



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES

ARAGON

"ANÁLISIS CROMATOGRAFICO Y PRUEBAS DE CONTROL AL ACEITE DIELECTRICO DE LOS TRANSFORMADORES DE COMPAÑIA DE LUZ"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :

ESTEBAN GONZALEZ ISLAS

ARAGON, ESTADO DE MEXICO

1994

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ARAGÓN
DIRECCION

ESTEBAN GONZALEZ ISLAS
P R E S E N T E .

En contestación a su solicitud de fecha 10 de Septiembre del año en curso, relativa a la autorización que se le debe conceder para que el señor profesor, Ing. RAUL CARBAJAL PINAL pueda dirigirle el trabajo de Tesis denominado "ANALISIS -- CROMATOGRAFICO Y PRUEBAS DE CONTROL AL ACEITE DIELECTRICO DE LOS TRANSFORMADORES DE COMPAÑIA DE LUZ ", con fundamento en el punto 6 y siguientes del Reglamento para Exámenes Profesionales en esta Escuela, y toda vez que la documentación -- presentada por usted reúne los requisitos que establece el -- precitado Reglamento; me permito comunicarle que ha sido aprobada su solicitud.

Aprovecho la ocasión para reiterarle mi distinguida consideración.

ATENTAMENTE

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

San Juan de Aragón, Edo. de Méx., Septiembre 28 de 1992.

EL DIRECTOR.

M en 1 CLAUDIO C. MERRIFIELD CASTRO



- c c p Lic. Alberto Ibarra Rosas, Jefe de la Unidad Académica.
- c c p Ing. Raúl Barrón Vera, Jefe de Carrera de Ingeniería -- Mecánica Eléctrica.
- c c p Ing. Manuel Martínez Ortiz, Jefe del Departamento de -- Servicios Escolares.
- c c p Ing. Raúl Carbajal Pinal, Asesor de Tesis.

[Firma manuscrita]

CCMC/AIR/abm

[Firma manuscrita]

**A MIS PADRES:
PORQUE ME DIERON TODO PARA LLEGAR**

**A MIS HERMANOS:
POR ALENTARME Y APOYARME SIEMPRE**

**A MIS COMPAÑEROS:
POR TODO LO QUE COMPARTIMOS**

**A YAEL DAVID:
POR ALEJARME DE EL ESTE TIEMPO**

**A INGRID:
CON AMOR, POR SU APOYO Y COMPRENSION**

INDICE

INTRODUCCION	
CAPITULO I	
TRANSFORMADORES	
ANTECEDENTES	5
CONCEPTO	5
CONSTRUCCION DE UN TRANSFORMADOR	6
1.-Tipo Nucleo	6
2.-Tipo Acorazado	6
PARTES DE UN TRANSFORMADOR	6
1.-Nucleo magnetico	8
2.-Devanados de alta y baja tension y aislamientos	8
3.-Tanque	10
4.-Aceite aislante	11
5.-Indicadores	11
6.-Valvulas	11
7.-Tanque conservador	12
8.-Sistema de preservacion	12
9.-Sistema de alarma y desconexión por producción de gases en el aceite	12
10.-Sistema de enfriamiento	12
PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR	13

C A P I T U L O I I	
P R U E B A S A T R A N S F O R M A D O R E S	
1.-RESISTENCIA A TIERRA DEL NUCLEO	18
2.-RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y ABSORCION DIELECTRICA	20
3.-FACTOR DE POTENCIA	21
4.-PRUEBAS DE CONTROL AL ACEITE AISLANTE	28
5.-POLARIDAD Y RELACION DE TRANSFORMACION DE LOS DEVANADOS	32
6.-PRUEBA DE TENSION APLICADA	35
7.-PRUEBA DE TENSION INDUCIDA	35
8.-PRUEBA DE IMPULSO	36
9.-MEDICION DE RESISTENCIAS OHMICAS DE LOS DEVANADOS	36
10.-MEDICION DE PERDIDAS EN EL NUCLEO Y CORRIENTE DE EXCITACION	37
11.-MEDICION DE PERDIDAS EN EL COBRE E IMPEDANCIA	37
12.-PRUEBAS DE TEMPERATURA	39
13.-DETERMINACION DEL CONTENIDO DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE	40
14.-ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE	41

15.-ANALISIS DE LOS GASES ACUMULADOS EN EL	
RELEVADOR BUCHHOLZ	42
16.-REGISTRO DE IMPACTOS	44
17.-LOCALIZACION DE FUGAS	48
18.-MEDICION DE VACIO	49
19.-MEDICION DE HUMEDAD RESIDUAL Y HUMEDAD RELATIVA	50
20.-PRUEBA DE ACCESORIOS	52

CAPITULO III

ACEITE DIELECTRICO

QUE ES UN ACEITE DIELECTRICO?	54
--------------------------------------	-----------

TIPOS DE ACEITE AISLANTES	55
----------------------------------	-----------

1.- Aceites artificiales	55
---------------------------------	-----------

1.1 Clorados	55
---------------------	-----------

1.2 Rtemp	56
------------------	-----------

2.- Derivados del Petróleo	57
-----------------------------------	-----------

2.1 Nafténicos	58
-----------------------	-----------

2.2 Parafínicos	58
------------------------	-----------

REFINACION DEL ACEITE AISLANTE

Destilación atmosférica	62
--------------------------------	-----------

Destilación al vacío	62
-----------------------------	-----------

Extracción con Furfural	62
--------------------------------	-----------

Hidrotratamiento	63
-------------------------	-----------

Desparafinación	63
------------------------	-----------

Tratamiento con arcillas	63
Filtros	63
PRUEBAS DE ACEPTACION EN ACEITE AISLANTE NUEVO	65
A) PRUEBAS FISICAS	
Densidad	66
Viscosidad cinemática	67
Aspecto visual	67
Temperatura de inflamación	67
Temperatura de ignición	67
Color	68
Temperatura de escurrimiento	68
Tensión interfacial	68
Carbonos aromáticos	68
B) PRUEBAS QUIMICAS	
Número de neutralización	68
Cloruros y Sulfatos	69
Azufre libre y corrosivo	69
Azufre total	69
Determinación del inhibidor	69
C) PRUEBAS ELECTRICAS	
Tensión de ruptura dieléctrica	69
Factor de potencia	69
Tendencia a la gasificación	70

D) PRUEBAS DE OXIDACION ACCELERADA	
Envejecimiento acelerado, prueba I.E.C	70
Envejecimiento acelerado, prueba P.F.V.O	70
C A P I T U L O I V	
P R U E B A S D E C O N T R O L	
SECADO DE UN TRANSFORMADOR	73
Procedimientos de secado	74
TRATAMIENTO DEL ACEITE AISLANTE PREVIO AL	
LLENADO DEL TRANSFORMADOR	82
Objetivo	82
Procedimientos	83
LLENADO DE UN TRANSFORMADOR	88
MUESTREO DE ACEITE AISLANTE	91
Muestreo con frasco de vidrio	92
Accesorios	92
Procedimiento de muestreo	92
Muestreo con jeringa	93
Accesorios	96
Procedimiento de muestreo	97
PRUEBAS DE CONTROL EN LABORATORIO PARA ACEITE	
AISLANTE	104
A) PRUEBAS FISICAS	
Aspecto visual	106

Color	106
Tensión interfacial	108
B) PRUEBAS QUIMICAS	
Número de neutralización	108
Contenido de humedad	109
C) PRUEBAS ELECTRICAS	
Tensión de ruptura dieléctrica	110
Factor de potencia	112
CAPITULO V	
A N A L I S I S C R O M A T O G R A F I C O	
CROMATOGRAFIA DE GASES	118
DESGASIFICACION DEL ACEITE AISLANTE	119
SISTEMA DE CROMATOGRAFIA DE GASES	125
Flujo de gas inerte o acarreador	125
Inyección de la muestra	127
Columna	129
Detector	131
Sistema de manejo de datos o registrador	139
METODOS DE DETECCION DE FALLAS INCIPIENTES	137
GASES DETECTADOS	137
GASES CLAVE, DOBLE ENGINEERING.	137
CANTIDAD DE GASES CLAVE, DE LA UNIVERSIDAD DE CALIFORNIA	141

ANALISIS DE GASES COMBUSTIBLES TOTALES,	
DOBLE ENGINEERING	142
Acetileno	142
Etileno	142
Monóxido de Carbono	142
Hidrógeno	143
Hidrógeno, Metano, Etano, Etileno	143
DIAGNOSTICOS DE TIPOS DE FALLA	146
DEGRADACION TERMICA	147
ARQUEO	148
DESCARGAS PARCIALES	149
DIAGNOSTICO POR RELACION DE GASES DE FALLA	150
DEGRADACION DE PAPEL AISLANTE	152
C O N C L U S I O N E S	156
B I B L I O G R A F I A	159

INTRODUCCION

El crecimiento de la Industria Eléctrica en nuestro país ha traído consigo la necesidad de mejores equipos, técnicas de trabajo y personal más capacitado. Lo anterior se ha ido logrando conjuntamente con la optimización de los materiales de construcción y aislamiento.

El elemento fundamental en el sector eléctrico es el transformador, ya que realiza la función de llevar la tensión de la energía eléctrica a niveles adecuados para su utilización.

La vida útil de un transformador depende en gran medida de la naturaleza de sus aislamientos.

El aislamiento principal lo constituye el aceite dieléctrico, el cual soporta los esfuerzos eléctricos, produciéndole estos, cambios en su composición química y disminución de su capacidad dieléctrica.

Para evaluar el estado de un aceite dieléctrico y poder prevenir una falla, es necesario contar con un programa de muestreo y de pruebas al aceite aislante en servicio.

Haciendo un análisis de cada una de estas pruebas y llevando una estadística, podemos planear un mantenimiento adecuado.

El presente trabajo tiene como objetivo crear una guía para el mantenimiento del aceite dielectrico de los transformadores de potencia en servicio.

CAPITULO I

TRANSFORMADORES

- **ANTECEDENTES**
- **CONCEPTO DE TRANSFORMADOR**
- **CONSTRUCCION**
- **PARTES**
- **PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO**

TRANSFORMADORES

ANTECEDENTES:

Conforme la Industria Eléctrica fue creciendo, la transmisión de energía de los centros de generación a los lugares de consumo se hizo más difícil, debido a que las distancias entre las plantas generadoras y los usuarios también han crecido.

Se buscó la forma de transmitir la energía con bajas pérdidas, lo cual se logró elevando la tensión y esa fue la labor que vino a realizar el Transformador.

CONCEPTO:

El transformador es un dispositivo que convierte energía eléctrica alterna de un cierto nivel de voltaje, en energía eléctrica alterna de otro nivel de voltaje, a un mismo valor de frecuencia, por medio de la acción de un campo magnético.

Esta formado por dos o mas bobinas de alambre, aisladas entre sí eléctricamente y arrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético.

La única conexión entre bobinas es el flujo magnético común establecido en el núcleo.

El devanado primario de un transformador se conecta a una fuente de potencia de corriente alterna y el devanado secundario es el que entrega potencia eléctrica a las cargas.

CONSTRUCCION DE UN TRANSFORMADOR

Por la forma del núcleo, se fabrican de dos tipos:

1- TIPO NUCLEO.

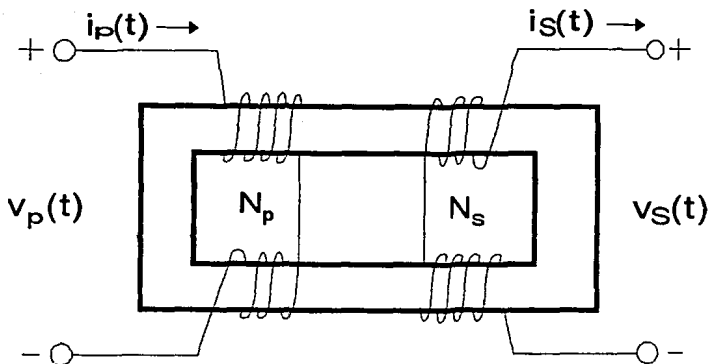
consiste en una sola pieza rectangular de acero laminado, con los devanados arrollados alrededor de dos lados del rectángulo, como se muestra en la figura 1.

2- TIPO ACORAZADO.

Consiste en un núcleo de tres columnas, laminado, con los devanados arrollados alrededor de la columna central, como se muestra en la figura 2.

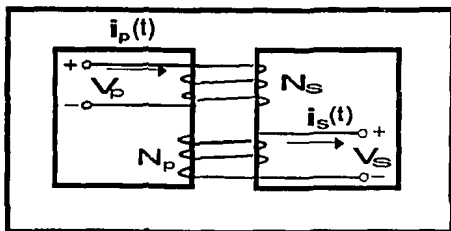
PARTES DE UN TRANSFORMADOR.

A continuación se mencionan las partes más importantes de un



TRANSFORMADOR TIPO NUCLEO

FIGURA 1



TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO

FIGURA 2

transformador y la función de cada una de ellas, mostrándose además en la figura 3.

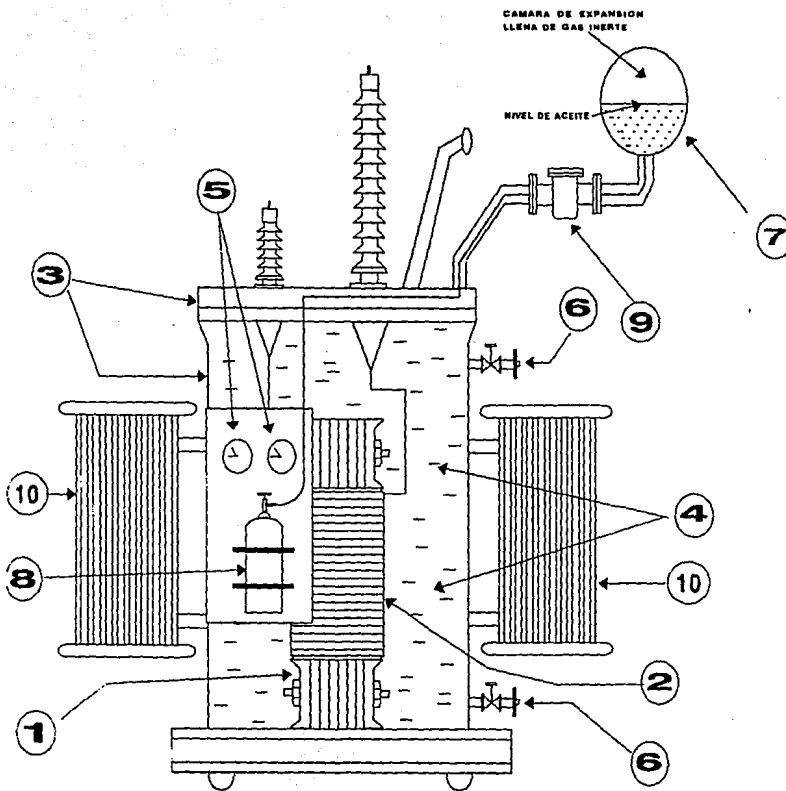
- 1) Núcleo Magnético.
- 2) Devanados de Alta y Baja Tensión y aislamientos.
- 3) Tanque.
- 4) Aceite.
- 5) Indicadores.
- 6) Válvulas.
- 7) tanque conservador
- 8) Sistema de preservación.
- 9) Sistema de alarma y desconexión por producción de gases en el aceite.
- 10) Sistema de enfriamiento.

1.- NUCLEO MAGNETICO

Constituye el circuito magnético que transfiere energía de un circuito a otro y su función principal es la de conducir el flujo activo.

2.- DEVANADOS DE ALTA Y BAJA TENSION Y AISLAMIENTOS

Los devanados de alta y baja tensión de N1 y N2 vueltas respectivamente, pueden ser de alambre de cobre de diferentes



PARTES DE UN TRANSFORMADOR

FIGURA 3

espesores, formando los circuitos de alimentación y carga de una, dos o tres fases. Su función es crear un campo magnético (primario) con pérdidas mínimas de energía, utilizando el flujo para inducir una fuerza electromotriz (secundario).

Los aislamientos limitan o controlan los efectos eléctricos, proveen soporte mecánico a los conductores y ayudan a disipar el calor generado en ellos.

3.- TANQUE

Las principales funciones del tanque son:

a) contener a los elementos internos del transformador así como la protección de los mismos, dando a su vez seguridad al usuario.

b) contener el aceite aislante, por lo cual debe estar perfectamente sellado para evitar fugas y contaminantes externos.

c) disipar por convección, parte del calor generado por el funcionamiento propio del transformador.

4.- ACEITE

El aceite en un transformador cumple dos funciones importantes:

a) como aislante eléctrico, cuya fluidez le permite llegar a toda la superficie del transformador.

b) como refrigerante, ya que transporta el calor de los devanados hacia las paredes del tanque y a los sistemas de enfriamiento.

5.- INDICADORES

Los indicadores son muy importantes porque nos muestran las condiciones de operación del transformador tales como: Nivel de aceite, Temperatura del mismo, Temperatura del devanado, Presión, etc.

6.- VALVULAS

En el cuerpo del tanque se instalan varias válvulas con los siguientes propósitos:

a) llenado y vaciado del transformador.

b) operaciones de mantenimiento.

7.- TANQUE CONSERVADOR

El objetivo principal de utilizar este tanque, es para que las expansiones del aceite, debidas al aumento de temperatura, tengan lugar en el mismo y no en el tanque principal, el cual está completamente lleno.

8.- SISTEMA DE PRESERVACION

La función principal de este sistema es reducir al máximo la oxidación y deterioro del aceite, ya que evita su contacto directo con la atmósfera. Esto se logra llenando la cámara de expansión del tanque conservador con un gas inerte.

9.- SISTEMA DE ALARMA Y DESCONEXION POR PRODUCCION DE GASES EN EL ACEITE

El sistema de alarma tiene un relevador Buchholz o Trafoscopio el cual indica la presencia de gases o vapores y desconecta el aparato en caso de avería grave.

10.- SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

Su función principal es disipar el calor generado en el núcleo y devanados del transformador.

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

Los principios fundamentales a partir de los cuales se desarrolla la teoría de los transformadores se expresan con las ecuaciones siguientes:

$$v_1 = R_{11}i_1 + (d\lambda_1/dt) = R_{11}i_1 + e_1 \quad (1)$$

$$v_2 = R_{22}i_2 + (d\lambda_2/dt) = R_{22}i_2 + e_2 \quad (2)$$

Donde los subíndices 1 y 2 se refieren a los devanados primario y secundario, y :

v_1 y v_2 son las tensiones instantáneas terminales,

i_1 e i_2 son las intensidades instantáneas de las corrientes,

R_1 y R_2 son las resistencias efectivas,

λ_1 y λ_2 son los flujos instantáneos que atraviesan todas las espiras de primario y secundario,

e_1 y e_2 son las tensiones instantáneas inducidas en primario y secundario por los flujos variables con el tiempo.

Puede emplearse cualquier sistema de unidades. En estas ecuaciones, los sentidos positivos de las tensiones se toman como caídas de potencial en el sentido de un tornillo directo

respecto a un sentido del flujo tomado como positivo y se indican con los signos + y -. También deben considerarse sentidos positivos para las corrientes de primario y secundario según indican las flechas i_1 e i_2 . Para estos sentidos positivos, los signos algebraicos de las ecuaciones fundamentales son los que figuran en las ecuaciones (1) y (2). Para utilizar estas ecuaciones, debemos hallar las relaciones entre los flujos y las corrientes en los devanados. Si es constante la permeabilidad del núcleo, los flujos serán proporcionales a las intensidades de las corrientes que los crean y, en consecuencia, por el principio de superposición, podrán expresarse los flujos totales como suma de las componentes creadas por cada corriente actuando por sí sola. Es decir,

$$\lambda_1 = L_1 i_1 + M i_2 \quad (3)$$

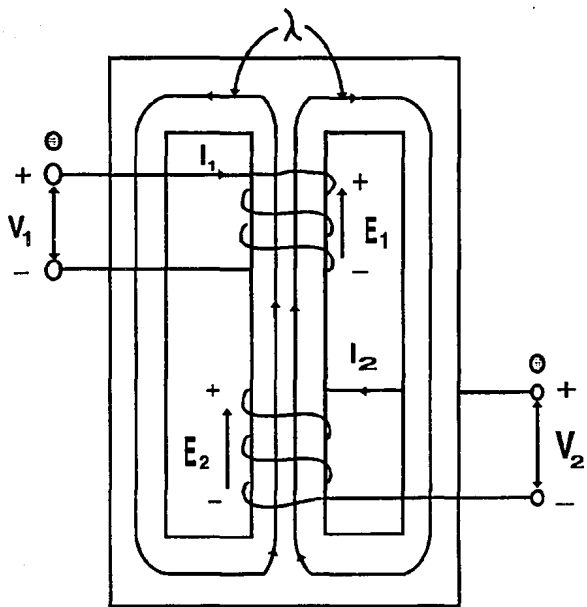
$$\lambda_2 = L_2 i_2 + M i_1 \quad (4)$$

donde L_1 y L_2 son los coeficientes de autoinducción y M es la inductancia mutua. Finalmente, combinando (1) y (2) con (3) y (4), tenemos:

$$v_1 = R_1 i_1 + L_1 (di_1/dt) + M (di_2/dt)$$

$$v_2 = R_2 i_2 + L_2 (di_2/dt) + M (di_1/dt)$$

Lo anterior se muestra en la figura 4.



PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

FIGURA 4

CAPITULO II

PRUEBAS A TRANSFORMADORES

- RESISTENCIA A TIERRA DEL NUCLEO
- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y ABSORCION DIELECTRICA
- FACTOR DE POTENCIA A LOS AISLAMIENTOS
- PRUEBAS DE CONTROL AL ACEITE AISLANTE
- POLARIDAD Y RELACION DE TRANSFORMACION
- TENSION APLICADA
- TENSION INDUCIDA
- PRUEBA DE IMPULSO
- MEDICION DE RESISTENCIAS OHMICAS DE LOS DEVANADOS
- MEDICION DE PERDIDAS EN EL NUCLEO Y CORRIENTE DE EXCITACION
- MEDICION DE PERDIDAS EN EL COBRE E IMPEDANCIA
- PRUEBAS DE TEMPERATURA
- DETERMINACION DEL CONTENIDO DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE
- ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE
- ANALISIS DE LOS GASES ACUMULADOS EN EL RELEVADOR BUCHHOLZ
- REGISTRO DE IMPACTOS
- LOCALIZACION DE FUGAS
- MEDICION DE VACIO
- MEDICION DE HUMEDAD RESIDUAL Y HUMEDAD RELATIVA
- PRUEBA DE ACCESORIOS

PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Todos los transformadores de potencia son sometidos a una serie de pruebas a lo largo de las diferentes etapas de su vida útil siendo estas muy variadas.

A continuación se da un listado de todas estas pruebas, las cuales se indican en la tabla 1, de acuerdo a las diferentes situaciones donde son aplicadas.

- 1.- Resistencia a tierra del núcleo.
- 2.- Resistencia de aislamiento y absorción dieléctrica.
- 3.- Factor de potencia (devanados, boquillas y aceite).
- 4.- Pruebas de control al aceite aislante.
- 5.- Polaridad y relación de transformación de los devanados.
- 6.- Tensión aplicada.
- 7.- Tensión inducida.
- 8.- De impulso.
- 9.- Medición de resistencias óhmicas de los devanados.
- 10.- Medición de pérdidas en el núcleo y corriente de excitación.
- 11.- Medición de pérdidas en el Cobre e impedancia.

- 12.- Pruebas de temperatura.
- 13.- Determinación del contenido de gases disueltos en el aceite.
- 14.- Análisis cromatográfico de gases disueltos en el aceite.
- 15.- Análisis de los gases acumulados en el relevador Buchholz.
- 16.- Registro de impactos.
- 17.- Localización de fugas.
- 18.- Medición de vacío.
- 19.- Medición de humedad residual y humedad relativa.
- 20.- Prueba de accesorios.

A continuación se describirá brevemente cada una de estas pruebas.

1.- RESISTENCIA A TIERRA DEL NUCLEO

Esta prueba es importante para tener la seguridad de que en el núcleo no habrá fugas por tierra, con sus consecuentes pérdidas.

PRUEBAS APLICABLES A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

SITUACION DEL TRANSFORMADOR	PRUEBAS RECOMENDADAS																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
1- RECEPCION DE FABRICA	Y	X	Y	Y	Y	X	Y	Y	X	Y	X	Y	Y					Y		X	Y
2- DESPUES DE UN TRANSPORTE DISTANTE		Y	Y		Y												Y	Y		X	
3- ANTES DE UN PROCESO DE SECADO		Y	X	X	Y								Y	Y				Y		Y	
4- DURANTE UN PROCESO DE SECADO		X		OP Y														Y	X	X	
5- DESPUES DE UN PROCESO DE SECADO		Y	Y	Y	Y								Y	Y				Y		Y	
6- ANTES DE LA PUESTA EN SERVICIO	Y	Y	X	X	X								X					Y		X	X
7- PERIODICAMENTE DURANTE LA OPERACION	X	Y	X	X									Y	X							Y
8- ANTES Y DESPUES DE UN CAMBIO DE ACEITE		X	X	X										Y				Y		Y	
9- CUANDO HA ESTADO ALMACENADO		Y	Y	Y														Y		X	Y
10- DESPUES DE SALIR DE SERVICIO POR CAUSAS DIVERSAS	X	X	X	X	X				X					X	X	Y					X
11- DESPUES DE ALGUNA REPARACION	Y	Y	X	X	X	X	Y	Y	X	Y	X	X	X					Y		X	Y

NOTAS

* OPCIONAL. SI SE CONSIDERA CONVENIENTE.

** SI EL ACEITE QUE SE UTILIZO EN EL PROCESO DE SECADO ES EL MISMO QUE SERA UTILIZADO PARA LLENAR EL TRANSFORMADOR.

TABLA 1

2.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y ABSORCION DIELECTRICA

Esta prueba sirve para conocer el estado de los aislamientos, y en base a esto, decidir si están en condiciones de soportar los esfuerzos eléctricos a que serán sometidos cuando se apliquen tensiones en prueba o trabajo.

La obtención de valores bajos, no indica necesariamente que el aislamiento esté malo (en su diseño o construcción), sino que puede indicar la presencia de suciedad o humedad en el mismo.

La medición de la resistencia de aislamiento se hace con un aparato llamado Megger, el cual está constituido básicamente, de una fuente de c.d. y un indicador de Megohms. La capacidad de la fuente de c.d. generalmente es baja, ya que se trata únicamente de ver el estado del aislamiento y no de dañarlo.

También podemos medir la Absorción dieléctrica y el Índice de polarización. La primera se obtiene de la curva de resistencia de aislamiento contra tiempo y el segundo es la pendiente de dicha curva, tomada a una temperatura dada.

El Índice de polarización indica el grado de secado del aislamiento.

Estos dos parámetros pueden expresarse con las siguientes

relaciones:

$$I. A. D. = \frac{\text{Resistencia de Aislam. al minuto}}{\text{Resistencia de Aislam. a 30 seg.}}$$
$$I_p = \frac{\text{Resistencia de Aislam. a 10 minutos}}{\text{Resistencia de Aislam. al minuto}}$$

Las resistencias que se miden en estas pruebas son las siguientes:

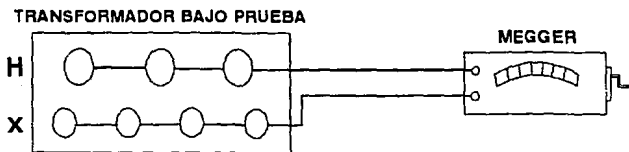
De un devanado con respecto al otro.

De un devanado con respecto al núcleo y al tanque.

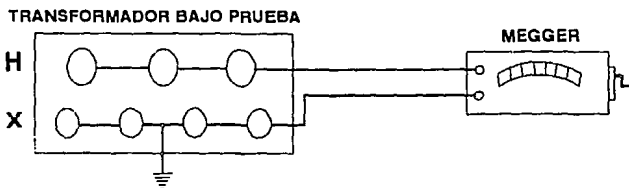
Las conexiones para hacer estas mediciones se muestran en la figura 5

3.- FACTOR DE POTENCIA

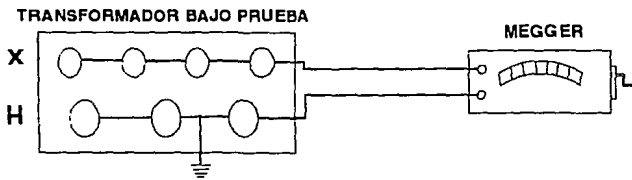
Esta prueba sirve para determinar las condiciones del



ALTA TENSION CONTRA BAJA TENSION



**ALTA TENSION CONTRA BAJA TENSION
MAS TANQUE A TIERRA**



**BAJA TENSION CONTRA ALTA TENSION
MAS TANQUE A TIERRA**

CONEXIONES PARA LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

FIGURA 5

aislamiento de un transformador. Al igual que la prueba anterior es no destructiva y también indica si la humedad, sedimentos u otros contaminantes conductivos están alcanzando límites peligrosos. Es muy útil para detectar deterioros en el aislamiento a medida que el equipo envejece.

El factor de potencia de un aislamiento es una medida de las pérdidas dieléctricas y no de la resistencia dieléctrica.

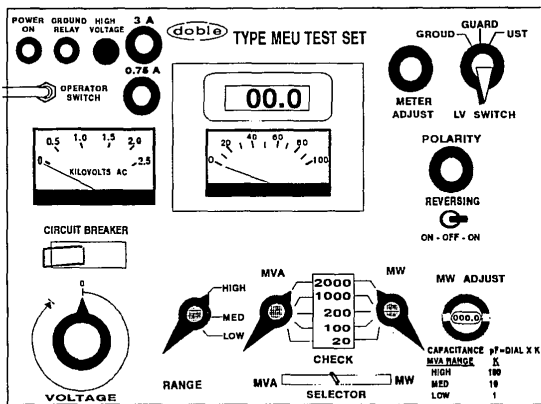
La determinación del factor de potencia y el factor de disipación o tangente ó se hace por medio de un puente de C. A. que opera bajo el mismo principio que un puente de Wheatstone.

Este puente permite medir con mucha exactitud pequeñas y grandes capacidades, para tensiones bajas y altas con frecuencias convencionales de 50 y 60 Hz.

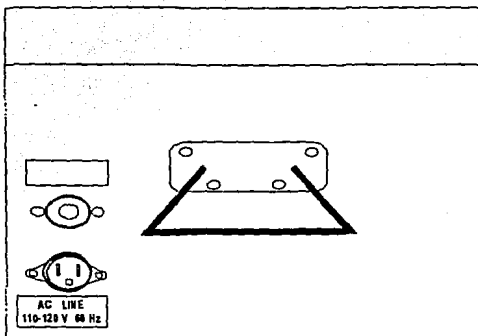
Existen varios instrumentos para medir el factor de potencia. El más utilizado por su gran precisión es el fabricado por la compañía Doble Engineering; en sus tipos MEU con aplicación de 2500 Volts máximo, mostrado en la figura 6 y MH para pruebas con 10000 Volts máximo.

La prueba de factor de potencia se aplica en Devanados, Boquillas y Aceite aislante.

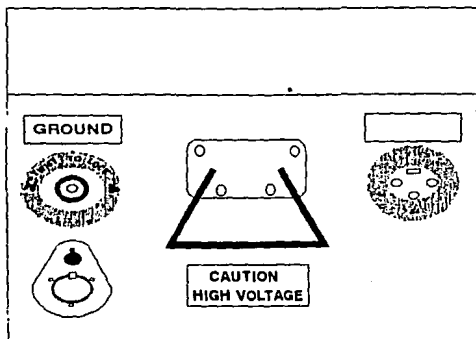
En los devanados sirve para detectar humedad y otros contaminantes que producen pérdidas en los mismos.



EQUIPO PARA MEDICION DE FACTOR DE POTENCIA "MEU"
FIGURA 6 A



LADO IZQUIERDO



LADO DERECHO

VISTAS LATERALES DEL EQUIPO MEU
FIGURA 6 B

Como es una relación de pérdidas lo que se mide, el valor de factor de potencia es independiente de la cantidad de aislamiento bajo prueba.

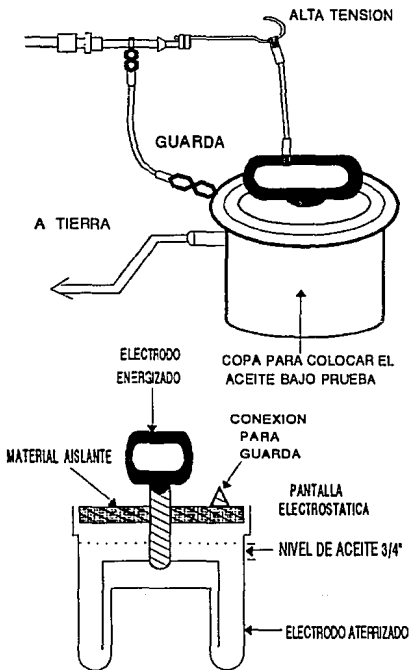
Las boquillas se prueban normalmente junto con los devanados; pero algunas veces se duda del buen estado de las boquillas y es necesario hacerles pruebas por separado.

La prueba de factor de potencia al aceite aislante sirve para detectar contaminantes y humedad. Para realizarla, se utiliza el MEU y una copa de prueba.

Es importante durante el desarrollo de la prueba lavar la copa perfectamente con el mismo aceite por probar, posteriormente, con mucho cuidado de no humedecerlo, se llena con el aceite bajo prueba hasta $3/4$ " arriba de la parte superior del cilindro interno y se deja reposar un corto tiempo para que desaparezcan las burbujas.

Se eleva lentamente el voltaje de prueba y se efectúan las mediciones con la perilla selectora LV Switch en la posición "Ground". Una vez hechas las mediciones y desenergizada la copa, se introduce en el aceite un termómetro de alcohol para tomar la temperatura en que se efectuó la prueba.

Esta prueba se muestra en la figura 7.



PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA AL ACEITE AISLANTE, EN CAMPO CON MEU

FIGURA 7

4.- PRUEBAS DE CONTROL AL ACEITE AISLANTE

Las pruebas al aceite aislante se pueden realizar tanto en laboratorio como en campo y son las siguientes:

- 1.- Apariencia visual
- 2.- Tensión de ruptura dieléctrica
- 3.- Factor de potencia
- 4.- Número de Neutralización (Acidez en campo)
- 5.- Tensión Interfacial (Compuestos Polares en campo)
- 6.- Color (solo en laboratorio)

Puede notarse que las pruebas son las mismas, pero los métodos difieren.

Las pruebas de laboratorio se mencionarán en el capítulo IV.

Las pruebas 1 y 2 son iguales en campo y en laboratorio.

La prueba 3 ya fue mencionada en líneas anteriores de este capítulo.

Acidez.- es una prueba de campo, equivalente al número de neutralización obtenido en laboratorio.

Es una cromatografía en papel y nos proporciona una medición aproximada de los constituyentes ácidos del aceite.

Esta prueba se realiza de la siguiente manera:

a) Se coloca un pedazo de papel filtro sobre el centro de un anillo de plástico.

b) Se colocan tres gotas de solución Buffer en el centro del papel filtro, permitiendo su absorción.

c) Se colocan dos gotas del aceite aislante bajo prueba en el centro de la mancha de solución Buffer y se espera su absorción.

d) Se coloca una gota del indicador de acidez en el centro de la mancha.

La interpretación de los resultados es como sigue:

Si la mancha es más verde que amarilla, el aceite tiene una acidez menor de 0.3 mg de KOH/g de aceite.

Si la mancha es igualmente verde que amarilla, el aceite aislante tiene una acidez aproximada de 0.3 mg de KOH/g de aceite y podemos decir que esta es una mancha estandar.

Si la mancha es más amarilla que verde, el aceite tiene una

acidez mayor de 0.3 mg de KOH/g de aceite.

En este último caso, será necesario realizar la prueba de número de neutralización en Laboratorio.

Compuestos Polares.- Es una prueba de campo equivalente a la tensión interfacial medida en laboratorio.

Es también un tipo de cromatografía en papel y nos da un valor aproximado de compuestos como Azufre, Oxígeno, etc. en el aceite.

La prueba se realiza de la siguiente manera:

a) Se coloca un pedazo de papel filtro sobre un anillo de plástico.

b) Se colocan tres gotas del aceite bajo prueba en el centro del papel, permitiendo que sea absorbido, y dejándolo reposar por dos minutos.

c) Se coloca una gota del indicador de compuestos polares, dejando que se absorba.

La interpretación de los resultados es como sigue:

Se observa la forma de la gota del indicador sobre la mancha de

aceite. En la figura 8 se pueden observar las tres manchas características que deja el indicador según la cantidad de compuestos polares existentes en el aceite.

Si la orilla de la mancha es lisa, el aceite tiene bajo contenido de compuestos polares. (figura 8A).

Si la orilla de la mancha no es tan lisa y presenta ligeras irregularidades, el contenido de compuestos polares es apenas suficiente para disminuir la tensión interfacial al límite, se puede decir que es una mancha estandar. (figura 8B).

Si la mancha es más irregular que la estandar, el aceite tiene un valor elevado de compuestos polares. (figura 8C).

En este último caso será necesario realizar la prueba de tensión interfacial en Laboratorio.

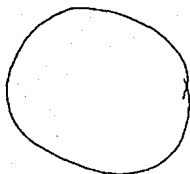
5.- POLARIDAD Y RELACION DE TRANSFORMACION DE LOS DEVANADOS

La polaridad de un transformador depende de la forma como se encuentran los arrollamientos en el núcleo del transformador, es decir, que los flujos pueden sumarse o restarse, teniendo por lo tanto; Polaridad Aditiva y Substractiva.

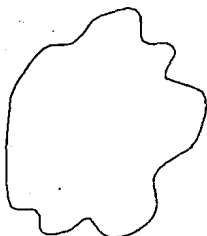
Los transformadores de potencia tienen generalmente polaridad substractiva.

La prueba de relación de transformación se realiza con el fin de comprobar la relación numérica entre los voltajes de vacío primario y secundario. Relación que se guarda también entre el número de vueltas del devanado primario y el número de vueltas del devanado secundario.

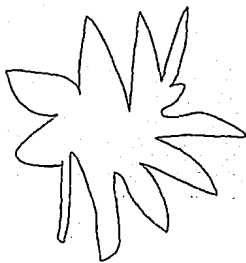
Existen varios métodos para medir relación de transformación siendo el más usado el que se hace con el TTR (Transformer Turn Ratio), como el que se muestra en la figura 9.



A



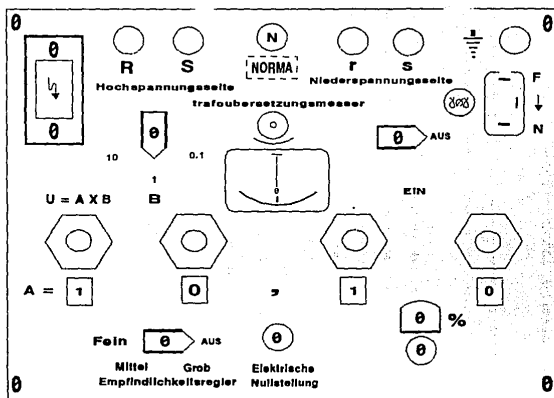
B



C

DETERMINACION DE COMPUESTOS POLARES

FIGURA 8



EQUIPO PARA MEDICION DE RELACION DE TRANSFORMACION

FIGURA 9

6.- PRUEBA DE TENSION APLICADA

Esta prueba, que podemos considerar como prueba dieléctrica tiene por objeto demostrar que el aislamiento, tanto en calidad de los materiales utilizados como en la adecuada colocación y observancia fiel de las distancias dieléctricas críticas, puede soportar las sobretensiones para las cuales está diseñado sin causar una destrucción total o parcial del transformador.

Nos ayuda a comprobar que no existe falla en el aislamiento entre devanados, y entre devanados y tanque ó tierra.

En síntesis, con esta prueba se demuestra la calidad de la resistencia del aislamiento entre el devanado sometido a prueba y los otros devanados o partes metálicas del transformador, que deben estar conectados a tierra.

7.- PRUEBA DE TENSION INDUCIDA

Esta prueba, considerada también de tipo dieléctrico, es una prueba de sobretensión que se aplica para probar el aislamiento entre vueltas, capas, secciones y guías de los devanados, y también para determinar si alguna de las pruebas anteriores, en las cuales se ha sometido al transformador a tensiones entre

devanados y tierra, ha dañado el aislamiento de los devanados.

