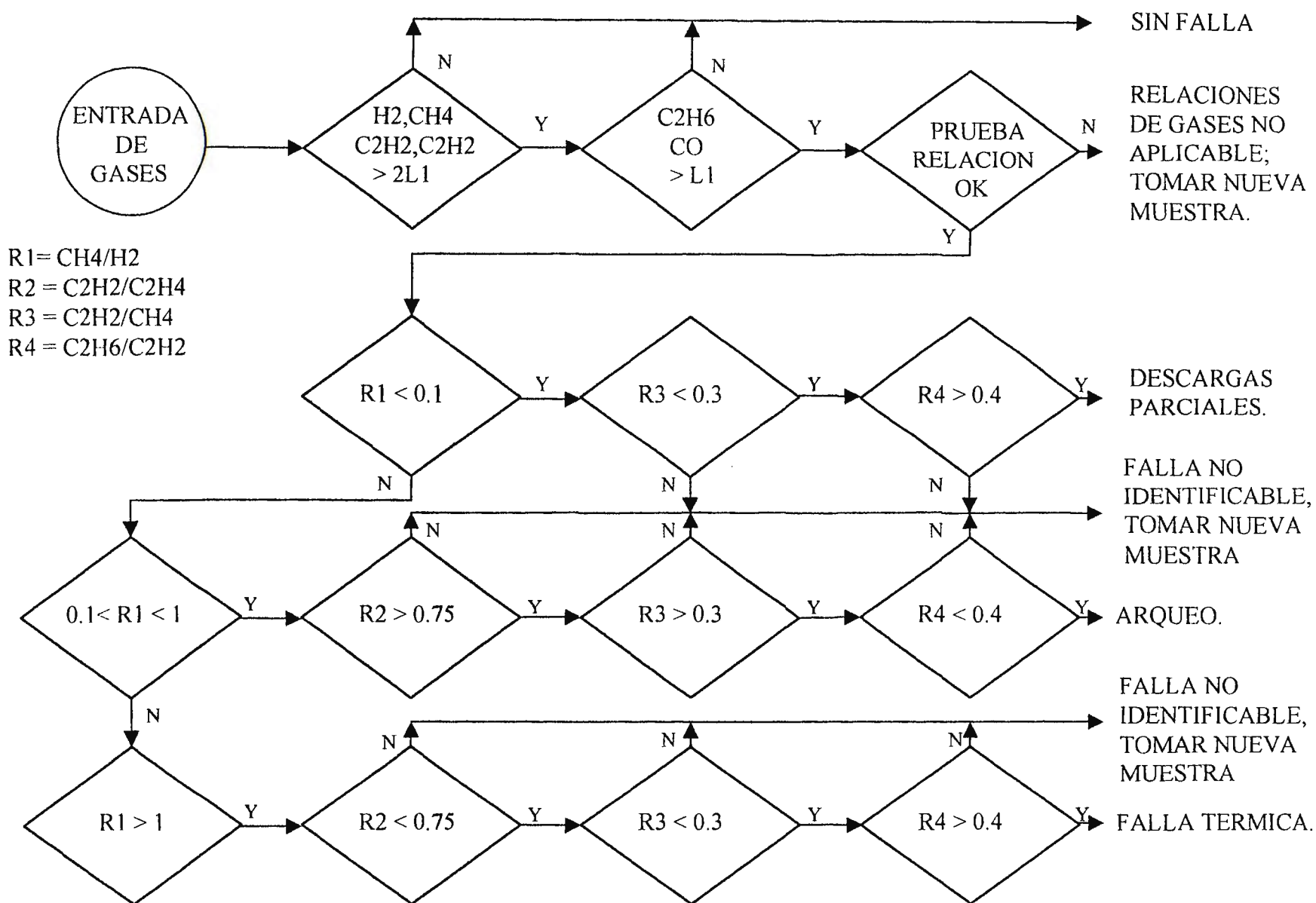


FIGURA 32 : DIAGRAMA DE FLUJO DEL METODO DE LAS RELACIONES DE DOERNENBURG.

5.1.4 METODO DE LAS RELACIONES DE ROGGER

A diferencia del método anterior, este solo utiliza 3 relaciones; las primeras dos R1 y R2, son las mismas del método anterior de Doernenburg; y $R5 = C2H4 / C2H6$.

El método de Rogger también se puede aplicar haciendo uso de un diagrama de flujo, como el mostrado en la figura 33, para facilitar su análisis. Pero al igual que en el método de Doernenburg, las relaciones de Rogger pueden dar valores que no se encuentran dentro de los códigos de diagnósticos, por lo tanto otros métodos analíticos, como el del gas principal y el del TDCG, deben utilizarse de manera complementaria.

Para clarificar cualquier duda acerca del uso de éste método, se presentan los siguientes ejemplos :

Ejemplo 5 : utilizando los mismos datos del ejemplo 3 , se tiene:

$H2 = 127$	$C2H6 = 11$
$CH4 = 107$	$C2H4 = 154$
$CO = 174$	$C2H2 = 224$

$$R1 = CH4 / H2 = 107 / 127 = 0.84$$

$$R2 = C2H2 / C2H4 = 224 / 154 = 1.45$$

$$R5 = C2H4 / C2H6 = 154 / 11 = 14$$

Luego, introduciendo estos valores en el diagrama de flujo, se concluye que el diagnóstico es perteneciente al caso 2, es decir : ARQUEO DE ALTA ENERGÍA.

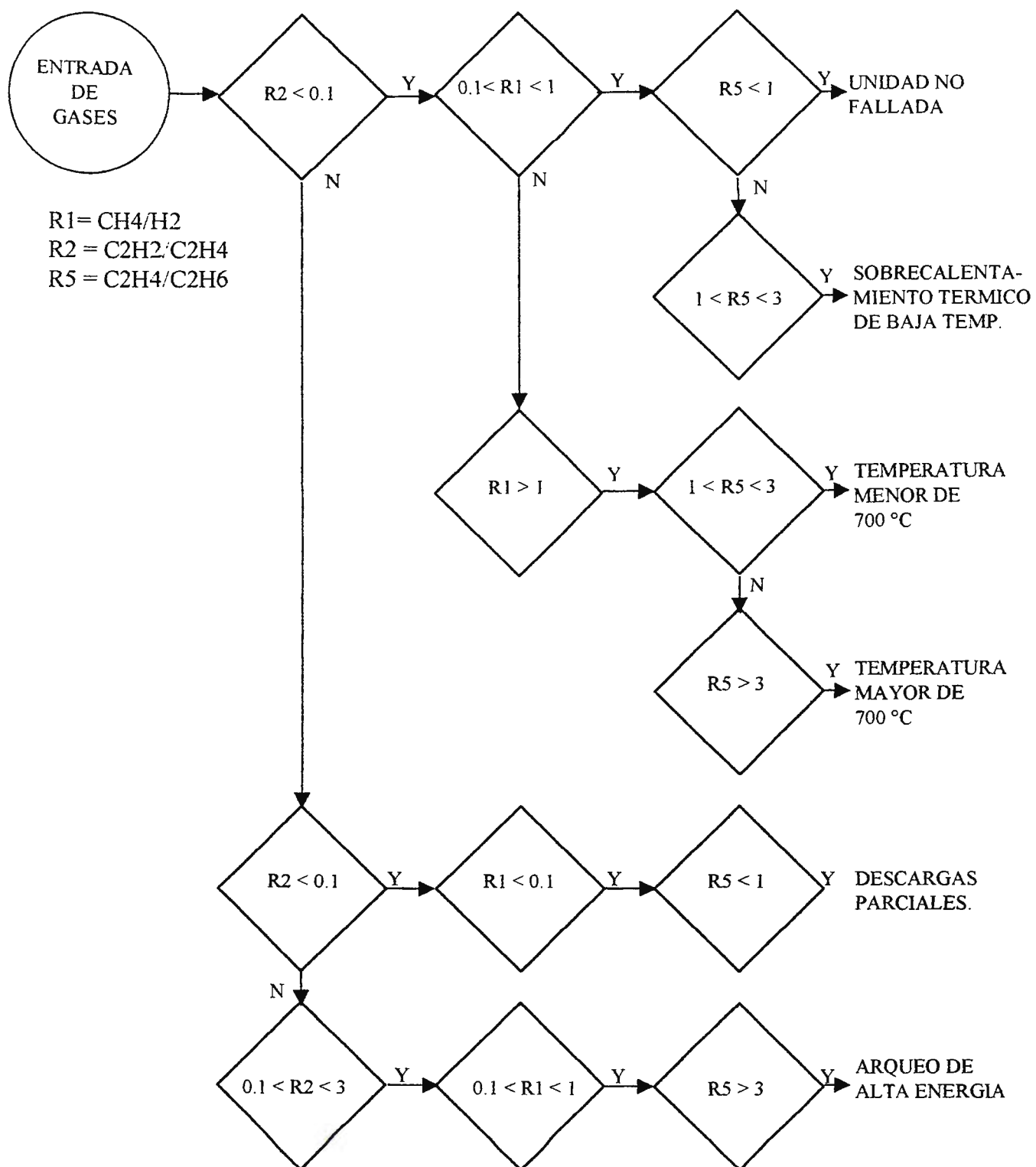


FIGURA 33 : DIAGRAMA DE FLUJO DEL METODO DE LAS RELACIONES DE ROGGER.

5.2 APLICACIÓN Y VERIFICACION DEL METODO CROMATOGRAFICO

El análisis de gases disueltos aunque está probado a nivel mundial que es un método eficaz en la prevención de daños mayores por la temprana detección de los gases generados, no siempre refleja claramente lo que está ocurriendo en el interior del transformador. Esto se observa con el siguiente ejemplo :

El caso fue con el transformador marca TUBOS TRANS ELECTRIC, ubicados en la unidad generadora N° 5 de la Central Térmica de Acajutla, serie 33572. Este muestra en los resultados de un análisis efectuado, las siguientes concentraciones de gases :

Monoxido de Carbono	= 994 PPM.
Metano	= 87 PPM.
Etano	= 48 PPM.
Etileno	= 63 PPM.

De lo anterior, el diagnóstico (realizado en E.U. por la compañía ENVIROMETRIC), indicó severa descomposición de la celulosa, es decir que el aislamiento sólido a base de celulosa estaba en proceso de descomposición. Se realizó un mantenimiento mayor en las fechas de 31 de enero al 02 de febrero de 1998, y de la inspección visual se observó y constató las siguientes anomalías:

- Los pernos que sirven para levantar el núcleo y devanados, no poseían el apriete correspondiente.
- Se encontró un separador completo, residuos y sedimentos de dos separadores.

En este caso particular, el diagnóstico fue muy certero, ya que los separadores encontrados mostraban deterioro que efectivamente contaminaban al aceite con los sedimentos desprendidos, causando que sus propiedades eléctricas (rigidez dieléctrica) fueran afectadas. Con respecto al los pernos, al no tener el apriete correspondiente y ser sometidos a los campos eléctricos y magnéticos que se generan, experimentan vibraciones mecánicas que producen calor, el cual es uno de los causantes de la deterioración del aceite.

Aunque esta ultima condición no fue diagnosticada por el análisis efectuado, fue importante la realización oportuna del mantenimiento correctivo, ya que se evitó un deterioro mayor del sistema de aislamiento.

5.3 METODO PARA ANALIZAR RESULTADOS DEL HYDRAN 103B

Como se mencionó en el capítulo anterior, el Hydran 103B es un medidor portátil de algunos gases combustibles, cuyos resultados son analizados en complemento con los valores proporcionados por los cromatógrafos de gases. Además, por ser sensible únicamente al Hidrógeno y al Monóxido de carbono, no es posible poder predecir ninguna de las fallas eléctricas por los métodos antes mencionados.

Sin embargo, puede ser utilizado para monitorear el crecimiento de ambos gases e indicar cuando se ha llegado a los límites establecidos para estos, e indirectamente, para detectar fallas que involucren altos contenidos de Hidrogeno o Monoxido de carbono.

La forma de interpretar los resultados obtenidos en complemento con los análisis cromatográficos es el siguiente :

En primer lugar se requiere conocer las partes por millón del Hidrógeno y el monóxido de carbono por separado, para determinar cual de los dos gases tiene la mayor generación y con base a eso establecer el límite máximo considerado como anormal (considerando que el gas que experimente el menor cambio, se mantiene constante) con la siguiente ecuación:

$$\text{Limite Máx.} = 100\% (H_2) + 15\% (CO)$$

En donde el gas que experimente el menor cambio es asumido un valor constante en la fórmula, y el de mayor cambio, se coloca el limite establecido por la IEEE. Recordando que los limites son los siguientes:

Hidrógeno	: 240 PPM
Monóxido de carbono	: 580 PPM

Para esto es necesario efectuar dos análisis cromatográficos de gases, ya que el Hydran 103B no muestra las cantidades individuales de los gases, sino que la suma del 100% de Hidrógeno más el 15% del monóxido de carbono presentes en la muestra de aceite . Una vez definido el limite máximo permitido, se procede a realizar análisis en períodos de tiempo establecidos de acuerdo a las cantidades detectadas inicialmente o de acuerdo a las rutinas planificadas en los programas de mantenimiento preventivo.

Cuando las lecturas obtenidas en el Hydran 103B estén cercanas al limite establecido, es porque la probabilidad de la existencia de falla es alta.

Para determinar el tipo de falla, es necesario efectuar otro análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite para conocer las cantidades de todos los gases combustibles generados y poder aplicar cualquiera de los métodos antes descritos.

Para mayor comprensión en la interpretación de los valores obtenidos con el Hydran 103B, y en la forma de establecer el limite máximo del gas generado, se desarrolla el siguiente ejemplo real ilustrativo :

Se monitoreo durante tres meses el transformador T1, serie N° 5A0690002 ubicado en la subestación de Soyapango; al cual se le habían realizado 3 análisis cromatográficos por ENVIRONMETRICS, que mostraban los siguientes resultados :

FECHA DE ANALISIS	CO2 (PPM)	CO (PPM)	H2 (PPM)	CH4 (PPM)	C2H6 (PPM)	C2H4 (PPM)	C2H2 (PPM)
19/06/96	3244	232	0	106	143	12	0
18/03/97	806	43	0	19	27	4	0
05/01/98	1499	80	0	37	50	5	0

Hay que hacer notar que debido a los resultados obtenidos en el análisis efectuado el 19/06/96, el cual mostraba concentraciones altas de algunos gases, se le realizó un tratamiento de desgasificado al aceite en ese año. Por lo que los valores registrados los dos años siguientes muestran las cantidades reales generada, pudiéndose

observar que el hidrogeno no experimenta incrementos y su valor se mantiene en cero; por lo que el límite máximo establecido para el Hydran 103B sería :

$$\text{Limite Máx.} = 100\%. (0) + 15\%. (580) \rightarrow \boxed{\text{Lim. Máx.} = 87 \text{ PPM}}$$

Los análisis efectuados con el Hydran 103B, durante los meses de monitoreo presentaron los siguientes valores :

FECHA DE MONITOREO	LECTURA OBTENIDA CON HYDRAN (PPM)
13 / Mayo / 1998	35
20 / Julio / 1998	35
21 / Agosto / 1998	35

Estas lecturas muestran que el límite establecido no se ha sobrepasado y que la generación de monóxido de carbono y de hidrogeno se ha mantenido constante por debajo de los limites de la IEEE.

En el ejemplo anterior el hidrogeno mantiene un valor de cero y por lo tanto se considera un caso particular, pero generalmente los dos gases pueden sufrir un incremento, recomendándose en esta situación tomar el valor del gas que sufra el menor incremento como un valor fijo en la ecuación del limite máximo; y el gas que refleje un mayor incremento, determina el valor máximo permitido por la IEEE en la fórmula.

5.4 HISTORIAL DE LOS TRANSFORMADORES

El historial se refiere a un control o registro de los diferentes análisis realizados a los transformadores en el extranjero por la compañía ENVIROMETRICS, y contendrá los futuros análisis que se realicen en el país. Esta es una parte muy importante, ya que por medio de este registro se puede tener un

control sobre cada unidad a la cual se le practique en el futuro un análisis de gases disueltos.

Para realizarlo, se elaboró un sistema computacional en lenguaje de programación de tercera generación como es el FOXPRO, el cual es adecuado para este fin por ser un lenguaje capaz de manejar muchas bases de datos. Además, la elaboración del programa esta hecha de manera tal que es muy fácil de utilizar porque presenta una serie de menús para escoger la opción deseada. Este sistema consta básicamente de : un menú principal, el cual presenta las opciones siguientes:

“AGREGAR” “CONSULTAR” “REPORTES” “SALIR” .

La primera opción (AGREGAR), se utiliza cuando se desea ingresar a la base de datos “ANALISIS” (de movimientos) los valores obtenidos en un análisis efectuado. Esta presenta una pantalla en la que primero se pide el ingreso del numero de serie del transformador, e inmediatamente después de ingresarlo y pulsar ENTER, muestra algunos datos importantes de este, tal como su ubicación en el país, el tiempo en servicio, el tipo de preservación del aceite, etc. Luego pide los valores de los gases obtenidos en el análisis en PPM.

La segunda opción es la de “CONSULTA”. Esta opción presenta un submenu , en el que se puede elegir entre dos alternativas : consultar los gases detectados en los análisis realizados o consultar las posibles fallas o problemas experimentados en el transformador.

Para realizar este diagnostico se utiliza los métodos de las relaciones de Rogger y Doernenburg, así como también el método del gas principal. Para dar un diagnostico mas certero, se debe tener mas experiencia en este campo, la cual se ira adquiriendo a medida que se hagan los análisis en el país y se vaya corroborando cuando se realicen los mantenimientos correctivos. Para ello, este submenu cuenta además con una ventana de observaciones, en la que se pueden escribir comentarios de los diferentes análisis efectuados .

Por ultimo, otra opción importante del sistema es la de "REPORTES", la cual da la oportunidad de enviar a papel los valores de los gases detectados en el análisis efectuado, esto con el fin de poder ingresar dichos valores a otro software que sea capaz de graficar estos resultados, tal es el caso del software de aplicación EXCEL. De esta manera se puede visualizar en forma gráfica la evolución de los gases en forma individual, para diferentes fechas de realización de análisis.

CAPITULO VI

6. EL MANTENIMIENTO.

DEFINICION :

Se define mantenimiento como el conjunto de todas las actividades encaminadas a mantener los equipos o maquinarias en condiciones de operación normales o rehabilitarlas a tales condiciones.

El mantenimiento puede ser dividido en dos grandes áreas o partes principales, divididas en:

- MANTENIMIENTO CORRECTIVO
- MANTENIMIENTO PREVENTIVO
- EL MANTENIMIENTO CORRECTIVO :

Encierra todos los mantenimientos encaminados a corregir (reparar) equipos; sin importar el tipo de falla en el equipo, el trabajo de repararla es clasificado como mantenimiento correctivo.

El mantenimiento correctivo puede subdividirse a su vez en dos partes:

- MANTENIMIENTO CORRECTIVO PLANIFICADO
- MANTENIMIENTO CORRECTIVO NO PLANIFICADO

El mantenimiento correctivo no planificado es aquel que no puede ser planeado, es decir, es un mantenimiento de emergencia. En éste no es posible planificar el trabajo de manera apropiada ya que los elementos que conforman el departamento de mantenimiento: fuerzas de trabajo, piezas de repuesto, documentos técnicos, etc. deben trabajar simultáneamente por la condición de falla imprevista. Trabajar bajo este tipo de mantenimiento acarrea por lo general grandes costos por lo que no es recomendable.

Por otro lado, en el mantenimiento correctivo planificado, las fuerzas de trabajo, las piezas de repuesto y documentos técnicos están disponibles cuando el equipo se retira para los trabajos de reparación, es decir que el mantenimiento esta integrado en la planeación de la producción y por lo tanto los costos de reparación son reducidos.

- EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Tradicionalmente ha sido definido como aquel mantenimiento que pone fuera de operación al equipo para desmontarlo y hacer un cambio de un gran numero de partes. Cuando el equipo se ensamblaba y era puesto nuevamente en operación, los problemas se transferían ya que el encargado de mantenimiento transfería fallas a las partes del equipo que no fueron cambiadas.

En la administración de mantenimiento moderno, la actividad de mantenimiento preventivo es otra y se dice que es aquella en la cual nunca se toca a la maquina en operación, por lo tanto una definición mas certera de mantenimiento preventivo es:

“ Aquel mantenimiento que cubre todos los mantenimientos programados el cual es realizado para prevenir el surgimiento de fallas o detectarlas antes de que produzcan una parada o disturbio en la producción”.

El mantenimiento preventivo puede ser dividido de dos formas:

- MANTENIMIENTO PREVENTIVO DIRECTO
- MANTENIMIENTO PREVENTIVO INDIRECTO (PREDICTIVO)

- MANTENIMIENTO PREVENTIVO DIRECTO:

Es aquel que se concentra en prevenir el acontecimiento de un daño y que influye directamente sobre esta condición, ejemplos de este son los reemplazos programados, lubricación y limpieza. Este tipo de mantenimiento es controlado por el tiempo, el cual puede ser tiempo calendario, tiempo de operación, numero de interrupciones,etc.