8.- PRUEBA DE IMPULSO

El objeto de esta prueba es comprobar que la estructura aislante de un transformador esta diseñada para soportar en la zona de 0 a 10 exp 5 microsegundos de la curva de tensión, tiempo del aislamiento, los sobrevoltajes transitorios ocasionados por descarga atmosférica, maniobras, fallas, etc. en el sistema donde va a operar el transformador. De lo anterior, lo que más cuidado y atención requiere es el transitorio ocasionado por descargas atmosféricas, transitorio que puede representarse por tres formas de onda básicas: onda completa, onda cortada y frente de onda.

9.- MEDICION DE RESISTENCIAS OHMICAS DE LOS DEVANADOS

Esta prueba en los transformadores de potencia es muy importante realizarla durante la recepción en fábrica, pues es realmente el factor que nos ayudará a determinar las pérdidas propias del transformador por efecto Joule cuando se encuentre en operación; las cuales en transformadores de gran potencia

pueden ser muy elevadas (Kilowatts).

En algunas ocasiones, en trabajos de mantenimiento se realiza esta prueba para comprobar la resistencia de los devanados y detectar algún falso contacto en las conexiones de los devanados o en los cambiadores de derivaciones, cuando se han tenido problemas de calentamientos excesivos o generación de gases en el transformador.

10.-MEDICION DE PERDIDAS EN EL NUCLEO Y CORRIENTE DE EXCITACION

Esta prueba se realiza para conocer las pérdidas que presenta el transformador cuando se opera sin carga, pérdidas que se consideran exclusivamente del núcleo, causadas por histéresis y las corrientes parásitas en la laminación.

Estas pérdidas, también llamadas pérdidas en vacío, guardan una función directa con el voltaje, con la forma de onda de éste y con la frecuencia.

11.- MEDICION DE PERDIDAS EN EL COBRE E IMPEDANCIA

La tensión de impedancia comprende una componente resistiva efectiva, que corresponde a las pérdidas de carga y una

componente reactiva, correspondiente al flujo disperso de los devanados.

No es práctico medir estas componentes separadamente, pero después de medir las pérdidas totales de carga y la tensión total de la impedancia, las componentes pueden separarse por cálculo.

La tensión de impedancia de un transformador, visto desde las terminales del devanado excitado, es la tensión requerida para hacer circular su corriente nominal teniendo el otro devanado en corto circuito. Este valor generalmente está entre el 1% y el 15% de la tensión nominal del devanado excitado y puede tomarse como una guía al planear la tensión de impedancia requerida en la prueba.

Puesto que las pérdidas de carga están constituidas por una componente de corriente al cuadrado por una componente de resistencia (i^2R), la cual se incrementa con la temperatura y una componente de pérdidas indeterminadas, la cual disminuye al aumentar la temperatura, cuando se requiera referir las pérdidas de carga de una temperatura a otra, se deben calcular separadamente las dos componentes.

Para calcular las pérdidas I^2R de los devanados, se debe partir de las corrientes usadas en la prueba de pérdidas de carga y de las mediciones de resistencia corregidas a la temperatura a la cual se midieron las pérdidas de carga.

Los diferentes métodos que se usan para medir las pérdidas debidas a la carga son las siguientes:

- a) Método de cortocircuito
- b) Método del puente de impedancias

Este tipo de pruebas se aplica de diferentes maneras dependiendo de las características de los transformadores bajo prueba. Tratándose de transformadores monofásicos, trifásicos y autotransformadores.

12.- PRUEBAS DE TEMPERATURA

Entre los factores que afectan la vida de los aislamientos de un transformador, el más determinante es la temperatura.

Cuando se tienen temperaturas mayores de 105°C , la tendencia de los aislamientos a volverse quebradizos se acelera y como en operación se tienen que soportar esfuerzos mecánicos, aumenta

La probabilidad de que los aislamientos se rasguen propiciando fallas dieléctricas y cortos circuitos. Por esta razón, es importante comprobar que el transformador bajo prueba no exceda la temperatura garantizada en operación con la carga para la que está diseñado.

Las temperaturas más críticas en los transformadores se producen en los devanados.

Por todo lo anterior, es necesario realizar la prueba de temperatura.

13.- DETERMINACION DEL CONTENIDO DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE

En el llenado de equipos eléctricos, es deseable que el aceite aislante que va a ser utilizado, tenga un contenido de gases bajo, para evitar formación de espuma y burbujas que puedan provocar ionización de gases.

El método para la determinación de gases disueltos consiste en lo siguiente:

Se introduce una muestra de aceite lentamente dentro de una cámara de alto vacío, donde los componentes volátiles y gases disueltos del aceite son extraídos de una delgada película de aceite según va fluyendo sobre los lados de la cámara.

El alto vacío es obtenido por una columna barométrica de Mercurio contenida en un frasco, el cual puede ser movido de arriba hacia abajo en relación con la cámara de vacío. El frasco y la cámara de vacío están conectados entre sí con una manguera flexible.

Los gases extraídos son comprimidos en la cámara de vacío sostenida a presión atmosférica. Los gases condensables presentes se condensarán dentro del líquido. Los gases no condensables permanecerán sobre el nivel de aceite en forma de una burbuja de gas y puede ser medido su volumen en la parte estrecha superior de la cámara de vacío calibrada en mililitros.

14.- ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE

Esta prueba se explicará ampliamente en el capítulo V.

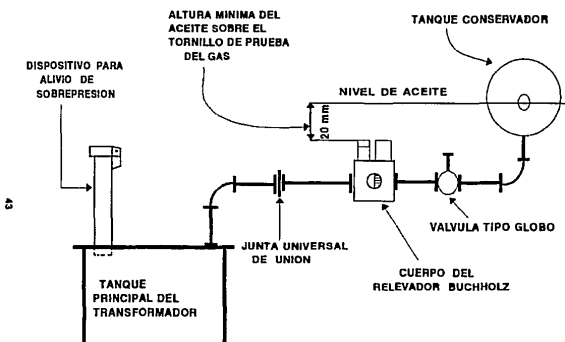
15.- ANALISIS DE LOS GASES ACUMULADOS EN EL RELEVADOR BUCHHOLZ

En un transformador sumergido en aceite, al ocurrir una falla interna da como resultado la creación de un volumen gaseoso mas o menos importante, o bien de vapores que provienen de la descomposición de los aislamientos sólidos o líquidos bajo la acción del calor y particularmente de un arco eléctrico.

El relevador buchholz se inserta, por medio de bridas, en una tubería que conduce desde la parte mas alta del tanque principal, hasta el tanque de expansión o conservador, como se indica en la figura 10.

Se han provisto medios para hacer que el gas se dirija hacia la tubería de buchholz y evitar su acumulación en otros lugares y tambien se ha puesto un dispositivo para alivio de sobrepresiones.

En la figura 11 se muestra con mas detalle el relevador buchholz. Este tiene en su interior dos flotadores A₁ y A₂, los cuales pueden girar alrededor de sus ejes B₁ y B₂, operando los contactos C₁ y C₂; cerrando estos a su vez, respectivamente, un circuito con señal de alarma o bien, operar el dispositivo de



UBICACION DEL RELEVADOR BUCHHOLZ EN EL CONJUNTO GENERAL DEL TRANSFORMADOR

FIGURA 10

desconexión del transformador. Las terminales se muestran en la figura 12.

cuando las averías son poco importantes, las burbujas gaseosas que provienen del transformador hacen que baje el nivel del aceite dentro de la caja del relevador, lo que provoca que el flotador A₁ se mueva y junto con él, el interruptor de mercurio C₁, cerrando así el circuito de alarma.

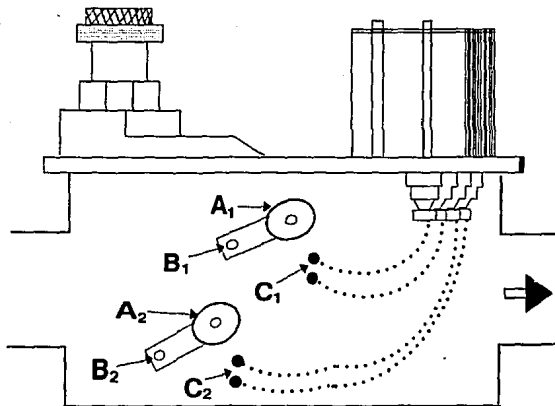
Si ocurre una falla grave, en el interior del transformador se produce un violento desprendimiento gaseoso, motivando la expulsión de un volumen equivalente de aceite que hace oscilar el flotador A₂, cerrando el contacto C₂ y operando el interruptor del transformador.

En la figura 13 se muestra un diagrama de bloques con los pasos a seguir después de la operación del Relevador Buchholz.

En la tabla 2 se muestran las posibles causas de la operación del Relevador Buchholz.

16.- REGISTRO DE IMPACTOS

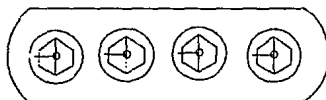
Durante el transporte de un transformador se le instala un



RELEVADOR BUCHHOLZ

FIGURA 11

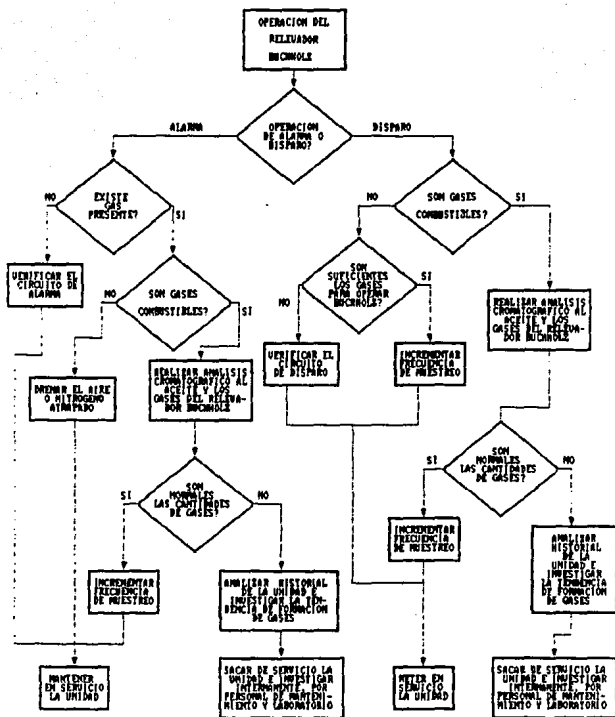
CAJA DE TERMINALES



+a -b -c +d
DESCONEXION ALARMA

**CONTACTOS DEL
 RELEVADOR BUCHHOLZ**

FIGURA 12



PROCEDIMIENTOS A SEGUIR EN CASO DE OPERACION DEL RELEVADOR BUCHHOLE.

FIGURA 1.3

FALLAS DETECTADAS POR EL RELEVADOR BUCHHOLZ	
CAUSA	EFEECTO
ENTRADA DE AIRE POR JUNTAS DEFECTUOSAS	ALARMA
CORTO CIRCUITO EN NUCLEO	ALARMA
FALSOS CONTACTOS	ALARMA
CHISPORRITO ENTRE PIEZAS METALICAS Y TIERRA	ALARMA
BAJO NIVEL DE ACEITE	ALARMA-DESCONEXION
PERFORACION DE UN AISLANTE	DESCONEXION-ALARMA
CORTO CIRCUITO ENTRE SUeltas, ENTRE BORNAS O ENTRE PUNTAS	DESCONEXION-ALARMA
BRINCO A TIERRA DE UNA PIEZA BAJO TENSION	DESCONEXION-ALARMA
DESCARGA ACCIDENTAL MUY INTENSA	ALARMA-DESCONEXION
TRANSFORMADOR TERRIFICAMENTE SOBRECARGADO	DESCONEXION

TABLA 2

instrumento llamado registrador de impactos, el cual registrará tiempo, magnitud y dirección de choques y vibraciones.

En la actualidad se está normalizando el uso de este dispositivo por los fabricantes de grandes transformadores al momento de ser embarcados, para que a la llegada del transformador a su destino, pueda tener un registro con la información del trato a que fue sometido durante su traslado.

La información que proporciona este dispositivo es por medio de una cinta de papel que está graduada en zonas de impacto y horas, en la cual aparecen los trazos de las agujas impresoras, indicando la hora y magnitud de los impactos.

17.- LOCALIZACION DE FUGAS

Esta prueba debe hacerse antes del llenado preliminar con aceite, y como regla general, cada vez que un transformador se destapa o va a someterse a un proceso de vacío.

Para detectarlas se inyecta Nitrógeno seco, gradualmente, hasta 0.5 Kg/cm²; se aplica jabonadura en tuberías,

válvulas, soldaduras, tapones, etc. para detectar las fugas que en caso de haberlas, deben corregirse.

18.- MEDICION DE VACIO

Cuando un transformador va a ser llenado con aceite, se requiere extraer todo el aire de su interior. Esto se logra utilizando medios mecánicos (bombas), dando como resultado una presión interna absoluta menor que la atmosférica.

La medición de vacío puede hacerse con diversos medidores. Uno de los más comunes es el medidor de termocople, el cual se describe brevemente a continuación:

Este medidor consiste en un par de termocoples alojados en un tubo metálico o de vidrio que se inserta en el sistema de vacío. Cualquier variación en la presión causa un cambio en la temperatura del termocople resultando un cambio en el voltaje generado en milivolts, que está calibrado en unidades de presión absoluta de aire seco.

Este medidor es portátil y de lectura continua, trabaja con 110

VCA, tiene una exactitud en la lectura de 2% de la escala total, sobre un rango de presión de un micrón a 20 torr.

19.- MEDICION DE HUMEDAD RESIDUAL Y HUMEDAD RELATIVA

La determinación de la humedad residual se hace a los aislamientos del transformador y debe efectuarse en el momento que se recibe, en el sitio de instalación, antes y después de un proceso de secado.

La humedad relativa es la relación entre la presión del vapor de agua contenida en el aire y la presión del vapor saturante a la misma temperatura. Esta se mide al medio ambiente antes de destapar un transformador. Esto es con el objeto de saber si las condiciones atmosféricas no van a dañar los aislamientos de dicho transformador.

La humedad residual es determinada de la relación en la tabla de equilibrio de presión de vapor-humedad residual, conocida como carta de Piper. El procedimiento se describe a continuación:

En condiciones de vacío, se inyecta al transformador Nitrogeno de alta pureza (5 lb/pulg²). Se deja reposar 24 horas

para que el Nitrógeno alcance una humedad igual que la de la superficie de los aislamientos.

Medir la temperatura de punto de rocío (temperatura a la cual condensa el gas) del Nitrógeno con un aparato apropiado.

Con la presión que tiene el transformador (5 lb/pulg²) y la temperatura de rocío, determinar la presión de vapor de agua que corresponde a ese punto. Con la presión de vapor de agua y la temperatura del Nitrógeno en el interior del transformador, al momento de hacer la prueba, se entra a la carta de Piper para determinar el porcentaje de humedad residual.

Los instrumentos más conocidos diseñados para determinar el punto de rocío son los siguientes:

Copa de campo "Alnor"

Higrómetro marca Parametric

La humedad relativa del medio ambiente es obtenida en forma indirecta a partir de la temperatura del bulbo seco (ambiente) y la determinación de la temperatura del punto de rocío del

aire, llevando estos datos a la carta psicométrica de Temperatura de Bulbo seco vs Humedad G de Vapor de Agua/G Aire seco.

20.- PRUEBA DE ACCESORIOS

Dentro del mantenimiento preventivo, también se efectúan pruebas a los accesorios auxiliares de los transformadores, como son : El sistema de enfriamiento, el sistema de preservación del aceite, el cambiador de derivaciones bajo carga, señalizaciones, etc.

CAPITULO III

ACEITE DIELECTRICO

- **QUE ES UN ACEITE DIELECTRICO?**
- **TIPOS**
- **REFINACION**
- **PRUEBAS DE ACEPTACION**

ACEITE DIELECTRICO

QUÉ ES UN ACEITE DIELECTRICO?

El aceite Dieléctrico o aislante para transformadores es un producto que se obtiene de la refinación del petróleo.

De una forma general podemos decir que la materia prima para la fabricación de aceite aislante consiste en una fracción del Petróleo obtenida por destilación al vacío (260-371°C a 50 mm de Hg) de diferentes tipos de crudo.

El objetivo de un aceite dieléctrico es mantener eléctricamente aislados todos los componentes internos del transformador y actuar como refrigerante, extinguir el arco eléctrico y disipar las pérdidas de energía que aparecen en forma de calor en el núcleo y los devanados.

Las características principales de un buen aceite aislante son las siguientes:

Alta resistencia a la gasificación

Baja viscosidad

Fluidez a bajas temperaturas

Alta temperatura de inflamación e ignición

Bajo factor de potencia

Estabilidad Química

TIPOS DE ACEITES AISLANTES.

Existen dos tipos de aceite aislante

1.- Artificiales.

1.1- Clorados.

1.2- Rtemp.

2.- Derivados del Petróleo.

2.1- Nafténicos.

2.2- Parafínicos.

1.- Aceites Artificiales.

1.1- Clorados.- Comumente se les llama Askareles y son compuestos sintéticos no inflamables, los cuales una vez descompuestos por arqueo eléctrico solamente producen mezclas gaseosas no inflamables.

Por lo mismo, son muy estables y difíciles de destruir, son contaminantes ambientales y tóxicos, producen acné por contacto excesivo o disturbios al Hígado o Riñones por inhalación de los gases producidos. Los más comunes son el Tricloro Difeníl, Pentacloro Difeníl y Tricloro Benceno.

El Askarel presenta varias desventajas, ya que al estar en operación, solo acepta una pequeña porción de agua (125 ppm) y lo demás flota en la superficie, la resistencia dieléctrica disminuye rápidamente conforme la concentración de humedad tiende a la saturación.

Un arqueo severo reduce también la resistencia dieléctrica de los askareles descomponiéndolos, con lo cual el fluido se pone negro debido a las partículas de carbón.

No es económico tratar de recuperar un askarel que fué expuesto a un arqueo severo, por lo que debe ser desechado.

Hasta el momento algunas empresas han desarrollado tecnología experimental para eliminar el askarel; incinerándolo y neutralizando los gases generados, con sustancias alcalinas.

1.2- Rtemp.- Es un líquido enfriador dieléctrico de un alto

punto de ignición formulado para ser usado en transformadores u otros aparatos donde sus propiedades de seguridad, eléctricas y térmicas son ventajosas.

Es un hidrocarburo parafínico altamente refinado de elevado peso molecular. En muchos aspectos es similar a los hidrocarburos nafténicos usados como aceites aislantes en transformadores convencionales.

Es totalmente miscible y compatible con el aceite de transformador, también con los hidrocarburos clorados conocidos como Bifenilos Policlorinados.

El uso de Rtemp elimina el gasto y riesgo de almacenamiento de Askarel u otras sustancias tóxicas tales como Tricloro Benceno.

Es toxicológicamente inócuo, biodegradable y no bioacumulable.

2.- Derivados del Petróleo.

Todos los aceites aislantes están constituidos de Hidrocarburos Parafínicos, Nafténicos y Aromáticos; encontrándose presentes en concentraciones muy bajas, compuestos de Azufre, Nitrógeno y Oxígeno que son llamados Compuestos Polares e imparten al aceite su inestabilidad a la oxidación.

En la proporción en que se encuentren los Hidrocarburos en el crudo base, será clasificado como Nafténico o Parafínico.

2.1.- Nafténicos- Son hidrocarburos saturados cíclicos de fórmula general C_nH_{2n} y tienen una estructura de cadena cerrada.

Estos aceites tienen un bajo punto de congelación, ideal para ser usados en lugares cuya temperatura ambiente es muy baja, poseen buena estabilidad a la oxidación y de tendencia a la gasificación.

Con el aumento de la demanda de aceites aislantes y lubricantes, como ya se mencionó, aunado a los bajos recursos de éste crudo, ha sido necesario buscar otra fuente para cubrir estas necesidades.

2.2- Parafínicos- A esta clasificación pertenece la gran mayoría de los recursos nacionales.

Estos son hidrocarburos de cadena lateral con la fórmula general C_nH_{2n+2} y se conocen como hidrocarburos saturados. Son compuestos muy estables e incapaces de admitir un Hidrógeno más en la molécula.

Hasta hace poco tiempo, con solo determinar el tipo de básico, se conocía la calidad del aceite y se decía que el aceite Nafténico era de mejor calidad. Actualmente se considera que es la forma de fabricación la que proporciona al aceite su calidad.

Inicialmente, se usó aceite Parafínico solamente en equipos de baja tensión; porque se decía que no era confiable para tensiones altas. En la tabla 3 se muestran los compuestos químicos de un aceite aislante.