Debido a esto es llamado algunas veces mantenimiento fijo en el tiempo (fixed time maintenance).

- MANTENIMIENTO PREVENTIVO INDIRECTO:

Es aquel realizado para encontrar daños en una etapa temprana de su desarrollo, se realiza por medio de mediciones, inspecciones y control de niveles de condición. El término mantenimiento preventivo indirecto significa que la condición no es

directamente influenciada cuando se realiza el trabajo. El mejoramiento del equipo tendrá lugar cuando el daño encontrado es reparado.

Con frecuencia este tipo de mantenimiento es llamado condición de monitoreo (CBM), el cual forma parte importante para el mantenimiento basado en condición de operación.

El desarrollo del mantenimiento preventivo indirecto puede ser también controlado por el tiempo, pero este depende de la necesidad actual de mantenimiento.

La condición de monitoreo antes mencionada puede realizarse de tres formas diferentes:

1. MONITOREO SUBJETIVO DE LA CONDICIÓN: Es cuando el monitoreo es realizado por medio de los sentidos: oído, vista, tacto, olfato o gusto. Este monitoreo tiene como principal desventaja que es muy dependiente del personal que lo realiza porque cada persona puede comprender las condiciones de manera diferente. Por lo tanto, el personal que lo desarrolle debe tener una gran experiencia en el campo.
2. MONITOREO OBJETIVO DE LA CONDICIÓN: Es cuando la condición de la unidad o equipo es medida utilizando equipos especializados, y de alguna manera, usando los sentidos. Es común que este tipo de monitoreo de un valor medido de la condición. Este método demanda personal calificado para desarrollar las tareas, porque deben ser capaces primero de operar los instrumentos de manera adecuada y segundo de interpretar la información proporcionada por el instrumento.
3. MONITOREO CONTINUO: También pertenece al monitoreo objetivo de la condición, y es utilizado cuando el tiempo de desarrollo de la falla es muy corto. Tiene como ventaja que requiere mucho menos personal, pero posee la desventaja de que los equipos de medición requieren mucho más mantenimiento debido a su uso prolongado.

Los sistemas de mantenimientos preventivos por lo general contienen un 30 % del monitoreo objetivo de la condición y un 70 % del monitoreo subjetivo.

6.1 SISTEMA DE MANTENIMIENTO.

Esta dividido en dos grandes áreas que se complementan:

- SISTEMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.
- SISTEMA DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

El sistema de mantenimiento preventivo debe de asegurarse que el trabajo y las observaciones de las condiciones sean llevadas acabo en el tiempo correcto por el personal correcto y de la mejor manera. Este sistema produce reportes de fallas el cual es mandado al departamento de preparación y planeación de mantenimientos.

La planeación del mantenimiento correctivo requiere la existencia de sistemas de control y compra de repuestos, archivos de la planta o unidades, diagramas eléctricos, y un sistema de documentación del lugar.

El departamento de planificación y preparación de mantenimientos produce ordenes de trabajo las cuales contienen instrucciones escritas que el personal de mantenimiento necesita para realizar su trabajo. La orden de trabajo deberá ser complementada con un reporte de trabajo.

Los datos obtenidos de los reportes de trabajo son extraídos y archivados para su subsecuente análisis, el cual puede ser realizado por un sistema técnico y/o económico. Este análisis también es utilizado para planificar y preparar el trabajo de futuros mantenimientos.

Los puntos antes descritos constituyen una descripción general de lo que es un sistema de mantenimiento.

6.1.1 SISTEMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

El termino mantenimiento preventivo es utilizado para describir actividades desarrolladas con el propósito de prevenir fallas las cuales resultarían en costos elevados o paros indeseados en la producción. Además, ayudan a encontrar fallas antes de que se desarrollen.

Un sistema de mantenimiento preventivo tiene cuatro partes principales:

- 1- Lista principal.
- 2- Lista de rutinas.
- 3- Tarjeta de mantenimiento preventivo.
- 4- Instrucciones.

La lista principal tiene como objetivo registrar el mantenimiento preventivo necesario en la planta o unidad, ya que debe contener descripciones cortas de las actividades de mantenimiento, categoría del personal que desarrollará el mantenimiento, intervalo en el que se desarrollará el trabajo e información esencial de la máquina o unidad. El intervalo de tiempo en el que se desarrollará el mantenimiento preventivo es muy importante ya que las actividades con intervalos de 4 semanas o menos y que no requieran un trabajo especial de planeación deberán ser transferidas de la lista principal a la lista de rutinas.

Las listas de rutinas se clasifican de acuerdo al intervalo de tiempo, es así que solamente actividades con el mismo intervalo de tiempo entran en la misma lista de mantenimiento.

Al contrario de lo anterior las actividades con intervalos de doce semanas o más de la lista principal, son introducidas en las tarjetas de mantenimiento. Es decir que son usadas para trabajos que requieren algún tipo de planeación (por ejemplo colocar fuera de servicio la maquina, dentro de un servicio de producción).

Las tarjetas de mantenimiento deben poseer el nombre del objeto que requiere el mantenimiento, o una descripción corta del mismo; así como también una breve descripción del trabajo a ser desarrollada. Al igual que en la lista de rutinas,

actividades con mismo intervalo de tiempo pueden ser introducidas en la misma tarjeta de mantenimiento.

Hasta el momento se ha descrito las tres primeras partes del sistema de mantenimiento preventivo básico, y en todas ellas la información es breve, pero en muchos casos una descripción detallada de la acción a tomar es necesaria, este es el objetivo de la cuarta parte del sistema llamada instrucciones.

6.1.2 SISTEMA DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El sistema de mantenimiento correctivo actúa cuando el mantenimiento preventivo o predictivo identifica problemas en la unidad o planta que es supervisada. Por lo tanto es el encargado de corregir las fallas.

Este debe de contar con:

- 1- Control de compra y existencia de un mínimo de repuestos.
- 2- Archivos de las unidades o la planta.
- 3- Documento de localización de la planta.

Obtener los repuestos necesarios para corregir una falla en el momento adecuado, definitivamente reduce los costos de mantenimiento, que son aquellos que se pagan por no tener el sistema en pleno funcionamiento; por lo tanto esta parte del sistema de mantenimiento correctivo es muy importante.

El sistema recibe una orden de trabajo para realizar las reparaciones necesarias, es por eso que los archivos de las unidades (registro de las actividades en la unidad) son de utilidad para el ingeniero encargado de la planta. Además de lo anterior el sistema de mantenimiento correctivo consta de pruebas de campo que ayudarán a detectar con exactitud el problema dentro de la unidad o la planta.

CAPITULO VII

7. IMPLEMENTACION DE SISTEMA DE MANTENIMIENTO

7.1 REGISTRO DE UNIDADES

El objetivo de esta etapa es llevar un control de las unidades por medio de un número que las identifique, para elaborar un registro que contenga la información del transformador tal como: fabricante, ubicación, método de preservación del aceite, tiempo de servicio, etc.

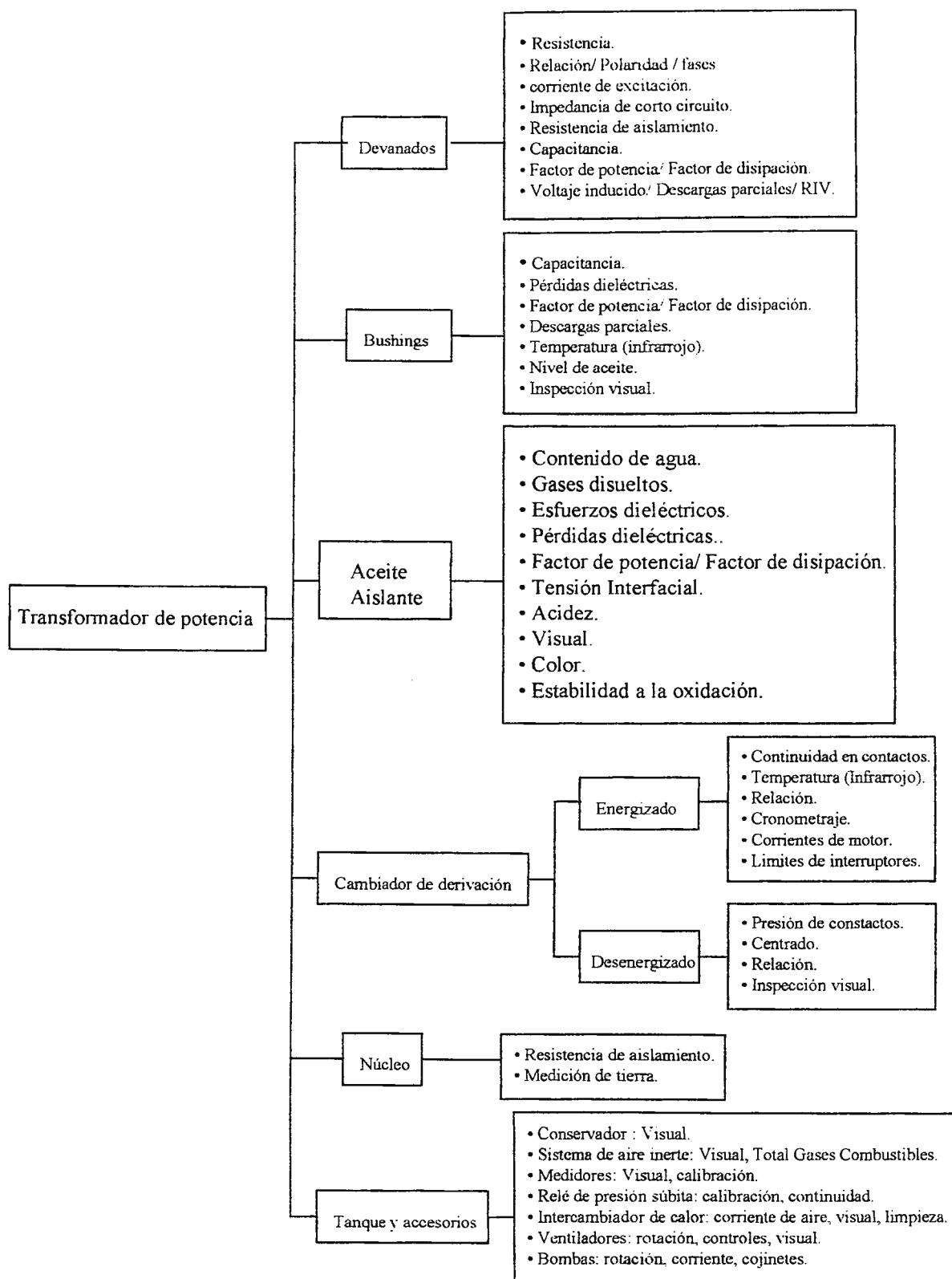
El registro también facilita el orden de ejecución de las rutinas de mantenimiento. Esta parte del sistema esta comprendida en el programa que se elaboró en computadora para llevar el registro de los análisis cromatográficos desarrollados a cada unidad. A continuación se presenta una hoja impresa de la información, almacenada en una base de datos que maneja el programa y que contiene información importante de cada unidad de la transmisora.

Sistema Archivo Edición Tabla Registro Programa Ventana Ejecutar

TRAFOS

Serie	Marca	Ubicacion	Fec_serv	Tip_preser
WT3598-1	FEDERAL PIONER	SOYAPANGO	01/01/73	BOLSA DE GOMA
4T75221	MEIDENSHA	SOYAPANGO	01/01/72	BOLSA DE GOMA
540168	MITSUBISHI	GUAJOYO	01/01/62	BOLSA DE GOMA + SILI
45656	ACEC	C.H. 5 DE NOV.	01/01/60	BOLSA DE GOMA + SILI
519182-1	HITACHI	C.H. 5 DE NOV.	01/01/60	BOLSA DE GOMA
59225	ABB	CERRON GRANDE	01/01/95	BOLSA DE GOMA + SILI
500364	UNIAO	CERRON GRANDE	01/01/76	BOLSA DE GOMA + SILI
M122234	GENERAL ELECTRIC	NEJAPA	01/01/93	COLCHON DE NITROGENO
16296500/1	ABB	BERLIN	01/01/89	BOLSA DE GOMA
16296500/2	ABB	BERLIN	01/01/89	BOLSA DE GOMA
5BA209801	OSAKA	15 DE SEPTIEMB	01/01/83	BOLSA DE GOMA
5BA209802	OSAKA	15 DE SEPTIEMBR	01/01/83	BOLSA DE GOMA
544328	MITSUBISHI	C.H. 5 DE NOV.	/ /	
59225	ABB	CERRON GRANDE	/ /	
8002-1	ITALTRAFO	AHUACHAPAN	01/01/74	BOLSA DE GOMA
519184-1	HITACHI	15 DE SEPTIEMBR	01/01/60	BOLSA DE GOMA
33560	TUBOS TRANS ELECTRIC	ATEOS	01/01/93	BOLSA DE GOMA
VCS-6668-1	WESTINGHOUSE	ACAJUTLA	01/01/92	COLCHON DE NITROGENO
52386	NIAGARA	SAN MIGUEL	01/01/92	COLCHON DE NITROGENO
9385	JEUMONT-SCHNEIDER	AHUACHAPAN	/ /	BOLSA DE GOMA
.	.	.	.	.
.	.	.	.	.
.	.	.	.	.

**FIG. 34 : DIAGRAMA DE PRUEBAS PARA DIAGNOSTICOS
EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**



7.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASADO EN TIEMPOS:

El funcionamiento regular y sin averías de los transformadores, depende esencialmente de una realización periódica y esmerada de los trabajos de mantenimiento preventivo. Las partes principales que constituyen el transformador y que deben considerarse en las rutinas de mantenimiento se muestran en la figura 34.

A continuación se desarrolla un plan general de monitoreo desarrollado a diferentes tiempos, que incluye las partes y accesorios que están involucrados de alguna manera con el sistema de aislamiento ; el cual puede ser utilizado en los diferentes transformadores de potencia que conforman la transmisora.

TAREAS A DESARROLLAR CADA 2 MESES (Con transformador energizado)

- ☒ **VERIFICACION DE FUGAS** : Controlar todas las escotillas, sus empaques y soldaduras para ver si presentan fugas de aceite, confrontando con los niveles observados en las mirillas de las diversas cámaras del tanque de expansión. Si el nivel está bajo, deberán eliminarse inmediatamente apretando los tornillos que lo requieran, cambiando empaques o reparando las soldaduras dañadas.
Una vez eliminado el problema se repondrá el nivel perdido con aceite seco. Se empleará un tipo de aceite según los datos del certificado de prueba, o en el caso de transformadores con aceite con inhibidores, según los datos contenidos en la placa de aceites puesta en el transformador.
- ☒ **VERIFICACION DEL SISTEMA DE VENTILACION Y REFRIGERACION:**
controlar la temperatura del nivel del aceite y los devanados por medio de los respectivos termómetros, además de verificar el correcto funcionamiento del sistema de ventiladores y bombas de recirculación de aceite.
- ☒ **VERIFICACION DEL DESHUMECTADOR DE AIRE** : Deberá observarse una coloración azul de la sustancia higroscópica; en caso de presentar un color rosado, deberá renovarse o rehabilitarse por el procedimiento mencionado en el capítulo 2.

- ☒ INSPECCION AUDITIVA: Tratar de verificar por medio de cualquier ruido anormal que provenga del interior del transformador o de los accesorios de éste, condiciones de trabajo inadecuadas.

TAREAS A DESARROLLAR ANUALMENTE (Con transformador energizado)

- ☒ MEDICION DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE: Para ello realizar la prueba siguiendo las normas establecidas en la ASTM D877-89 o la ASTM D1816-90.
- ☒ MEDICION DE LA TENSION INTERFACIAL: Esta se realiza debido a que es una indicación temprana de la degradación del aceite. Esta prueba es normalizada por la ASTM D971-92.
- ☒ CONTENIDO DE HUMEDAD: Esta prueba es importante debido a que el contenido de humedad no es evidente usando pruebas eléctricas. La norma que rige esta prueba es la ASTM D1533-88.
- ☒ COLOR DEL ACEITE: Esta prueba indica contaminación o deterioración durante el servicio, y es normalizada por la ASTM D1500-91 cuando se realiza en laboratorios, y por la ASTM 1542-60 cuando se realiza en el campo.
- ☒ ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE (DGA): Con esta prueba se detectan los gases combustibles disueltos en el aceite para diagnosticar posibles fallas internas. Los métodos a utilizar para la extracción de la muestra y la determinación de las fallas se desarrollaron en los capítulos 4 y 5.

TAREAS A DESARROLLAR CADA 2 AÑOS (Con transformador desenergizado)

☒ PRUEBAS DE AISLAMIENTO ELECTRICO:

Esta comprende la medida de la resistencia de aislamiento entre devanados y tierra (núcleo) o entre devanados.

☒ MEDICION DE LA RESISTENCIA DE TIERRA.

Es la resistencia ohmica entre el electrodo de aterrizamiento y otro de referencia. Esta medida es importante ya que el electrodo puede corroerse, por estar bajo tierra, y elevar la resistencia de tierra a valores no adecuados. Si el equipo no esta adecuadamente aterrizado, condiciones de potenciales peligrosos pueden existir entre éste y la tierra; además se vería interrumpida la trayectoria de descarga de energía de los pararrayos y cables de guarda que protegen al transformador.

☒ RECUPERACION DEL ACEITE DIELECTRICO:

Este remueve ácidos, gases y contaminantes sólidos disueltos en el aceite.

☒ LIMPIEZA Y REVISION DE ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR:

Bushings, radiadores, cambiadores de derivación. Además de la revisión y limpieza del conmutador desmontado y sus resistencias, deberá realizarse una limpieza del interior del recipiente y llenarlo con aceite nuevo para transformadores. Los trabajos deben realizarse según las instrucciones de servicio para conmutadores.

Para mayor facilidad en la ejecución de las pruebas y obtención de datos de una manera ordena, se desarrollan las siguientes ordenes de trabajo: una para la inspección de accesorios y elementos pertenecientes al transformador , y otra para análisis físicos y químicos del sistema de aislamiento, las que se muestran a continuación.

C.E.L.

DEPARTAMENTO DE MONTAJE E INSTALACIONES.

Orden de trabajo N° 1: PRUEBAS DE PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL ACEITE.

N° serie :	Ubicación :	
Marca :	Potencia :	T Amb. °C:
Sistema de preservación de aceite :		
Fecha de realización de pruebas: / /		
Muestreo de aceite efectuado por :		

<u>PRUEBA</u>	<u>VALOR</u>
☐ Rigidez dieléctrica del aceite	: _____
☐ Tensión interfacial	: _____
☐ Contenido de humedad	: _____
☐ Color del aceite	: _____
☐ Número de neutralización (Acidez)	: _____

<u>VALORES DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE (DGA).</u>	
Oxígeno (O ₂)	: _____ Nitrogeno (N ₂) : _____
Monóxido de carbono (CO)	: _____ Hidrógeno (H ₂) : _____
Dióxido de carbono (CO ₂)	: _____ Metano (CH ₄) : _____
Acetileno (C ₂ H ₂)	: _____ Etileno (C ₂ H ₄) : _____
Etano (C ₂ H ₆)	: _____
Comentarios : _____	

<u>VALOR DE MONITOREO EFECTUADO CON HYDRAN 103 B</u>
Lectura (CO+H ₂) : _____ (PPM)

OBSERVACIONES : _____

C.E.L.

DEPARTAMENTO DE MONTAJE E INSTALACIONES.

Orden de trabajo N° 2: INSPECCION GENERAL DE TRANSFORMADORES.

N° serie : _____	Ubicación : _____
Marca : _____	Potencia : _____ T Amb. °C: _____
Sistema de preservación de aceite : _____	
Fecha de realización de pruebas: ____/____/____	
Inspección realizada por : _____	

SISTEMA DE REFRIGERACIÓN

- Operación de bombas y ventiladores : _____
- Válvulas de radiador completamente abiertas : _____
- Circulación adecuada del aire a través del radiador o intercambiador de calor : _____

TANQUE PRICIPAL

- Grietas, escapes, etc. : _____
- Señales de sobrecalentamiento : _____
- Nivel del aceite en el conservador : _____
- Condición de soldaduras y empaques : _____
- Presión del gas (en trafos. sellados) : _____
- Deshumectador de aire : _____

BUSHINGS

- Escapes : _____
- Porcelana quebrada : _____
- Nivel del aceite : _____

PARARRAYOS

- Lectura de contador : _____
- Condición física : _____
- Conexión a tierra : _____

OBSERVACIONES : _____

De acuerdo a los problemas detectados en estas ordenes, el Ingeniero encargado del Departamento de Mantenimiento deberá decidir si se continua el monitoreo de la unidad con un mantenimiento preventivo basado en condiciones de operación, o si se procede a efectuar el respectivo mantenimiento correctivo.

7.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASADO EN CONDICIONES DE OPERACIÓN

Para el caso de la orden N°1: PRUEBAS DE PROPIEDADES QUIMICAS Y FISICAS DEL ACEITE, si los valores obtenidos denotan resultados diferentes de los establecidos por las normas, se debe continuar un monitoreo más frecuente y centrado en el problema detectado.

Específicamente para el análisis de gases disueltos en el aceite, de acuerdo al contenido de gases detectados, el monitoreo más frecuente se realizará con el Hydran 103B, usando los valores de hidrogeno y monóxido de carbono del DGA para obtener su razón de crecimiento.

El tiempo estipulado para cada prueba, dependerá del valor obtenido del DGA, el cual es propio de la condición de operación de cada transformador.

Los valores obtenidos del monitoreo periódico (con el Hydran 103B), establecerán el tiempo aproximado en que se requerirá otro análisis completo de los gases (DGA), dependiendo del aumento del H₂ y CO.

Con los resultados obtenidos del DGA , el cual predice una condición de falla determinada al interior del transformador, el siguiente paso es establecer la veracidad de la presencia de falla para luego desarrollar el respectivo mantenimiento correctivo planificado para resolver el problema.

De acuerdo a la falla establecida por el DGA, las pruebas adicionales para constatar la veracidad de ésta, se presentan en la siguiente tabla:

Tipo de falla	Prueba complementaria a realizar.						
	Pruebas de propiedades físicas del aceite	Resistencia de aislamiento y TTR.	Factor de potencia	LV excitación.	Impedancia	Resistencia	Inducido/ RIV
Descarga parcial	Pruebas de propiedades físicas del aceite	Resistencia de aislamiento y TTR.	Factor de potencia	Inducido / RIV	LV excitación	Impedancia	Resistencia
D.Térmica de celulosa	Pruebas de propiedades físicas del aceite	Resistencia de aislamiento y TTR.	Resistencia	Factor de potencia	LV excitación	Impedancia	Inducido/ RIV
D.Térmica del aceite	Pruebas de propiedades físicas del aceite	Resistencia de aislamiento y TTR.	Resistencia	LV excitación	Factor de potencia	Impedancia	Inducido/ RIV

TABLA 13: PRUEBAS ADICIONALES DE CONFIRMACION DE PRESENCIA DE FALLAS

En ésta, se sugiere el uso prioritario de las pruebas de propiedades físicas del aceite, que fueron detalladas en el capítulo 1, (rigidez dieléctrica, tensión interfacial, contenido de humedad y color) para confirmar cualquiera de los 4 casos diferentes de fallas .

Si los datos obtenidos no confirman el problema, pueden realizarse 6 pruebas adicionales (si se tiene disponible el equipo) las cuales se detallan a continuación:

1- PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Esta comprende dos pruebas principales, la prueba con el Megger y la prueba del índice de polarización.

- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CON EL MEGGER:

Su principal propósito es medir la condición en la que se encuentra el sistema de aislamiento principal. Esta prueba puede revelar problemas de humedad y defectos de su composición.

La prueba consiste en aplicar 500, 1000 o 2500 V.D.C por medio de un Megger entre los devanados conectados todos entre sí, contra el tanque conectado a tierra; y entre cada devanado y el tanque, con el resto de devanados conectados a tierra.

Si el rango de voltaje del aislamiento a ser probado esta arriba del rango del Megger, dos pruebas de voltaje pueden ser usadas para revelar la presencia de humedad. Si la diferencia entre dos lecturas a 500V y 2500V excede del 25%, esto indica la posible presencia de humedad.

Los valores mínimos de aislamiento para la medición de la resistencia en un minuto para transformadores puede ser determinada usando la siguiente fórmula:

$$R = CE / (KVA)^{1/2}$$

En donde :

R : Resistencia de aislamiento en Megaohms.

C : 1.5 para transformadores llenos de aceite a 20 °C, asumiendo que el aislamiento del transformador está seco, libre de ácidos y lodos.

E : rango de voltaje en voltios (voltaje de fase a fase para transformadores conectados en delta y voltaje fase a línea para transformadores conectados en estrella).

KVA : capacidad nominal del devanado bajo prueba (si el devanado bajo prueba es trifásico y los tres devanados individuales son probados como uno, la capacidad nominal del devanado trifásico completo es la utilizada).

Como puede observarse de la ecuación anterior, esta es aplicable a una temperatura base de 20 °C, pero es casi imposible trabajar a estas condiciones. Para obtener valores utilizables se necesitan factores de corrección por temperatura, los cuales se muestran en la tabla 14 :

TEMPERATURA	FACTOR DE CORRECCIÓN
0 ° C	0.25
5 ° C	0.36
10 ° C	0.5
15 ° C	0.720
20 ° C	1.0
30 ° C	1.98
40 ° C	3.95
50 ° C	7.85

TABLA 14 : FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE.

- PRUEBA DE INDICE DE POLARIZACIÓN:

Esta usa la relación de la resistencia medida por el Megger al termino de 10 minutos y al término de 1 minuto. El propósito de esta prueba es determinar si el equipo esta en condiciones de seguir en operación; o en el caso de necesitar realizar pruebas de sobrevoltaje, esta establece si el transformador es capaz de soportar la prueba de sobrevoltaje.

Una ventaja de esta prueba es que todas las variables que pueden afectar a una sola lectura del megger, tales como humedad y temperatura, son esencialmente las mismas tanto a 1 como a 10 minutos.

En la tabla 15 se encuentran los valores adecuados para evaluar el aislamiento del transformador usando el índice de polarización:

INDICE DE POLARIZACION	CONDICION DE AISLAMIENTO
Menos de 1	Peligroso
Entre 1 y 1.1	Pobre
Entre 1.1 y 1.25	Dudoso
Entre 1.25 y 2.0	Regular
Arriba de 2.0	Bueno

TABLA 15: VALORES DE INDICES DE POLARIZACION PARA AISLAMIENTOS DE TRANSFORMADORES.

2- PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION (TTR)

El propósito principal de esta prueba es determinar si hay problemas entre vueltas de un bobinado o entre secciones del sistema de aislamiento de un transformador. Si además se mide la corriente de excitación, otros problemas pueden ser determinados tales como: malas conexiones o conductores aterrizados.

La prueba consiste en tomar dos devanados de una fase, conectarlos al instrumento y aplicarles un voltaje (generalmente de 8 – 10 V a 50 – 60 Hz).

En el momento de la conexión del instrumento deben ajustarse los elementos internos del aparato para producir una lectura de cero.

Si las bobinas están cortadas, se producirá una deflexión en la carátula. Si la relación de transformación está fuera de tolerancia puede ser síntoma de espiras cortocircuitadas, lo que puede reconfirmarse midiendo la corriente de excitación, la cual será de un valor alto.

Otro problema comúnmente observado son espiras cortadas, las cuales hacen que la corriente de excitación tenga un valor bajo, además de no tener salida de voltaje.

La medición de la relación de vueltas deberá ser hecha en todos los cambiadores de derivación para confirmar una operación y alineamiento apropiado del conjunto de cambiadores de derivación. La prueba de relación de vueltas también puede detectar conexiones o contactos de alta resistencia en los cambiadores de derivación, observándose para este caso, altas corrientes de excitación y dificultad para balancear el aparato. Los valores obtenidos de estas pruebas deberán ser comparados con las relaciones calculadas de los voltajes de placa y deberán tener una desviación mínima de 0.5% del valor calculado.

3- MEDICION DEL FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO

Esta consiste en aplicar un voltaje a 60 Hz de corriente alterna con un valor arriba del voltaje nominal del sistema de aislamiento en prueba. Cualquier sistema de aislamiento puede ser representado por una capacitancia y una resistencia en paralelo. El factor de potencia del sistema de aislamiento es básicamente una

medida de la corriente de fuga a través del equivalente del sistema de aislamiento. Entre mas baja sea la corriente de fuga, mas bajo es el factor de potencia y esta en mejor condición el sistema de aislamiento.

La medida del factor de potencia es ideal para la evaluación de sistemas de aislamiento en malas condiciones ya que es capaz de detectar porciones deterioradas dentro de un sistema que aparenta estar en buen estado. Esta es una ventaja que tiene este método sobre la medición de resistencia de aislamiento el cual no es capaz de detectar estos casos.

También este método es ideal para detectar problemas de aislamiento debido a descargas parciales, ya que es capaz de descubrir pequeños agujeros en el aislamiento sólido debidos a la falla incipiente antes mencionada.

Un elemento importante que se debe tomar en cuenta en el momento de realizar la prueba es la interferencia electrostática presente en áreas de subestaciones eléctricas, ya que esto puede causar lecturas erróneas, por lo tanto el aparato a utilizar deberá estar protegido contra este fenómeno.

Es importante mencionar que para obtener una valoración real del dato obtenido en la prueba del factor de potencia, es recomendable realizar esta prueba al inicio del ciclo de trabajo de cualquier transformador de potencia, ya que este valor servirá de parámetro de comparación de datos obtenidos en pruebas sucesivas. En caso de no tenerlos, se puede realizar una comparación con datos de otros transformadores de las mismas características.

4- PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

El objetivo principal de esta prueba es detectar conexiones en malas condiciones o conexiones con alta resistencia, generalmente en conductores en paralelo en los devanados. La prueba varia de acuerdo a la conexión interna de los devanados del transformador; por ejemplo, en la conexión delta, deberá conectarse el devanado bajo prueba en paralelo con los otros dos conectados en serie. En el caso de la conexión en estrella la medición deberá hacerse en cada devanado por separado.

Un elemento importante en la medición de la resistencia de los devanados es la temperatura, ya que esta afecta a la resistencia del cobre, es por ello que la lectura obtenida deberá convertirse a un valor de resistencia a 85 °C, ya que esta es la temperatura comúnmente usada por los fabricantes. La fórmula para hacer la conversión es la siguiente:

$$R_{a 85^{\circ}\text{C}} = R_{\text{DE PRUEBA}} \cdot \frac{234.5 + T \text{ de prueba en } ^{\circ}\text{C}}{234.5 + T \text{ de los devanados}}$$

NOTA: para devanados hechos de aluminio, el valor de 234.5 deberá ser reemplazado por 225.

5- PRUEBA DE VOLTAJE INDUCIDO

Esta prueba se puede desarrollar en el campo para verificar el aislamiento entre espiras, entre capas y entre secciones de los devanados de un transformador. El voltaje de prueba deberá ser determinado de acuerdo con el fabricante.

En esta prueba por lo regular se energiza el devanado de bajo voltaje, dejando abiertos los otros devanados, aplicando un voltaje de prueba por medio de un grupo motor-generador el cual consiste por lo general de grandes transformadores de potencia, reactores para corrección del factor de potencia y dispositivos para obtener frecuencias en el rango de 150 a 400 Hz. Debido a esto, su uso es limitado.

En combinación con esta prueba se aplican además las pruebas de voltaje de radio influencia (RIV) y la prueba de emisiones acústicas (AE), las cuales ayudan a detectar descargas parciales al interior del transformador durante la prueba de voltaje inducido.

6- PRUEBA DE IMPEDANCIA

Este método se utiliza para la medición de la impedancia de los devanados de un transformador, puede realizarse tanto en transformadores monofásicos como en

trifásicos. En los transformadores trifásicos se mide el voltaje y corriente aplicados a un devanado, al mismo tiempo que se cortocircuita el devanado que se encuentra en la misma columna del transformador. El voltaje deberá ser aplicado gradualmente hasta obtener la corriente nominal. El porcentaje de impedancia puede ser calculado con la siguiente formula:

$$\% Z = (1/10) \cdot (E_{\text{medido}} / I_{\text{medido}}) \cdot (kVA_{\text{monofasica}} / KV^2_{\text{terminal a terminal}})$$

Este porcentaje no debe ser comparado con el proporcionado por el fabricante, sino que deberán compararse los valores individuales entre si para cada fase, los cuales deberán ser iguales.

7- PRUEBA DE BAJO VOLTAJE DE EXCITACIÓN MONOFASICO A 60 Hz (LV EXCITACIÓN)

Esta prueba es muy utilizada para verificar la condición del transformador, especialmente cuando fallas localizadas en los devanados y el circuito magnético están presentes. Para obtener el máximo provecho a estas pruebas, deberán realizarse antes de colocar al transformador en servicio. Los valores obtenidos junto con los detalles de los instrumentos utilizados para su medición, conexiones, temperatura y voltaje aplicado; deberán conservarse y mantenerse para un futuro análisis.

El nivel del voltaje no deberá ser más del 10% del voltaje nominal y deberá aplicarse de preferencia al devanado de alto voltaje para evitar voltajes inducidos que pueden ser peligrosos bajo condiciones de prueba. Otro dato a obtener es la potencia absorbida, para esto es preferible utilizar Vatímetros digitales.

La lectura de potencia es muy útil en el diagnostico de fallas en los devanados o en estructuras del núcleo las cuales crean pérdidas adicionales.

Vale la pena aclarar que las pruebas de voltaje inducido y prueba de bajo voltaje de excitación son pruebas realizadas en laboratorios, ya que se necesitan aparatos

especializados y por lo tanto sería imposible realizarlas en el país, por lo tanto se han introducido en la investigación solamente como información .

7.4 MANTENIMIENTO CORRECTIVO PLANIFICADO.

Si después de realizar el máximo de pruebas posibles, los resultados obtenidos no proporcionan valores convincentes de presencia de fallas, se recomienda: efectuar un proceso de desgasificado del aceite, y después de dos meses, realizar un análisis de gases combustibles disueltos en el aceite (DGA).

Si el DGA indica que la unidad no tiene fallas, se deberá continuar con el mantenimiento preventivo basado en tiempos; pero si indica posibilidad de falla, se deberá vigilar el comportamiento del transformador por medio de monitoreos más frecuentes a través de análisis con el Hydran 103B.

Si los métodos de prueba reafirman la existencia de la falla, se procederá a ejecutar el respectivo mantenimiento correctivo planificado, programando el momento más adecuado para su ejecución.

De acuerdo a los resultados obtenidos de las ordenes de trabajo, los tipos de mantenimientos correctivos pueden ser muy variados, pero se enfocará al de las fallas eléctricas detectadas por el análisis de gases disueltos y reconfirmadas con las pruebas anteriores.

Una vez sacado de servicio el transformador, lo primero que debe hacerse es una inspección interna, revisándose cada parte de su interior. A continuación se presenta una guía que sugiere las partes principales a revisar:

☒ **ACEITE:**

- Olor del aceite.
- Color del aceite.
- Indicación de humedad y su ubicación.
- Agua en estado libre en el tanque.

☒ ESCOMBROS:

- Cantidad.
- Localización.
- Tomar muestra.

☒ QUEMADURAS, DECOLORACIÓN O DEPÓSITOS:

- Paredes del tanque.
- Terminales de los bushings.
- Conectores de cobre.
- Barras de buses.

☒ MALAS CONEXIONES O DESCONEXIONES.

☒ CONDICIÓN DEL CAMBIADOR DE DERIVACIÓN SIN CARGA (DETC):

- Contactos
- Mecanismo de operación.
- Eje de acoplamiento.

☒ RASTROS DE CARBÓN:

- Localización.
- Cantidad.
- Daño en la porcelana.
- Daño en partes de cobre y aluminio.

☒ CONDICIONES DE LOS DEVANADOS:

- Movimientos del devanado.
- Distorsión del devanado.
- Mecanismos de sujeción del devanado.
- Ubicación de sobrecalentamiento localizado.
- Movimiento o distorsión de las terminales de los devanados.

☑ CONDICIÓN DE LOS TC'S :

- Conexiones.
- Mecanismos de soporte.

☑ CONDICIÓN DEL NÚCLEO.

- Sobrecalentamiento.
- Pruebas de resistencia de aislamiento entre el núcleo y tierra.
- Conexiones de tierra del núcleo.
- Cualquier evidencia de daño.
- Condición de su estructura. (Laminaciones, deformación).

Con la realización de estas inspecciones más el conjunto de pruebas eléctricas previas, se deberá localizar la falla; por lo tanto el siguiente paso es realizar la respectiva reparación, de acuerdo al daño encontrado.

Del tiempo de reparación estimado y la gravedad del problema dependerá si el transformador será reparado en el lugar o si es necesario transportar las partes a un lugar distinto. La utilización de la subestación móvil podría ser necesaria en el caso de que el transformador sea parte importante del sistema de potencia.

Después de corregir el problema, es necesario efectuar algunos procesos de tratamientos al sistema de aislamiento, para mantenerlo en buenas condiciones o para recuperar sus características (si fuera este el caso).

En el caso del aceite dieléctrico, su mejora es posible de muchas maneras, y dependiendo de los tratamientos que se le realicen así será el nombre que recibe el proceso.

El proceso de restauración del aceite, por medio de la remoción de contaminantes y productos de la degradación tales como materiales polares y ácidos por medio de sustancias químicas y adsorbentes se le conoce como **recuperación** (reclamation). Pero cuando se utilizan métodos mecánicos como el filtrado , el centrifugado, desgasificado o secado al vacío para remover contaminantes insolubles, humedad y gases se le conoce como **reacondicionamiento** (reconditioning).

A continuación se describe el principio de estos procesos, así como los equipos necesarios para su aplicación .

7.5 PROCESOS DE RESTAURACIÓN DE ACEITES DIELECTRICOS.

- **PROCESO DE REACONDICIONAMIENTO (RECONDITIONING):**

Es utilizado para remover agua y gases disueltos en el aceite. Para eso se utiliza el deshidratador al vacío, el cual ha demostrado ser un método eficiente para reducir el contenido de gases y agua a niveles bajos.

Independientemente de la marca del equipo, el proceso que se le sigue al aceite es el mismo y se resume así : el aceite a limpiar y secar se conduce a través de un filtro para partículas gruesas, se calienta primeramente y se pulveriza por toberas de nebulización dentro de un tanque que se encuentra a un vacío de aproximadamente 1 mbar. Durante este proceso se le quita al aceite gas y humedad.

En la parte inferior del recipiente, se juntan el aceite desgasificado y seco, y se bombea fuera del equipo regenerador de aceite pasando por un filtro fino. El equipo para regenerar aceite debe poseer 2 equipos de bombas de vacío independientes entre sí. Un equipo de bombas de vacío se acopla al tanque de nebulización, mientras que el segundo equipo queda independientemente a disposición para la producción del vacío en el transformador. Con ello puede efectuarse en forma independiente entre sí los procesos de desgasificación con secado de aceite y la aplicación de vacío al transformador.

- **PROCESO DE RECUPERACIÓN (RECLAMATION) :**

Consiste básicamente en eliminar los contaminantes solubles del aceite, lo cual no es posible con el filtrado ni con la deshidratación al vacío. La adsorción es el principio utilizado en este proceso, y consiste en utilizar sustancias que mantienen y atraen otras sustancias hacia su superficie. Los materiales adsorbentes utilizables son:

- **TIERRAS DE FULLER** : este término se refiere a una clase de arcillas adsorbentes que se encuentran en la naturaleza. Esta arcilla purifica al aceite del transformador ya que es capaz de neutralizar ácidos, adsorber compuestos

polares y por lo tanto decolorizar el aceite. El principal constituyente de esta sustancia es la arcilla Attapulgit y su cantidad requerida dependiendo del numero de neutralización del aceite a ser tratado se muestra en la figura 35

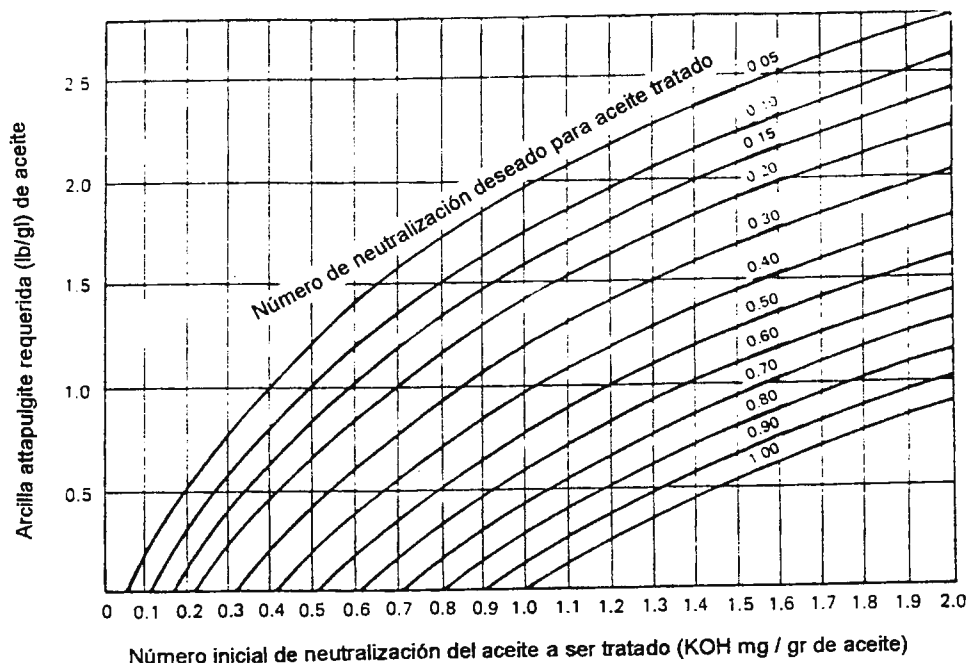


FIGURA 35 CURVAS PARA LA DETERMINACION APROXIMADA DE MATERIAL ADSORBENTE EN LA RECUPERACION DE ACEITES DIELECTRICOS.