Actualmente, casi todos los transformadores de potencia del sistema de Cia. de Luz y Fuerza, usan aceite de tipo parafínico como aislante.

**COMPOSICION
QUIMICA DE
LOS ACEITES
AISLANTES**

HIDROCARBUROS PARAFINICOS C_nH_{2n+2}

HIDROCARBUROS NAFTENICOS C_nH_{2n}

HIDROCARBUROS AROMATICOS

COMPUESTOS POLARES

**COMPUESTOS DE
AZUFRE**

**COMPUESTOS DE
NITROGENO**

**COMPUESTOS DE
OXIGENO**

TABLA 3

REFINACION DE ACEITE AISLANTE

Los diferentes procesos que se emplean en la industria para eliminar los compuestos indeseables, conservando únicamente los que serán de utilidad, son, básicamente, de dos tipos: De Extracción y de Hidrogenación.

El primero elimina los compuestos indeseables por medio de la extracción con compuestos apropiados, siendo los mas usados el Acido Sulfúrico y el Furfural; siendo éste el disolvente mas selectivo. Los compuestos aromáticos son también eliminados, pero esto puede controlarse mediante la relación aceite-furfural.

Los procesos de Hidrogenación deben eliminar solamente los compuestos polares, sin embargo la selectividad dependerá de las condiciones del proceso y de los catalizadores.

El aceite aislante que actualmente se fabrica en la refinería de Salamanca, a partir de un crudo base Parafínica intermedia, se obtienen por la combinación de algunos procesos de refinación llamado Hidrodesulfurización.

El proceso industrial necesario para la refinación de este

aceite se describe a continuación, mostrándose, además, en la figura 14.

DESTILACION ATMOSFERICA

Mediante el fraccionamiento a presión atmosférica se obtienen los cortes de Nafta y Destilados Intermedios que sirven como base para elaborar diferentes productos, tales como: gases, gasolinas, kerosina, diesel, etc. ; así como un residuo donde se encuentra el corte base de aceite aislante.

DESTILACION AL VACIO

Por medio de destilación a presión reducida se obtienen cortes de aceite base para la elaboración del aceite aislante parafínico.

EXTRACCION CON FURFURAL

Se utiliza Furfural como solvente selectivo para refinar aceite aislante, ya que al eliminarse los compuestos nocivos y bajar el contenido de Azufre, aunque se reduzca el contenido de Carbones Aromáticos; se logra aumentar la estabilidad química a la oxidación.

HIDROTRATAMIENTO

Con el uso de Hidrógeno en presencia de un catalizador selectivo disminuyen los compuestos polares (Azufre, Oxígeno y Nitrógeno), transforma algunos Hidrocarburos Aromáticos inestables a Nafténicos estables, produce saturación de las olefinas y mejora el color del aceite aislante.

DESPARAFINACION

Se precipita la parafina presente por medio de solventes selectivos a temperaturas inferiores a 0°C que posteriormente se separa en filtros rotatorios que operan al vacío; para obtener un aceite aislante con una temperatura adecuada para su aplicación en los campos eléctricos.

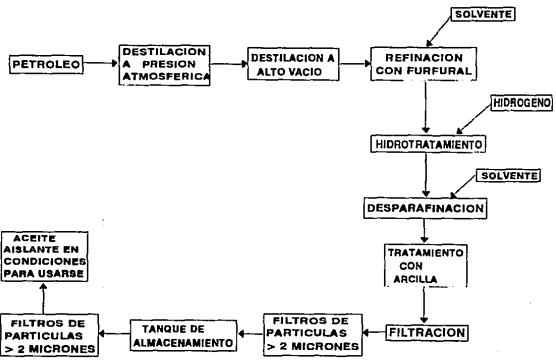
TRATAMIENTO CON ARCILLAS

Se eliminan las impurezas y humedad remanentes con el uso de tierra Fuller, para darle mayor estabilidad química a la oxidación y mejorar el color del aceite aislante.

FILTROS

El aceite pasa por varias etapas de filtrado antes de alcanzar su estado óptimo.

12



REFINACION DE ACEITE AISLANTE
FIGURA 14

PRUEBAS DE ACEPTACION EN ACEITE AISLANTE NUEVO

Con el objeto de determinar la calidad de un aceite aislante propio para ser utilizado en equipos de alta tensión, y que estos proporcionen un aislamiento adecuado, un medio refrigerante y agente para extinguir el arco en equipos eléctricos, el aceite es sometido a las siguientes pruebas de acuerdo a la Norma CCONNIE 9.8.1 ó NOM-J-123-82 de la Dirección General de Normas.

A) PRUEBAS FISICAS

Densidad

Viscosidad cinemática

Aspecto visual

Temperatura de inflamación

Temperatura de ignición

Color

Temperatura de escurrimiento

Tensión interfacial

Carbonos aromáticos

B) PRUEBAS QUIMICAS

Número de neutralización

Cloruros y sulfatos

Azufre libre y corrosivo

Azufre total

Determinación de inhibidor

C) PRUEBAS ELECTRICAS

Tensión de ruptura dieléctrica

Factor de potencia

Tendencia a la gasificación

OTRAS PRUEBAS COMPLEMENTARIAS SON :

D) PRUEBAS DE OXIDACION ACELERADA

Envejecimiento acelerado, Prueba IEC

Envejecimiento acelerado, Curva P.F.V.O.

A continuación se mencionará brevemente el objetivo de cada una de ellas:

DENSIDAD

Es la relación del peso de un volumen dado de una substancia al

peso de un volumen igual de agua. Esta es una propiedad inherente de los aceites. La densidad varía con la temperatura. Con este valor se puede determinar el tipo de aceite.

VISCOSIDAD CINEMATICA

Es una característica del aceite para un mismo intervalo de destilación, no debe haber variaciones, obedeciendo estas al tipo de crudo base empleado en la fabricación del aceite. Esta característica es necesaria para conducir el calor generado en el aparato y así actuar como refrigerante.

ASPECTO VISUAL

Esta prueba determina el estado de un aceite. Este debe ser limpio, transparente y libre de sedimentos.

TEMPERATURA DE INFLAMACION

Con esta prueba se determina la presencia de compuestos volátiles del aceite.

TEMPERATURA DE IGNICION

Es la temperatura a la cual el aceite se vuelve combustible.

COLOR

Muestra el envejecimiento del aceite. El color de los aceites se incrementa con el uso, aunque muchas sustancias encontradas en los transformadores lo incrementan.

TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO

Es la temperatura a la cual el aceite deja de fluir. Determina el porcentaje de compuestos parafínicos en el aceite.

TENSION INTERFACIAL

Mide las impurezas polares solubles en el aceite, la oxidación o contaminación externa.

CARBONOS AROMATICOS

Determina la cantidad de hidrocarburos aromáticos, es inversamente proporcional a las propiedades de gasificación. Una alta aromaticidad provoca aumento en la cantidad de formación de lodos.

NUMERO DE NEUTRALIZACION

Mide los compuestos ácidos del aceite y el deterioro por oxidación.

CLORUROS Y SULFATOS

Esta prueba detecta la presencia de contaminantes cloruros y sulfatos, que existen como resultado de fallas de refinación.

AZUFRE LIBRE Y CORROSIVO

Indica una refinación deficiente.

AZUFRE TOTAL

La presencia de azufre indica el origen del crudo y grado de refinación del aceite.

DETERMINACION DEL INHIBIDOR

Detecta la presencia de inhibidores adicionados para mejorar su estabilidad a la oxidación.

TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA

Se define como la medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Relaciona la presencia de agua y partículas sólidas en suspensión en el aceite.

FACTOR DE POTENCIA

Mide las pérdidas dieléctricas a través del aceite. Detecta la presencia de contaminantes.

TENDENCIA A LA GASIFICACION

Indica el tipo de hidrocarburo y da idea del grado de refinación. Mide la capacidad del aceite para emitir o absorber gases.

ENVEJECIMIENTO ACELERADO, PRUEBA I.E.C.

Indica la vida útil del aceite dentro del transformador.

ENVEJECIMIENTO ACELERADO, CURVA P.F.V.O.

Con esta prueba se conoce el grado de estabilidad del aceite.

A continuación se presentan las especificaciones que debe cumplir el aceite aislante nuevo para ser aceptado por Cia de Luz y Fuerza, así como una relación de métodos que cubren todas las pruebas que se realizan de acuerdo a la Norma mencionada anteriormente y su equivalente A.S.T.M. Tabla 4.

**CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO S.A.
LABORATORIO**

INFORME DE PRUEBAS DE ACEPTACION EN ACEITES AISLANTES

MARCA DEL ACEITE _____

PRUEBA REALIZADA	ESPECIFICACIONES	NON-J-123 0 COMITE S.S.1	A.S.T.M.
	NORMA NON J 123 TIPO "M" PARA 115KV Y MAYORES		
APARIENCIA VISUAL	BRILLANTE SIN SOLIDOS EN SUSPENSION	INSPECCION VISUAL	INSPECCION VISUAL
DENSIDAD RELATIVA A 20°C / 4°C	0.890 a 0.898	6.2	D-1482-68
VISCOSIDAD CINEMATICA A 40°C EN cst (ssu)	10.4 MAXIMO (60)	6.6	D-445-74
TENSION INTERFACIAL A 25°C - 1°C en $\frac{mN}{m}$ (dinas/cm)	40 MINIMO	6.5	D-971-50(73)
TEMPERATURA DE INFLAMACION A 760 mm Hg en °C	145 MINIMO	6.4	D-92-72
TEMPERATURA DE IGNICION A 760 mm Hg en °C	-----	---	---
TEMPERATURA DE SECURAMIENTO EN °C	-26 MAXIMO	6.3	D-97-66(71)
COLOR	1.0 MAXIMO	6.1	D-1500-64(73)
CARBONOS AROMATICOS EN X	0.0 a 12.0	6.9	D-2100-66(71)
NUMERO DE NEUTRALIZACION EN mg.NOM/g DE ACEITE	0.83 MAXIMO	6.14	D-664-50(68)
CLOMUNOS Y SULFATOS	NEGATIVOS	6.18	D-878-65(71)
AZOFRE LIBRE Y CORROSIVO	NO CORROSIVO	6.7	D-1275-67(73)
AZOFRE TOTAL EN X	0.10 MAXIMO	6.8	D-129-64(73)
DETERMINACION DE INHIBIDOR	NEGATIVO	6.1 o APEN A o B	D-1471-50
ENVEJECIMIENTO ACELERADO CII	0.40 MAXIMO	6.13	
NUMERO DE NEUTRALIZACION EN mg.NOM/g DE ACEITE DEPOSITO EN X	0.10 MAXIMO	o APEN D	I.E.C.
TENSION DE RUPURA DIELECTRICA EN KV ELECTRODOS PLANOS (2.54 cm)	30 MINIMO	6.16	D-877-67(71)
ELECTRODOS SEMIESFERICOS (1.02 cm)	20 MINIMO		
FACTOR DE POTENCIA A 60 Hz Y 1000 V EN X a 25°C a 100°C	0.05 MAXIMO 0.3 MAXIMO	6.15	D-924-65(73)
TENDENCIA A LA OXIDIFICACION	DEBE ABSORBER GASES	6.17	D-2300-81
CURVA PVVO	VER CURVA DOUBLE ENGINEERING	---	

OBSERVACIONES:

I.E.C.- INTERNATIONAL ELECTRICAL COMMISSION
P.F.V.O.- POWER FACTOR VALUE OXIDATION.
A.S.T.M.- AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS

TABLA 4

CAPITULO IV

PRUEBAS DE CONTROL

- **SECADO DE UN TRANSFORMADOR**
- **TRATAMIENTO DEL ACEITE AISLANTE
PREVIO AL LLENADO DEL TRANSFORMADOR**
- **LLENADO DEL TRANSFORMADOR**
- **MUESTREO DE ACEITE AISLANTE**
- **PRUEBAS DE CONTROL EN LABORATORIO
PARA ACEITE AISLANTE**

SECADO DE UN TRANSFORMADOR

La preparación de un transformador para su puesta en servicio es de suma importancia, siendo el secado del mismo una parte fundamental para su funcionamiento futuro.

El proceso de secado tiene como objetivo principal eliminar el agua residual de los aislamientos.

Durante el secado en fábrica, se extrae la humedad de los aislamientos hasta alcanzar valores muy bajos del orden de 0.1 a 0.5 % no obstante dichos aislamientos absorben humedad cuando el transformador es expuesto al medio ambiente en su preparación para transporte y montaje en el sitio de instalación. La entrada de agua a un transformador puede reducirse, llenándolo con Nitrógeno desde su lugar de origen, almacenando adecuadamente los radiadores y equipo auxiliar, sumergiéndolos en aceite en caso necesario.

La humedad superficial que los aislamientos puedan aún conservar se elimina por medio de un secado en el campo. El contenido de humedad aceptable para un transformador después de un proceso de secado es 0.5%; sin embargo, no siempre pueda obtenerse ese valor. Por lo tanto se recomiendan los siguientes valores de contenido de humedad en la región superficial:

Tensiones	Contenido de humedad
400 kV	< 0.5 %
150-230 kV	< 1.0 %
< 150 kV	< 2.0 %

Los valores anteriores se han obtenido en base a experiencias de campo.

PROCEDIMIENTOS DE SECADO

Existen varios procesos de secado, a continuación se mencionan algunos de ellos:

- 1.- Calor por corriente de corto circuito
- 2.- Calor por circulación con aceite caliente
- 3.- Secado con aire caliente
- 4.- Secado con alto vacío auxiliado con calentamiento simultáneo por medio de aceite caliente atomizado.

1.- Se utilizan los propios arrollamientos para generar el calor necesario en el secado; se cortocircuita un arrollamiento y se alimenta el otro a baja tensión. El transformador deberá estar lleno de aceite, si está provisto

del tanque conservador, habrá que bajar el nivel de aceite hasta que quede justamente debajo de la tapa, pero las bobinas deben quedar cubiertas por el aceite.

Para la extracción de los vapores y la humedad que se desprende de los devanados y del aceite, se adapta una bomba de vacío al punto más alto del tanque.

Los inconvenientes de éste método son los siguientes:

a) El vacío aplicado durante el secado no es muy efectivo por la columna de aceite en el tanque.

b) Existe el peligro de sobrecalentamiento excesivo en el aislamiento de los devanados debido a los puntos calientes sobre los que no se tiene ningún control.

c) Debido a la diferencia de presiones entre la parte superior e inferior de los aislamientos, el secado no será uniforme.

d) No siempre es posible disponer de la capacidad y voltaje requeridos para que circule la corriente nominal por los devanados.

2.- Se requiere de un filtro de aceite adecuado, una bomba de vacío y un calentador. El transformador se llena con aceite cubriendo el núcleo y los devanados y el aceite se hace circular a través del filtro y las válvulas superior e inferior del tanque.

Las desventajas de éste método son las siguientes:

a) El vacío aplicado en el proceso no es muy efectivo por la columna de aceite en el tanque.

b) Debido a la diferencia de presiones entre la parte superior e inferior de los aislamientos, el secado no es uniforme.

c) La humedad es extraída por medio del aceite y ésta extracción está limitada por la saturación del mismo.

d) Al utilizar el filtro se corre el riesgo de airear el aceite

e) Al terminar el secado el aceite queda con mucha agua en solución.

3.- Este método se realiza inyectando aire caliente con un soplador por la compuerta de vaciado del tanque y extrayéndolo por la parte superior con un extractor. El secado por éste método es complementado por el secado de vacío.

Las desventajas de éste método son:

a) La temperatura del aire alrededor del transformador ésta muy desigualmente repartida y para que la media sea suficientemente elevada, es preciso inyectar aire a una temperatura peligrosamente alta.

b) Los aislantes del transformador, y especialmente los cilindros y cuñas de papel bakelizado, soportan mal la acción en seco de una temperatura elevada.

c) Debe tenerse el equipo adecuado de aire caliente, para tener la certeza de que el aire entre completamente seco.

4.- Este método emplea un sistema de recirculación de aceite caliente a través del transformador parcialmente lleno mientras se mantiene una presión absoluta extremadamente baja en el

interior del tanque del transformador (menor o igual a 3 mmHg). La temperatura del aceite al salir del calentador se debe mantener entre 75 y 90°C durante la primera hora, incrementándose después en etapas de 10°C máximo cada 30 minutos, hasta alcanzar 110°C

La temperatura de 110°C deberá mantenerse por lo menos durante una hora y hasta observar que la presión absoluta tiende a decrecer, aumentar entonces la temperatura del aceite a 120°C.

El recirculado deberá continuar hasta que se cumplan las condiciones siguientes:

a.- Un mínimo de 18 horas con una diferencia de 10°C entre las temperaturas del aceite a la entrada y a la salida del cambiador de calor.

b.- La presión absoluta en el transformador, deberá ser menor a 3.5 mmHg y sin variaciones durante las últimas 4 horas.

La temperatura del aceite al final del ciclo, deberá estar dentro de los límites que se anotan a continuación:

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

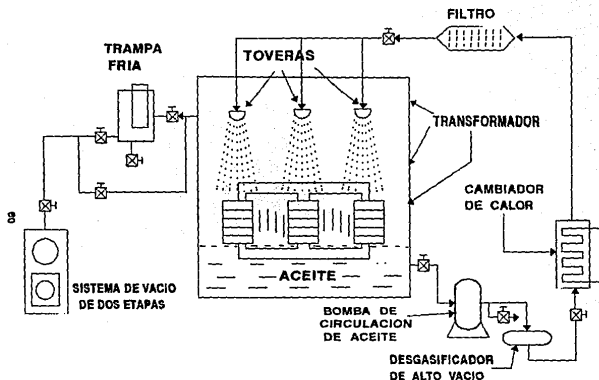
A la salida del calentador	122°C.	MAX.
	118°C.	MIN.
A la entrada del calentador	115°C.	MAX.

Al dar por terminado el recirculado, se drenará totalmente el aceite del transformador y sus compartimentos auxiliares.

Para drenar el aceite, se abrirá primeramente la válvula de la línea de retorno de aceite de recirculado y después se cerrará la válvula que comunica a la bomba con el calentador. Esta operación se efectuará con el transformador bajo vacío.

Se procederá a llenar el transformador con Nitrógeno o Aire seco, permaneciendo en estas condiciones un mínimo de 24 horas, a una presión absoluta de 3.5 mmHg al principio del periodo y no mayor de 1.0 al término del mismo.

Los efectos combinados de temperatura elevada y la baja presión absoluta, permiten la rápida, eficiente y económica eliminación de la humedad absorbida. Este método es el que se utiliza en Cia. de Luz y Fuerza y el esquema ilustrativo se muestra en la figura 15.



**SECADO CON ALTO VACIO AUXILIADO CON CALENTAMIENTO
SIMULTANEO POR MEDIO DE ACEITE CALIENTE ATOMIZADO**

FIGURA 15

Este proceso tiene las siguientes ventajas:

a) Prácticamente todo el devanado del transformador está sometido a un alto vacío, lo que permite una evaporación más rápida y uniforme.

b) Debido a que un mismo pequeño volumen de aceite es el que se está recirculando, no existe el riesgo de introducir aire o humedad.

c) Debido a que en éste método se puede instalar la trampa fría es fácil obtener el agua condensada y medirla. Esto da un criterio más real para determinar cuando está seco el transformador. El agua obtenida es casi exclusivamente de los devanados porque debido a que es un pequeño volumen de aceite el que se recircula a un alto vacío, éste aceite es rápidamente deshidratado y desgasificado.

TRATAMIENTO DEL ACEITE AISLANTE PREVIO AL LLENADO DEL TRANSFORMADOR

OBJETIVO

Este proceso tiene por objeto eliminar del aceite aislante contaminantes tales como: agua y aire. Los cuales se encuentran generalmente en cantidades superiores a los límites establecidos en la norma NOM-J-308-83.

La presencia de estos componentes se tiene aún en aceites recién obtenidos de refinería.

El contenido total de agua que se encuentra presente en el aceite, está en forma libre o en solución. La solubilidad del agua en el aceite es una función de la temperatura.

El aire y otros gases son solubles en el aceite, entendiéndose como soluble la función del fenómeno físico de absorción del gas por el líquido. La solubilidad del aire depende básicamente de la presión absoluta.

Aunque el agua y el aire se encuentran en solución en el aceite los cambios de presión y temperatura pueden liberarlos.

Como ambos contienen Oxígeno, contribuyen a la oxidación del aceite, formando ácidos y lodos, afectando así la capacidad dieléctrica del aceite.

Para una operación satisfactoria dentro del equipo eléctrico, es necesario reducir el contenido de agua en solución hasta una concentración tal que no aparezca como agua libre cuando la temperatura del equipo en operación descienda a su nivel mas bajo. Así mismo eliminar el aire y los gases hasta un punto en el cual no se liberen aún cuando la presión baje al nivel mínimo.

PROCEDIMIENTOS

Existen varios procedimientos para eliminar el agua y los gases disueltos contenidos en el aceite aislante; algunos de ellos se mencionan a continuación:

- 1.- Re-hervido
- 2.- Desecantes de absorción
- 3.- Filtros
- 4.- Centrífugas
- 5.- Deshidratador al vacío

1.- Este método consiste en calentar el aceite hasta una temperatura ligeramente superior a la de ebullición del agua para que ésta se evapore. Las desventajas de este proceso son la oxidación y el envejecimiento que sufre el aceite.

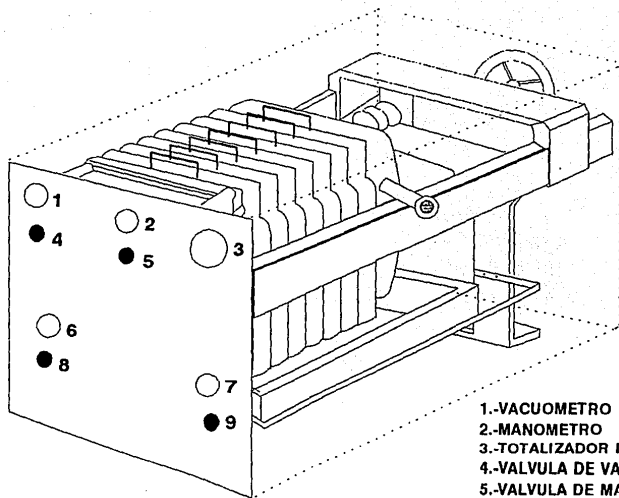
2.- Este tratamiento se ha usado muy poco en la deshidratación de aceites aislantes y consiste en la eliminación del agua por contacto de elementos absorbentes, previamente seleccionados para ese fin. La desventaja es el tiempo requerido.

3.- El principio de operación de los diferentes tipos de filtros existentes se basa en la circulación del aceite a través de un material absorbente tal como el papel filtro.

Los filtros son capaces de eliminar del aceite, el agua y las partículas sólidas que contenga. Lo único que no pueden eliminar es el aire y de hecho tienden a aumentarlo. La habilidad del filtro para eliminar agua, depende del grado de humedad del elemento filtrante.

Es recomendable una filtración a baja temperatura, ya que la cantidad de agua disuelta en el aceite aumenta considerablemente con la temperatura. Cuando el aceite está muy contaminado es necesario pasarlo varias veces por el filtro; cambiando además el elemento filtrante las veces que sea necesario.

Existen varios tipos de filtros; el más usado en Cia. de Luz y Fuerza es el de tipo prensa mostrado en la figura 16.



FILTRO PRESA DE ACEITE

FIGURA 16

- 1.-VACUOMETRO
- 2.-MANOMETRO
- 3.-TOTALIZADOR DE LITROS
- 4.-VALVULA DE VACUOMETRO
- 5.-VALVULA DE MANOMETRO
- 6.-ENTRADA DE ACEITE
- 7.-SALIDA DE ACEITE
- 8.-VALVULA DE ENTRADA
- 9.-VALVULA DE SALIDA

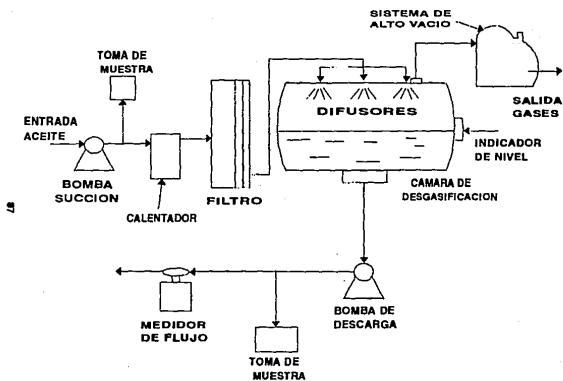
4.- La centrífuga se emplea generalmente para eliminar en forma parcial agua y partículas sólidas en grandes volúmenes de aceite. La centrífuga puede manejar concentraciones de contaminantes en mayor cantidad que un filtro convencional; pero no elimina contaminantes tan completamente como un filtro. Elimina solamente agua libre en el aceite.

La combinación de centrífuga y filtro colocando la centrífuga en primer plano, puede ser una ventaja para eliminar grandes cantidades de carbón, agua y lodos.

5.-El deshidratador al vacío es un medio eficiente para reducir hasta valores muy pequeños el agua y los gases del aceite aislante.

Existen dos tipos de deshidratadores al vacío para uso general, teniendo ambos el mismo principio de funcionamiento; el cual consiste en lo siguiente: el aceite es expuesto a un alto vacío y calentado por cortos intervalos. En un método, la exposición del aceite va acompañado por atomización a través de una boquilla dentro de una cámara de vacío. En el otro método, el aceite es forzado a fluir sobre una serie de deflectores dentro de la cámara de vacío para formar películas delgadas de tal manera que una gran superficie sea expuesta al vacío.

Un esquema de este proceso se muestra en la figura 17.



**SISTEMA TÍPICO DE DESGASIFICACION
Y DESHIDRATACION DE ACEITE**

FIGURA 17

LLENADO DE UN TRANSFORMADOR

Antes de proceder al llenado del transformador, se debe comprobar el contenido de humedad en sus aislamientos. De existir un alto índice de esta, será necesario secarlo.

Usando el equipo de tratamiento se reduce el contenido de humedad hasta el valor recomendado por la norma NOM-J-308-1983. Comúnmente, la humedad del transformador se encuentra en los aislamientos de papel, cilindros de micarta, soportes de madera y separadores de cartón.

Durante los últimos 30 minutos del proceso de secado, se recomienda graficar el vacío tomando lecturas cada 5 minutos. De los valores obtenidos se recomienda el proceso de humedad residual utilizando gráficas de presión de vapor (cartas de Piper). Se procede a su llenado con el aceite tratado, pasando éste a través del sistema de tratamiento.

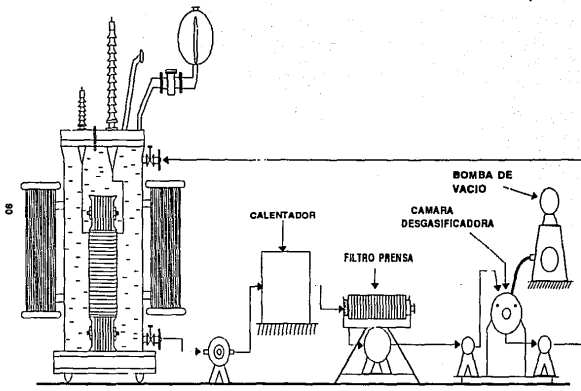
Una vez lleno el aparato, el aceite se recircula entre este y el equipo de tratamiento hasta obtener los valores especificados, ya que el aceite puede absorber humedad al entrar en contacto con los componentes del transformador.

El final del proceso se logra cuando el aceite tiene las siguientes características:

Porcentaje de gases.	Menor o igual al 1.0 %
Contenido de humedad.	Menor o igual a 10 ppm
Tamaño de partícula.	Menor a 0.5 micrones

Para transformadores de 400 kV, el contenido de gases debe bajar hasta 0.25 % .

Este proceso de llenado se muestra en la figura 18.



LLENADO DEL TRANSFORMADOR
FIGURA 18

MUESTREO DE ACEITE AISLANTE

Las muestras de aceite aislante que serán usadas en las pruebas de Laboratorio deben ser recolectadas por personal con experiencia en el manejo de los aceites aislantes.

El resultado final de las pruebas de Laboratorio, es influenciado por el muestreo del aceite aislante, por lo tanto, se recomienda observar lo siguiente:

1.- Efectuar el muestreo en un día soleado, procurando que la Temperatura del aceite sea igual o mayor que la del ambiente.

2.- La humedad relativa debe ser menor del 50 %.

3.- La muestra del aceite aislante tomada del transformador debe ser representativa del total del mismo, por lo tanto, se recomienda tomar la muestra del punto mas bajo del tanque del transformador, ya que en dicho punto se encuentran todos los contaminantes incluyendo los que no estén dispersos en el aceite, tales como agua y partículas sólidas.

MUESTREO CON FRASCO DE VIDRIO.

ACCESORIOS

Se deben usar botellas de vidrio claro para facilitar la inspección visual de la muestra.

Los tapones pueden ser de corcho, vidrio o tapones de rosca con un empaque de hoja de estaño o un plástico resistente al aceite. Los tapones de corcho deben estar recubiertos con una hoja de aluminio. Si son de vidrio, debe cuidarse que el tapón embone perfectamente.

PROCEDIMIENTO DE MUESTREO

1.- Limpiar la válvula de muestreo con un trapo limpio o papel higiénico.

2.- Acoplar las conexiones y adaptar una manguera de hule o plástico impermeable al aceite.

3.- Drenar lo suficiente para eliminar posibles impurezas en la tubería de muestreo.

4.- Enjuagar el recipiente con el aceite aislante a muestrear.

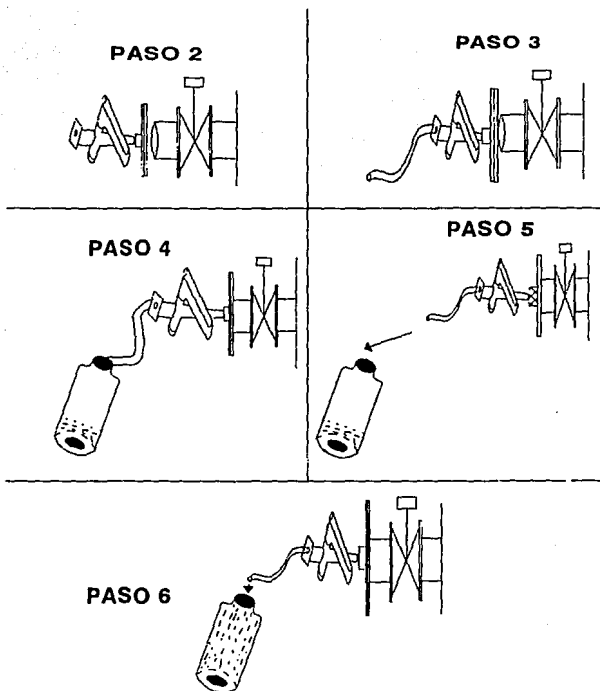
5.- Llenar el recipiente con el aceite aislante, evitando la existencia de burbujas, colocando el recipiente lo mas cercano a la válvula de muestreo y ligeramente inclinado, dejando resbalar el aceite por las paredes de este.

6.- Cerrar la válvula de muestreo y tapar inmediatamente el recipiente para evitar la contaminación por humedad.

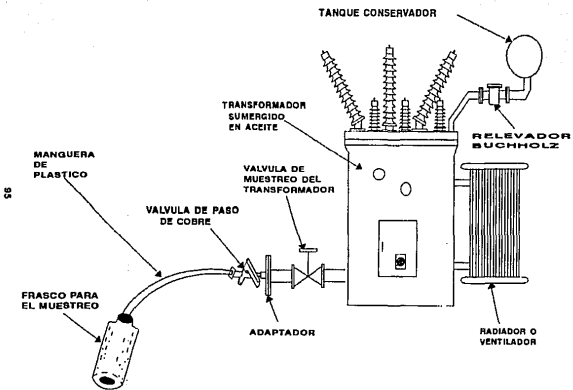
Este procedimiento se ilustra en las figuras 19 y 20.

MUESTREO CON JERINGA.

Este método es usado para conocer el contenido total de gases, el contenido de humedad y el análisis cromatográfico en el aceite aislante.



PROCEDIMIENTO DE MUESTREO CON FRASCO DE VIDRIO
 FIGURA 19



MUESTREO DE ACEITE AISLANTE CON FRASCO DE VIDRIO

FIGURA 20

ACCESORIOS

Manguera de hule o plástico impermeable al aceite, para conectar la válvula del transformador a la jeringa. Deben usarse tramos cortos.

Reducciones de varios tamaños y herramientas para su instalación.

Tela que no suelte hilos y recipiente para desechar aceite.

Jeringa para muestreo, la cual puede ser de vidrio o tener sellos de hule o plástico impermeables al aceite, con capacidad de 50 o 100 mililitros. Deben ser impermeables al aceite y ajustarse a una válvula de tres vías. La impermeabilidad de la jeringa se puede probar almacenándola con aceite por un periodo de dos semanas, analizando la cantidad de Hidrógeno y Metano al inicio y fin de la prueba. La jeringa es considerada hermética si las pérdidas de Hidrógeno son menores de 2.5 % y las pérdidas de Metano menores de 0.5 %.

Recipiente de transporte que debe mantener la jeringa

firmemente en su lugar durante su traslado al Laboratorio, permitiendo el movimiento del émbolo si existe expansión o contracción del aceite.

PROCEDIMIENTO DE MUESTREO

- 1.- Quitar brida o tapón de la válvula de muestreo, limpiar la contratapa, con un trapo limpio, cuidando de no dejar hilos o pelusa.
- 2.- Conectar una brida o reducción a la válvula de muestreo.
- 3.- Conectar la manguera de plástico, impermeable al aceite, a la válvula de plástico.
- 4.- Conectar la jeringa a la manguera, abriendo la válvula de muestreo.
- 5.- Abrir la válvula de tres vías drenando aceite de manera que se eliminen las impurezas contenidas en la tubería de muestreo.

6.- Se gira la válvula de tres vías para permitir el paso del aceite hacia la jeringa, para limpieza de la misma. Este paso se realiza únicamente con la presión misma del aceite.

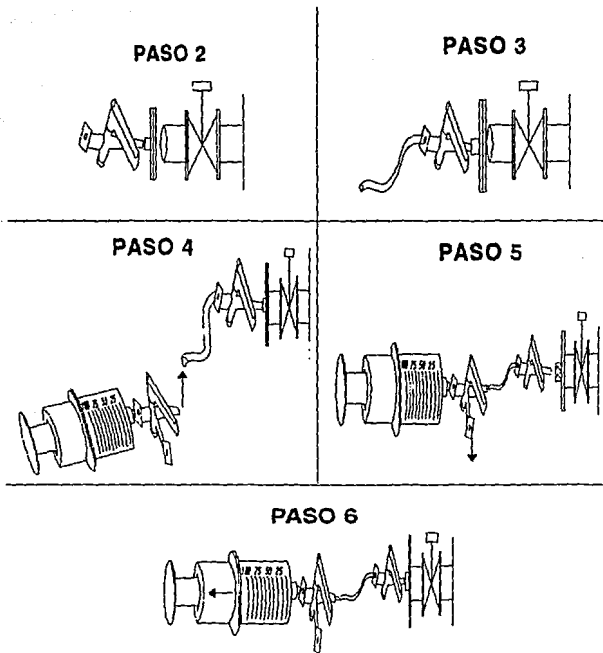
7.- Mover la válvula de tres vías de manera que permita la salida del aceite contenido en la jeringa.

8.- Repetir los pasos 5,6 y 7 las veces que sea necesario, para eliminar posibles impurezas de la jeringa e impregnarla de aceite.

9.- Colocar la jeringa en posición horizontal, abrir la válvula de tres vías y llenar la jeringa libremente.

10.- Revisar que la jeringa no tenga burbujas. En caso de tenerlas, colocarla en posición vertical, abrir la válvula y empujar el émbolo hasta sacar las burbujas.

11.- Cerrar la válvula de la jeringa, con la muestra de aceite en su interior, cerrar también la válvula de muestreo y retirar la jeringa.



PROCEDIMIENTO DE MUESTREO CON JERINGA(1)

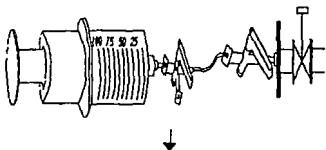
FIGURA 21

12.- Limpiar la jeringa con un trapo limpio y colocarla en su recipiente de transporte, de preferencia en forma horizontal; retirar las conexiones y tomar los datos correspondientes a la muestra.

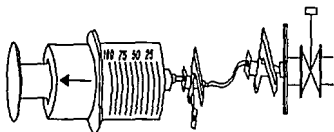
El procedimiento anterior se muestra en las figuras 21 y 22.

Los accesorios mencionados en los procedimientos de muestreo anteriores, se muestran en la figura 23.

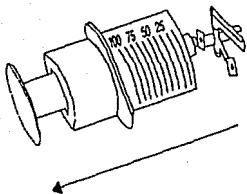
PASO 7



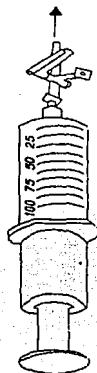
PASO 9



PASO 11

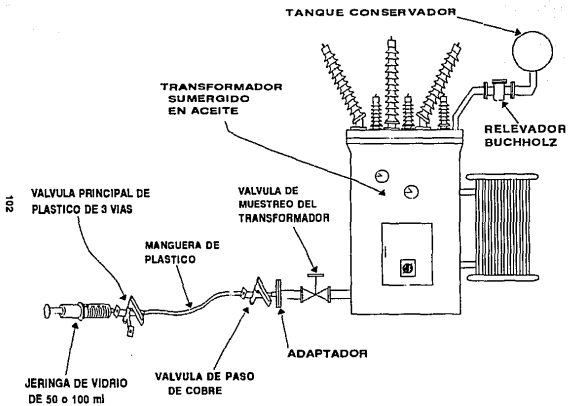


PASO 12



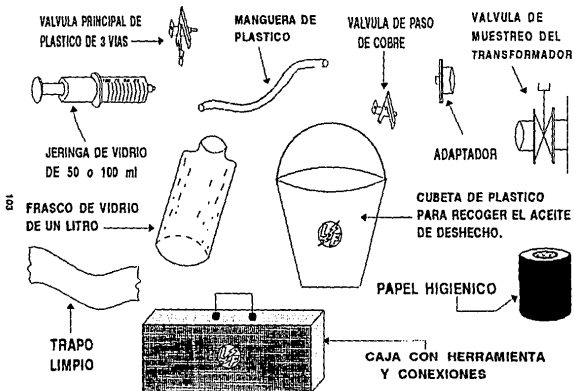
PROCEDIMIENTO DE MUESTREO CON JERINGA (2)

FIGURA 21



MUESTREO DE ACEITE AISLANTE CON JERINGA DE VIDRIO

FIGURA 22



MATERIAL Y EQUIPO NECESARIOS PARA EL MUESTREO DE ACEITE

FIGURA 23

PRUEBAS DE CONTROL EN LABORATORIO PARA ACEITE AISLANTE

Las partes que determinan la vida útil de un equipo eléctrico son sus aislamientos, por lo tanto, juega un papel importante poder evaluar el deterioro del aceite aislante con el tiempo y las condiciones de trabajo a que está sometido. Determinar el momento en que es necesario reacondicionarlo, regenerarlo o cambiarlo antes que se dañe el equipo eléctrico que lo contiene.

Las "pruebas de control" de un aceite aislante se realizan con la finalidad de detectar principalmente la presencia de humedad y productos de degradación por oxidación, lo mismo que ciertos contaminantes extraños tales como: fibras, barnices, carbón, etc. Además nos ayudan a determinar las propiedades del aceite.

La frecuencia para realizar las pruebas de control de un aceite aislante en servicio varía con el tipo de equipo, el régimen de carga, sistemas de preservación utilizados, la capacidad del equipo, etc.

En Cia. de Luz y Fuerza, se realizan éstas pruebas tomando como base el criterio establecido en la Norma NOM-J-308-1983.

EQUIPOS	CONDICION NORMAL	CONDICION ESPECIAL
Hasta 115 kV	una vez al año	una vez cada 6 meses
Mayor 115 kV	una vez cada 6 meses	una vez cada 3 meses

Donde las condiciones especiales son:

Equipos con sobrecarga

Equipos con fallas en su funcionamiento.

A continuación se indicarán las pruebas de control que se realizan en el Laboratorio de Cia. de Luz y Fuerza:

Los valores comparativos se muestran en la tabla 5.

A) PRUEBAS FISICAS

Aspecto visual

Color

Tensión interfacial

B) PRUEBAS QUIMICAS

Número de neutralización

Contenido de humedad

C) PRUEBAS ELECTRICAS

Tensión de ruptura dieléctrica

Factor de potencia

ASPECTO VISUAL.