- **ALUMINA O BAUXITA** : esta consiste principalmente de oxido de aluminio hidratado que es un adsorbente resistente al calor, durable y que puede ser regenerado y rehusado muchas más veces que otros tipos de arcillas.
- **FILTROS MOLECULARES** : este es un grupo de adsorbentes cristalinos capaces de separar sustancias basados en su tamaño molecular. Son uniformemente porosos y tienen una gran afinidad al agua. Pertenecen a una clase de material conocida como zeolitos. El tipo utilizado para el tratamiento de los aceites de transformadores es conocido como 4A , y tiene una inusual afinidad a los compuestos polares. La principal desventaja de este tipo de materiales es que son significativamente más caros que los otros tipos de materiales adsorbentes.

Los procesos que utilizan elementos adsorbentes son diversos, entre los que están : procesos de contacto, procesos de percolación, filtros de "cama profunda", etc. ; así que se describirá solamente uno de ellos, ya que todos tienen el mismo fin.

PERCOLACION POR GRAVEDAD :

Este tipo de percolación hace uso de la gravedad (la cabeza hidrostática de una columna de aceite) para forzar al aceite a que pase a través de una columna de material adsorbente, por lo general arcilla.

El aparato para realizar este proceso consiste de tres tanques a diferentes niveles como se muestra en la figura 36

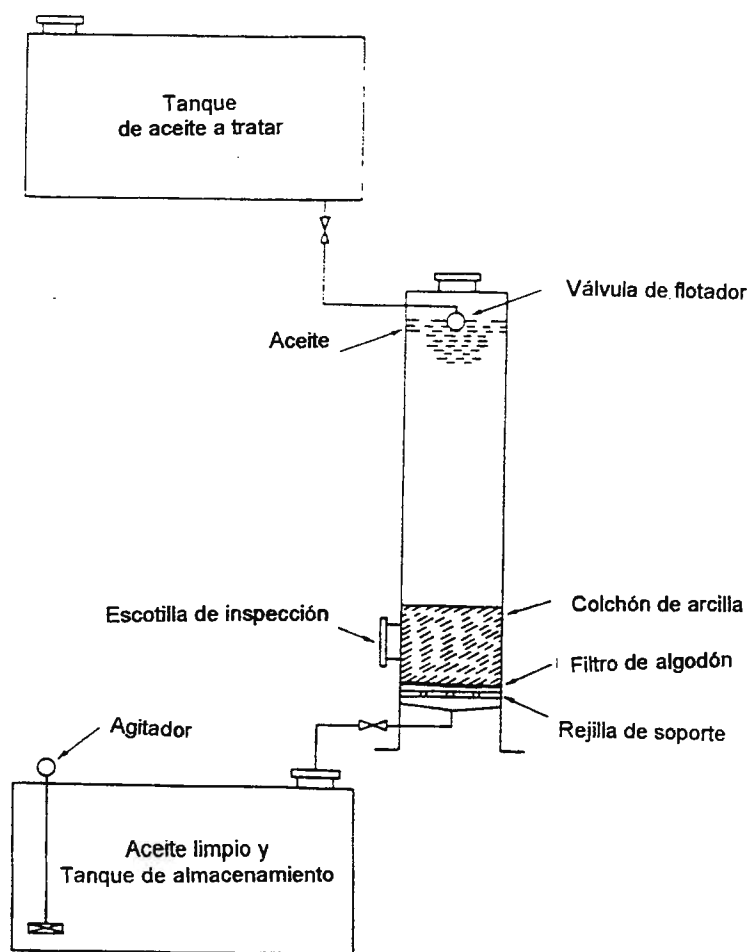


FIGURA 36 : DIAGRAMA ESQUEMATICO DE APARATO DE PERCOLACION POR GRAVEDAD.

El tanque superior es utilizado como reservorio del aceite a ser tratado, el tanque colocado en posición intermedia contiene el filtro de arcilla y por ultimo el tanque inferior será el que recibirá el aceite limpio.

El tanque intermedio esta equipado con un filtro de algodón el cual soporta la arcilla, la cual tiene una altura de 2 metros; una válvula de flotador controla el flujo del aceite desde el tanque superior a manera de proveer un flujo constante de aceite. Una vez empezado el proceso, no necesita mucha atención a no ser por muestreo periódico del aceite en el tanque inferior para vigilar la calidad del aceite tratado. Una desventaja de este método es el bajo flujo de aceite obtenido (10 gal/hr)/ ft². La ventaja es que esta relación de flujo lento se convierte en un tiempo de contacto grande del aceite a tratar con el medio que se usa como filtro, lo cual permite el uso eficiente del adsorbente.

En el caso de la aislación sólida, su recuperación se consigue al retirar toda el agua embebida en ella (secado del transformador) , por lo que resulta ser una operación delicada.

Como la concentración del agua en el aceite se encuentra en equilibrio con la contenida en la celulosa (siendo en esta ultima de 600 a 800 veces mayor) , a medida que se deshidrata el aceite la aislación sólida comienza a perder humedad (para mantener el equilibrio), pero la velocidad con que se deshidrata el aceite es mucho más rápida comparada con la velocidad con que el agua del papel migra al aceite, por lo que es muy común lograr una buena deshidratación del aceite sin haber secado completamente el núcleo. Para secarlo completamente se requiere de tiempo, que dependerá de la cantidad de agua presente en la aislación sólida, del caudal de recirculación del purificador y del volumen de aceite en la cuba del transformador.

Para acelerar el proceso de deshidratación y aumentar la eficiencia de este, simultáneamente con el deshidratado del aceite, se debe crear un vacío en el tanque del transformador por medio de bombas de vacío.

Después de efectuar el proceso de recuperación y reacondicionamiento, el transformador puede ser colocado en servicio no sin antes realizar pruebas de características químicas y físicas del aceite para asegurarse que el proceso ha sido exitoso, así como para proveer de información base para el registro de su comportamiento a lo largo de su vida útil.

Es importante que las pruebas que confirmaron la existencia de falla (tabla 13) de ser posible sean realizadas nuevamente con el objeto de confirmar, esta vez, de que la falla o problema ha sido solucionado.

Luego de confirmar el buen estado del transformador, este ingresará nuevamente al sistema eléctrico y deberá ser monitoreado por las rutinas de mantenimiento preventivo basado en tiempos, realizando los procedimientos descritos anteriormente.

CAPITULO VIII

8.1 ANALISIS PARA PREDICCIÓN DE CRECIMIENTO DE GASES

Hasta el momento se ha realizado un análisis de las cantidades de gases presentes en el transformador solamente para datos actuales; es decir con los valores individuales de los gases combustibles, se puede determinar si existe o no la presencia de alguna falla y su tipo, por medio del programa elaborado para este fin, el cual utiliza los métodos de las relaciones de Rogger y Doernenburg, y el método del gas principal, los cuales fueron explicados en su oportunidad en los capítulos anteriores. Por medio de este programa se puede obtener un diagnostico “actual” del estado del transformador .

Si existe la necesidad de conocer las cantidades de los gases generados en un tiempo futuro, se debe ocupar los valores de los gases generados en fechas anteriores que forman parte del historial de cada transformador para hacer un análisis estadístico de esos datos y así poder calcular su razón de crecimiento para la fecha deseada.

8.1.1 APLICACIÓN DE METODOS ESTADISTICOS

La estadística es un método científico que trata con variables aleatorias con el objeto de recolectar , organizar y analizar los valores que éstas generan.

En el caso de análisis predictivo de los gases , el modelo a estudiar contiene dos variables de análisis, como lo son el tiempo y la cantidad de gases para las cuales es necesaria saber la relación que existe entre ellas. Esa posible relación o grados de asociación se miden a través de la regresión.

La regresión mide en forma funcional esta relación (a través de una ecuación), tratando de predecir una de ellas (variable dependiente) en función de la otra ó de las otras (variable independiente).

Hay distintos tipos de regresión , las cuales serán usadas de acuerdo a las necesidades que se presenten en el análisis; estas son:

- REGRESION LINEAL.
- REGRESION CURVILINEA.
- REGRESION POTENCIAL.
- REGRESION EXPONENCIAL.

Para saber en que situación se utilizaran los distintos tipos de regresión es necesario que una vez recolectados los datos de gases y su respectivos tiempos (datos bivariados), estos se lleven a un sistema de ejes coordenados; la variable independiente X se escribe en el eje de las abscisas, y la variable dependiente Y en el eje de las coordenadas. Al conjunto de puntos (x, y) que aparecen en la gráfica se llama "diagrama de dispersión".

De acuerdo a la forma que tome dicho diagrama, así será la función (ecuación) que se utilizará, de tal forma que describa adecuadamente la relación entre las variables denominadas funciones o ecuaciones de predicción.

Entre las ecuaciones típicas tenemos:

- **Regresión lineal simple ($Y = a + bx$).**

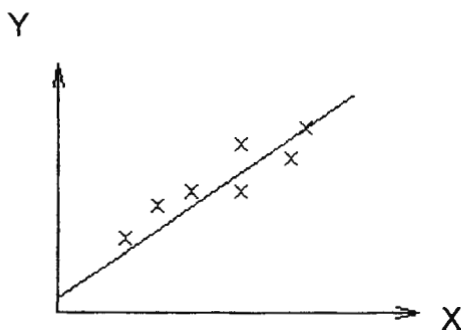


FIGURA 37 : DIAGRAMA DE DISPERSION LINEAL.

Como se mencionó anteriormente observando el diagrama de dispersión se escogerá la formula a determinar , para lograr una descripción adecuada de la posible función que rige el comportamiento de este grupo de datos.

Se observa en la figura 37 que esta ecuación es una aproximación y por lo tanto debe de tenerse cuidado de los datos que se obtienen .

Cuando se observe una gráfica como la de la figura, es entonces necesario un análisis de dispersión lineal.

- REGRESION CURVILINEA.
- Caso parabólico ($Y = a + bx + cx^2$).

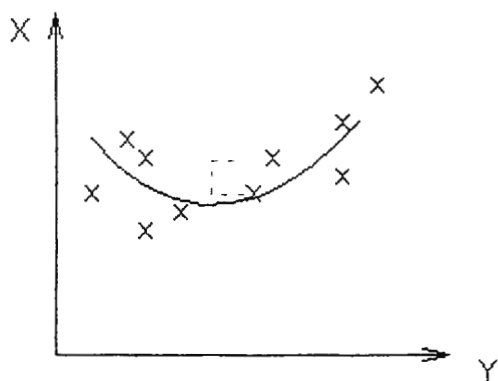


FIGURA 38 : DIAGRAMA DE DIPERSIÓN PARABOLICA.

Al observar un comportamiento aproximado al grupo de datos como el que se muestra en la gráfica, se puede deducir que toma la forma de una parábola, por lo tanto se ajustará a una función de segundo grado.

Para dicha función , como en el caso anterior, se utiliza el método de los mínimos cuadrados.

- Caso exponencial ($Y = ab^x$).

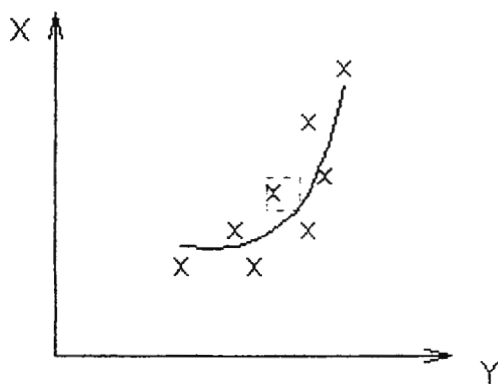


FIGURA 39 : DIAGRAMA DE DISPERSION EXPONENCIAL.

Al igual que los casos anteriores el diagrama de dispersión es vital, por lo tanto si el grupo de datos sugiere una tendencia igual a la de la figura 39, la predicción será dirigida por un análisis de regresión exponencial.

Para realizar el análisis predictivo de la tendencia de los gases, haciendo uso de las herramientas estadísticas descritas anteriormente, se elaboró una aplicación en el software EXCEL el cual es ideal para resolver problemas que involucren análisis estadísticos y de gráficos.

El software trae incluida una variedad de funciones las cuales se adaptan a las necesidades para predecir tendencias de valores. A continuación se explican algunas de ellas:

Función CRECIMIENTO : calcula el pronóstico de crecimiento exponencial a través de los datos existentes. CRECIMIENTO devuelve los valores "Y" de una serie de valores "X" especificados, utilizando valores "X" y valores "Y" existentes.

Esta función utiliza las ecuaciones de regresión exponencial que se muestran a continuación:

$$\text{Log } Y_i = n \text{ Log } a + \text{Log } b \cdot \sum X_i$$

$$\sum X \cdot \text{Log } Y_i = \text{Log } a \cdot \sum X_i + \text{Log } b \sum X_i^2$$

En donde X_i es la variable independiente y Y_i la variable dependiente.

Luego , por medio de los cálculos pertinentes de resolución de ecuaciones y por las leyes de los logaritmos, se llega a calcular los valores de "a" y "b" , para establecer la ecuación que rige la relación de las variables : $Y = a \cdot b^x$; todo esto lo realiza el software internamente, facilitando grandemente el trabajo.

Otra función incluida en EXCEL es la de TENDENCIA, la cual devuelve valores que resultan de una tendencia lineal. Ajusta una recta (calculada con el método de mínimos cuadrados) a los valores de las matrices definidas por los argumentos

conocido_y y conocido_x. Devuelve, a lo largo de esa recta, los valores “Y” correspondientes a la matriz definida por el argumento nueva_matriz_x especificado.

Estas funciones así como otras que pueden adaptarse a las necesidades observadas en el diagrama de dispersión, se encuentran en la barra de herramientas, en el botón de Insertar, opción FUNCIONES.

8.2 DESCRIPCION DEL SOFTWARE DE APLICACIÓN

El programa desarrollado calcula la fecha probable en la que puede ocurrir una falla, y determina su tipo por medio del método del gas principal; además presenta en forma gráfica el crecimiento de los gases en función del tiempo, y muestra sus valores probables alcanzados para esa fecha.

El programa consta de tres hojas; la primera es una hoja tipo formulario, para la introducción de datos. En ella se pueden diferenciar áreas determinadas: la primera, para introducción de los datos particulares del transformador al que se analizará; una segunda área, para ingresar la fecha de realización del análisis de gases disueltos en el aceite (DGA) y los valores obtenidos de cada gas en partes por millón. La tercera área es la que proporciona los resultados obtenidos de la probable fecha en que puede ocurrir la falla y su tipo; y finalmente contiene un área en donde se muestran las cantidades probables de cada gas, para esa fecha.

En la segunda hoja se muestra el crecimiento de los gases en función del tiempo de forma gráfica, en diferentes colores para cada uno de los gases; con un recuadro en la parte inferior en la que se muestra el nombre de cada gas y su respectivo color.

La tercera hoja contiene todas las fórmulas utilizadas (funciones) para calcular el crecimiento de los gases, así como para transformar las fechas de los análisis, a meses con una referencia común (año del primer análisis).

A continuación se presenta en forma impresa las dos primeras hojas del programa :

C.E.L

ANALISIS PREDICTIVO



DATOS DEL TRANSFORMADOR

SERIE :
UBICACIÓN:

FECHA DE ANALISIS			CANTIDADES DE GASES OBTENIDAS POR ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE						
DIA	MES	AÑO	Hidrógeno (H ₂)	Monoxido de carbono (CO)	Acetileno (C ₂ H ₂)	Etileno (C ₂ H ₄)	Etano (C ₂ H ₆)	Metano (CH ₄)	Bióxido de carbono (CO ₂)
15	5	1989	8	47	1	1	1	4	218
16	8	1989	12	123	1	1	2	7	354
27	3	1990	13	279	2	2	4	16	693
14	6	1991	20	320	2	4	5	19	816
4	6	1992	32	610	3	5	7	22	1001

FALLA MAS PROXIMA QUE PUEDE OCURRIR:

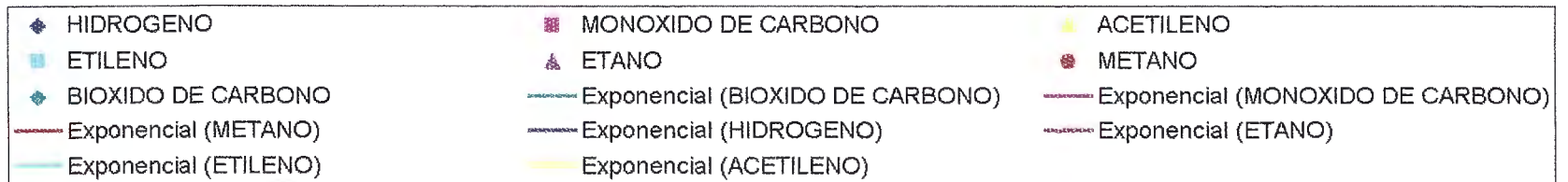
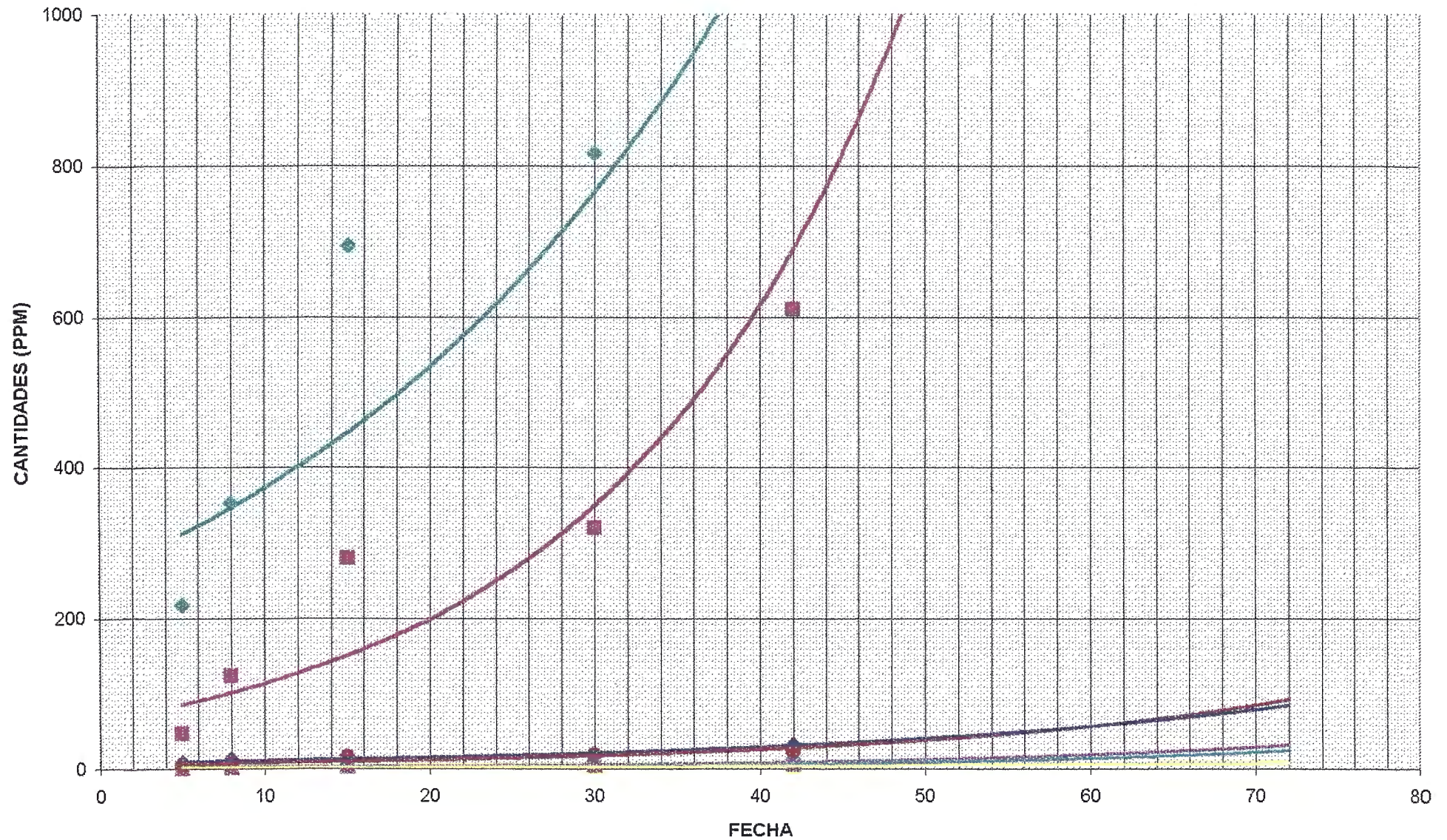
DESCOMPOSICION TERMICA DEL ACEITE
DESCOMPOSICION TERMICA DE LA CELULOSA
DESCARGAS PARCIALES
ARCO ELECTRICO

X

FECHA PROBABLE EN QUE OCURRIRÁ LA FALLA: Noviembre 16, 1992

CANTIDADES DE CADA GAS EN LA FECHA PROBABLE QUE OCURRE LA FALLA

HIDROGENO	MONOXIDO DE CARBONO	ACETILENO	ETILENO	ETANO	METANO	BIOXIDO DE CARBONO
52	63915	20	20	284	1235	1.50072E+12



La utilización del programa requiere los datos de al menos cinco análisis consecutivos realizados, los cuales pueden haber sido efectuados en un mismo año o con diferencias de no más de tres años entre cada uno; además, durante los análisis no debe haberse efectuado procesos de reacondicionamiento al aceite dieléctrico, ya que con este proceso, se pierde la continuidad en la razón de crecimiento de los gases generados. Por esta razón, el programa fue desarrollado para que analice los gases en cinco períodos diferentes, ya que al consultar los registros de C.E.L. no existe ningún transformador al cual después de tres análisis no se le halla efectuado un proceso de reacondicionamiento.

Cuando se efectúen procesos de tratamiento al aceite, a partir de esa fecha, el análisis DGA efectuado, será introducido como el primero en el programa y ya no se podrán utilizar los datos anteriores registrados de los análisis efectuados.

El programa ha sido desarrollado asumiendo que la gráfica de dispersión describe una tendencia exponencial, ya que la mayoría de los datos, a partir de los registros de C.E.L., describen esta tendencia; pero puede darse el caso de que algún gas no registre esta tendencia, por lo que puede modificarse esta condición asumida en el programa al observar que los valores obtenidos varíen demasiado. Para esto se recomienda antes de utilizar el programa, verificar la tendencia de los gases graficando previamente los valores, para establecer la tendencia y modificarla en el programa. Esta modificación deberá efectuarse en la hoja de fórmulas así como también en la hoja de gráficos; para esta última, basta con posicionarse sobre la gráfica del gas específico, presionar botón derecho del ratón y seleccionar del menú desplegable la opción **formato de línea de tendencia, tipo**; luego seleccionar la tendencia que mejor se ajuste al crecimiento del gas.

Las modificaciones en la hoja de fórmulas deberá realizarse sustituyéndose en la casilla del gas específico, la función CRECIMIENTO por otra función que se adecue a la tendencia previamente establecida.

ANEXOS

METODO PATRON DE TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE AISLANTE PARA ANALISIS DE GASES SEGÚN NORMA ASTM D 3613-77

UTILIZANDO JERINGA :

Remueva la cubierta de la válvula de muestreo y drenar un cuarto de galón de aceite para desaguar el aceite que está contenido en el válvula de muestreo del transformador. Sujetar la válvula de muestra usando un tubo de polytetrafluoretileno. Abrir la válvula de jeringa para permitir que se encuentre despejada la vía y conectarla a la jeringa presionando hacia ella.

NOTA: la manija de la válvula de plástico siempre apunta al puerto que está bloqueado, dejando los otros dos puertos en comunicación.

Girar suavemente la válvula a la posición de abierto en línea con el puerto hacia la jeringa y permita que entre en la jeringa de 45 a 50 cm³ de aceite. Inmediatamente cerrar la válvula y separar del tubo, permitiendo al aceite continuar fluyendo a través de la tubería y limpiar de desechos de aceite.

Con la jeringa en posición vertical, expulsar cualquier burbuja de aire presionando cuidadosamente el pistón de la jeringa hasta expeler aceite. Cerrar la válvula de la jeringa.

La jeringa, libre de burbujas y con sus espacios muertos llenos de aceite, está ahora lista para conectarse a la tubería con aceite fluyendo a través del puerto de desagüe.

Girar suavemente la válvula a la posición de abierto y permitir que la presión del aceite fuerce al pistón a moverse hacia atrás hasta que el pistón este lleno aproximadamente $\frac{3}{4}$. No halar el pistón manualmente, ya que esto puede resultar en la formación de burbujas.

Cerrar la válvula y separarla de la tubería e inspeccionar si tiene burbujas de aire. Si hay aire, descargar el aceite con la jeringa en forma vertical (hacia abajo) y entonces obtener otra muestra. Cerrar la válvula de muestreo.

Manual de instrucción.

HYDRAN 103B

PRECAUCION

Lea este manual cuidadosamente. Resultados inexactos o daños serios al detector de fallas incipientes de transformadores, HYDRAN 103B, pueden producirse al no seguir las instrucciones plasmadas en este manual.

Más exactos y consistentes son las lecturas obtenidas cuando el HYDRAN 103B es operado entre 0°C y 35 °C (32 y 95 °F). Para mejores resultados, la muestra de aceite deberá estar a la misma temperatura que el HYDRAN 103B.

El aparato debe ser guardado en una área libre de humo y solventes volátiles, de otra manera el detector puede ser dañado y dar como resultado lecturas anormales o erráticas.

El HYDRAN 103B debe ser guardado y/o transportado cuando la temperatura permanezca entre -15° C y 50 °C (5 a 122 °F). esto es para el caso de que la batería (lead-acid battery) esta completamente cargada.

Si la batería del aparato no esta completamente cargada, el instrumento debe ser mantenido bajo temperatura helada (freezing) todo el tiempo.

Nunca usar solventes para limpiar el HYDRAN 103B, no calibre el aparato a menos que sea absolutamente necesario. Si se encuentra con problemas que no pueda solucionar llamar a SYPROTEC CUSTOMER SERVICE DEPARTMENT en :

CANADA/EUROPE/INT' L.

Syprotec Inc.

179 Boul. Brunswick.
Pointe-Claire, Quebec.
Canadá H9R 5N2.

Tel: (514) 694-3637.

Fax: (514) 694-9245.

E-mail: monitoring@syprotec.com

U.S.A.

Syprotec Corp.

8396 Route 9 North
West Chazy, NY 12992
U.S.A.

Tel: (800) 361-3652.

Fax: (518) 846-7191

ESPECIFICACIONES

GENERALES

DESCRIPCION DEL INSTRUMENTO: Portátil, analizador de gases disueltos, puesta a cero automático.

RESPONDE A: H₂ y CO (gases combustibles).

MEDIO: Aceite aislante dieléctrico.

APLICACIÓN: Análisis en el sitio de equipo eléctrico lleno de aceite.

SENSOR

PRINCIPIO: membrana permeable junto con detector de gas combustible.

CONDICION: Sensor mantenido arriba de 20 °C (68 °F) por medio de un calentador y controlador.

METODO DEMUESTREO: Se requieren 3 ml de muestra, inyectado al puerto por medio de una jeringa de vidrio.

DESEMPEÑO

RANGO: 0 – 20,000 PPM (volumen/ volumen).

EXACTITUD: $\pm 10\%$ de lectura ± 10 ppm con instrumento y muestra a 22 °C.

REPETIVIDAD: $\pm 5\%$ de lectura ± 10 ppm entre dos análisis consecutivos a 22 °C.

DESVIACION ESTÁNDAR: +2% de lectura + 10 ppm a 22 °C

SENSIBILIDAD RELATIVA:

AL	H ₂ :	=100%
AI	CO:	=15% (valor exacto indicado en certificado).

TIEMPO DE CALENTAMIENTO: instrumento listo dentro de al menos 5 minutos en 22 °C (72 °C).

TIEMPO DE MEDIDA: medición y lectura 10 minutos después de inyectada la muestra.

TIEMPO DE RECUPERACIÓN: listo para nuevo muestreo dentro de al menos 15 minutos @ 1000 ppm incrementándose a 60 minutos en 10000 ppm.

TIEMPO DE ANALISIS TOTAL: menos de 25 minutos @ 1000 ppm entre dos inyecciones (10 minutos de medición, mas 15 minutos de tiempo de recuperación).

CALIBRACION

METODO DE CALIBRACION: inyección de muestra con H₂ conocido.

MUESTRAS DE CALIBRACIÓN: 6 ampollas selladas de 10 ml proporcionadas con el instrumento.

CONCENTRACION DE H₂: aproximadamente 500 ppm, valor exacto indicado en cada ampolla.

EXACTITUD DE LA MUESTRA: ± 5 % caracterizado por cromatografía de gases.

INTERVALOS DE CALIBRACIÓN: verificación recomendada cada 3 meses.

LIMITES DE OPERACIÓN

TEMPERATURA DE OPERACIÓN: 0 °C a 35 °C (32 a 95 °F).

TEMPERATURA DE MUESTREO: 0 °C a 50 °C (32 a 122 °F).

TEMPERATURA DE ALMACENAMIENTO: -15 °C a 50 °C (5 a 122 °F).

MICELANEOS

CARCAZA DEL INSTRUMENTO:	carcaza extrafuerte con manija y compartimento de almacenamiento desmontable.
LARGO×ALTO×ANCHO:	300×250×150 mm.
SUMINISTRO DE ENERGÍA:	baterías recargables 2.2 Ah con cargador interno 115/230 Vac, 50/60 Hz, menos de 20 VA.
CAPACIDAD DE BATERIA:	No mas que 15 horas a temperatura de cuarto (room temperature). No mas de 4.5 horas a 0°C. La capacidad de la batería se reduce a temperaturas bajas.
TIEMPO DE RECARGA:	menos de 14 horas para recargar completamente la batería.
RESERVORIO DE DESECHOS:	60 ml de capacidad.
PESO:	7.7 Kg. (17 lb).
PESO DE ENVIO:	8.2 Kg. (18 lb).

CAPITULO 1

DETECTOR DE FALLAS INCIPIENTES DE TRANSFORMADORES HYDRAN 103B.

1.1 COMO USAR ESTE MANUAL.

Lea este manual cuidadosamente. Resultados inexactos o serios daños al aparato son el resultado de no seguir los procedimientos plasmados en este manual.

1.2 DESCRIPCION DE EL HYDRAN 103B.

El instrumento detecta y monitorea la evolución de los gases debido a fallas en líquidos dieléctricos. Esfuerzos térmicos y eléctricos rompen la rigidez dieléctrica del aceite, a partir de este fenómeno una variedad de gases se forman.

Estos gases indican el desarrollo de fallas en aparatos eléctricos. Los gases combustibles disueltos en el aceite pasan a través de una membrana permeable selectiva dentro de un detector electroquímico de gas donde son combinados con oxígeno para producir señales eléctricas que son proporcionales a la relación de concentración de gas. Este aparato es sensible al hidrógeno (H_2) y al monóxido de carbono (CO) que son los indicadores primarios de fallas incipientes en equipos llenos de aceite. Como se muestra en la figura 1, el aparato es portátil, completamente automático y operado a baterías. Es usado en el campo o en laboratorios para la temprana detección de condiciones de fallas y la prevención de costos de mantenimientos correctivos mayores debido a daños en los equipos. Monitorea también, equipos eléctricos llenos de aceite nuevos, recientemente puestos en servicio o severamente sobrecargados.

El HYDRAN 103 B es el complemento del análisis de gases disueltos. Se usa para hacer exámenes en transformadores entre las fechas establecidos en los programas de realización de gases disueltos. El aparato mide la concentración de los gases combustibles en pequeñas cantidades de muestras e inmediatamente provee valiosa información para diagnósticos adicionales o acciones correctivas.

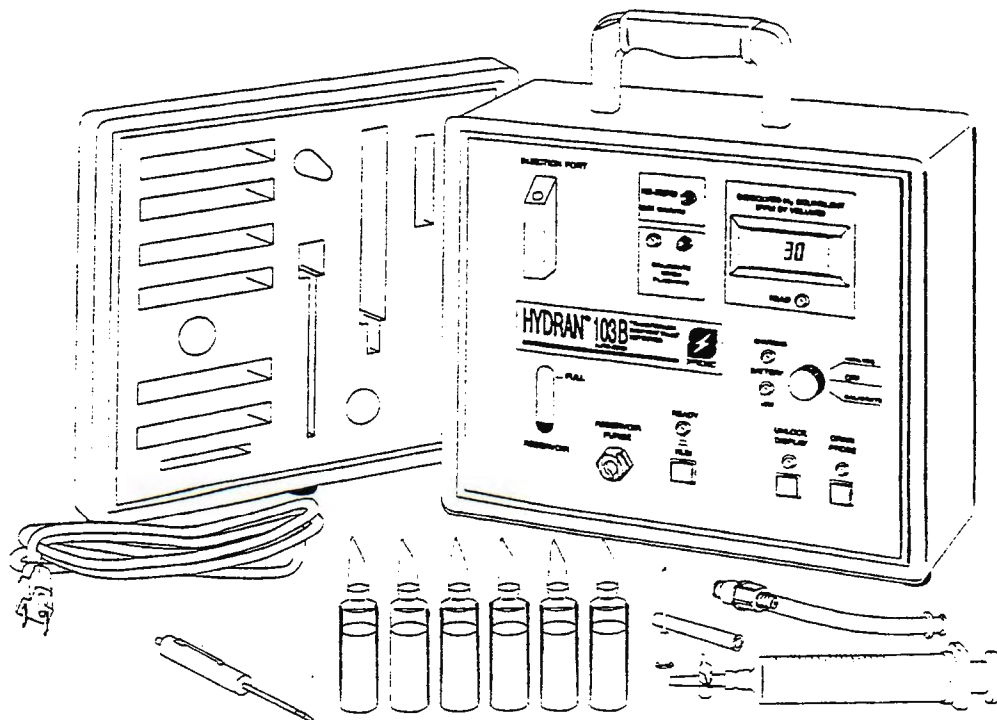


FIGURA 1 : DETECTOR DE FALLAS INCIPIENTES EN TRANSFORMADORES

1.3 INSPECCION Y DESEMPAQUE DE HYDRAN 103B.

Cuando se recibe este aparato, en el momento del desempaque debe revisarse , a modo de visualizar cualquier daño visible.

Remueva la cubierta con bisagras que contiene el mecanismo y examine el panel de control. Verifique que no haya ocurrido daño al aparato y a los accesorios durante el transporte.

Por favor refiérase a la siguiente lista para verificar la existencia de los accesorios de el HYDRAN 103B:

- Una (1) jeringa de vidrio de 20 ml.
- Una (1) válvula de paso.
- Una (1) aguja con cubierta.
- Seis (6) ampollas de calibración.
- Un (1) cordón de potencia de 2 mts.
- Un (1) adaptador de purga de el reservorio.
- Un (1) destornillador pequeño de ajuste y ;
- Un (1) manual de instrucción de bolsillo en su contenedor.

CAPITULO 2

GUIA DE OPERACIÓN

2.1 PANEL DE CONTROL.

La localización y función de cada control e indicador en el HYDRAN 103B se describe en la figura 2.

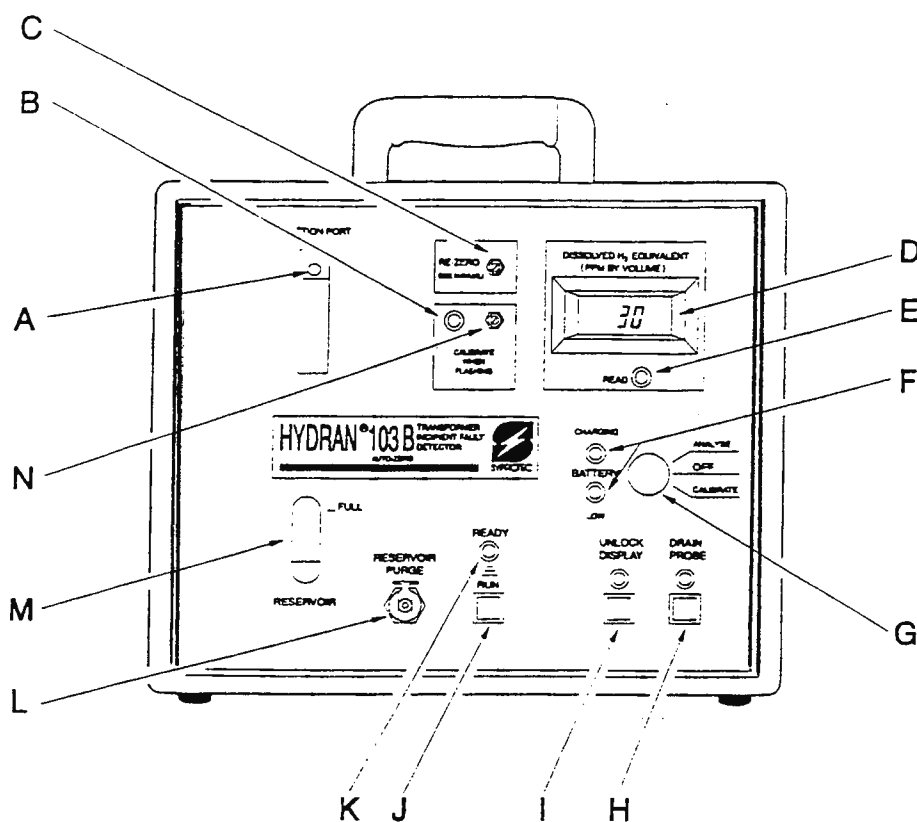


FIGURA 2 : PANEL DE CONTROL.

- A. "PUERTO DE INYECCION" (INJECTION PORT), acepta las muestras de aceite para análisis y calibración.
- B. "CALIBRAR CUANDO ENCIENDE" (CALIBRATE WHEN FLASHING), piloto que indica cuando se ajusta el tornillo de ajuste de calibración. El piloto enciende solamente los últimos 15 segundos del minuto permisible como intervalo de calibración y solamente en el modo de CALIBRACION.
- C. "AJUSTE DE PUESTA A CERO" (RE-ZERO ADJUSTMENT), tornillo que permite poner a cero el display de ppm. El instrumento tiene una puesta a cero automático y el modo de puesta a cero es usado ocasionalmente.
- D. "CARATULA DIGITAL" (DIGITAL DISPLAY), muestra los resultados en ppm (partes por millón). Si la indicación de batería descargada (LOW BATTERY) aparece en la

parte superior izquierda en la pantalla, inmediatamente enchufe el aparato a un toma corriente AC. De otra manera, resultados defectuosos pueden ser obtenidos.

- E. "INDICADOR DE LEER" (READ INDICATOR), este se enciende y genera una señal audible cuando el resultado del examen puede ser leído en la carátula.
- F. "INDICADOR DE ESTADO Y CARGA DE BATERIA" (BATTERY CHARGE AND STATUS), indica el estado de la batería. El indicador de carga de batería esta constantemente encendido cuando la batería esta cargando rápidamente. Cuando esta intermitente o apagado, significa que la batería ha alcanzado 95% de su capacidad o está completamente cargada, respectivamente. Cuando la batería esta baja de carga, él indica la primera situación descrita en este párrafo, y es necesario cargarlo.
- G. "SELECTOR DE FUNCIONES" (FUNCTION SELECTION), este puede colocarse en tres posiciones.
 - ANALISIS (ANALYSE), para el análisis de gas en el aceite;
 - APAGADO(OFF), para cuando el HYDRAN 103B no esta en uso;
 - CALIBRAR(CALIBRATE), para la calibración de HYDRAN 103B.
- H. "SONDA DE DRENO" (DRAIN PROBE), interruptor que activa la válvula que drena el reservorio y es usado cuando un análisis se suspende o no se realiza bajo las condiciones adecuadas.
- I. "BORRADO DE CARATULA" (UNLOCK DISPLAY), interruptor que limpia la carátula digital cuando el "INDICADOR DE LEER" enciende de forma intermitente. Presionando este interruptor se borra automáticamente los resultados previos presentados en la carátula.
- J. "INTERRUPTOR DE ENCENDIDO" (RUN SWITCH), esté empieza el ciclo de análisis de una muestra de aceite inyectado. El interruptor puede ser usado solamente cuando el piloto de listo (READY INDICATOR) esta encendido.
- K. "INDICADOR DE COMIENZO" (READY INDICATOR), indica que el aparato esta listo para desarrollar una análisis o calibración.
- L. "RESERVORIO DE PURGA" (RESERVOIR PURGE), puerto o terminal que se usa para vaciar el reservorio interno de aceite del aparato.

- M. "RESERVORIO" (RESERVOIR), ventana que muestra el nivel de aceite contenido en el reservorio.
- N. "AJUSTE DE CALIBRACION" (CALIBRATION ADJUSTMENT), tornillo que es usado solamente durante el proceso de calibración del HYDRAN 103B.
- O. "SONIDO DE ADVERTENCIA" (AUDIBLE WARNING), en la posición de análisis (ANALYSE), la señal audible de advertencia sonará en forma intermitente cada 15 segundos, cuando el análisis esta completado, para alertar a el operador aunque el indicador de leer (READ) este encendiendo.

En la posición de calibración (CALIBRATE POSITION), el mecanismo de advertencia audible interno sonara de forma intermitente cada 15 segundos por un minuto para señalar el intervalo de tiempo durante el que la calibración puede ser ejecutada. La advertencia de calibración empezará 9 minutos después de que el interruptor de encendido (RUN SWITCH) ha sido apretado.

2.2 PANEL TRASERO

Los siguientes puntos describen la localización y función de cada control en el panel trasero del HYDRAN 103B. Para visualizarlos refiérase a la figura 3.

- A. "CONTENEDOR DE FUSIBLE" (FUSE HOLDER), un fusible de 2 amperios, para protección de sobrecarga, esta instalado en la parte más baja del tomacorriente hembra de potencia en la parte trasera del instrumento.
- B. "TOMACORRIENTE DE POTENCIA" (POWER PLUG), conecta el HYDRAN 103B a la fuente de potencia 115/ 230 VAC para operación normal o carga de la batería.
- C. "SELECTOR DE VOLTAJE" (VOLTAGE SELECTOR), selecciona el voltaje de operación (115 VAC o 230 VAC).