Se observa el color y grado de limpieza del aceite que puede indicar la presencia de agua libre o sedimentos tales como: partículas metálicas, lodos insolubles, carbón, fibras, etc.

COLOR.

El color de los aceites se incrementa con el uso, el tiempo y con la presencia de sustancias originadas por el deterioro de los aislamientos del transformador. Se utiliza un colorímetro con dos receptáculos y una serie de vidrios de color de referencia. Uno de éstos receptáculos se utiliza para la muestra y otro igual para agua destilada, para observar simultáneamente la muestra y los colores de referencia.

ESPECIFICACIONES PARA ACEITE AISLANTE EN SERVICIO

PRUEBA	HASTA 45 kV				DE 115 A 230 kV				400 kV Y MAYORES				
	ASTORIA	ASTORIA	ASTORIA	ASTORIA	ASTORIA	ASTORIA	ASTORIA	ASTORIA	ASTORIA	ASTORIA	ASTORIA	ASTORIA	ASTORIA
TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA (kV)	≥ 25	< 25	—	17	≥ 30	< 30	—	17	≥ 31	< 31	—	17	≥ 31
NUMERO DE NEUTRALIZACION (mg KOH/g de aceite)	< 8.3	—	> 8.3	> 8.5	< 8.25	—	> 8.25	> 8.5	< 8.25	—	> 8.25	> 8.5	> 8.5
TENSION INTERFACIAL (mN/m, dinas/cm)	≥ 19	—	< 19	< 16	≥ 22	—	< 22	< 16	≥ 25	—	< 25	< 16	≥ 16
FACTOR DE POTENCIA @ 25 °C (%)	< 1.8	> 1.8	≥ 1.6	> 2.8	< 0.7	> 0.7	≥ 1.6	> 2.8	< 0.5	> 0.5	≥ 1.6	> 2.8	< 0.5
CONTENIDO DE HUMEDAD (PPM)	< 30	> 30	> 60	≥ 75	< 30	> 30	≥ 60	≥ 75	< 25	> 25	> 60	≥ 75	< 25

NOTAS:

- 1.- LOS VALORES PRESENTADOS EN ESTA TABLA SE DAN COMO REFERENCIA, PARA CADA CASO SE DEBE HACER UN ESTUDIO PARTICULAR.
- 2.- UN SOLO VALOR DE LOS PRESENTADOS EN ESTA TABLA NO SIEMPRE ES SIGNIFICATIVO.
- 3.- EN TRANSFORMADORES NUEVOS EL ACEITE AISLANTE MUESTREADO DEBE SATISFACER EL % DE GASES \leq 0.1% Y EL CONTENIDO DE HUMEDAD \leq 0.1 PPM, EL VALOR DE FACTOR DE POTENCIA DEBE SER 0.05% MAXIMO A 25 °C Y 1.5% MAXIMO A 100 °C, PARA TRANSFORMADORES DE 400 kV EL CONTENIDO DE GASES DEBE SER IGUAL A 0.25 %.
- 4.- LAS ESPECIFICACIONES DADAS EN ESTA TABLA ESTAN DE ACUERDO A LA NORMA NON-J-300-1983

TABLA 5

TENSION INTERFACIAL

Se detecta la presencia de contaminantes polares solubles y productos debido al deterioro de los materiales aislantes, los cuales provocan decremento de este valor.

La tensión interfacial decrece rápidamente en los dos primeros años de servicio del equipo eléctrico y después a un ritmo mucho más lento.

Se utiliza un tensiómetro; se mide primeramente la tensión superficial del agua destilada (71-72 dinas/cm).

Un valor diferente puede indicar:

anillo sucio o desalineado, agua o recipiente contaminado. Para medir la tensión interfacial del aceite, se sumerge el anillo en el agua adicionando una capa de 10 mm de aceite. El anillo se hace ascender hasta cruzar la interfase entre los líquidos, tomando en este momento la lectura en el aparato.

NUMERO DE NEUTRALIZACION

Se miden los compuestos ácidos de los aceites. Estos aceites no deben contener ácidos minerales, sin embargo, en la práctica poseen diversas sustancias orgánicas naturales que son debilmente ácidas o que pueden sufrir alguna oxidación, formando compuestos ácidos.

El procedimiento para realizar esta prueba es el siguiente:

Tomar 20 g de muestra y diluir en 100 ml de una mezcla 1:1 de alcohol etílico y agua destilada, calentar la mezcla con agitación y titular con una solución de Hidróxido de Potasio 0.01 Normal en presencia de Fenolftaleína como indicador.

CONTENIDO DE HUMEDAD

Se determina el contenido total de agua que se encuentra tanto mezclada como en suspensión en un aceite aislante, detecta la presencia de agua que no es evidente en las pruebas eléctricas. Se utiliza el método de Karl-Fischer, usando un reactivo compuesto de Bióxido de Azufre, Piridina, Yodo y Metanol.

Para determinar el contenido de agua de un aceite aislante; primeramente se usa la cantidad necesaria de reactivo Karl-Fischer, para neutralizar el disolvente, compuesto de dos partes de Cloroformo y una de Metanol. Una vez neutralizado, aparece una coloración amarilla cromato, como punto final. Este es indicado por un Galvanómetro que registra la despolarización del Cátodo de Platino.

Se añade la muestra que contenga agua, causando la desaparición del color amarillo, y se prosigue la titulación añadiendo más reactivo, hasta alcanzar de nuevo el punto final.

TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA

Este valor es función de la humedad y contaminantes en el aceite. Aunque es una prueba muy usada para conocer el grado de calidad de un aceite, por si sola no indica el estado real de dicho aceite.

Un valor de ruptura alto no necesariamente indica que el aceite no está contaminado, así como un valor bajo no indica contaminación del mismo.

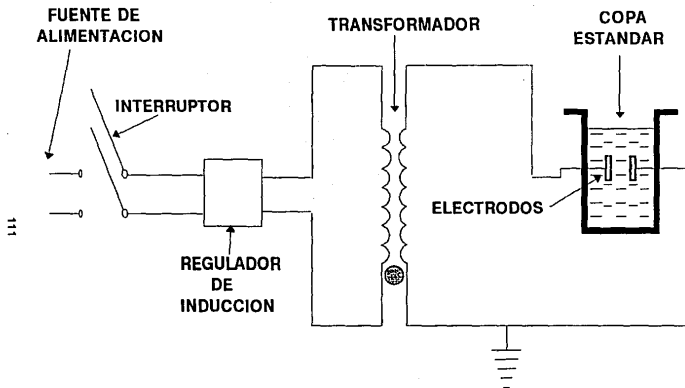
El equipo para realizar esta prueba se muestra en la figura 24, y consiste en:

Un transformador con un regulador de voltaje.

Un Voltmetro.

Una copa de prueba con dos electrodos planos ó semiesféricos.

La prueba se efectúa llenando la copa con aceite hasta cubrir totalmente los electrodos, los cuales se encuentran separados 2.5 mm de sus caras planas. Se aplica un voltaje con un incremento sostenido de 3 kV/seg hasta que ocurre un arco eléctrico. Se toma la lectura en la cual se presenta el arco. Para determinar la tensión de ruptura dieléctrica, deben efectuarse cinco determinaciones en un solo llenado de la copa, obteniendo un promedio de estas lecturas.



**ESQUEMA PARA PRUEBA DE TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA
EN EL ACEITE AISLANTE**

FIGURA 24

NOTA: Se utilizan electrodos planos cuando se trata de pruebas no drásticas al aceite en servicio.

Se utilizan electrodos semiesféricos cuando las pruebas son drásticas. De acuerdo a la norma NOM-J-123-82,

FACTOR DE POTENCIA

Esta prueba al aceite aislante es muy sensible a la presencia de contaminantes o productos de degradación, tales como: agua, productos de oxidación, etc.

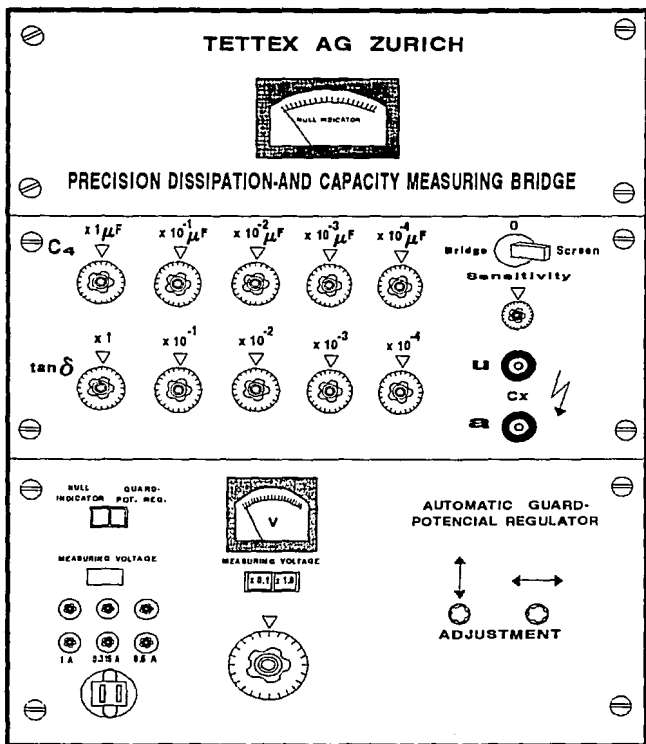
La determinación del factor de potencia se hace por medio de un puente de corriente alterna que tiene básicamente el principio de un puente de Schering o de capacitancias que permite medir con exactitud pequeñas y grandes capacidades. Se utiliza además un celda de prueba con un termómetro acoplado a la misma.

Se coloca el aceite en dicha celda, se somete a una tensión de 1000 Volts a una frecuencia de 60 Hertz obteniéndose así, el valor del factor de potencia.

Esta prueba se realiza a 25 y a 100 grados Centígrados.

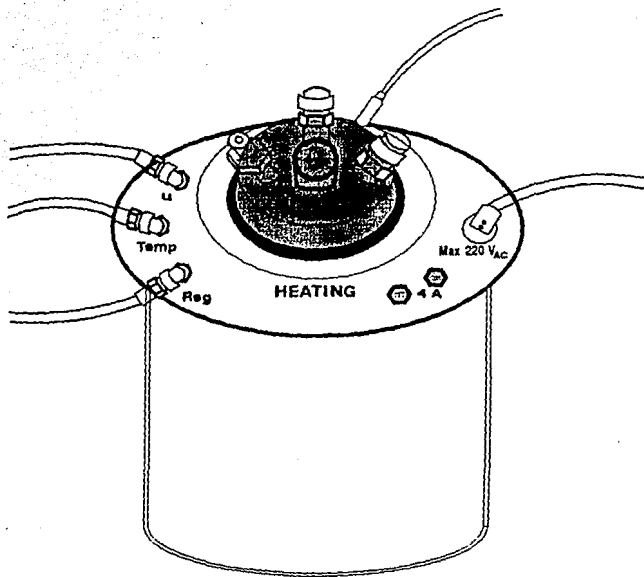
El equipo para realizar esta prueba se ilustra en las figuras 25 y 26.

El formato para pruebas de control utilizado en el Laboratorio de Cía. de Luz y Fuerza se muestra en la tabla 6.



EQUIPO PARA MEDICION DE FACTOR DE POTENCIA EN ACEITE AISLANTE

FIGURA 25



**CELDA DE PRUEBA Y BAÑO DE CALENTAMIENTO
DE EQUIPO TETTEX PARA FACTOR DE POTENCIA**

FIGURA 26

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

LABORATORIO

PRUEBAS PARA EL CONTROL DEL ACEITE AISLANTE DE TRANSFORMADORES EN SERVICIO

SUBSTANCIA	TRANSFORMADOR	NUMERO	FASER	FECHA	MUESTRA	APARIENCIA VISUAL	TEMPERATURA DE SUSPENSION	DETERMINACION DE ACEITE	EN mg/KOH/g	INTEGRACION	FACTOR DE POTENCIA (x)		COLUMEDAD	NUMERO	
											A	A			
											25 C	100 C			
						SIN TURBIDEZ. SIN SOLIDOS EN SUSPENSION	HASTA 25	MAIOR 38	HASTA 0.3	MAIOR 0.25	HASTA 19	MAIOR 22	HASTA 1.0	MAIOR 0.7	--- (3.5) 0 = 38

NOTA: PRUEBAS REALIZADAS DE ACUERDO A LA NORMA NOM-J-308

TABLA 6

CAPITULO V

ANALISIS CROMATOGRAFICO

- **CROMATOGRAFIA DE GASES**
- **DESGASIFICACION DEL ACEITE AISLANTE**
- **SISTEMA DE CROMATOGRAFIA DE GASES**
- **METODOS DE DETECCION DE FALLAS INCIPIENTES**
- **DIAGNOSTICOS DE TIPOS DE FALLAS**

Como anteriormente se mencionó, los materiales que constituyen los aislamientos en un transformador son aceite, papel y cartón; los cuales sufren degradación por la acción de los esfuerzos eléctricos, térmicos y mecánicos generando productos gaseosos que se disuelven en el aceite aislante.

En operación normal se produce dentro de un transformador una gran variedad de gases a una cierta velocidad, pero en condiciones anormales, el incremento de temperatura, aumentará la velocidad y variedad de los gases producidos.

Las condiciones anormales se dan ante la presencia de:

Descargas Parciales

Sobrecalentamiento (Sobrecarga ó Puntos Calientes)

Arco Eléctrico

Cuando una de las fallas indicadas se presenta, se generan algunos gases combustibles tales como: Hidrógeno, Acetileno, Metano, etc. Los cuales se disuelven casi en su totalidad en el aceite, por lo tanto, el instrumento instalado en el transformador, como relevador Buchholz, no registra el total de los gases generados. Por lo cual se hace necesaria la utilización de técnicas de laboratorio, tales como:

Espectrometría de Masas, Absorción Atómica, Cromatografía de Gases y otras.

CROMATOGRAFIA DE GASES

La Cromatografía es un método físico que se utiliza para separar los componentes de una mezcla.

Es empleada como técnica básica de análisis en muchas ramas de la Química.

El principio básico de la Cromatografía está dado por la relación de dos medios: uno móvil (gas o líquido) y otro fijo (líquido o sólido). El proceso completo se describirá más adelante.

En Cla. de Luz y Fuerza, se utiliza la técnica de Cromatografía de Gases; por que da una información amplia y clara, con una sensibilidad buena aún en cantidades de gases muy pequeñas.

El análisis de gases da la composición y concentración de los gases combustibles y no combustibles disueltos en el aceite aislante.

Con estos datos se puede conocer la fuente del problema, pero no es posible saber la localización de la falla incipiente. Por tanto, si se efectúa regularmente este análisis, puede ser muy

útil en el mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia, auxiliando también para su correcta operación durante su vida útil.

En la Tabla 7 se muestran las fallas que ocurren en los transformadores y los gases que se producen.

La mayoría de los gases que se encuentran en el aceite aislante de un transformador son originados por la presencia de dichas fallas y/o envejecimiento normal, mientras que otros se deben a las características del sistema de preservación y/o por un proceso de secado inadecuado.

Los gases mencionados se muestran en la Tabla 8.

DESGASIFICACION DEL ACEITE AISLANTE

Este proceso involucra la extracción de los gases disueltos en el aceite, seguida de la medición de su volumen total a condiciones estándar.

En Cia de Luz y Fuerza se utiliza un aparato desgasificador de Tipo CA-1 de la Doble Engineering Company como el mostrado en la figura 27.

En este equipo se utilizan 25 ml de la muestra de aceite.

La cámara de desgasificación está constituida de manera que el

MATERIAL	FALLA	GASES GENERADOS
ACEITE	ARCO	— ACETILENO
	CORONA	— HIDROGENO — METANO
	SOBRECALENTAMIENTO	— ETILENO
PAPEL	CORONA	— HIDROGENO — MONOXIDO DE CARBONO
	SOBRECALENTAMIENTO	— DIOXIDO DE CARBONO — MONOXIDO DE CARBONO
AGUA	— ELECTROLISIS	— HIDROGENO

GASES GENERADOS POR FALLAS

TABLA 7

TIPOS DE GASES GENERADOS POR FALLAS EN
LOS TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE

NOMBRE DEL GAS	SÍMBOLO	ESTRUCTURA QUÍMICA	TIPO DE GAS
HIDROGENO	H ₂	H-H	COMBUSTIBLE
MONOXIDO DE CARBONO	CO	C=O	COMBUSTIBLE
METANO	CH ₄	$\begin{array}{c} \text{H} \\ \\ \text{H}-\text{C}-\text{H} \\ \\ \text{H} \end{array}$	COMBUSTIBLE
ETILENO	C ₂ H ₄	$\begin{array}{c} \text{H} \quad \text{H} \\ \quad \\ \text{H}-\text{C}-\text{C}-\text{H} \\ \quad \\ \text{H} \quad \text{H} \end{array}$	COMBUSTIBLE
ETANO	C ₂ H ₆	$\begin{array}{c} \text{H} \quad \text{H} \\ \quad \\ \text{H}-\text{C}-\text{C}-\text{H} \\ \quad \\ \text{H} \quad \text{H} \end{array}$	COMBUSTIBLE
ACETILENO	C ₂ H ₂	H-C≡C-H	COMBUSTIBLE
NITROGENO	N ₂	N-N	NO COMBUSTIBLE
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	O=C=O	NO COMBUSTIBLE
OXIGENO	O ₂	O-O	NO COMBUSTIBLE

TABLA 8

aceite es introducido sin contaminación por aire.

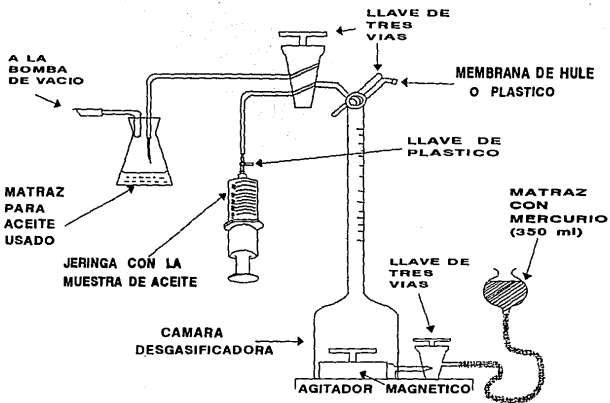
Los gases son extraídos del aceite por agitación vigorosa en vacío, utilizando entonces el pistón de Mercurio para comprimir los gases a presión atmosférica.

La muestra puede ser tomada a través de una membrana de hule con una jeringa de cierre hermético para su inmediata inyección en el cromatógrafo.

Los gases son recolectados con el 99% de eficiencia debido al pequeño espacio muerto en el aparato.

Los factores de corrección para las diferentes solubilidades de los gases deben ser usados, pero esto no es necesario si se utiliza una buena bomba de vacío.

La solubilidad de los gases en el aceite aislante con relación a la temperatura se muestra en la figura 28.



DESGASIFICADOR DE ACEITE AISLANTE

FIGURA 27

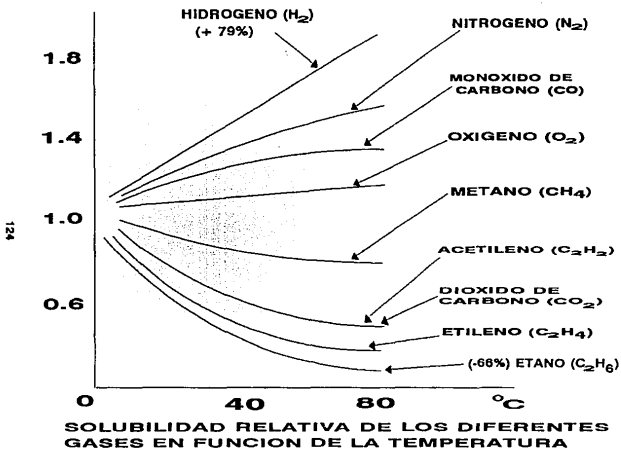


FIGURA 28

SISTEMA DE CROMATOGRAFIA DE GASES

Cuando la muestra es introducida en el Cromatógrafo de gases, se lleva a cabo en su interior la separación de los componentes de la mezcla mediante su distribución en dos fases: Una estacionaria, de gran superficie y la otra que fluye a través de la primera.

Un sistema típico de cromatografía de gases se muestra en la figura 29 y se describe a continuación:

FLUJO DE GAS INERTE (GAS ACARREADOR)

Conduce la mezcla de gases a través de todo el sistema de separación y detección.

El factor más importante en la selección del gas acarreador, es el detector o los tipos de detectores que se van a utilizar y el tipo de gas por analizar.

El gas acarreador que se utiliza en el cromatógrafo de Laboratorio de Cla. de Luz y Fuerza del Centro es Argón seco de alta pureza, pero también pueden utilizarse Nitrógeno, Helio e Hidrógeno.

La cromatografía de gases requiere de condiciones de proceso de alta precisión, por lo que se adapta un regulador de presión de

REGULADOR
DE PRESIONPUERTO DE
INYECCIONFILTRO DE
HUMEDAD

COLUMNAS

DETECTOR

SISTEMA DE
MANEJO DE
DATOS O
REGISTRADORCILINDRO DE GAS
ACARREADOR
(ARGON)

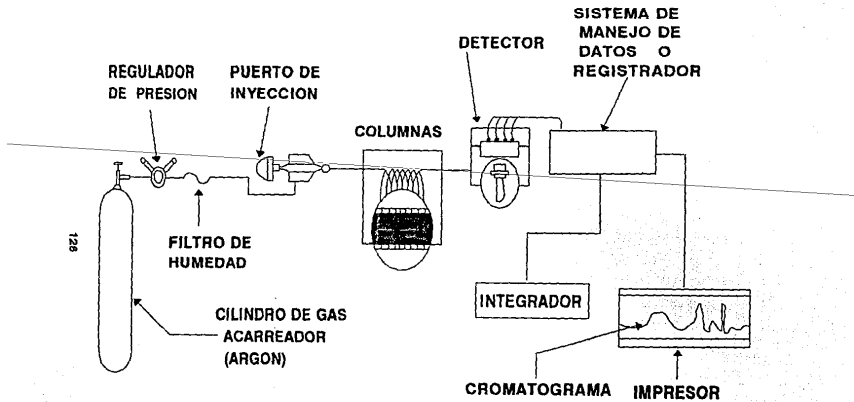
INTEGRADOR

CROMATOGRAMA

IMPRESOR

ESQUEMA DE UN SISTEMA PARA
ANALISIS CROMATOGRAFICO

FIGURA 29



doble paso, en la línea de gas acarreador y así poder mantener una presión constante. El regulador de presión se instala entre el aparato cromatográfico y la fuente de gas a presión. Con el mismo objetivo, se usan medidores de caudal de gas; de los cuales los tipos más comunes son: medidores de caudal con flotador, por separación diferencial o de burbuja de jabón; siendo este último uno de los más usados.

El medidor de caudal se puede instalar en la salida del detector o bien, en el flujo del gas, antes de que este llegue a la columna.

Estas dos condiciones (presión y caudal del gas acarreador), deben mantenerse estables con el fin de obtener resultados precisos.

Cabe notar, que en el análisis de gases disueltos en aceites aislantes, es muy importante este control, ya que las cantidades de gases a detectar oscilan en el orden de partes por millón (ppm).

INYECCION DE LA MUESTRA

La muestra por analizar se introduce a la columna del cromatógrafo a través del puerto de inyección en donde el gas acarreador la toma y la transporta a través de todo el sistema cromatográfico.

El puerto de inyección consiste de un bloque de metal que tiene calentadores, sensores de Temperatura, un porta Septa y una conexión para la columna; se recomienda que tenga también guías para la aguja de inyección, revestimientos metálicos para facilitar la limpieza y filtro para residuos sólidos.

En los puertos de inyección se tienen tres áreas que hay que vigilar: La Temperatura, la Septa y la limpieza.

La Septa es una membrana en forma de disco de un polímero y es la única barrera que existe entre el proceso cromatográfico y el medio exterior.

Es exactamente a través de ella por donde se introduce la muestra usando una jeringa calibrada herméticamente al gas.

Con el objeto de evitar que el empaque de la columna se contamine con material sólido extraño al introducir la muestra, se debe instalar en el puerto de inyección un tapón de lana de vidrio y revisarlo para cambiarlo periódicamente.

También es necesario cambiar las Septas regularmente, ya que las repetidas perforaciones destruyen su elasticidad mecánica y producen fugas, cuyos efectos surgen gradualmente, de tal modo que es difícil detectarlos.

La inyección de la muestra de gas al cromatógrafo se puede hacer usando, además de la jeringa, una válvula de muestreo de gas.

COLUMNA

Es una de las partes más importantes del cromatógrafo, pues de ella depende el éxito de las separaciones. Si el material de empaque es bueno y las condiciones operatorias correctas, se obtendrán buenos resultados.

Para la selección de la columna se deben tomar en cuenta los siguientes factores:

Materiales de construcción.- Los más comunes son: Acero inoxidable, Cobre, Aluminio, Vidrio y Teflón. Debido al costo razonable y a sus propiedades químicas y mecánicas, el Acero inoxidable es el material más usado.

Tamaño.- La longitud de las columnas es variable, oscilando de 0.5 m a 6.0 m, mientras que los diámetros más usuales son de 3 mm (1/8 ") y de 6 mm (1/4 ").

Selección del empaque de la columna.- En la cromatografía de gas-líquido, la columna se empaqueta con un soporte sólido granular impregnado de un líquido no volátil, el cual constituye la fase estacionaria además de proporcionar una gran área de contacto. Los soportes pueden ser de tierras diatómicas, las cuales consisten, de fósiles de algas marinas macroscópicas.

La fase estacionaria puede ser, a base de aceite de silicón o

bien, pueden ser otros productos químicos no volátiles, como el succinato de fenildietilamina y otros.

El uso de polímeros porosos se ha extendido representando un campo muy amplio de investigación, para el desarrollo de nuevos empaques, obteniendo muy buenos resultados al usarlos en cromatografía de gases.

Básicamente son polietilenos con divinilbencenos para aumentar el punto de fusión.

La duración de una columna depende de los cuidados que se le tengan, por lo cual es necesario mantener un flujo constante de gas en la columna a fin de evitar una alteración en la fase estacionaria.

Cuando las columnas no han sido instaladas en el cromatógrafo, se recomienda tapar sus extremos o unirlos con un pequeño tubo de caucho siliconado, para mantener el relleno al abrigo del aire y la humedad atmosférica.

En el cromatógrafo instalado en Laboratorio de Cl. de Luz se usan columnas separadoras, Molecular Sieve 13X y Porapak N.

Modo de operación de las columnas.- Las columnas se pueden operar de dos maneras en base a su Temperatura:

Isotérmicamente o Temperatura programada (rampas).

La cromatografía isotérmica consiste en operar la columna

durante todo el tiempo del análisis a una misma temperatura. Esta se usa cuando la muestra tiene un número limitado de componentes y un intervalo estrecho de puntos de ebullición.

En la cromatografía a Temperatura programada, la temperatura de la columna se aumenta paulatinamente, para acelerar la aparición de los compuestos de alto punto de ebullición, con lo cual también se reduce el tiempo de análisis.

DETECTOR

Gran parte de los detectores realizan su función comparando una propiedad física entre el gas portador puro y el mismo gas portador llevando cada uno de los componentes previamente separados en la columna.

El detector genera una señal eléctrica proporcional a la cantidad de muestra que deja la columna.

Los detectores pueden ser clasificados dentro de dos grupos, dependiendo de la concentración y de la cantidad de masa.

En detectores que dependen de la concentración (Detector de Conductividad Térmica , TCD) la señal del detector es proporcional a la concentración de la masa en el gas de arrastre.

En detectores que dependen de la cantidad de masa (Detector de

Ionización de Flama, FID) la señal del detector depende de la cantidad de masa de muestra que pasa por el detector en la unidad de tiempo (g/seg).

Las características principales de los detectores se mencionan a continuación:

Sensibilidad.- Indica la respuesta del mismo ante un cambio de la propiedad física que mide; a su vez, este cambio de propiedad física se deberá a la presencia de una menor o mayor cantidad del componente en el detector.

Linealidad.- Se considera que la respuesta del mismo, señal, sea proporcional a la variación en la cantidad de componente que en un momento dado se encuentre en el detector.

Estabilidad.- La estabilidad de la señal indica la calidad de la misma.

Ruido.- En detectores de respuesta corta se refiere a imprevistos que dependen de las propiedades eléctricas, la temperatura de sensibilidad y el flujo de sensibilidad.

Ruido en términos amplios (minutos a horas) es llamado comúnmente un desvío.

El ruido es un factor que determina la mínima cantidad de muestra que puede ser detectada.

SISTEMA DE MANEJO DE DATOS O REGISTRADOR

El dispositivo usado para la medición de la respuesta, es un registrador, el cual traza una gráfica de picos sobre una hoja de papel, como la mostrada en la figura 30. Para calcular la respuesta se convierte el registro de los picos en un número, que puede ser la altura o el área del pico.

Existen algunos métodos para calcular las áreas de los picos, entre los cuales se encuentran: El del planímetro, el del triángulo o ángulo y el de integración de pequeños rectángulos. Sin embargo, son métodos manuales de baja precisión.

Con un integrador electrónico, se pueden calcular con gran precisión las áreas de los picos, ya que tienen gran capacidad. El cómputo de las concentraciones de cada gas, se puede hacer por cualquiera de los métodos aritméticos usados en cromatografía, los cuales son:

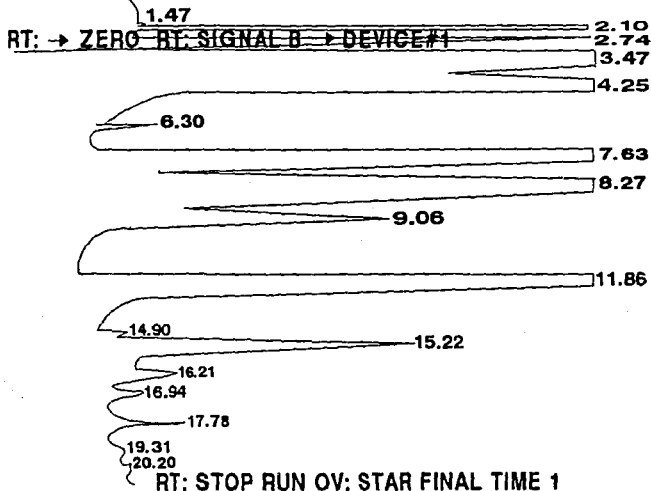
Normalización de área.

Normalización de factores de respuesta.

Estandarización externa.

Estandarización interna.

El sistema cuenta con un graficador y un integrador



(hp) 5880A MANUAL INJECTION @ 09:51 NOV 25, 1992
 GAS DE TRANSFORMADOR

NORM %

RT	HEIGHT	TYPE	AMOUNT	NAME
2.10	6295.65	VV	3.937	H
2.74	1752.31	VP	82.153	N
3.47	5200.42	PH	3.294	MC
4.25	5172.28	HH	2.209	M
7.63	4118.39	HH	2.007	DC
8.27	9173.47	HH	1.917	E
9.06	908.55	HH	0.153	ETA
11.86	13234.90	HH	4.291	A
14.90	185.62	HH	2.522E-02	P
19.31	144.95	HH	1.476E-02	B

CROMATOGRAMA

FIGURA 30

electrónico. El primero dibuja la gráfica de picos de acuerdo a la señal emitida por el detector, para cada componente de gas. El segundo calcula las áreas o alturas y la cantidad de gas presente en la muestra.

En el reporte se anota también el nombre de cada gas, con su concentración correspondiente.

El formato para reportes de análisis cromatográfico utilizado en el Laboratorio de Cla. de Luz y Fuerza se muestra en la tabla 9.

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

LABORATORIO

ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITES AISLANTES

SUBESTACION: _____ BANCO: _____ FASE: _____ NUM. DE SERIE: _____ MARCA: _____

TIPO DE ENRIAMIENTO: _____ CAPACIDAD: _____ SIST. DE PRESERV. _____

CONT. TOT. DE GASES: _____ TEMP. DEL ACEITE: _____ TEMP. DEL DEWPOINT: _____ TEMP. DEL ANALISIS: _____

BANCO				
NUMERO DE SERIE				
FASE				
FECHA DE MUESTRO				
GASES	UNIDAD			
HIDROGENO	%			
	ppm			
NITROGENO	%			
	ppm			
OXIGENO	%			
	ppm			
METANO	%			
	ppm			
ETANO	%			
	ppm			
PROPANO	%			
	ppm			
BUTANO	%			
	ppm			
PENTANO	%			
	ppm			
HEXANO	%			
	ppm			
HEPTANO	%			
	ppm			
OCTANO	%			
	ppm			
NOVENANO	%			
	ppm			
DECANO	%			
	ppm			
COMBUSTIBLES	%			
	ppm			
TOTAL	%			
	ppm			

TABLA 9

MÉTODOS DE DETECCIÓN DE FALLAS INCIPIENTES

Existen varios métodos para la interpretación de los resultados de un análisis de gases producidos en el aceite aislante de un transformador de potencia.

En la tabla 10 se presentan algunos de estos métodos, haciendo mención que los más utilizados en el Laboratorio de Cia. de Luz y Fuerza son los siguientes:

Gases detectados.

Gases clave (Doble Engineering).

Cantidad de gases clave (CSUS).

Análisis de gases combustibles totales.

GASES DETECTADOS

Con este método podemos conocer, en forma general, lo que puede estar sucediendo en el transformador; basándonos en la presencia de uno o varios gases. En la tabla 11 se muestra este método.

GASES CLAVE, DOBLE ENGINEERING.

Este método sirve para conocer el porcentaje de gases generados por una determinada falla. ver tabla 12.

METODOS PARA EL DIAGNOSTICO DE FALLAS INCIPIENTES
EN TRANSFORMADORES

METODO DE INTERPRETACION	INFORMACION PROPORCIONADA	PROCEDECIA DEL METODO	OBSERVACIONES
GASES DETECTADOS	TIPOS PROBABLES DE FALLAS	ANSI/IEEE C 57.104(1978)	METODO CUALITATIVO
GASES CLAVE	PROBLEMA DE TIPO GENERAL	DOBLE ENGINEERING	METODO CUALITATIVO
CANTIDAD DE GASES CLAVE	SEVERIDAD DEL PROBLEMA	METODO CSUS (CALIFORNIA STATE UNIVERSITY, SACRAMENTO)	METODO CUALITATIVO
GASES COMBUSTIBLES TOTALES	SEVERIDAD DEL PROBLEMA	DOBLE ENGINEERING	500 PPM (0.05%) o MAYOR. SE DEBE REALIZAR MUESTREO FRECUENTE Y ESTABLECER TENDENCIA.
COMPONENTES CLAVE	PROBLEMA DE TIPO GENERAL	E. DORNENBERG	METODO CUALITATIVO. DEBEN SER IDENTIFICADOS TODOS LOS COMPONENTES.
CONCENTRACIONES LIMITE DE GAS	SOLAMENTE COMO GUIAS	E. DORNENBERG	METODO CUALITATIVO
CONCENTRACIONES NORMALIZADAS (98%) DE PROBABILIDAD	SOLAMENTE COMO GUIAS	ANSI/IEEE C 57.104 (1978)	METODO CUALITATIVO
RELACIONES DE ROGERS	SEVERIDAD DEL PROBLEMA	R.R. ROGERS	LA OCURRENCIA DE FALLAS SIMULTANEAS, PRESENTA PROBLEMAS EN EL DIAGNOSTICO.
RELACIONES DE DORNENBERG	PROBLEMA DE TIPO GENERAL	E. DORNENBERG	METODO CUALITATIVO

TABLA 10

MÉTODO DE LOS GASES DETECTADOS
DE ACUERDO A LA NORMA ANSI/IEEE C 57.184 (1978)

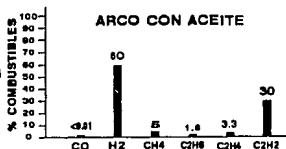
GASES DETECTADOS	INTERPRETACION
NITROGENO MAS 5% o MENOS DE OXIGENO	NORMAL PARA TRANSFORMADORES SELLADOS
NITROGENO MAS OXIGENO EN UN PORCENTAJE MAYOR DE 5%	VERIFICAR LOS EMPAQUES DEL TRANSFORMADOR
NITROGENO, DIOXIDO DE CARBONO o MONOXIDO DE CARBONO. O TODOS A LA VEZ	SOBRECARGA O ALGUN PUNTO CALIENTE, ORIGINANDO DETERIORO DE LA CELULOSA
NITROGENO MAS HIDROGENO	DESCARGA PARCIAL O ELECTROLISIS DE AGUA
NITROGENO, HIDROGENO, DIOXIDO DE CARBONO, Y MONOXIDO DE CARBONO	DESCARGA PARCIAL QUE INVOLUCRA CELULOSA O SOBRECARGA SEVERA
NITROGENO, HIDROGENO, METANO, CON UN POCO DE ETANO Y ETILENO	CHISPORRITOS O RUPTURA DIELECTRICA DEL ACEITE
NITROGENO, HIDROGENO, METANO, DIOXIDO Y MONOXIDO DE CARBONO, Y ALGUNOS HIDROCARBUROS.	CHISPORRITOS O ALGUNA OTRA FALLA CON DETERIORO DE LA CELULOSA
NITROGENO, CON ALTO CONTENIDO DE HIDROGENO Y OTROS HIDROCARBUROS, INCLUYENDO ACETILENO	ARQUEO ELECTRICO CON ALTA ENERGIA CAUSANDO RAPIDO DETERIORO DEL ACEITE
NITROGENO, CON ALTO CONTENIDO DE HIDROGENO Y ETILENO, METANO Y UN POCO DE ACETILENO	ARQUEO ELECTRICO DE ALTA TEMPERATURA EN ACEITE; CONEXIONES FLOJAS O CORTO CIRCUITO ENTRE ESPINAS
NITROGENO, CON ALTO CONTENIDO DE HIDROGENO Y ETILENO, METANO Y UN POCO DE ACETILENO, MAS DIOXIDO Y MONOXIDO DE CARBONO	ARQUEO ELECTRICO DE ALTA TEMPERATURA EN ACEITE CONEXIONES FLOJAS O CORTO CIRCUITO ENTRE ESPINAS Y DETERIORO EN LA CELULOSA

TABLA 11

- **ARCO**

Se producen grandes cantidades de Hidrógeno y Acetileno, y pequeñas cantidades de Metano y Etileno. También se pueden formar Dióxido y Monóxido de Carbono si la falla afecta a la celulosa. El aceite puede estar carbonizado.

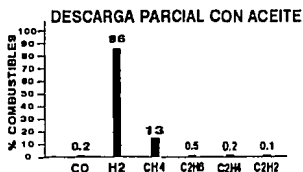
Gas clave: Acetileno.



- **DESCARGAS PARCIALES**

Las descargas eléctricas de baja energía producen Hidrógeno y Metano, con pequeñas cantidades de Etano y Etileno. Si las descargas ocurren en la celulosa, pueden resultar cantidades comparables de Monóxido y Dióxido de Carbono.

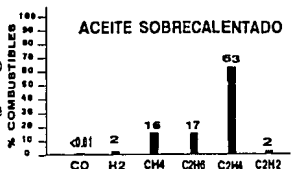
Gas clave: Hidrógeno.



- **ACEITE SOBRECALENTADO**

Los productos de la descomposición incluyen Etileno y Metano junto a cantidades menores de Hidrógeno y Etano. Si las fallas son graves o si afectan a contactos eléctricos, pueden formarse indicios de Acetileno.

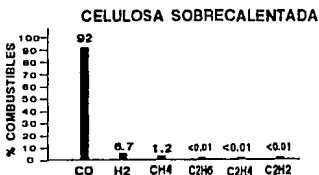
Gas clave: Etileno.



- **CELULOSA SOBRECALENTADA**

La celulosa sobrecalentada libera grandes cantidades de Dióxido y Monóxido de Carbono. Si la falla afecta a una estructura impregnada en aceite, se formarán hidrocarburos gaseosos como Metano y Etileno.

Gas clave: Monóxido de Carbono.



GASES CLAVE, DOBLE ENGINEERING

TABLA 12

CANTIDAD DE GASES CLAVE, DE LA UNIVERSIDAD DE CALIFORNIA

Este método nos indica si la cantidad de PPM de un cierto gas en el aceite aislante de un transformador de potencia está dentro de un límite ya establecido. De no ser así, nos dice que es lo que está sucediendo en dicho equipo. Ver tabla 13

METODO DE LA CANTIDAD DE GASES CLAVE (CSUS) DE LA UNIVERSIDAD DE CALIFORNIA (CALIFORNIA STATE UNIVERSITY, SACRAMENTO)				
NOMBRE DEL GAS	SIMBOLO	VALORES LIMITE PPM		INTERPRETACION
		NORMAL	ANORMAL	
HIDROGENO	H_2	< 150	> 1000	ARQUEO, DESCARGA PARCIAL
NITROGENO	N_2	1-10%	---	----
MONOXIDO DE CARBONO	CO	< 500	> 1000	SOBRECARGA SEVERA
OXIGENO	O_2	0.2-3.5%	---	----
METANO	CH_4	< 25	> 80	CHISPORROTEO
DIOXIDO DE CARBONO	CO_2	< 10000	> 15000	SOBRECARGA SEVERA
ETANO	C_2H_6	< 10	> 35	SOBRECALENTAMIENTO LOCAL
ETILENO	C_2H_4	< 20	> 100	SOBRECALENTAMIENTO SEVERO
ACETILENO	C_2H_2	< 15	> 70	ARQUEO
GASES COMBUSTIBLES	-----	0.03%	> 0.5%	PRESENTA PROBLEMAS
PPM = PARTES POR MILLON				

TABLA 13

ANALISIS DE GASES COMBUSTIBLES TOTALES. DOBLE ENGINEERING

Tipos de fallas particulares pueden ser reconocidos por la comparación de los gases en la muestra de aceite con el conocimiento, de cuales de estos son producidos por fallas eléctricas y térmicas.

Las concentraciones de los gases clave son indicadores importantes, como se muestra a continuación:

ACETILENO

Este gas es la característica de una falla eléctrica, ya que se requieren temperaturas arriba de 500°C para producir un depósito de carbón.

El Acetileno también puede ser formado por puntos calientes a estas temperaturas.

ETILENO (SIN ACETILENO)

Este es formado por degradación térmica, y grandes cantidades pueden ser producidas a temperaturas completamente modestas.

MONOXIDO DE CARBONO

Es producido por degradación térmica del papel o por descargas

parciales en el aislamiento sólido.

HIDROGENO

Grandes cantidades de Hidrógeno son formadas por la electrólisis del agua libre o por descargas parciales (corona) en el aceite.

HIDROGENO, METANO, ETANO, ETILENO

Esta mezcla resulta de la descomposición térmica del papel.

El siguiente criterio es usado para conocer la severidad de la falla en ausencia de datos precedentes:

a.- Muy bajos niveles de gases combustibles (0-500 ppm) indican que el transformador está operando satisfactoriamente y que no se requiere alguna acción especial.

b.- Acumulación de más de 1000 ppm de gases combustibles indica que la descomposición es significativa. Deben tomarse acciones para establecer la tendencia en la acumulación de los gases con el tiempo, para ver si la falla evoluciona progresivamente.

c.- La acumulación de más de 2500 ppm de gases combustibles indica que la descomposición substancial está ocurriendo. La integridad del aislamiento pudo ser afectada y puede presentarse una falla catastrófica. El monitoreo es esencial.

d.- Muy altas concentraciones de gases combustibles requieren que el equipo se saque de servicio y que la falla sea localizada y reparada.

El concepto popular de un nivel "normal" de gases combustibles no es particularmente significativo sino que es referido a una tendencia. Se espera que el gas producido por la falla esté en un rango constante, manifestándose en una concentración de gas que se incrementará linealmente con el tiempo.

Es claro que cualquier súbita aparición de gases combustibles será considerada con importancia y que los niveles generalmente aceptados como "normal", meramente indican que un grado insignificante de descomposición a ocurrido al tiempo del muestreo. En la tabla 14 se muestran los valores que se manejan en este método.

ANALISIS DE GASES COMBUSTIBLES TOTALES. DOBLE ENGINEERING	
VALORES DE REFERENCIA PPM (TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES)	
0-500	OPERACION SATISFACTORIA
- , > 1000	DESCOMPOSICION SIGNIFICATIVA, TOMAR MUESTRAS MENSUALES O TRIMESTRALES
- , > 2500	DESCOMPOSICION NOTABLE, TOMAR MUESTRAS MENSUALES
>> 2500	GRAN CONCENTRACION DE GASES COMBUSTIBLES, FALLA, SACAR EQUIPO DE SERVICIO

TABLA 14

DIAGNOSTICOS DE TIPOS DE FALLA

Los gases de falla son generados por la ruptura del aceite y el papel aislante por tres principales procesos:

DEGRADACION TERMICA

ARQUEO

DESCARGAS PARCIALES (EFECTO CORONA)

Desde luego, existen, superposiciones entre estas tres clasificaciones ya que diferentes tipos de procesos de degradación pueden ocurrir simultánea o consecutivamente.

Por ejemplo, un sobrecalentamiento de juntas generará un proceso de degradación térmica típica, pero si procede hasta el punto de combustión, puede degenerar en una falla de arqueo.

Contrariamente cuando se presenta una falla, tal como un arqueo, puede ser acompañada por productos de degradación térmica.

Estos dos casos pueden ser usualmente distinguidos ya que arqueos importantes normalmente resultan en una rápida liberación de gases y una consecuente alarma por gas.

De este modo, el primer ejemplo estará usualmente caracterizado por la predominancia de productos térmicos, en tanto que el último tendrá predominantemente productos de arqueo.

DEGRADACION TERMICA

La degradación térmica puede subdividirse en dos categorías:

- a) Baja temperatura, gran área de sobrecalentamiento.
- b) Area pequeña, alta temperatura.

Los gases característicos son: C_2H_4 (Etileno), CH_4 (Metano), H_2 (Hidrógeno), C_2H_6 (Etano), C_3H_8 (Propano).

Es importante hacer notar que el rango de generación de gases de falla es muy sensible a la temperatura de la falla.

Para reacciones químicas tal como la Pirólisis, el rango se incrementa exponencialmente con la temperatura, como una regla rígida, doblandose por cada 10 grados centígrados.

De este modo una falla a baja temperatura debe, necesariamente, tener área muy grande para que el rango de producción del gas sea importante.

A baja temperatura la mayor presencia de hidrocarburos de aceites aislantes, por Pirólisis, es de Metano y Etano, mas cantidades menores de Etileno e Hidrógeno. Como los incrementos de temperatura no solamente aceleran los rangos de generación,

sino que incrementan marcadamente las cantidades relativas de los hidrocarburos no saturados (Etileno y Propano) con respecto a los hidrocarburos saturados (Metano y Etano).

De esta manera, la alta temperatura de falla (punto caliente) es caracterizado por Etileno como predominante gas de falla con menor, pero comparable, cantidad de Metano.

El Etano se hace considerablemente menos importante con los incrementos de temperatura. Cantidades importantes de Hidrógeno (pero menores que el Metano) son también producidas.

Asociando el hecho que los incrementos de temperatura favorecen los incrementos de insaturación, puede suponerse que el Acetileno puede ser producido por muy altas temperaturas (puntos calientes). Aunque es teóricamente posible, las temperaturas requeridas no parecen ser obtenidas en práctica.

ARQUEO

Los gases característicos son: H_2 (Hidrógeno), C_2H_2 (Acetileno), C_2H_4 (Etileno), C_2H_6 (Etano), CH_4 (Metano).

La ruptura de aceite aislante por arqueo es caracterizada por la producción de Hidrógeno y Acetileno como gases de falla predominantes. Son acompañados por algo de Etileno y menores cantidades de otros productos térmicos, dependiendo en alguna

manera, de la cantidad de potencia eléctrica con la cual se produce el arco.

DESCARGAS PARCIALES

El gas característico es H_2 (Hidrógeno).

Virtualmente, el único gas producido por descargas parciales en el aceite es Hidrógeno.

El Hidrógeno no acompañado por otros gases de falla, puede también ser producido por la reacción entre la humedad (particularmente agua libre) y el acero. Las muestras de aceite son normalmente tomadas de la válvula inferior del transformador y es precisamente ahí donde cualquier agua libre se acumulará.

Será también en ese punto donde la producción de Hidrógeno sea mayor por la reacción agua-acero.

Si esta área se mantiene estática, el Hidrógeno producido puede ser disipado solamente por difusión, un proceso tan lento que una alta concentración local de Hidrógeno disuelto puede ser mantenida indefinidamente.

Este fenómeno no ocurre con frecuencia, pero es importante que cualquier transformador que muestre niveles elevados de Hidrógeno sea remuestreado después de un adecuado drenado para eliminar el aceite estancado.

DIAGNOSTICO POR RELACION DE GASES DE FALLA

Mucha de la información precedente sobre diagnóstico de tipo de fallas se resume en las figuras 31a, 31b y en la tabla 8.

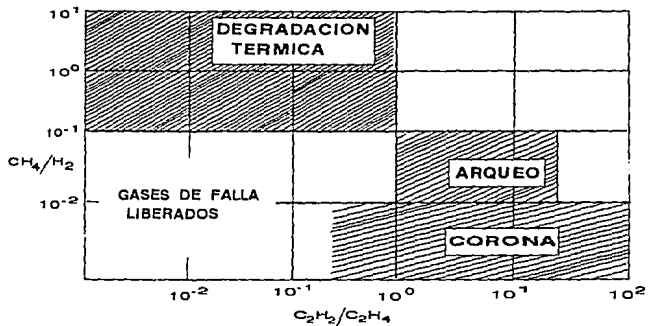
Ambos diagramas y la tabla utilizan relaciones de gases de falla como parámetros. La figura 31a representa la composición de gases de falla liberados en colchones de gas o recolectados en un relevador (habiendo pasado a través del aceite, el gas de falla recolectado será reducido en sus componentes mas solubles y, por tanto, este diagrama no es representativo de la composición del gas de falla generado):

La figura 31b es el diagrama que se usa cuando los datos del gas de falla disuelto están disponibles.

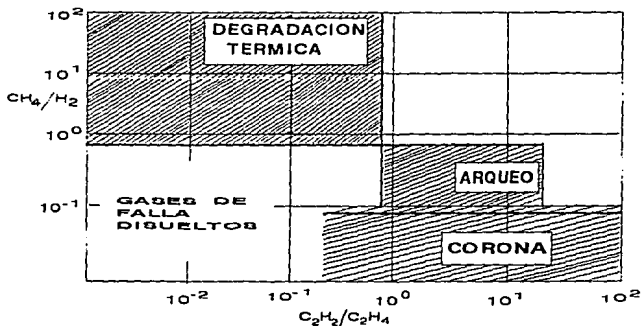
Los dos diagramas están directamente relacionados a través de los coeficientes de solubilidad individuales para cada gas de falla.

El área marcada "CORONA" no debería ser limitada hacia derecha o izquierda puesto que C_2H_2 y C_2H_4 son producidos solamente en pequeñas cantidades y su relación no es significativa.

Se ha encontrado que esas representaciones, las cuales están basadas en la obra de Dornenburg, son muy confiables en la clasificación de fallas en los tres tipos principales.



(a)



(b)

FIGURA 31

La posibilidad de un mejor diagnóstico es presentada en la tabla 15 que es el resultado de correlaciones hechas por CEGB. Esta tabla, en adición a las relaciones de las figuras 31a y 31b, introduce otras relaciones de gas de falla. Dependerá de que varias relaciones sean menores o mayores que la unidad (tabulado como cero y uno respectivamente).

DEGRADACION DE PAPEL AISLANTE

La ruptura de celulosa por cualquiera de los tres procesos, conduce a una variedad de productos.

Existe evidencia de que el Hidrógeno y el Metano pueden ser producidos a muy baja temperatura tanto del papel como del aceite, pero la degradación del papel produce una mayor cantidad de Monóxido de Carbono y Dióxido de Carbono.

Cuando la celulosa está completamente carbonizada, la temperatura se aproxima a 150°C, pero no es sorprendente encontrar que ocurra degradación a transformadores operando a temperaturas normales.

La susceptibilidad de descomposición por pirólisis para temperaturas combinadas con el rango de temperatura de operación normal y el rango de temperatura de producción de Monóxido de Carbono y Dióxido de Carbono, deberá tenerse en

DIAGNOSTICOS DE TIPOS DE FALLAS

$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	DIAGNOSTICO
0	0	0	0	DETERIORO NORMAL
0.0 0.1	0	0	0	DESCARGA PARCIAL
1	0	0	0	SOBRECALENTAMIENTO LIGERO ABAJO DE 150 °C (?)
1	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO LIGERO 150 - 200 °C (?)
0	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO LIGERO 200 - 300 °C (?)
0	0	1	0	SOBRECALENTAMIENTO DE LOS CONDUCTORES
1	0	1	0	CORRIENTES CIRCULANTES Y/O JUNTAS SOBRECALENTADAS
0	0	0	1	SE LLEVA A CABO UNA DESCARGA DISRUPTIVA SIN POTENCIA
0	1	0	1	CORRIENTE DE RUPTURA EN EL CAMBIADOR DE DERIVACIONES
0	0	1	1	SE LLEVA A CABO UN ARQUEO CON POTENCIA O CHISPORROTEO CONTINUO

NOTA

0 - MENOR QUE LA UNIDAD
1 - MAYOR QUE LA UNIDAD

TABLA 15

cuenta para transformadores en operación normal.

Esta variación está compuesta por las diferencias en la relación del papel y el aceite aislante en transformadores de diferentes tipos y tamaños. Sin embargo, a pesar de la gran variación en los rangos de generación podría parecer que la relación de Monóxido y Dióxido de Carbono durante la operación normal nos da un porcentaje de error de 0.1 - 0.3.

La degradación de papel a alta temperatura, o de su envolvente en una falla de arqueo o descarga parcial tiende a incrementar la relación de Monóxido y Dióxido de Carbono. De este modo, altos niveles de esos gases combinados con una relación CO/CO₂ que se aproxime o exceda la unidad es, usualmente, la única indicación confiable de que el papel aislante está envuelto en una falla.

Desafortunadamente muchas fallas localizadas que involucran el papel pueden limitarse en la cantidad de productos de degradación, hasta que todo el papel en el sitio de la falla ha sido degradado.

Puede también reducirse la producción de Monóxido y Dióxido de Carbono pero la degradación del aceite continúa indefinidamente debido al continuo transporte de aceite nuevo al sitio de falla.

En tales casos, la cantidad de Monóxido y Dióxido de Carbono producido, relativo a la cantidad ya disuelta en el aceite, puede no ser suficiente para cambiar el significado de la relación CO/CO_2 .

De esta manera cuando hay una relación anormal puede ser buena evidencia de que el papel está involucrado.

Una relación relativamente normal no necesariamente prueba que el papel no está involucrado.

CONCLUSIONES

Las necesidades de la energía eléctrica en nuestro país, actualmente se han incrementado en función directa al desarrollo de la industria y de la población.

Los equipos diseñados para la transmisión y distribución de dicha energía, requieren de materiales de alta calidad, sin que el aceite aislante empleado en los equipos eléctricos sea la excepción, por lo que este material debe cumplir absolutamente con todo lo mencionado en las normas vigentes.

Ya que la tendencia natural del aceite aislante durante su uso en los transformadores es la degradación, será necesario realizarle pruebas de control y cromatografía de gases periódicamente para poder conocer con toda oportunidad su tendencia al deterioro o envejecimiento.

Se establece que la operación satisfactoria de un equipo eléctrico dependerá de que le sean aplicados correctamente los procesos de acondicionamiento al aceite aislante y sus pruebas en la etapa de puesta en servicio.

El estado de conservación y contaminación del aceite aislante en un transformador en servicio, indica el comportamiento de

sus demás componentes internos; Así como las condiciones de operación a las que está sometido.

El envejecimiento acelerado del aceite se ve favorecido por las altas temperaturas de operación en periodos largos, por lo que se recomienda tener cuidado con el aumento de las mismas.

Las pruebas de control y la cromatografía de gases son importantes para diagnosticar anomalías y detectar fallas incipientes.

El análisis cromatográfico al aceite aislante nos señalará la tendencia a la formación de gases combustibles.

Dependiendo del gas presente y su tendencia a producirse en mayores cantidades, podemos saber que ocurre en el transformador, debido a que cada gas es producido por una falla específica. Por lo tanto, haciendo un monitoreo de cada gas, podremos actuar oportunamente para evitar una falla grave.

Empleando las herramientas anteriormente expuestas concluimos que en base a todas estas técnicas de análisis, podemos programar en forma adecuada el mantenimiento preventivo de los equipos eléctricos en servicio.

Como se mencionó, el aceite aislante es una parte muy importante de los transformadores y se le debe prestar la mayor atención para evitar que ocurran fallas serias en el equipo eléctrico y consecuentemente en el suministro de la energía eléctrica.

BIBLIOGRAFIA

NORMAS

1.- NOM-J-123-1982. D.G.N.

ACEITE AISLANTE NO INHIBIDO PARA TRANSFORMADORES.

2.- NOM-J-308-1983. D.G.N.

GUIA PARA EL MANEJO, ALMACENAMIENTO Y TRATAMIENTO DE ACEITES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES EN SERVICIO.

3.- ANSI C.59.131-1969.

IEEE GUIDE FOR ACCEPTANCE AND MAINTENANCE OF INSULATING OIL IN EQUIPMENT.

4.- ASTM STANDARS. TOMOS 23 Y 40-1982.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS.

ELECTRICAL INSULATION SPECIFICATIONS: SOLIDS, LIQUIDS AND GASES; TEST METHODS: LIQUIDS AND GASES.

5.- NOM-J-169-1987. D.G.N.

PRODUCTOS ELECTRICOS- TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION Y POTENCIA- METODOS DE PRUEBA.

6.- NOM-J-284-1986. D.G.N.

PRODUCTOS ELECTRICOS-TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

FOLLETOS Y BOLETINES

- 1.- BOLETIN TECNICO DE LA GERENCIA DE GENERACION Y TRANSMISION, C.F.E. TIPOS DE ACEITE AISLANTE.**
- 2.- BOLETIN TECNICO TECNOLAB C.F.E. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.**
- 3.- BOLETIN TECNICO DE LA SUBGERENCIA DE LABORATORIO DE CIA. DE LUZ Y FUERZA-1976. DESGASIFICACION Y DESHIDRATACION DE ACEITES AISLANTES.**
- 4.- BOLETIN TECNICO DE LA GERENCIA DE PLANEACION E INGENIERIA DE CIA. DE LUZ Y FUERZA-1978. TECNICAS DE DETECCION DE FALLAS INCIPIENTES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.**
- 5.- BOLETIN TECNICO DE LA DOBLE ENGINEERING CO. 1980. COMBUSTIBLE GAS ANALYSIS. INSULATING FLUIDS. SEC. 10-401.**
- 6.- BOLETIN IIE. INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS. 1978.**
- 7.- BOLETIN CEPEL DIAGNOSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES POR ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES COMBUSTIBLES DISUELTOS. BRASIL.**
- 8.- NORTHWEST ELECTRIC LIGHT AND POWER ASSOCIATION ENGINEERING AND OPERATIONS. ANNUAL CONFERENCE 1977. DISSOLVED GAS ANALYSIS OF TRANSFORMER OIL. DEPARTMENT OF CHEMISTRY CALIFORNIA STATE UNIVERSITY.**
- 9.- BOLETIN MS-25. TRANSFORMER FAULT DETECTION SERVICE. A GUIDE TO THE INTERPRETATION OF TRANSFORMER FAULT GAS DATA. MORGAN SCHAFFER CORP.**

10.- SECADO FINAL Y TRATAMIENTOS ADICIONALES PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA TIPO ACORAZADO. IEM.

11.- INGENIERIA ELECTRICA INDUSTRIAL, S.A. TRANSFORMADORES PARA ELECTRIFICACION E INDUSTRIA.

LIBROS

1.- CURSO DE TRANSFORMADORES Y MOTORES TRIFASICOS DE INDUCCION. HARPER.

2.- CIRCUITOS MAGNETICOS Y TRANSFORMADORES.

E. E. STAFF - M. I. T.

3.- MAQUINAS ELECTRICAS. STEPHEN J. CHAPMAN. M. I. T. LINCOLN LABORATORY.

4.- ACEITE AISLANTE PARA TRANSFORMADORES E INTERRUPTORES. RAUL MENDEZ ALBORES. 1978.

TESIS

1.- PROYECTO PARA UNA UNIDAD PORTATIL PARA LA REGENERACION DE ACEITES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES. ESIQIE. 1978.

2.- DETECCION POR CROMATOGRAFIA DE GASES DE FALLAS INCIPIENTES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA. ESIQIE. 1988.

3.- ESTUDIO DE LAS PROPIEDADES DE UN ACEITE DIELECTRICO DE ORIGEN MINERAL PARAFINICO PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE ELECTRICA. ESIQIE. 1992.