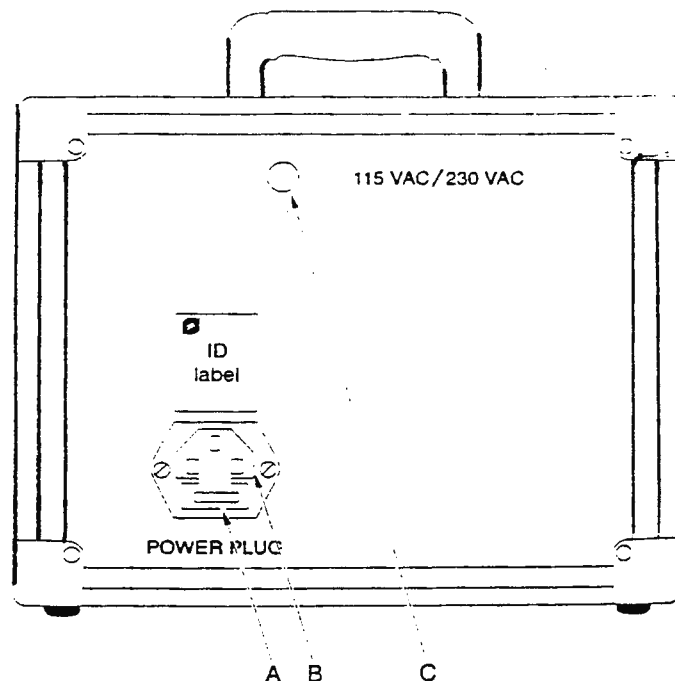


FIGURA 3 : PARTE TRASERA DEL PANEL DE CONTROL

ADVERTENCIA
LA SELECCIÓN INCORRECTA DEL VOLTAJE
RESULTARA EN SERIOS DAÑOS EN EL APARATO.

2.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN

PRECAUCION
EL HYDRAN 103B DEBE SER ALMACENADO EN UNA AREA LIBRE
DE HUMO Y SOLVENTES VOLATILES DE OTRA MANERA EL
DETECTOR PUEDE SUFRIR DAÑOS Y/O RESULTADOS
ANORMALES O ERRATICOS SON PRESENTADOS EN PANTALLA.

PRECAUCION
EL HYDRAN 103B DEBE SER ALMACENADO Y / O TRANSPORTADO
CUANDO LA TEMPERATURA PERMANEZCA ENTRE -15° Y 50° SI LA
BATERÍA ESTA COMPLETAMENTE CARGADA.

PRECAUCION
SI LA BATERIA DEL HYDRAN 103B NO ESTA COMPLETAMENTE
CARGADA, EL INSTRUMENTO DEBE MANTENERSE BAJO CONDICIONES
DE TEMPERATURA HELADA (FREEZING) TODO EL TIEMPO.

La temperatura de operación aceptable del aparato esta entre 0 °C a 35 °C y se puede usar solamente en periodos cortos de tiempo en -10 °C. Debe de tomarse nota que el tiempo de advertencia del aparato se ve incrementado cuando se usa en temperaturas bajas pues es más difícil que el sensor sea calentado a 20 °C y que el piloto de listo funcione. La temperatura de la muestra debe de estar entre 0 °C y 50°C. El equipo debe funcionar en este rango de temperatura para buenos resultados.

2.3 ENCENDIDO.

Para encender el HYDRAN 103B, gire la perilla de selección de función (FUNCTION SELECTION) para:

- Analizar gas disuelto en el aceite en “ANALIZAR” (ANALYZE).
- Calibrar el aparato en “CALIBRAR” (CALIBRATE).

2.4 CONSEJOS PARA AMBIENTES HELADOS.

Cuando use el instrumento en ambientes helados, seguir los siguientes consejos ayudará a un mejor funcionamiento de su aparato.

- Cuando transporte el HYDRAN 103B , manténgalo en un ambiente cálido.
- Encienda el equipo 30 minutos antes de usarlo. Donde sea posible, conecte el HYDRAN 103B a un tomacorriente. Esto permitirá al sensor alcanzar su temperatura de operación y al instrumento alcanzar la condición de “listo para utilizar” (READY) sin perdida de tiempo.
- No deje el instrumento encendido, usando solamente las baterías innecesariamente, porque esto puede reducir el tiempo de operación de al menos 4 horas a 0 °C.
- Siempre permita al instrumento un período de calentamiento de 30 minutos para que el instrumento se estabilice antes de usarlo. Si el piloto de listo (READY), se enciende en los primeros minutos (esto ocurre si el instrumento esta **muy** helado), apague el equipo por unos minutos. y entonces enciéndalo de nuevo.

- Si se comprueba que la temperatura es debajo de -15°C no encienda el instrumento. Permita al instrumento que alcance la temperatura de la habitación en la que se encuentra antes de energizarlo. De otra manera los resultados serán anormalmente bajos o erráticos.
- Mantenga la batería completamente cargada **siempre**.

2.5 CARGANDO LA BATERIA

Cuando la batería esta descargada, el indicador de esta condición (LOW INDICATOR) se encenderá. En casos extremos, un mensaje de batería en mal estado (LOW BATTERY) se mostrará en la carátula digital.

Nota: en este caso, el HYDRAN 103B deberá conectarse a una fuente de AC inmediatamente. Resultados incorrectos pueden ocurrir si se usa el aparato en esta condición.

Nota: si la batería esta totalmente descargada, todos los indicadores del aparato estarán apagados (OFF). Proceda a un recargado total de la batería por un período largo de tiempo (12-14 horas).

Recargue la batería como sigue:

- Asegúrese de que el selector de voltaje en la parte trasera del aparato este en la posición adecuada para su fuente de voltaje (115 o 230 VAC).
- Conecte el cordón de potencia en el conector localizado en la parte posterior .
- Coloque el selector de funciones (FUNCTION SELECTION) a la posición de apagado (OFF).
- El indicador de carga (CHARGING INDICATOR) llegará a encenderse. El encenderá de forma intermitente cuando la batería alcanza 95% de su carga completa y se apagará a capacidad completa. Permita de 12 a 14 horas de carga.
- Remueva el instrumento de la fuente primaria de energía y retire el cordón de potencia del conector de la parte trasera.

IMPORTANTE
EL CABLE DE POTENCIA DEBE DE ESTAR
DISPONIBLE TODO EL TIEMPO.

Nota: si la batería esta completamente descargada, algunas veces el indicador de cargar (CHARGING INDICATOR) se enciende.

Nota: el HYDRAN 103B puede ser utilizado mientras este recargándose conectado a una fuente externa de AC, excepto cuando la carga de la batería es muy baja.

Nota: es normal que el indicador de carga (CHARGING INDICATOR) este apagado cuando la batería esta completamente cargada.

2.6 REALIZACION DE ANALISIS.

Desarrollar el análisis de una muestra de aceite es sumamente fácil. Cuando el indicador de listo (READY) se enciende, el aparato automáticamente es puesto a cero y una muestra de aceite puede ser inyectado en el puerto de inyección (INJECTION PORT). Los resultados están listos en 10 minutos. Información específica para cada uno de estos pasos esta descrito en los párrafos de "A" a "C" descritos a continuación.

A. ESPERAR PARA CONDICIONES DE LISTO (READY CONDITION).

Para mejores resultados cuando ejecute un análisis, las muestras y el aparato deben de estar en las siguientes temperaturas:

- H103B: 0 °C a 35 °C y :
- OIL: 0 °C a 50 °C.

Antes de desarrollar un análisis, asegúrese que el indicador de listo (READY) este encendido.

Cuando el HYDRAN 103B entra a la condición de listo par uso (READY), la lectura de ppm está automáticamente y continuamente en cero con un valor de pantalla de 0000(±2).

Cuando es encendido, el aparato entra a la condición de listo para uso (READY) solamente cuando el detector de salida esta estable y bajo. Esto toma normalmente unos pocos minutos, a menos que el instrumento este muy helado.

El HYDRAN 103B reinicia la condición de listo para uso (READY) después de completar cada análisis. no sin antes cumplir con las condiciones antes mencionados.

B. INYECCION DE LA MUESTRA DE ACEITE.

La siguiente información muestra los pasos para la inyección de muestra de aceite en el HYDRAN 103B.

Para realizar métodos propios de obtención de muestras, por favor refiérase a "STANDARD METHODS OF SAMPLING ELECTRICAL INSULATION OILS FOR GAS ANALYSIS AND DETERMINATION OF WATER CONTENT" (DESIGNACIÓN ASTM D3613).

- 1- El indicador de listo para uso (READY INDICATOR) debe estar encendido antes de la inyección de la muestra.
- 2- Inserte la punta de la jeringa en el puerto de inyección (INJECTION PORT) como se muestra en la figura 4.

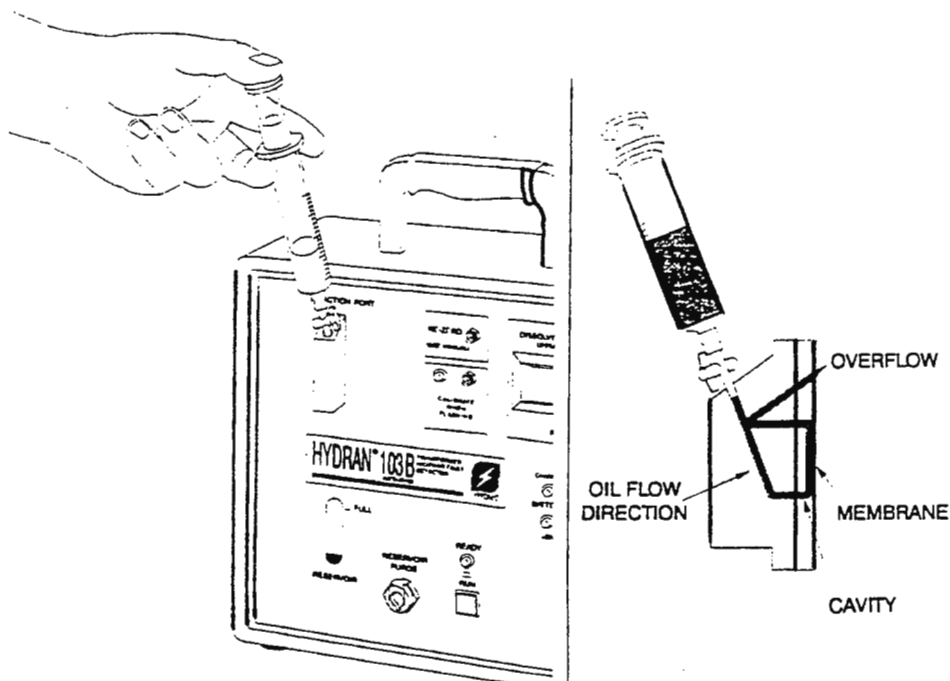


FIGURA 4 : INYECCION DE MUESTRAS

- 3- Habrá la válvula de paso y presione el embolo suavemente hasta que la muestra desagüe del puerto de inyección. La muestra inyectada debe de estar libre de burbujas de aire (observar figura 8).

Nota: para determinar cuando el puerto de inyección (INJECTION PORT) esta libre de burbujas de aire y llenado correctamente, se recomienda mirar a un lado del puerto de inyección.

- 4- Entonces presione el interruptor de encendido (RUN) para empezar el análisis.
- 5- Remueva la punta de la jeringa del puerto de inyección y cierre la válvula de paso.

C. INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.

El indicador de listo para usar (READ) encenderá de forma intermitente y proporcionará una señal audible cada 15 segundos cuando el análisis esté completado. El análisis está completo en aproximadamente 10 segundos. El valor desplegado en la pantalla es la concentración de gases disueltos en el PPM (H_2 Y CO equivalente).

La lectura permanecerá en la pantalla hasta que el HYDRAN 103B se prepare para otro análisis.

Después de anotar la información proporcionada por el aparato, limpie la pantalla y detenga la señal audible en cualquier momento con solo presionar el interruptor "UNLOCK DISPLAY".

2.7 PREPARANDO APARATO PARA UNA NUEVA INYECCION DE MUESTRA.

A. Después de un análisis, el HYDRAN 103B automáticamente se prepara para subsecuentes análisis completando los siguientes pasos.

- 1- El indicador de la sonda de prueba (DRAIN PROBE), se encenderá por espacio de 30 segundos mientras la ultima muestra de aceite es drenada del sensor.
- 2- El display vuelve a cero mientras el sensor se recupera y el indicador de listo para el uso (READY) vuelve a indicar cuando el sensor está listo para la próxima

muestra. El display es puesto a cero automáticamente. Este proceso toma usualmente menos de 15 minutos pero si las concentraciones de gas detectado han sido altos, el tiempo de recuperación puede prolongarse.

B. Para empezar un nuevo análisis de gas disuelto en aceite, siga el siguiente procedimiento:

- 1- Si no se ha realizado, presione el interruptor de limpiar pantalla("UNLOCK DISPLAY").
- 2- Espere hasta que el piloto de listo para uso (READY) se encienda y observe que el display este en cero. En cualquier caso la lectura puede ser de hasta 0000 ± 2 PPM.
- 3- Si el indicador de listo para uso (READY) no esta encendido, siempre que la pantalla se ha estabilizado por 5 minutos, desarrolle una puesta a cero manual del instrumento. Para este propósito leer el párrafo "2.22" que contiene el procedimiento de puesta a cero en forma manual.
- 4- Al cumplirse todos los pasos anteriores el aparato se encuentra listo para desarrollar otro análisis.

C. Para muestras con concentraciones altas de gases disueltos en el aceite (mayores que 1000 PPM), un largo período de recuperación puede ser necesario. Si el HYDRAN 103B no llega a la condición de listo para uso (READY) después de una hora, el sensor deberá ser purgado como sigue:

- 1- Inyectar aceite libre de hidrógeno en el detector.
- 2- Espere un minuto, entonces mantenga presión sobre el interruptor de sonda de drenaje (DRAIN PROBE) por unos 20 segundos.
- 3- Permita que la pantalla digital se estabilice.
- 4- Repita si es necesario.

2.8 DRENANDO EL RESERVORIO.

Cuando el nivel del reservorio alcance la línea de lleno (FULL), el reservorio debe de ser vaciado.

Nota: trabajar con el reservorio "lleno" (FULL) puede impedir que el detector se limpie o purgue y las lecturas resultarán incorrectas.

Para drenar el reservorio, los siguientes accesorios, incluidos con el aparato , son necesarios:

- Una válvula de paso (STOPCOCK VALVE).
- Un adaptador para drena.
- Una jeringa.

El adaptador para dreno es un tubo flexible con un adaptador de plástico en una punta y un conector de metal (macho) en la otra. La figura "5" ilustra la disposición de este adaptador para el dreno del reservorio.

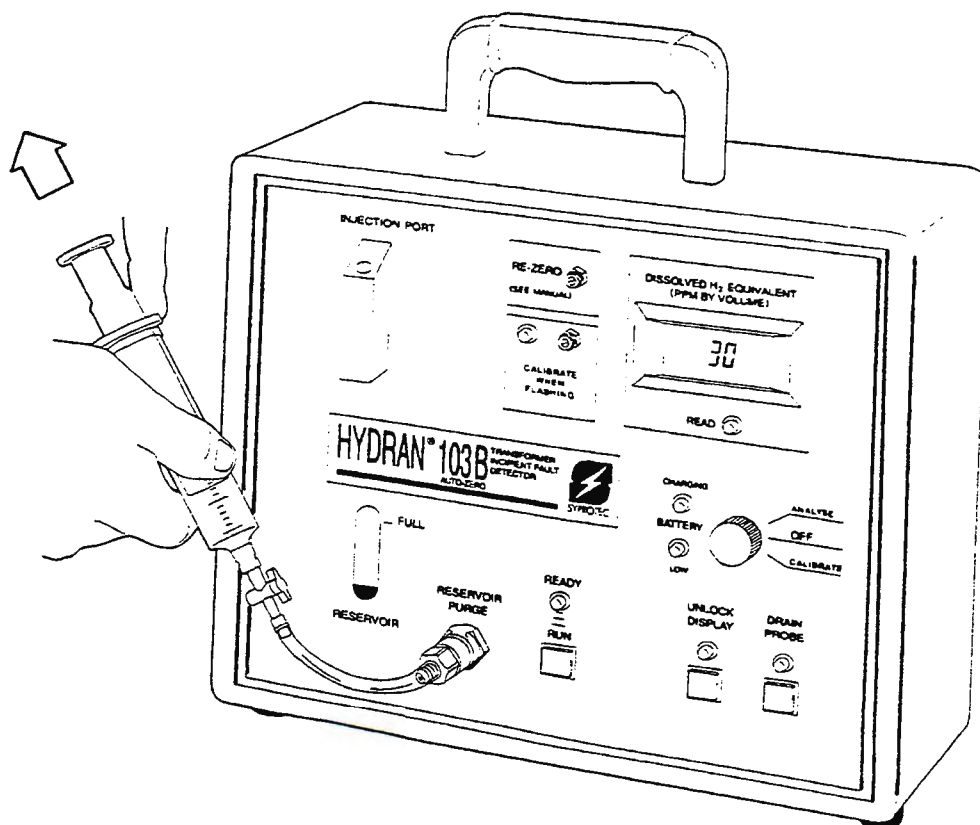


FIGURA 5 : DRENADO DEL RESERVORIO

Para drenar el reservorio del HYDRAN 103B, complete los siguientes pasos:

- A. Conecte el acople de plástico del adaptador de dreno al final de la válvula de paso de la jeringa.
 - B. Inserte el conector macho de metal del adaptador de purga en el puerto de purga del reservorio (RESERVOIR PURGE) que se encuentra en el panel de control. Este tiene un mecanismo de sujeción el cual asegurará que no se desconecte.
 - C. Abra la válvula de paso y hale el émbolo hasta que la jeringa este llena.
 - D. Cuando la jeringa este llena o el reservorio este vacío, cierre la válvula de paso.
 - E. Remueva el conector de metal del puerto de purga del reservorio (RESERVOIR PURGE". Esto es hecho presionando la palanca en el conector del puerto y halando el conector de metal.
 - F. Remover el adaptador de dreno de la válvula de paso.
 - G. Disponga del aceite recolectado de acuerdo a las reglas de cada compañía para el efecto de desecharlos.
 - H. Repita los pasos de la B hasta la G, como sea necesario.
 - I. Limpie cualquier resto de aceite que se encuentre.
- Nota: nunca use solventes para limpiar el HYDRAN 103B.*
- J. Regrese al HYDRAN 103B los accesorios, todos en sus compartimentos respectivos en la cubierta.

2.9 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE.

Después de usar el aparato, los siguientes pasos deberán ser completados para un correcto almacenamiento y transporte:

- A. Extraer todo el aceite del reservorio, si es necesario. Si el transporte del HYDRAN 103B se realiza por avión, el reservorio será purgado como lo describe el párrafo "2.9".
- B. Gire el selector de fusiones (FUNCTION SELECTION) a la posición de apagado "OFF".
- C. Regresar todos los accesorios de el aparato a sus compartimentos en la cubierta.
- D. Cerrar y asegurar la cubierta.

PRECAUCION

EL HYDRAN 103B DEBE SER GUARDADO EN UNA AREA LIBRE DE HUMO Y SOLVENTES VOLATILES , DE OTRA FORMA, EL DETECTOR SERA DAÑADO Y/O LECTURAS ANORMALMENTE BAJAS O ERRATICAS SERAN PRESENTADAS.

PRECAUCION

EL HYDRAN 103B DEBE SER GUARDADO Y/O TRANSPORTADO CUANDO LA TEMPERATURA SE ENCUENTRE ENTRE -15°C Y 50°C , SI LA BATERÍA ESTA COMPLETAMENTE CARGADA.

PRECAUCION

SI LA BATERIA DE EL HYDRAN 103B NO ESTA COMPLETAMENTE CARGADA, EL INSTRUMENTO DEBE SER MANTENIDO BAJO TEMPERATURAS HELADAS (FREEZING) TODO EL TIEMPO.

Nota: el sensor de el HYDRAN 103B es calentado a 20°C . Si la temperatura del ambiente circundante es muy baja el tiempo de calentamiento será mayor y el tiempo en el cual el aparato estará listo para una prueba será mayor. Las bajas temperaturas reducen también el tiempo de operación de la batería.

2.10 PROCEDIMIENTO PARA PUESTA A CERO MANUAL.

El aparato alcanza la condición de puesta a cero automática y continuamente cuando esta en la condición de listo para uso (READY).

El circuito de puesta a cero tiene un rango limitado y una puesta a cero manual es algunas veces necesario si el rango antes mencionado es sobrepasado. La puesta a cero manual devolverá la señal del detector dentro del rango del circuito.

Hay tres casos donde la puesta a cero manual es necesario:

- Si el piloto de listo para uso (READY) no produce indicación alguna después de terminado un análisis.
- Si el piloto de listo para uso (READY) no produce indicación después de estabilizarse la pantalla por mas de 5 minutos ($\pm 2 \text{ PPM} / \text{minuto}$).
- Cuando el piloto de listo para uso (READY) al momento de ser energizado se enciende y la lectura es menos de -50 PPM .

Cuando se esta operando en un laboratorio u otros establecimiento que cumpla similares funciones, a temperatura adecuada, una puesta a cero manual es aconsejable, pero no absolutamente necesario, si la pantalla se estabiliza en mas de ± 15 PPM antes de que el indicador de listo para uso se encienda.

Para realizar una puesta a cero, el procedimiento es el siguiente:

- A. Apagar el instrumento, espere 15 segundos, luego coloque el selector en la posición de análisis (ANALYSE).
- B. Espere aproximadamente un minuto hasta que la pantalla se estabilice pero proceda con el próximo paso antes de que el piloto de listo para uso (READY) se encienda.
- C. Girar el tornillo de ajuste o puesta a cero para llevar la lectura de la pantalla a cero, ± 15 PPM máximo.
- D. Espere hasta que el piloto de listo para uso "READY" se encienda; observe que la lectura este ahora automáticamente en cero.

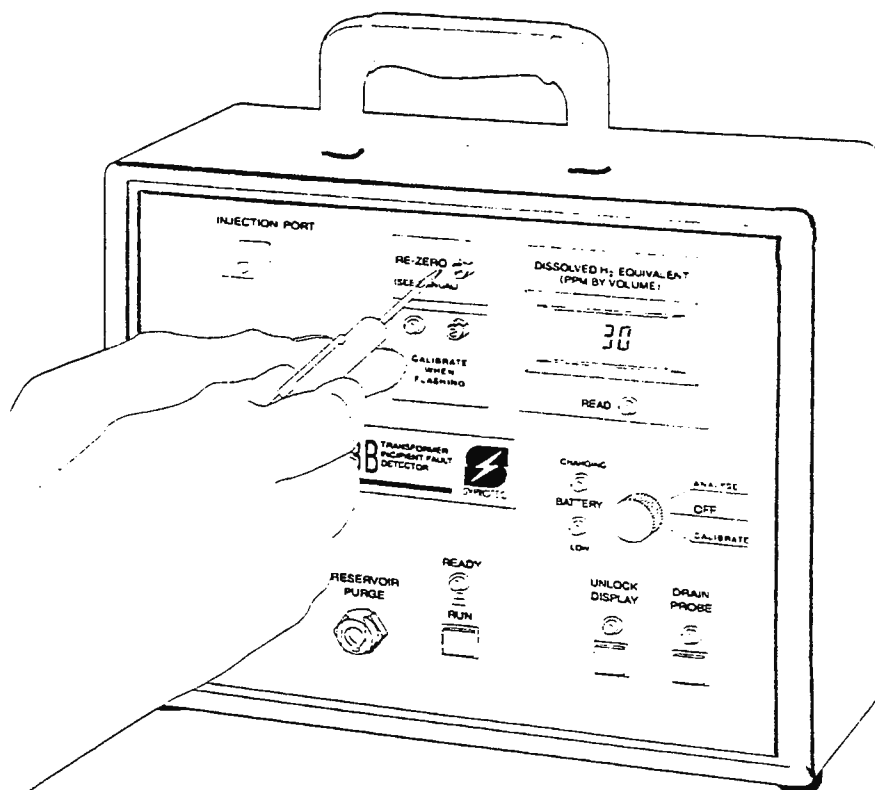


FIGURA 6 : PROCEDIMIENTO DE PUESTO A CERO MANUAL.

CAPITULO 3

CALIBRACION DEL HYDRAN 103B.

El aparato es calibrado por SYPROTEC antes del embarque. Sin embargo, una verificación de la calibración deberá desarrollarse sobre recibido el HYDRAN 103B, luego aproximadamente cada 3 meses.

- Las especificaciones permiten una exactitud de $\pm 10\%$ de la lectura, de ± 10 PPM, esto con el aceite y el instrumento a 22°C .

Nota: no calibre el HYDRAN 103B a menos que sea absolutamente necesario.

Para calibración y verificación, los siguientes accesorios son proporcionados con el HYDRAN 103B:

- Una (1) jeringa de vidrio de 20 ml;
- Una (1) válvula de paso;
- Una (1) aguja con cubierta;
- Seis(6) ampollas de calibración;
- Un (1) destornillador (3/32" ó 1.5 mm).

Equipo necesario adicional.

- Toallas de papel.

Muestras de aceite con concentraciones conocidas de hidrogeno son usadas para estos procedimientos. Las ampollas se encuentran en los compartimentos del aparato y están marcadas con su valor de PPM ($\pm 5\%$). Ampollas adicionales están disponibles en SYPROTEC.

Nota: siempre que desarrolle una verificación de calibración (párrafo 3.1) antes proceda con la calibración (párrafo 3.2).

IMPORTANTE
LA VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN SERÁ HECHA SOLO CUANDO
EL APARATO Y LAS AMPULAS ESTEN ESTABILIZADAS EN SU
TEMPERATURA ($20 - 25^\circ\text{C}$). ASEGÚRESE QUE EL APARATO
ESTE CONECTADO A LA FUENTE DE ENERGIA "AC" Y QUE LA
BATERIA ESTE COMPLETAMENTE CARGADA.

3.1 VERIFICACION DE CALIBRACIÓN.

El procedimiento de verificación de calibración deberá ser desarrollado cada 3 meses para asegurarse que el HYDRAN 103B este en optimas condiciones para trabajar.

Nota: para los siguientes pasos, la aguja deberá dejarse protegida con la cubierta de plástico tanto como sea posible para evitar daños. Manejar las ampollas de vidrio con cuidado.

Para verificar la calibración del HYDRAN 103B , proceda como sigue:

- A. Girar el selector de funciones ("FUNCTION SELECTION") a la posición de análisis (ANALYZE).
- B. Espere por la indicación de listo para uso (READY) y observe que la pantalla este puesta a cero: la lectura deberá ser de 0000 ± 2 PPM. Permitiendo un periodo mínimo de calentamiento de 30 minutos.
- C. Coloque la válvula de paso en la jeringa dando $\frac{3}{4}$ de vuelta. El procedimiento debe de realizarse con extremo cuidado para evitar daños y posteriores escapes.
- D. Coloque la aguja con la cubierta en la válvula de paso y colóquela cuidadosamente hasta que este conectado en el lugar correspondiente.
- E. Abrir la válvula de paso, remueva la cubierta de la aguja y oprima el embolo para expulsar el aire.

Nota: los resultados presentados en la pantalla variarán de acuerdo a la temperatura del ampolla en el momento de la extracción de la muestra. Si la temperatura esta entre 20 °C y 25 °C, no aplique los siguientes ajustes.

- *Por cada grado celcius arriba de 22 °C, la concentración indicada de una ampolla debe ser aumentada un 1%. Ejemplo: una concentración de 500 PPM de una ampolla a 30 °C. Por lo tanto, 8 por ciento de $500 = 40$ PPM. $500 + 40 = 540$ PPM.*
 - *Por cada grado celcius debajo de 22 °C, la concentración indicada de una ampolla debe ser bajada un 1%. Ejemplo: una ampolla de 500 PPM a 15 °C. Entonces, 7 por ciento de $500 = 35$ PPM. $500 - 35 = 465$ PPM.*
- F. Romper una ampolla en el sitio señalado. Esto es hecho por medio de un movimiento similar al quebrar un cerillo de madera por la mitad.

- G. Inclinar el ampolla 45 grados e inmediatamente inserte la aguja en el aceite. Refiérase a la figura 7.
- H. Suavemente obtenga 6 ml de aceite de la parte superior de el ampolla y cierre la válvula de paso.

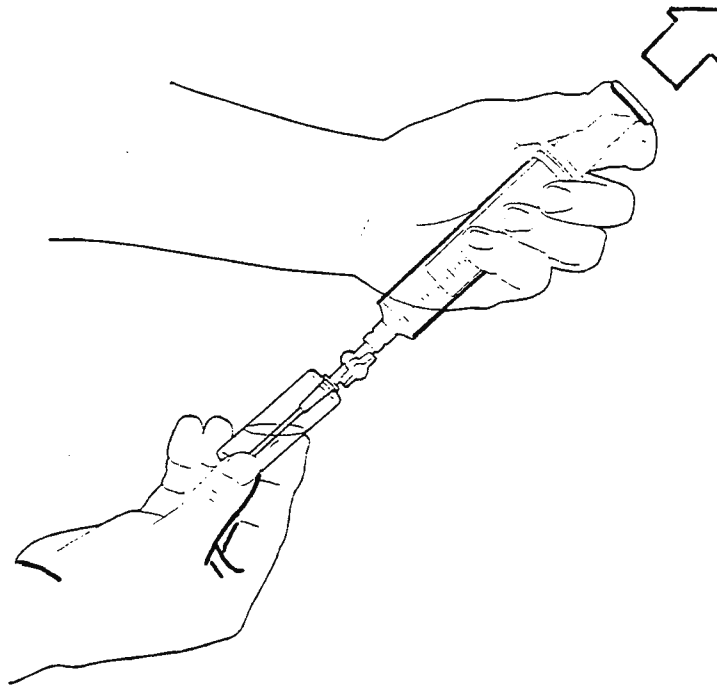


FIGURA 7 : MANEJO DEL ACEITE DE CALIBRACION DE LA AMPOLLETA.

IMPORTANTE
ES IMPORTANTE MANTENER LA AGUJA SUMERGIDA EN EL ACEITE PARA EVITAR CONTAMINACIÓN DE AIRE.
UNA AMPULA NUNCA DEBERA SER COMPLETAMENTE VACIADA.
SI SE DEJA ABIERTA POR MAS DE 2 MINUTOS, EL ACEITE YA NO DEBE DE SER USADO. TAMBIEN, LA CONCENTRACIÓN DE HIDROGENO INDICADA EN EL AMPULA ANTES NOTADA DEBERA SER DESCARTADA.

- I. Mantener la jeringa verticalmente, la punta de la jeringa hacia arriba, y abrir la válvula de paso. Suavemente presionar el émbolo hacia arriba para expulsar cualquier resto de aire. Cerrar la válvula de paso. Refiérase a la figura 8.

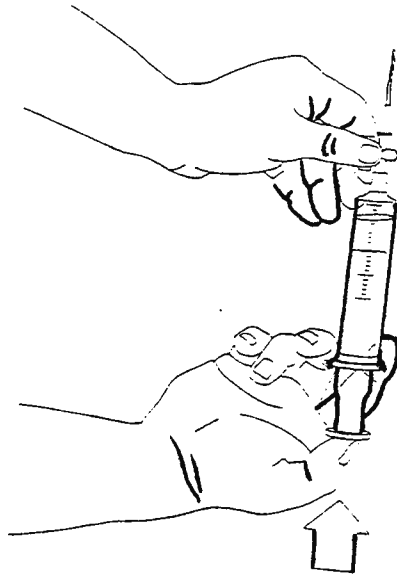


FIGURA 8 : EVACUACION DE EXCESO DE AIRE EN LA MUESTRA DE ACEITE.

- J. Sustituya la cubierta sobre la aguja y remueva de la jeringa.
- K. La muestra colectada debe ser guardada por varias horas, si es necesario.
- L. La forma de ejecutar una inyección de una muestra ya ha sido cubierta anteriormente.

El análisis resultante será desplegado en la pantalla. Si el resultado se desvía de la concentración conocida por mas de $\pm 10\%$, ± 10 PPM, un segundo análisis es desarrollado, generalmente la muestra contenida en la ampolla alcanza para 2 muestras.

Si la desviación es reconfirmada, el procedimiento de calibración señalado en el párrafo 3.2 deberá ser completado.

3.2 PROCEDIMIENTO DE CALIBRACIÓN.

El procedimiento de calibración deberá desarrollarse cuando las desviaciones de las respuestas son mas de $\pm 10\%$ ± 10 PPM para una muestra de concentración de gas

conocida. Para mejores resultados , el procedimiento de calibración deberá ser desarrollado en ambientes de 20 a 25 °C.

Para calibrar el HYDRAN 103B proceda como sigue:

- A. Coloque el selector de funciones (FUNCTION SELECTION) en el modo de calibrar.
- B. Espere que el indicador de listo para uso (READY) encienda y observe que la pantalla este puesta a cero: la lectura deberá estar en 0000 ± 2 PPM. Permita un tiempo de calentamiento mínimo de 30 minutos.

Nota: si, antes de que el piloto de listo para uso (READY) encienda. el valor en la pantalla es mas grande que ± 15 PPM, desarrolle un a puesta a cero como se describe en el párrafo "2.9".

- C. Preparar una muestra de aceite con una concentración de gas conocida como se describe en los pasos de la C a la K en el párrafo "3.1".
- D. Desarrolle una inyección de muestra como el procedimiento que antes se ha descrito.

Nota: el interruptor de encendido (RUN) debe de estar presionado inmediatamente después de la inyección de la muestra para mejores resultados.

Nueve minutos después de presionar el interruptor de encendido (RUN), la señal de precaución empezará a sonar cada quince segundos, por un minuto. Durante los últimos 15 minutos de este intervalo de calibración, el indicador de que se está calibrando (CALIBRATE WHEN FLASHING) estará funcionando de forma intermitente. Al final de cada período de un minuto, la pantalla se borrará y el indicador de listo para uso (READY), empezará a encender de forma intermitente.

- E. Cuando la señal de alerta funcione, comience a "CALIBRAR" el HYDRAN 103B, por medio del ajuste del tornillo con un destornillador de 3/32(1.5 mm). La pantalla deberá ser ajustada para que se lea el valor conocido de PPM de la muestra de aceite, tomando en cuenta lo que se menciona en la nota de el párrafo "3.1" si es necesario.

- F. Continuar ajustando la lectura hasta que el indicador "CALIBRATE WHEN FLASHING" cese de encender y la carátula se equilibre en un valor fijo. No mueva el tornillo de ajuste una vez que la pantalla este fija. Puede empezar a girar el anillo de calibración en cualquier momento después de la que la señal de precaución empiece a sonar, pero el operador **debe** ajustar hasta que la pantalla este fija y alcance la exactitud de calibración del aparato.
- G. El indicador de lectura (READY) empezará a encender en forma intermitente. La lectura presentada deberá corresponder al $\pm 5\%$ de el valor conocido de gas de la muestra.
- H. Verifique la calibración completando los pasos dados en el párrafo "3.1". Si los resultados de la verificación están fuera de las especificaciones ($\pm 10\%$, ± 10 PPM), repita el procedimiento de calibración.

CAPITULO 4

CORRECCION DE PROBLEMAS

Si un problema surge durante el funcionamiento del HYDRAN 103B, consulte la siguiente lista de síntomas. Si el problema persiste, anote todos los síntomas y el número de serie del aparato de la viñeta de identificación de la parte trasera (mirar figura 3). Contactar con el departamento de servicio al cliente de SYPROTEC inmediatamente. Nuestros especialistas estarán disponibles para atenderle de las 8 a las 17 horas (TIEMPO ESTÁNDAR DE EL ESTE).

CANADA/EUROPE/INT' L.
Syprotec Inc.
179 Boul. Brunswick.
Pointe-Claire, Quebec.
Canadá H9R 5N2.

Tel: (514) 694-3637.
Fax: (514) 694-9245.

E-mail: monitoring@syprotec.com

U.S.A.
Syprotec Corp.
8396 Route 9 North
West Chazy, NY 12992
U.S.A.

Tel: (800) 361-3652.
Fax: (518) 846-7191.

4.1 LA PANTALLA DIGITAL Y LOS INDICADORES (LED's) NO ENCIENDEN CUANDO LA POTENCIA ES ENTREGADA.

- A. Observar si el interruptor de selección de función (FUNCTION SELECTION), está colocado en cualquiera de las dos posiciones, analizar (ANALYZE) ó calibrar (CALIBRATE). El LED "UNLOCK DISPLAY" deberá encender en cada modo de pantalla.
- B. Recargar la batería como se describe en el párrafo "2.6". El indicador de carga (CHARGING) deberá encender cuando el instrumento es conectado al tomacorriente.

Nota: si la batería esta completamente descargada, puede tomar un tiempo prudencial antes de que el indicador de carga (CHARGING) se encienda. Si es este el caso, proceda a recargar la batería completamente (12 a 14 horas).

4.2 LA VALVULA DE SELENOIDE HACE RUIDO DURANTE LA OPERACIÓN.

La batería esta muy baja de carga y debe ser recargada. Refiérase a el párrafo "2.6".

4.3 EL INDICADOR DE CARGA NO ENCIENDE CUANDO EL INSTRUMENTO ESTA CONECTADO A FUENTE DE AC.

Nota: es normal para el indicador estar apagado si la batería esta completamente cargada o completamente descargada. Refiérase a el párrafo "4.1".

- A. Drenar la batería dejando funcionando el HYDRAN 103B tres horas;
- B. Verifique que el voltaje seleccionado en la parte trasera de el HYDRAN 103B es el adecuado (115 ó 230 VAC);
- C. Revisar el fusible de 2 amperios que está instalado en la parte trasera del aparato este en buen estado.
- D. Revisar el cable de alimentación.
- E. Engrillar el HYDRAN 103B por medio de una fuente de AC como se describe en el párrafo "2.6".

4.4 LOS RESULTADOS NO ESTAN DENTRO DE LAS ESPECIFICACIONES DESPUÉS DE DIVERSOS ANALISIS USANDO LA MISMA MUESTRA.

- A. Verificar que la muestra de aceite se desarrolló exactamente como se ordena en el párrafo 2.7 literal B.
- B. Revisar el nivel de aceite en el reservorio. Si esta lleno, drenar el reservorio como se sugiere en el párrafo "2.9".
- C. Revisar la calibración como se menciona en el párrafo "3.1".

4.5 EL INSTRUMENTO NO CALIBRA A LA CONCENTRACION INDICADA EN LA AMPULA DE CALIBRACION.

- A. Verificar que la pantalla se encuentre en valor de 0000 ± 2 PPM, cuando el indicador de listo para uso (READY) se encienda. Asegúrese que el período de calentamiento de el aparato (30 minutos) sea respetado antes de empezar la calibración y asegurar que la pantalla encienda. Ejecutar una puesta a cero si es necesario como se indica en el párrafo "2.11".
- B. Asegurar que la recolección e inyección de la muestra para calibrar se desarrolló como se detalló en el párrafo "3.1" (pasos de la c a la K) y el párrafo 2.7 literal B.
- C. Confirmar que el tornillo de ajuste de calibración fue girado durante el único minuto permisible como intervalo de calibración, cuando la señal audible se escuchó (beeping), y hasta que el indicador "CALIBRATE WHEN FLASHING" cesara de encender.
- D. Asegurar que el tornillo de ajuste de calibración no fue confundido con el tornillo de ajuste de puesta a cero (RE-ZERO).
- E. Repita el procedimiento de calibración descrito en el párrafo "3.2" con una ampolla de calibración diferente.

4.6 EL INDICADOR DE LISTO PARA USO (READY) SE ENCIENDE DEMASIADO PRONTO DURANTE EL PERÍODO DE CALENTAMIENTO.

- A. Esto puede ocurrir si el instrumento está muy frío; apagar el HYDRAN 103B por un minuto, y luego volver a encender. Esta vez, el indicador de listo para uso (READY) deberá tomar más tiempo para encender.
- B. Siga los consejos para climas helados que se encuentra en el párrafo "2.5".

Nota: el encendido temprano de el indicador de listo para uso (READY) no tiene grandes consecuencias si aún se permite que el instrumento se estabiliza para su uso. Normalmente estará alrededor de 30 a 60 minutos si el HYDRAN 103B esta muy helado. Para detalles técnicos mirar el capítulo 5.

4.7 EL INDICADOR DE LISTO PARA USO (READY) NO FUNCIONA DESPUES DEL CALENTAMIENTO INICIAL.

- A. Permitir suficiente tiempo para que se alcance la condición deseada (READY). El HYDRAN 103B entrará a las condiciones de listo para uso (READY) cuando el detector este estable. Este proceso puede tomar más de 30 minutos si la temperatura de operación del instrumento esta muy helado o esta cambiando rápidamente.
- B. Si las condiciones de listo para uso (READY) no son del todo alcanzadas, pero el indicador no enciende, desarrollar una puesta cero manual del instrumento como se describe en el párrafo "2.11".

Nota: para detalles técnicos, mirar capítulo 5.

4.8 EL INDICADOR DE LISTO PARA USO (READY) NO ENCIENDE DESPUES DE UN ANALISIS.

- A. Permita suficiente tiempo para alcanzar las condiciones de listo para uso (READY). El HYDRAN 103B entrará en condiciones solamente cuando el detector de salida esta estable. Este proceso puede tomar más de una hora si la concentración de gas de la última muestra es muy alta. Si el indicador o led de listo para uso (READY) no

se enciende aunque la pantalla muestre menos de 40 PPM, mueva el instrumento a la condición de apagado (OFF) y luego enciéndalo nuevamente. Si la pantalla muestra más de 40 PPM, desarrolle una puesta a cero manual de el instrumento como se describe en el párrafo "2.11".

B. purgar el sensor como se explicó al final de el párrafo "2.8".

C. si las condiciones de listo para el uso (READY) aparecen. pero el indicador de listo para uso (READY) aún no enciende, desarrollar una puesta a cero manual como se describe en el párrafo "2.11".

nota: para detalles técnicos mirar capítulo 5.

4.9 LA LECTURA NO ES CERO CUANDO LA CONDICIÓN TOTAL DE LISTO PARA USO(READY) ES ALCANZADA.

A. Un valor de "cero" de -0002 a 0002 PPM es normal y no requiere acción.

B. Si la desviación es más alta que este valor, desarrolle una puesta a cero manual del instrumento como se describe en el párrafo "2.11".

C. Si el problema persiste, contacte con el servicio al consumidor de SYPROTEC para la calibración.

CAPITULO 5

EL CONCEPTO (DESTALLES TECNICOS).

El siguiente capítulo describe, en términos técnicos, los principios de operación de el HYDRAN 103B.

5.1 PRINCIPIO BASICO.

El HYDRAN 103B corre en tres estados de operación:

A. CALENTAMIENTO (warm-up) . Inmediatamente después del encendido, este periodo durará hasta que las condiciones de listo para uso (READY) sean detectadas. Mirar párrafo "5.2" para la detección de las condiciones READY.

- B. LISTO PARA USO (ready). Después de que las condiciones de listo para el uso son detectadas, cuando el detector de salida ha encontrado su estabilidad, y la temperatura es normal. El estado de listo para uso (READY) existirá hasta que el operador presione el interruptor de encendido (RUN).
- C. ENCENDIDO (run). Después de que el operador presione el interruptor de encendido (RUN), el instrumento desarrollará el análisis. Esta condición existirá hasta por unos 10 minutos y luego seguirá el estado de recuperación (RECOVER)
- D. RECUPERACION (recover). Cuando el estado de encendido o ejecución del análisis es completado, el estado de recuperación (RECOVER) durará hasta que las condiciones de listo para el uso (READY) sean alcanzadas otra vez.

Los estados "RUN", "READY", "RECOVER" se repetirán cada vez que se ejecuten análisis consecutivos. El estado de calentamiento (WARM-UP) solamente ocurre cuando se energiza el instrumento, antes del primer análisis.

5.2 DETECCION DE LAS CONDICIONES DE LISTO PARA EL USO (ready).

El aparato alcanzará el estado de listo para uso (READY) cuando se encuentren todas las condiciones siguientes.

- A. La señal de salida del detector es estable, y cambia no menos de ± 3 PPM por minuto.
- B. La señal de salida del detector es pequeña, y su valor es menos de 40 PPM.
- C. La temperatura del detector está arriba de 10 °C (50 °F).
- D. El HYDRAN 103B esta realmente calentándose o recuperándose del ultimo análisis. Esto significa que las condiciones arriba mencionadas no son detectadas durante el estado de análisis o encendido (RUN), ni durante el estado de listo para uso (READY).

5.3 INSTRUMENTO DE EXPOSICION.

El HYDRAN 103B extrae un nivel de cero (zero-offset) de la señal de salida del detector antes de desplegarlo o presentarlo. El valor de nivel de cero es definido en el párrafo "5.4". en forma de ecuación se escribe así:

$$\text{DISPLAY} = (\text{SALIDA DEL DETECTOR}) - (\text{NIVEL DE CERO}).$$

Observe de la ecuación que el valor de PPM DESPLEGADO es en general diferente de la salida del detector. La excepción se observa durante el estado de calentamiento (WARM UP) como se muestra a continuación.

5.4 VALOR DE SEÑAL DE NIVEL DE CERO.

Dependiendo del estado de operación del instrumento. la señal de nivel de cero tomará los siguientes valores:

- A. Durante el estado de calentamiento, la señal de nivel de cero del detector es forzada a "0000": en este caso, el valor desplegado será entonces igual a el valor completo de la señal de salida del detector. En forma de ecuación, se escribe así:

$$\text{VALOR DESPLEGADO} = \text{SALIDA DE EL DETECTOR} - 0000$$

Lo cual significa:

$$\text{VALOR DESPLEGADO} = \text{SALIDA DEL DETECTOR}.$$

Durante el estado de listo para uso (READY). la señal de nivel de cero del detector es igual a la señal de salida de salida de el detector. En ecuación, la forma obtenida es:

$$\begin{aligned} \text{VALOR DESPLEGADO} &= \text{SALIDA DEL DETECTOR} - \text{SALIDA DEL DETECTOR} \\ &= 0000 \end{aligned}$$

- B. Cuando el interruptor de encendido o corrido de análisis (RUN) es presionado, el valor de la salida del detector en este instante es guardado como la señal de nivel de cero (zero-offset signal) para empezar el estado "RUN". En forma de ecuación :

$$\text{NIVEL DE CERO (ZERO-OFFSET)} = \text{SALIDA DE EL DETECTOR EN EL } T = 0.$$

- C. Durante el estado "RUN" de 10 minutos, la señal de nivel de cero tiene fijo el valor guardado en el apartado B anterior. En ecuación:

$$\text{VALOR DESPLEGADO} = \text{SALIDA DE EL DETECTOR} - \text{NIVEL DE CERO}.$$

- D. Durante el período de recuperación, la señal de nivel de cero aún retiene el valor guardado del que se ha hablado. Entonces una vez el interruptor "UNLOCK DISPLAY" ha sido presionado, el valor es:

$$\text{VALOR DESPLEGADO} = \text{SALIDA DEL DETECTOR} - \text{NIVEL DE CERO}.$$

- E. Cuando las condiciones de listo para uso (READY) son detectadas otra vez, la señal de nivel de cero adquiere un nuevo nivel de cero. El instrumento entrará al estado de listo para uso (READY) otra vez y el ciclo de análisis se repetirá.

Por favor observe que las condiciones de listo para uso (READY) serán detectadas cuando la señal de salida del detector encuentre los criterios descritos en el párrafo "5.2" y que la señal de salida del detector es en general diferente de el valor desplegado de PPM excepto durante el estado de calentamiento (WARM UP).

CAPITULO 6

MICELANEOS.

6.1 MODIFICACIONES.

Los productos son contruidos de acuerdo a las especificaciones en el momento de la fabricaci3n. SYPROTEC no tiene la obligaci3n de modificar alg3n producto antes vendido.

6.2 MANTENIMIENTO.

Generalmente, los productos enviados a SYPROTEC para reparaci3n son atendidos dentro de 10 d3as laborales despu3s de recibirlos el departamento de servicio al cliente. El tiempo de reparaci3n var3a con la temporada de el a3o, carga de trabajo y mantenimiento requerido.

6.3 COSTO DE REPARACION

Los costos de reparaci3n para los productos no cubiertos en la garant3a incluyen partes y tiempo trabajado. Estos casos est3n sujetos a todos los impuestos aplicables los cuales son identificados en la factura.

Productos da3ados por accidente, abuso o uso indebido (no especificado por SYPROTEC) no est3n cubiertos por la garant3a.

Env3o y aseguramiento del equipo y desde el departamento de servicio al cliente de SYPROTEC son responsabilidad del propietario.

6.4 GARANT3A DE REPARACION DE PRODUCTOS.

Los productos reparados en un tiempo m3s all3 de la garant3a original son cubiertos por un total de 90 d3as empezando en la fecha de reparaci3n.

6.5 HORAS DE SERVICIO

El departamento de servicio al cliente de SYPROTEC est3 abierto de lunes a viernes (excepto d3as feriados) de 8 a 17 p.m. tiempo del este. Se puede comunicar al

departamento de servicio al cliente por los teléfonos y números de fax dados más adelante.

6.6 INSTRUCCIONES DE RETORNO.

Para enviar un producto a reparación, siga los siguientes pasos:

- A. Guardar en un registro el número de serie, la fecha de recibido del aparato y la descripción del problema.
- B. Contacte al departamento de servicio al consumidor en SYPROTEC para retorno de número de autorización y más instrucciones.

CANADA/EUROPE/INT' L.

Syprotec Inc.

179 Boul. Brunswick.
Pointe-Claire, Quebec.
Canadá H9R 5N2.

Tel: (514) 694-3637.

Fax: (514) 694-9245.

E-mail: monitoring@syprotec.com

U.S.A.

Syprotec Corp.

8396 Route 9 North
West Chazy, NY 12992
U.S.A.

Tel: (800) 361-3652.

Fax: (518) 846-7191.

CONCLUSIONES

- La proporción de hidrocarburos aromáticos y nefténicos juegan un papel importante, ya que la propensión a la oxidación depende de ellos. Es importante por lo tanto saber la proporción que el aceite en uso contiene de cada uno de estos componentes.
- Los aislantes sólidos compuestos de celulosa, y los aislantes líquidos (aceite mineral y aceite de Silicona) deben considerarse como un sistema de aislamiento y no como elementos individuales, ya que cuando están en contacto entre ellos hay una transferencia continua de calor y humedad que los afectan conjuntamente.
- Los elementos que influyen en la formación de gases dependen en gran medida de las condiciones de operación y el ambiente en los que está el transformador. Por lo tanto, el conocer las características del aceite (físicas, químicas, eléctricas) y su relación con estos elementos es muy importante para poder valorizar cuando un aceite está en mal estado, y el origen de esta deterioración.
- Los gases formados debido a la degradación del sistema de aislamiento, por provenir del interior del transformador, son el mejor medio para prevenir daños mayores, ya que con ellos pueden detectarse a tiempo las fallas en su etapa de inicio.
- La vida del transformador depende básicamente de las buenas condiciones del sistema de aislamiento, por lo que debe tenerse monitoreado su proceso de descomposición a través de análisis químicos periódicos.
- Independientemente del equipo utilizado para obtener las concentraciones de gases disueltos en el aceite dieléctrico, para tener la certeza de que las lecturas

indican las cantidades reales de los gases, es necesario aislar la muestra de aceite de los agentes aceleradores de la oxidación, en el momento de su extracción.

- El mantenimiento predictivo en el que se hace uso del análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite para detectar fallas incipientes si bien pronostica la existencia de fallas con un alto grado de probabilidad, sigue siendo un método que no es infalible por lo que si un análisis establece la presencia de fallas, deberá corroborarse con pruebas químicas y eléctricas adicionales antes de decidir sacar de servicio al transformador para realizarle los mantenimientos correctivos necesarios.
- Para aumentar la vida del transformador es necesario mantener al sistema de aislamiento en óptimas condiciones, lo cual implica procesos de tratamiento del aceite como los que hasta la fecha se realizan por C.E.L (de reacondicionamiento) y procesos de recuperación (por contacto, percolación, etc.) que no se practican en la actualidad, pero que vale la pena que fuesen incluidos en las rutinas de mantenimiento correctivo ya que con ello se disminuiría grandemente las condiciones para la existencia de fallas y se garantizaría una mayor confiabilidad en la operación de los transformadores de potencia.
- Con la realización de este trabajo se concluye que queda por realizar en nuestro país una mejora del mantenimiento de transformadores, especialmente del sistema de aislamiento. Los métodos utilizados para lograr una recuperación completa se encuentran contenidos en el presente trabajo.
- La realización del proyecto de graduación ofrece a CEL una ubicación del nivel en el que se encuentra en lo que se refiere al mantenimiento de transformadores, lo anterior se realizó consultando normas de organismos internacionales, experiencias de países más adelantados en la materia, y mucho más

importante, investigando al interior de la compañía eléctrica generadora de nuestro país a lo largo de la realización del presente trabajo.

- El comportamiento de los gases en función del tiempo no sigue una tendencia definida única para todos, esto debido al re-arreglo que puedan experimentar; es así que algunos pueden tener un crecimiento similar, pero otros pueden mostrarse diferentes. Por lo tanto cualquier análisis estadístico realizado para conocer los niveles de generación en fechas futuras (predicción del crecimiento), deberá ser precedido de un estudio de esta tendencia y de cualquier otro factor que influya en su comportamiento, para definir el camino a seguir en el estudio.

RECOMENDACIONES

- Equipar con un Cromatógrafo de gases (o por lo menos con un aparato detector de los gases combustibles principales) al departamento de subestaciones, con el propósito de realizar análisis de los gases combustibles (DGA) en el país, para poder investigar otras relaciones adicionales a las utilizadas por los métodos descritos en el trabajo y tener más criterios para establecer con mayor certeza el tipo de fallas en el interior de los transformadores. Además se puede vender los servicios de análisis a otros países de la región.
- La adquisición de un equipo adicional al que se tiene para los procesos de tratamientos del aceite dieléctrico, específicamente para la recuperación del aceite ya que por lo investigado, CEL cuenta con un equipo excelente para el reacondicionamiento, pero la eliminación de elementos solubles y ácidos polares no se realiza, quedando entonces limitado el buen funcionamiento del aceite.
- Desarrollar o implementar las rutinas de mantenimiento preventivo y correctivo por medio de un administrador de sistemas de mantenimientos computarizado, en el que se pueda tener registrados : las pruebas químicas y eléctricas efectuadas al sistema de aislación, condiciones de operación, tipos de fallas experimentadas, etc. en cada uno de los transformadores de potencia, para tener un historial de fácil acceso y poder diagnosticar con más precisión las fallas cuando se realicen los análisis de gases disueltos.
- Contenido en la presente tesis, se encuentra un sistema de mantenimiento aplicado a los transformadores de potencia bajo la jurisdicción del departamento de mantenimiento y montaje de CEL, vale la pena aclarar que este sistema fue elaborado con un pensamiento de Ing electricista apoyado de material versado en la materia, pero es recomendable elaborar un sistema de mantenimiento más amplio por personas conocedoras de sistemas de mantenimiento, retomando los principios y planteamientos con que se ha enfocado el sistema presentado en este trabajo.

- Para hacer del programa de predicción desarrollado en EXCEL, una herramienta que evalúe más de cinco muestras de análisis realizadas, se recomienda hacer las modificaciones en el rango de la función utilizada, ya que hasta el momento se ha dejado para que trabaje con cinco muestreos, debido a que en los registros de todos los transformadores de C.E.L , no se encontró ninguno que tuviera cinco análisis consecutivos sin habérsele realizado ningún tratamiento al aceite.

GLOSARIO

ACEITE DE SILICON: es cada uno de los compuestos que forman parte de un grupo numeroso de polímeros de la cadena de siloxano. Se caracteriza por ser inodoro , claro como el agua y por poseer alta estabilidad térmica. En presencia de aire puede considerarse completamente estable al calor, hasta temperatura de 150 °C. Se caracteriza por sus puntos de inflamación muy altos que en el caso de los tipos apropiados para transformadores asciende hasta más de 300 °C.

ADSORCIÓN: adhesión de una sustancia a una superficie; concentración de un gas o sustancia disuelta en un líquido sobre una superficie en contacto con el gas o líquido, como resultado de una concentración relativamente alta del gas o de la sustancia disuelta sobre dicha superficie.

DIFUSION: fenómeno por el cual las moléculas o iones de una sustancia se mezclan con la de otra. Se debe a la perpetua agitación que anima a las moléculas de que están compuestos todos los cuerpos. Los gases son particularmente sensibles a los fenómenos de difusión.

ETANO: hidrocarburo (alcano) de la serie de metano, C_2H_6 , es un gas inflamable relativamente inactivo, inodoro e incoloro, usado en síntesis orgánica, como combustible y como refrigerante. Es un asfixiante simple, narcótico en altas concentraciones.

ETILENO: gas inflamable, incoloro más liviano que el aire $H_2C=CH_2$, de sabor y olor dulce. Es potencialmente explosivo y si es inhalado en grandes concentraciones puede causar asfixia e inconsciencia.

GAS INERTE: es aquel que no es reactivo, es decir que no ocurre cambios en sus propiedades respecto a otros elementos o compuestos.

HIGROSCOPICO: afinidad de los materiales por el agua.

LODOS: resina parcialmente conductiva la cual es soluble moderadamente en el aceite de los transformadores.

METANO: hidrocarburo, CH_4 , gas inflamable, inodoro e incoloro producido por descomposición de materia orgánica; es el primer miembro de la serie de hidrocarburos de parafina. Es un componente mayor del carbón y gas natural y aunque no es venenoso puede causar asfixia; mezclado con oxígeno o aire puede hacerse explosivo.

PERCOLACIÓN: movimiento lento de una sustancia líquida a través de un material granulado ya saturado.

PORCELANA: material cerámico blanco traslúcido denso producido por la fusión a gran temperatura de una mezcla de feldespato, caolín, cuarzo, blanco y otras sustancias. Tiene gran fuerza de impacto, es impermeable a líquidos y gases y resistente a los productos y sustancias químicas excepto al ácido fluorhídrico y soluciones cáusticas calientes. Se ocupan en utensilios de laboratorio, resistores y aislantes eléctricos.

PIROLISIS: descomposición química que se obtiene por caldeo.

POLIMERO: materiales de alto peso molecular, que pueden ser de origen sintético o natural. Entre los de origen natural está el almidón y la celulosa; y entre los sintéticos esta el polietileno y los poliésteres.

BIBLIOGRAFIA.

- Muñoz M. , Cuauhtemoc. MÉTODOS DE SEPARACIÓN , 1981 .
Editorial Limusa , México .
- I.E.E.E. Std. C57.104-1991. IEEE GUIDE FOR THE INTERPRETATION OF GASES GENERATED IN OIL-IMMERSED TRANSFORMERS. New York , USA.
- Palacios Krogh, Jorge. DIAGNOSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES MEDIANTE ANALISIS DE GASES INTERNOS. 1982, publicación D/I , Santiago de Chile.
- Harper, Enriquez Gilberto. EL ABC DE LAS MAQUINAS ELECTRICAS: TRANSFORMADORES. 1994 , Editorial Limusa, México D.F.
- Hubert, Charles I. ELECTRIC MACHINES. THEORY, OPERATION, APPLICATIONS, ADJUSTMENT AND CONTROL. 1991, Macmillan Publishing Company , N.Y. USA.
- Masterton, William L. And Slowinski, Emil J. QUIMICA GENERAL SUPERIOR. 1981, Nueva editorial Interamericana .
- Willard Merrit Dean Settle . METODOS INSTRUMENTALES DE ANALISIS. 1986, Compañía Editorial Continental S.A de C.V.
- Abbott, David and R.S. Andrews. INTRODUCCION A LA CROMATOGRAFÍA. 1970, Editorial Almahambra.
- McNair, Harold M. Y H., Benjamín Esquivel. CROMATOGRAFIA LIQUIDA A ALTA PRESION. 1973, Programa regional de desarrollo científico y tecnológico. Secretaría General de la Organización de los estados Americanos, Washington DC.

- Ramírez Vázquez, José. ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN Y DISTRIBUCIÓN. PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS. 1991, Ediciones CEAC S.A, Barcelona, España.
- Ruiz Vassallo, Francisco. TRANSFORMADORES, CONVERTIDORES. 1990, Enciclopedia CEAC de electricidad, Barcelona, España.
- I.E.E.E. ELECTRICAL INSULATION, Magazine, Vol.12 y 13, 1997.
- I.E.E.E. TRANSACTIONS ON DIELECTRICS AND ELECTRICAL INSULATION, Vol.4, N° 3 .June/1997, a publication of the Dielectrics and Electrical Insulation Society.
- I.E.E.E. Std. C57.104-1991. IEE POWER ENGINEERING SOCIETY. 1992, New York, USA.
- JORPA LTDA., DOCUMENTO TECNICO. 1994, Santiago de Chile.
- I.E.E.E. Std. C57.125-1991. IEEE GUIDE FOR FAILURE INVESTIGATION, DOCUMENTATION, AND ANALYSIS FOR POWER TRANSFORMERS AND SHUNT REACTORS.
- I.E.E.E. Std. 637-1985 GUIDE FOR THE RECLAMATION OF INSULATING OIL AND CRITERIA FOR ITS USE.
- I.E.E.E. Std. C57.106-1991 GUIDE FOR ACCEPTANCE AND MAINTENANCE OF INSULATING OIL IN EQUIPMENT.
- MGruppen Partner, Maintenance Development. MAINTENANCE MANAGEMENT SYSTEMS AND TECHNIQUES. Nyköping, Sweden, 1990.

- Enriquez Harper, Gilberto. TECNICA DE LAS ALTAS TENSIONES. 1990, Editorial Noriega Limusa, México.
- CORNALUB. Servicio de Información Técnica, 1998. Argentina.
- S. D. Myers , J. J. Kelly , R. H. Parrish. Transformers Maintenance Institute. A GUIDE TO TRANSFORMER MAINTENANCE. U.S.A.
- Barahona Rosales, Fernando. DISEÑO, CONSTRUCCION Y PRUEBA DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION, 1985, Tesis U.E.S.
- Salvendry, Gavriel. MANUAL DE INGENIERIA INDUSTRIAL. 1991, Noriera Limusa.
- Blume L. F. , A. Boyasian. TRANSFORMERS ENGINEERING. 1980 , U.S.A.
- SIEMENS. MANUAL DE SERVICIO PARA TRANSFORMADORES.
- COENSA / ANSALDO. MANUAL DE MONTAJE, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES.
- DAIHEM. INSTRUCTION FOR MAINTENANCE AND INSPECTION OF TRANSFORMER. OSAKA TRANSFORMER , CO.LTDA.
- MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION. INSTRUCTION MITSUBISHI TRANSFORMER.
- ASEA BROWN BOVERI. MANUAL DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES.