



11  
2ej  
**Universidad Nacional Autónoma de México**

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES**

**" ARAGON "**

**INGENIERIA**

**PUESTA EN SERVICIO DE LOS TRANSFORMADORES  
DE POTENCIA**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**P R E S E N T A**

**PEDRO LECHUGA GARRIDO**

**SAN JUAN DE ARAGON, EDO. DE MEX. 1986**



## **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  
ARAGON  
DIRECCION

PEDRO LECHUGA GARRIDO  
P R E S E N T E .

En contestación a su solicitud de fecha 23 de julio del año en curso, relativa a la autorización que se le debe conceder para que el señor profesor, Ing. PASCUAL RIVERA MUÑOZ pueda dirigirle el trabajo de Tesis denominado " PUESTA EN SERVICIO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA ", 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.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para reiterar a usted las bondades de mi distinguida consideración.

ATENTAMENTE  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
San Juan de Aragón, Méx., julio 25 de 1985.  
EL DIRECTOR

LIO. SERGIO ROSAS ROMERO

c. c. p. Coordinación de Ingeniería (26).  
Unidad Académica  
Departamento de Servicios Escolares.  
Asesor de Tesis.

# "PUESTA EN SERVICIO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA"

## INDICE

	Pag.
- INTRODUCCION	1
I. DESCRIPCION DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA	5
I.1 DEFINICION DEL TRANSFORMADOR	6
I.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	7
I.3 DIAGRAMA VECTORIAL DEL TRANSFORMADOR EN VACIO	12
I.4 DIAGRAMA VECTORIAL DEL TRANSFORMADOR CON CARGA	17
I.5 CLASIFICACION DEL TRANSFORMADOR	20
I.5.1 POR SU OPERACION	20
I.5.1.1 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	20
I.5.1.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIA	20
I.5.2 POR LA DISPOSICION DE LAS BOBINAS EN EL NUCLEO	20
I.5.2.1 TRANSFORMADORES TIPO NUCLEO	20
I.5.2.2 TRANSFORMADORES TIPO ACORAZADO	21
I.5.3 POR EL NUMERO DE FASES	21
I.5.3.1 MONOFASICOS	21
I.5.3.2 TRIFASICOS	21
I.5.4 POR EL MEDIO DE ENFRIAMIENTO	21
I.5.4.1 AIRE	21
I.5.4.2 ACEITE	22
I.5.5 POR SUS SISTEMAS DE DISIPACION DE CALOR	23
I.5.5.1 TRANSFORMADORES ENFRIADOS POR AIRE	23
I.5.5.2 TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDOS AISLANTES	23
I.6 CARACTERISTICAS DE LOS ACCESORIOS	27
I.6.1 INDICADOR DE TEMPERATURA DE ACEITE	27
I.6.2 INDICADOR DE TEMPERATURA DE DEVANADOS (HOT-SPOT)	27
I.6.3 INDICADOR DE NIVEL	29

I.6.4	INDICADOR DE FLUJO DE ACEITE	29
I.6.5	RELEVADOR DE SOBREPRESION	29
I.6.6	CAMBIADOR DE DERIVACIONES	29
I.6.6.1	CAMBIADOR DE DERIVACIONES SIN CARGA	31
I.6.6.2	CAMBIADOR DE DERIVACIONES CON CARGA	31
I.6.7	TRAFOSCOPIO O RELEVADOR BUCHHOLZ	31
I.6.8	CORNETA O TUBO DE ESCAPE	32
I.6.9	RADIADORES	32
I.6.10	TANQUE CONSERVADOR	32
I.6.11	BOQUILLAS	33
II.	EL ACEITE DIELECTRICO UTILIZADO EN TRANSFORMADORES	35
II.1	ESTRUCTURA QUIMICA	36
II.1.1	CLASIFICACION DE LOS DIELECTRICOS LIQUIDOS	37
II.1.1.1	DIELECTRICOS LIQUIDOS SINTETICOS	37
II.1.2	HIDROCARBUROS QUE CONSTITUYEN AL ACEITE	38
II.1.2.1	PARAFINICOS	38
II.1.2.2	ISOPARAFINICOS	38
II.1.2.3	NAFTENICOS	38
II.1.2.4	AROMATICOS	39
II.1.2.5	IMPUREZAS	39
II.1.3	DIFERENTES TIPOS DE BASE	41
II.2	UTILIZACION DEL ACEITE AISLANTE	42
II.2.1	FUNCIONES Y CARACTERISTICAS	42
II.2.2	FACTORES QUE AFECTAN LA VIDA UTIL DEL ACEITE	43
II.2.2.1	HUMEDAD	44
II.2.2.2	TEMPERATURA	45
II.2.2.3	CATALIZADORES	47
II.2.2.4	OXIGENO Y OTROS GASES DISUELTOS	47
II.2.2.5	INTENSIDAD DEL CAMPO ELECTRICO	48
II.2.2.6	OTRAS IMPUREZAS	48
II.3	SISTEMAS DE PRESERVACION DEL ACEITE AISLANTE	49
II.3.1	RESPIRADERO CON DESHIDRATADOR	50
II.3.2	RESPIRADERO RETARDADO (SEALEDAIRE)	51
II.3.3	RESPIRADERO DE GAS INERTE (INERTAIRE)	53
II.4	REACONDICIONAMIENTO DEL ACEITE AISLANTE	55

	Pág.	
II.4.1	FILTROS	55
II.4.2	CENTRIFUGAS	56
II.4.3	DESHIDRATADORES AL VACIO	56
III.	IMPORTANCIA DEL TRANSFORMADOR EN ESTADO SECO	58
III.1	HUMEDAD RESIDUAL EN EL AISLAMIENTO DE TRANSFORM.	59
III.2	METODOS DE SECADO EN CAMPO	61
III.2.1	PROCESO DE VACIO	61
III.2.2	PLANTA DE TRATAMIENTO (MAQUINA STOKES)	65
III.2.3	SECADO POR CORTO CIRCUITO	66
IV.	GASES DISUELTOS EN TRANSFORMADORES CON ACEITE	69
IV.1	MUESTREO	69
IV.2	CROMATOGRAFIA DE GASES	73
IV.2.1	CROMATOGRAFO	73
IV.2.2	GAS DE ARRASTRE	78
IV.3	ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE AISLANTE	79
IV.3.1	METODO C.S.U.S	80
IV.3.2	METODO DOBLE ENGINEERING	80
IV.4	EJEMPLO DE UN ANALISIS CROMATOGRAFICO	82
V.	PRUEBAS ELECTRICAS	86
V.1	PRUEBA DE PUNTO DE ROCIO Y HUMEDAD RELATIVA	87
V.1.1	PUNTO DE ROCIO	87
V.1.1.1	MEDIDOR DE PUNTO DE ROCIO MARCA AINOR	88
V.1.1.2	HIGROMETRO, MARCA PANAMETRIC	88
V.1.2	HUMEDAD RELATIVA	91
V.2	PRUEBAS A LOS AISLAMIENTOS	91
V.2.1	RESISTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS	91
V.2.2	PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO	102
V.3	PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION	110
V.4	SECUENCIA DE FASES Y DESPLAZAMIENTO ANGULAR	118
V.5	PRUEBA A LAS BOQUILLAS TERMINALES	121

	Pág.
V.5.1 FACTOR DE POTENCIA	121
V.5.2 COLLAR MULTIPLE	121
V.6 PRUEBAS AL ACEITE	122
V.6.1 FACTOR DE POTENCIA	122
V.6.2 RIGIDEZ DIELECTRICA	125
V.7 PRUEBAS DE ALARMA	127
VI. PUESTA EN SERVICIO	130
VI.1 RECEPCION EN FABRICA Y TRANSPORTE	131
VI.1.1 % DE HUMEDAD RESIDUAL	131
VI.1.2 PRUEBAS DE AISLAMIENTO AL NUCLEO	132
VI.1.3 PROTOCOLO DE PRUEBAS	132
VI.1.4 LISTA DE EMPAQUE	132
VI.1.5 MANOMETRO	132
VI.1.6 EQUIPO DE PRESERVACION DE ACEITE	132
VI.1.7 REGISTRADOR DE IMPACTOS	133
VI.1.8 INSTRUCTIVO DE INSTALACION, OPERACION Y MANTENIMIENTO	133
VI.2 PROGRAMA DE RECEPCION E INSTALACION	134
VI.2.1 RUTA CRITICA	134
VI.2.2 REPORTE DE INSTALACION	134
VI.3 RECURSOS Y RECEPCION EN CAMPO	136
VI.3.1 RECURSOS	136
VI.3.1.1 EQUIPO	136
VI.3.1.2 HERRAMIENTA	136
VI.3.1.3 MATERIAL	147
VI.3.2 RECEPCION EN CAMPO	148
VI.3.2.1 AMARRES DEL TRANSFORMADOR A LA PLATAFORMA	148
VI.3.2.2 ANALISIS DE LA CARTA REGISTRADORA DE IMPACTOS	148
VI.3.2.3 PRESION DEL TRANSFORMADOR	148
VI.3.2.4 MEDICION DE PUNTO DE ROCIO	151
VI.3.2.5 MEDICION DEL CONTENIDO DE OXIGENO EN EL INTERIOR DEL TRANSFORMADOR	152

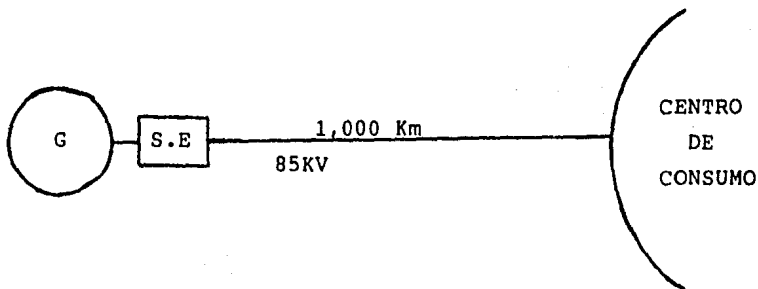
	Pág.
VI.3.2.6 INSPECCION EXTERNA Y DE AUXILIARES	152
VI.3.2.7 AISLADORES O BOQUILLAS	153
VI.3.2.8 TANQUE CONSERVADOR	156
VI.3.2.9 RADIADORES	156
VI.3.2.10 MOTORES-VENTILADORES	156
VI.3.2.11 BOMBAS DE CIRCULACION DE ACEITE	157
VI.3.2.12 NIVELES DE ACEITE	159
VI.3.2.13 TERMOMETROS DE ACEITE	159
VI.3.2.14 TERMOMETROS DE PUNTO MAS CALIENTE	159
VI.3.2.15 VALVULA DE SOBREPRESION	159
VI.3.2.16 RELEVADOR BUCHHOLZ	160
VI.3.2.17 RECUPERADOR DE GASES	160
VI.3.2.18 TUBERIA DE LIGA	160
VI.4 INSPECCION INTERNA	161
VI.5 ARMADO DEL TRANSFORMADOR	163
VI.5.1 MONTAJE DE AUXILIARES	163
VI.5.2 MONTAJE DE BOQUILLAS	166
VI.6 SECADO Y LLENADO DE ACEITE	167
VI.7 PRUEBAS FINALES	170
VI.7.1 RELACION DE TRANSFORMACION	170
VI.7.2 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	171
VI.7.3 FACTOR DE POTENCIA A LOS AISLAMIENTOS	171
VI.8 CONEXION DE AUXILIARES Y ALARMAS	171
VI.9 PUESTA EN SERVICIO	173
- CONCLUSIONES	177
- BIBLIOGRAFIA	179



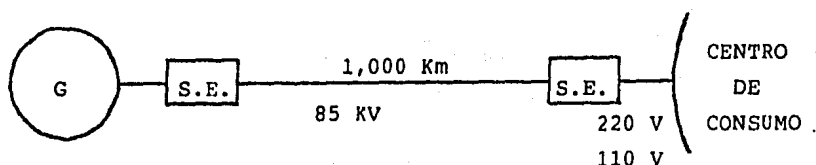
## INTRODUCCION

En el empleo de energía eléctrica ya sea para fines industriales, comerciales o de uso residencial, intervienen una gran cantidad de equipo eléctrico. Un conjunto de equipo eléctrico es lo que se conoce con el nombre de subestación eléctrica. Lo anterior quiere decir que una subestación eléctrica, no es más que un conjunto de elementos o dispositivos que nos permiten cambiar las características de la energía eléctrica.

Los voltajes de generación en las centrales generadoras por razones técnicas (aislamiento, enfriamiento, etc.) son relativamente bajos con relación a los voltajes de transmisión. Sin embargo, -- transmitir la energía eléctrica a los valores de generación resultaría antieconómico, debido a la gran caída de tensión, de donde nace la necesidad de elevar los voltajes a nivel adecuados de transmisión. Por ejemplo si se genera en un punto a 13.8 KV y se desea transmitir la energía eléctrica a una distancia de 1,000 KM, será necesario elevar el voltaje a un valor adecuado de transmisión de por ejemplo 85 KV. Para poder elevar el voltaje de generación de 13.8 KV al de -- transmisión, se hace necesario el empleo de una Subestación eléctrica que eleve el voltaje:



Si se supone que la caída de voltaje en la línea de transmisión es cero, tendremos 85 KV en el centro de consumo; con lo que es ta tensión no es posible emplearla en instalaciones industriales y aún menos en comerciales o residenciales, lo que hace necesario redu cir la tensión de transmisión a niveles de utilización en los centro s de consumo o urbanos, por tal razón será necesario emplear otra subestación que nos permita reducir el voltaje:



Como se puede observar, en el proceso de generación consumo de la energía eléctrica, se emplean diferentes tensiones desde la generaci ón y transmisión hasta la distribución urbana y tensiones de consumo. Los elementos que desempeñan la función de variar las tensiones a los diferentes valores requeridos, reciben el nombre de TRANSFORMA DORES. En una subestación eléctrica el equipo más importante es el transformador. La reparación de los daños a este equipo, requiere bastante tiempo y su costo es elevado, por lo que requiere de una aten ción especial.

Los transformadores de potencia, siendo estáticos, totalmente cerrados y sumergidos en aceite, presentan fallas sólo en raras ocasio nes, pero las consecuencias de una falla, por esporádica que sea, puede ser grave. Las fallas suelen ser debidas al bajo nivel de ace ite, al deterioro del aceite aislante, aumento de temperatura del ace ite, fallas en el aislamiento del núcleo y de los devanados, falla s por sobrecargas y cortocircuitos externos. Se ha encontrado que estos transformadores han fallado, principalmente por el deterioro del aceite aislante o debido a daños internos originados en el em barque para su "Puesta en Servicio". Debido a la rápida expansión

de los sistemas eléctricos y a la utilización cada vez más frecuente de altas y muy altas tensiones para la transmisión de grandes volúmenes de energía, el aspecto relacionado con la "Puesta en servicio de transformadores de Potencia" reviste una importancia especial, ya que de estas condiciones depende la vida útil del equipo.

La preparación de transformadores de potencia, para servicio, es una operación de suma importancia, especialmente en la actualidad en que la tendencia en el diseño de transformadores es hacerlos más compactos y reducir los niveles de aislamiento. En los últimos años ha habido un gran número de incidentes en los que grandes transformadores de potencia han fallado al ser energizados o poco tiempo después. Algunas de estas fallas en apariencia se originaron por la presencia de agua en el equipo; la entrada de agua en un transformador puede ser evitada con medidas apropiadas, tales como el embarque del transformador en Nitrógeno el cual es mantenido a presión positiva todo el tiempo; adecuado almacenamiento de radiadores y auxiliares, y si es necesario sumergir estas partes en aceite dieléctrico.

En algunos casos la falla del equipo se debió a daños internos originados en el embarque, los cuales no eran descubiertos; las medidas para la eliminación de daños son: un diseño mecánico más robusto del equipo; el amarre de terminales y devanados, e indudablemente, una inspección más completa y pruebas en el campo antes de ponerlos en servicio.

En casi todos los aparatos nuevos, el fabricante garantiza por lo menos dos años, que de llevar a cabo todos los cuidados necesarios, durante el transporte y la instalación, pagará los daños ocasionados por una falla, pero es responsabilidad del instalador procurar que el equipo permanezca en servicio por muchos años.

Esta tesis tiene el propósito de aclarar dudas acerca de las causas de los requerimientos para la "PUESTA EN SERVICIO DE LOS - -

TRANSFORMADORES DE POTENCIA" y auxiliar a los responsables a instalar, probar y recibir este equipo, para lograr una operación confiable.

## I. DESCRIPCION DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

I.1 DEFINICION DEL TRANSFORMADOR

I.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

I.3 DIAGRAMA VECTORIAL DEL TRANSFORMADOR EN VACIO

I.4 DIAGRAMA VECTORIAL DEL TRANSFORMADOR EN CARGA

I.5 CLASIFICACION DEL TRANSFORMADOR

I.6 CARACTERISTICAS DE LOS ACCESORIOS

## I. DESCRIPCION DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

### I.1 DEFINICION DEL TRANSFORMADOR

La energía eléctrica puede ser transferida de un circuito eléctrico a otro, estando este último aislado conductivamente del primero, al hacer el acoplamiento por medio de un campo magnético variable con el tiempo. Este acoplamiento magnético se realiza usando un aparato, el cual, en su forma más simple, consiste de un núcleo con un mínimo de dos embobinados. Este aparato, además de transferir energía, sirve para transformar voltajes, corrientes e impedancias. Como no tiene partes giratorias ni móviles que transmitan energía del devanado primario al secundario, no existe rozamientos entre sus partes, ni con el aire. Además, las otras pérdidas son relativamente pequeñas, de manera que la eficiencia de un transformador es elevada.

El objeto de los transformadores es el de actuar como eslabón intermedio para transmitir, distribuir y utilizar, con las mínimas pérdidas, la potencia eléctrica recibida.

El transformador se puede definir como "el aparato estático destinado a transferir la energía eléctrica de un circuito a otro - sin cambio de frecuencia, utilizando como medio un flujo magnético - común a ambos circuitos y modificando, si se desea, las características de voltaje, corriente e impedancia".

La extensa utilización de los transformadores se justifica - por la solución que dan a los problemas que se presentan en la práctica, como son: elevación y reducción de tensiones en el transporte de energía, aislamientos de circuitos y distribución de energía a diferentes tensiones.

## 1.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Los transformadores están basados en la ley de la inducción - electromagnética formulada por el físico inglés Michael Faraday en - 1831 cuyo enunciado es el siguiente: "Cuando un circuito cerrado está atravesado por un flujo magnético variable, se origina en él una corriente inducida cuyo sentido depende de la variación del flujo".

A este fenómeno se le conoce más comúnmente como fuerza electromotriz inducida (f.e.m), y se puede obtener de los tres casos siguientes:

- a) Cuando un conductor en movimiento atraviesa un campo magnético - fijo ó viceversa, un campo magnético variante atraviesa un conductor fijo; o cuando un conductor y un campo magnético moviéndose en el espacio se desplazan uno con respecto al otro.
- b) Cuando el campo magnético variable de un conductor, actuando sobre otro conductor, induce en él una f.e.m. (inducción mutua).
- c) Cuando el campo magnético de un conductor no es constante e induce en el mismo una f.e.m. (autoinducción).

Para analizar más a fondo el transformador se estudiará en su forma más sencilla, el transformador monofásico, en el cual su principio de funcionamiento se basa en la transferencia de la energía eléctrica por inducción magnética desde una bobina a otra, por medio de un flujo magnético variable, siempre que las bobinas estén situadas en el mismo circuito magnético.

En el circuito magnético de la fig. I.1, se ha dispuesto un arrollamiento de hilo fino, es decir, se ha constituido una bobina de reactancia. Aplicando a los extremos de la bobina una tensión

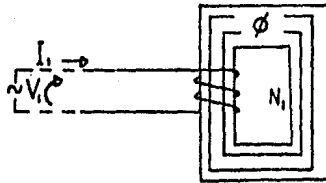


FIG. I. 1 DISPOSICION DE UN NUCLEO MAGNETICO Y UNA BOBINA

alterna senoidal ( $V_1$ ) empieza a circular por las vueltas ( $N_1$ ) de la bobina, una corriente ( $I_1$ ), ocasionando con ello, la aparición de una fuerza magnetomotriz (f.m.m.=NI Amperes-vuelta) que provoca una circulación de flujo magnético ( $\phi$ ), a través del núcleo de hierro, este flujo cruza la bobina y origina por autoinducción la fuerza contraelectromotriz (f.c.e.m.)  $e_1$  igual a:

$$e_1 = -N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad \text{-- (1)}$$

El signo negativo de la fórmula significa que la f.c.e.m tenderá a crear una corriente de sentido opuesto al sentido de la variación del flujo (ley de Lenz).



Escribiendo la ecuación de tensiones de Kirchoff de la fig. 1.2, se tiene que:

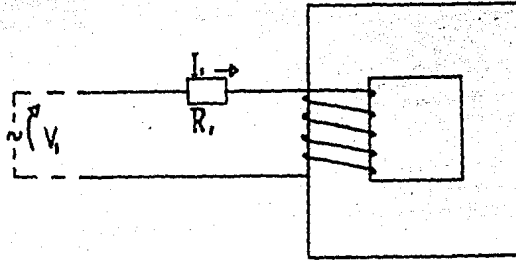


FIG. 1.2 COMPONENTES DEL FLUJO EN EL NUCLEO

$$V_1 = I_1(t) R_1 + N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad - - (2)$$

donde:  $R_1$  es la resistencia de la bobina

Para el fin que se ha propuesto se supone que el transformador en estudio es ideal y se define como un transformador que:

- Tenga una permeabilidad en el núcleo infinita ( $\mu_{fe} = \infty$ ), para no llegar a la saturación magnética del núcleo.
- La dispersión magnética es nula, es decir, todo el flujo queda totalmente confinado en el circuito magnético y por tanto tiene un coeficiente de acoplamiento unitario

$$( K = \frac{\beta_{12}}{\beta_1} = 1 )$$

- La resistencia óhmica de la bobina es depreciable ( $R_1 = 0$ ).
- Las corrientes de Foucault (parásitas) y la de histéresis son nulas.

Ccmo resultado de estas suposiciones se obtienen las siguientes relaciones:

De la ecuación ( 2 ) y considerando  $R_1 = 0$

$$V_1 = I_1 (t) (0) + N_1 \frac{d\theta}{dt} \quad - - (3)$$

$$V_1 = N_1 \frac{d\theta}{dt} = -e_1 \quad - - (4)$$

$$V_1 = -e_1 \quad - - (5)$$

Como la tensión aplicada es senoidal, tendrá un valor, instantáneo - de la forma:

$$V_1 = v_{MAX} \text{ Sen } wt \quad - - (6)$$

y cuyo valor eficaz ó RMS será:

$$v_{MAX} = \sqrt{2} v_1 \quad - - (7)$$

$$v_1 = \frac{v_{MAX}}{\sqrt{2}} \text{ Sen } wt \quad - - (8)$$

Igualando las ecuaciones (4) y (8) se tiene:

$$v_1 = \frac{v_{MAX}}{\sqrt{2}} \text{ Sen } wt = N_1 \frac{d\theta}{dt} \quad - - (9)$$

De donde resulta, despejando  $d\theta$  e integrando:

$$\int d\theta = \frac{\frac{v_{MAX}}{\sqrt{2}} v_1}{N_1} \int \text{Sen } wt (dt) \quad - - (10)$$

$$\int d\theta = \frac{\frac{\sqrt{2} v_1}{N_1}}{N_1} \int \text{Sen } wt (dt) w \quad - - (11)$$

$$\theta = \frac{\sqrt{2} v_1}{N_1 w} \text{ Cos } wt \quad - - (12)$$

El valor de  $\theta$  será máximo cuando  $\text{Cos } wt = 1$

$$\phi_{MAX} = \frac{\sqrt{2} V_1}{N_1 \omega} \quad - - (13)$$

sustituyendo:  $\omega = 2\pi f$  (velocidad angular), y despejando  $V_1$ :

$$V_1 = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} N_1 f \phi_{MAX} \quad - - (14)$$

Iguando las ecs. (14) y (5) se tiene el valor de f.e.m eficaz:

$$E_1 = V_1 = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} N_1 f \phi_{MAX} \quad - - (15)$$

Como:  $\frac{2\pi}{\sqrt{2}}$  es un valor constante se tiene:

$$E_1 = 4.44 N_1 f \phi_{MAX} \quad - - (16)$$

Expresando  $\phi_{MAX}$  en Weber y la frecuencia  $f$  en Hz la f.e.m eficaz resulta en Volts. Si el flujo  $\phi_{MAX}$  está expresado en Maxwell, la ecuación anterior se efecta por el factor de  $10^8$  (1Maxwell= $10^{-8}$  Weber).

Si al núcleo anterior se le agrega otro arrollamiento de  $N_2$  vueltas, se habrá constituido un transformador monofásico. Fig. 1.3.

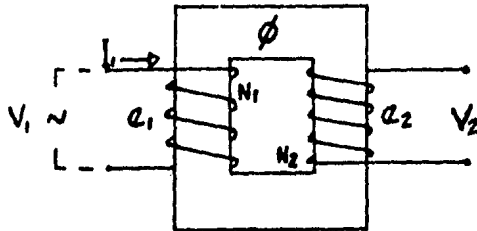


FIG. I.3 DISPOSICION GENERAL DE UN TRANSFORMADOR MONOFASICO

El flujo  $\emptyset$  se cierra por el circuito magnético, atravesando las vueltas de la segunda bobina, por lo que inducirá en ésta una f.e.m de - cuyo valor es:

$$e_2 = -N_2 \frac{d\emptyset}{dt} \quad - - (17)$$

Como la bobina esta abierta (sin carga) la corriente será nula y se tendrá:

$$e_2 = v_2 = -N_2 \frac{d\emptyset}{dt} \quad - - (18)$$

Ahora bien, si la tensión aplicada que origina el flujo  $\emptyset$ , es senoidal, se sigue el mismo desarrollo que se hizo para la primera bobina y se obtiene:

$$E_2 = V_2 = 4.44 N_2 f \emptyset_{MAX} \quad - - (19)$$

En las ecuaciones (16) y (19) se observa que las magnitudes de la f. e.m que se inducen en las bobinas de los transformadores, dependen de la frecuencia de la corriente alterna, del número de vueltas en cada bobina y de la magnitud del flujo magnético en el núcleo.

### I.3 DIAGRAMA VECTORIAL DEL TRANSFORMADOR EN VACIO

Un transformador en vacío en aquel cuyo devanado secundario se encuentra en circuito abierto y a los bornes del devanado primario se proporciona tensión  $V_1$ , esta tensión produce una corriente  $I_0$  -- despreciable, que consume el devanado primario del transformador durante la marcha en vacío y se denomina corriente de excitación o de marcha en vacío. La magnitud de esta corriente constituye generalmente del 1 al 7% (para los transformadores de distribución y potencia) de la corriente nominal  $I$ , (normal, a plena carga) del transformador (fig.1.4).

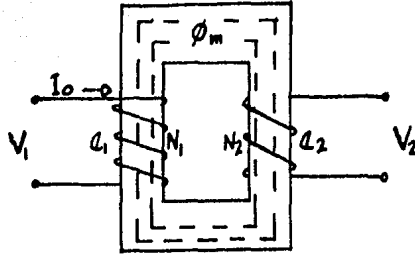


FIG. I.4

Construyamos el diagrama vectorial en vacío de un transformador monofásico sin pérdidas (ideal), fig. I.5. La corriente de excitación  $I_0$ , crea un flujo magnético  $\phi_m$  y además se encuentran en fase. El flujo magnético  $\phi_m$  induce en el devanado primario la f.e.m  $e_1$ , y en el secundario la f.e.m  $e_2$ . Se recuerda que toda la f.e.m inducida por un flujo magnético que varía en forma senoidal, se retrasa del flujo  $90^\circ$  por eso se trazan los vectores  $e_1$  y  $e_2$  formando un ángulo de  $90^\circ$  con el flujo  $\phi_m$ .

En el diagrama vectorial de la fig. 1.5 se puede ver que la corriente de excitación  $I_0$  que consume el transformador durante el trabajo en vacío se atrasa de la tensión  $V_1$  en  $90^\circ$ , el valor de la f.e.m  $e_1$ , que es en realidad una fuerza contraelectromotriz (f.c.e.m) de autoinducción, es casi igual a la tensión aplicada  $V_1$ . No puede ser enteramente igual, porque entonces no habría corriente, pero si ésta tendiera a aumentar, aumentaría también el flujo  $\phi_m$  y la f.c.e.m  $e_1$ , de modo que en definitiva, se establece un equilibrio entre la tensión aplicada  $V_1$  y la f.c.e.m  $e_1$ , del cual resulta que la corriente

$I_0$  de excitación es muy pequeña, solamente la necesaria para magnetizar al núcleo. La energía consumida en el devanado primario es justamente la gastada en las imanaciones y desimanaciones del núcleo, - movimiento molecular que por no tener rozamiento mecánico supone muy pocas pérdidas y elevado rendimiento. Como el devanado secundario - está abierto (sin carga)  $I_2 = 0$  y por lo tanto  $e_2 = V_2$ .

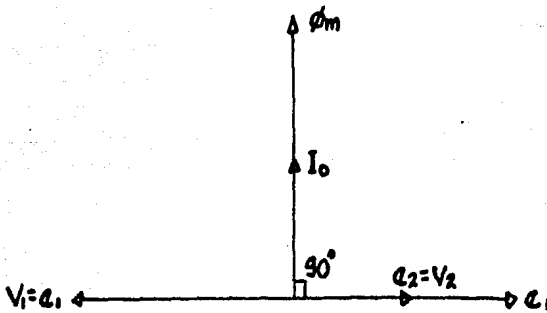


FIG.I.5

En un transformador real es necesario tener en cuenta las pérdidas y la dispersión del flujo magnético. Las pérdidas tendrán lugar en el hierro y en el cobre. A las pérdidas en el hierro se refieren las de histéresis y de corrientes parásitas que sugen en el núcleo; las pérdidas eléctricas en el cobre de los devanados se transforman en térmicas al ser calentados por la corriente.

Ahora se trazará un diagrama vectorial simplificado (fig.I.6). En este diagrama se pueden observar las dos componentes de la corriente de excitación  $I_0$  del transformador que son:

$$a) \quad I_{0m} = I_0 \text{ Sen } \theta_0$$

Conocida como corriente magnetizante que da origen al flujo magnético

$\phi_m$ , el cual es común a los dos devanados y coincide con éste en la fase, y

$$b) I_{0p} = I_0 \cos \theta_0$$

Se denomina como corriente de pérdidas en el núcleo debido a que produce las pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas en el circuito magnético.

En la fig. I.6 se observa que la magnitud de  $I_{0p}$  es reducida y la corriente de magnetización  $I_{0m}$  es igual a la corriente en vacío  $I_0$ . Vectorialmente se tiene:

$$\vec{I}_0 = \vec{I}_{0m} + \vec{I}_{0p} = \sqrt{(I_{0m})^2 + (I_{0p})^2}$$

En la práctica ocurre lo siguiente, ya que los devanados presentan cierta resistencia al paso de la corriente, que provoca una caída de tensión, y además el flujo magnético no se cierra totalmente por el circuito magnético del núcleo abarcado por igual ambas bobinas, la del primario y del secundario, sino que parte del flujo se cierra por el aire (flujo de dispersión), este flujo de dispersión produce el efecto de una reactancia provocando una caída de tensión. De acuerdo con estas consideraciones en el esquema equivalente del transformador (fig. I.7) hay que introducir una resistencia  $R_1$  y una reactancia de dispersión  $X_1$  que corresponden al devanado primario.

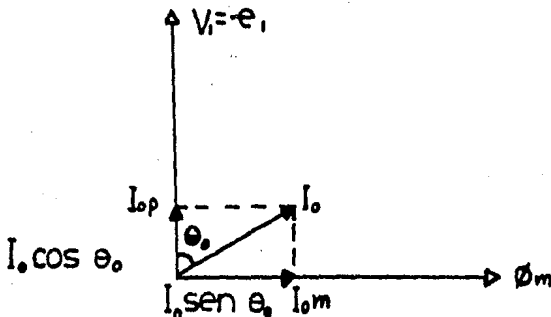


FIG. I.6

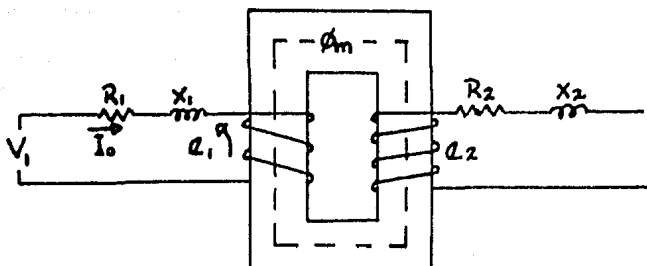


FIG.I.7

Con los datos anteriores, se puede deducir el diagrama vectorial de un transformador real en vacío que se tiene en la fig.I.8.

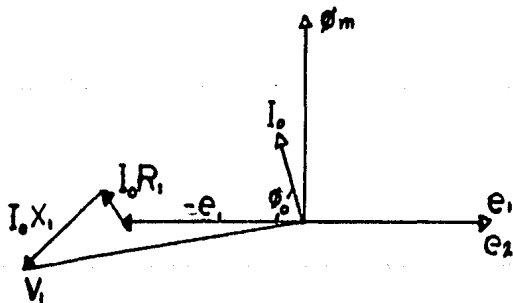


FIG.I. 8

Para hallar el valor y la dirección del vector  $V_1$ , se recordará que la diferencia geométrica de tensiones  $V_1$  y  $e_1$  se emplea en -- las caídas de tensión en la resistencia y en la reactancia, por tanto, a continuación del vector  $e_1$ , se sitúa el vector  $I_0 R_1$  (caída de tensión en  $R_1$ ), que esta en fase con la corriente en vacío  $I_0$ ; después trazamos el vector  $I_0 X_1$  (caída de tensión en  $X_1$ ), que está ade--



adelantado  $90^\circ$  respecto a la corriente de vacío. Sumando vectorialmente estos tres vectores se obtiene el vector  $V_1$ , que es la tensión que debe aplicarse al devanado primario.

#### I.4 DIAGRAMA VECTORIAL DEL TRANSFORMADOR CON CARGA.

Se dice que el transformador opera con carga cuando a su devanado secundario se le conecta una cierta impedancia  $z$ , de tal manera que circula una corriente  $I_2$  por la bobina del secundario (fig.I.9)

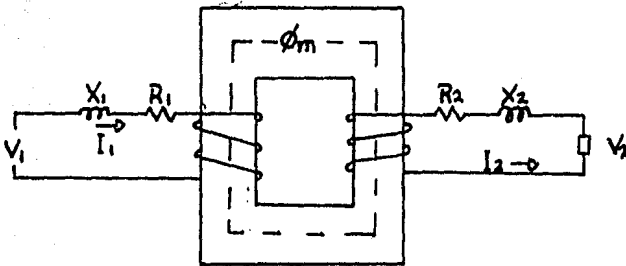


FIG.I.9

La carga conectada al transformador puede tener factor de potencia atrasado, unitario ó adelantado. Para cada caso existe un diagrama vectorial del transformador.

En la fig.I.10,  $V_2$  es la tensión en las terminales del devanado secundario. Como se tiene carga conectada circula una corriente  $I_2$  que origina las caídas de tensión  $I_2 R_2$  y  $I_2 X_2$ , debidas a la resistencia y a la reactancia del secundario; estas caídas de tensión sumadas vectorialmente a la tensión  $V_2$  nos dan la f.e.m  $e_2$ , y además se encuentra en fase la f.e.m  $e_1$  inducida en el devanado primario.

La corriente  $I_2$  se encuentra atrasada un cierto ángulo  $\theta_2$  (carga inductiva) respecto a la tensión  $V_2$ ;  $\theta_2$  es el ángulo cuyo coseno representa el factor de potencia de la carga.

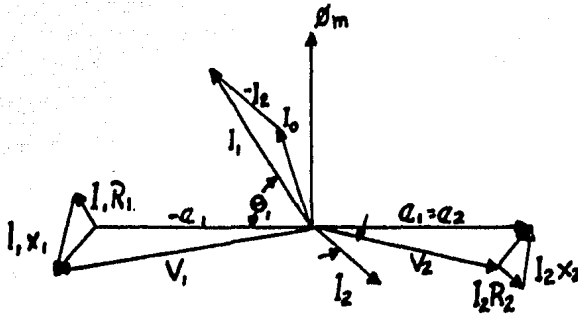


FIG. I.10

Para obtener la tensión entre terminales del devanado primario, defasamos  $180^\circ$   $e_1$  y se obtiene el vector  $-e_1$ , que es uno de los componentes; por otra parte, la corriente en el primario  $I_1$  va a tener como componentes la corriente  $-I_2$  defasada  $180^\circ$  de  $I_2$  e  $I_0$ , esta corriente primaria  $I_1$ , da origen a caídas de tensión  $I_1R_1$  y  $I_1X_1$  que sumadas vectorialmente a  $e_1$  nos dan la tensión en el devanado primario  $V_1$ .

Si la carga fuese, en vez de inductiva, capacitiva, el diagrama anterior se convertiría en el de la fig. I.11, pudiendo observarse que, todos los vectores tienen el mismo significado y se originan como en la fig. I.10, pero el adelanto de la intensidad de corriente secundaria  $I_2$  sobre la tensión  $V_2$  modifica consecuentemente la fase de las caídas óhmica e inductiva.

En el diagrama vectorial del transformador con factor de po-

tencia unitario, se observa que es muy parecido al diagrama vectorial del transformador de marcha en vacío, excepto porque, en el primero aparecen las pérdidas debidas a la resistencia y a la reactancia del devanado secundario, ver fig.I.8 del transformador en vacío y fig.I.12.

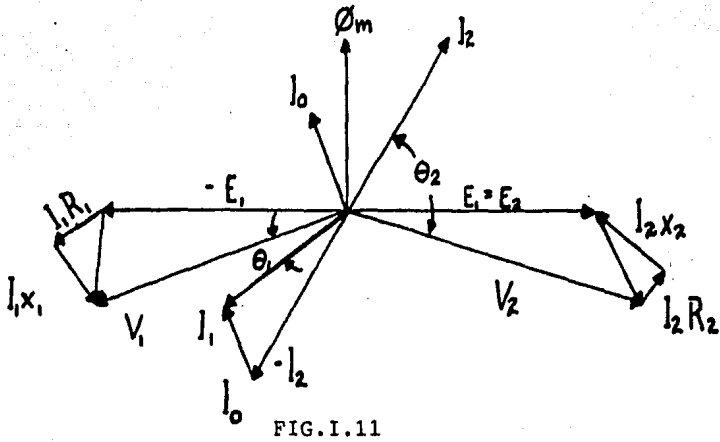


FIG. I.11

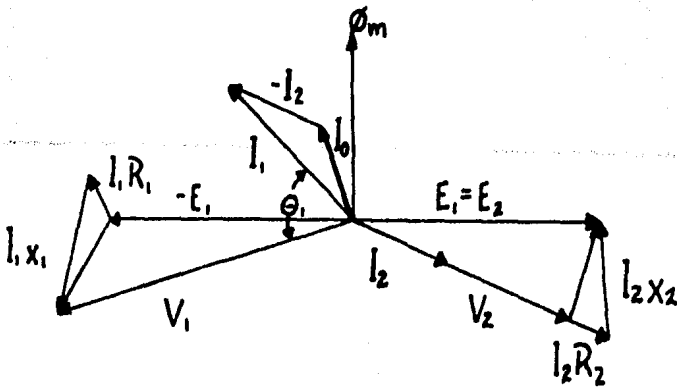


FIG. I.12

## I.5 CLASIFICACION DEL TRANSFORMADOR

### I.5.1 POR SU OPERACION

#### I.5.1.1 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Los transformadores de distribución son los destinados a transmitir la energía desde las líneas de distribución hasta los consumidores locales. Por su capacidad se consideran transformadores de distribución a todos aquellos monofásicos o trifásicos con valores no mayores de 500 KVA de capacidad, 67,000 Volts y 15,000 Volts en sus devanados de alta y baja tensión respectivamente.

#### I.5.1.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los transformadores de potencia se usan en las redes de transmisión y de distribución para transmitir cantidades de energía relativamente grandes. Son todos aquellos que sobrepasan el límite de 500 KVA de capacidad.

### I.5.2 POR LA DISPOSICION DE LAS BOBINAS EN EL NUCLEO

#### I.5.2.1 TRANSFORMADOR TIPO NUCLEO

En aquel, en el cual dos grupos de devanados abrazan a un núcleo único (fig.I.13)

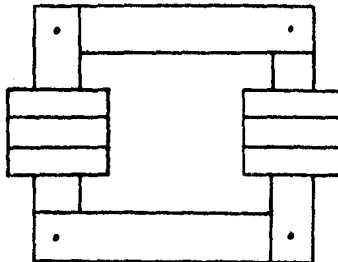


FIG.I.13 TIPO NUCLEO

### I.5.2.2 TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO

En este tipo el flujo que atraviesa a un único grupo de devanados está compuesto, al menos, por dos componentes existentes en circuitos magnéticos en paralelo (fig.I.14).

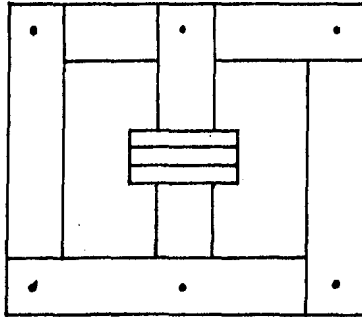


FIG.I.14 TIPO ACORAZADO

### I.5.3 POR EL NUMERO DE FASES

#### I.5.3.1 MONOFASICOS

Los transformadores monofásicos son los que reciben una señal de tensión.

#### I.5.3.2 TRIFASICOS

Los transformadores trifásicos son los que reciben tres señales de tensión defasadas  $120^\circ$ .

### I.5.4 POR EL MEDIO DE ENFRIAMIENTO

#### I.5.4.1 AIRE

En ciertas instalaciones hay que reducir al mínimo el peligro de incendio a causa del transformador. A este fin se adaptan bien - los transformadores refrigerados por aire, a través de los cuales -- circula el aire por convección. Este medio se utiliza generalmente en transformadores de poca capacidad.

#### I.5.4.2 ACEITE

Es uno de los medios más satisfactorios de enfriamiento, usado comunmente en los transformadores de potencia, y consiste en sumergir en aceite las partes del transformador que funcionan, lo cual -- sirve para el doble propósito de facilitar la extracción del calor - del núcleo y devanados y al propio tiempo proporcionar unas propiedades aislante apreciablemente buenas. El aceite deberá tener gran rigidez dieléctrica, poca viscosidad, bajo punto de congelación y elevado punto de ignición, debiendo estar exento de ácidos corrosivos, - álcalis y azufre. Desgraciadamente, la presencia de pequeñas cantidades de humedad o de partículas en suspensión afecta seriamente a - la rigidez dieléctrica del aceite.

#### I.5.4.3 PYRANOL, INERTEEN O CHLOREXTOL

El aceite para transformadores es muy volátil y si se vaporiza existen riesgos de explosión peligrosa; y aún cuando no explotara el aceite puede quemarse produciendo una llama intensa y calor. Por ello, los transformadores enfriados por aceite deben funcionar en el exterior. Este inconveniente del aceite del transformador se elimina empleando compuestos líquidos especiales incombustibles que llevan los nombres comerciales de Pyranol, Inerteen o Chlorextol. Estos -- compuestos no son volátiles, ni combustibles, ni explosivos y son lo suficientemente fluidos para circular libremente en torno a los devanados. Tiene gran rigidez dieléctrica y así, al igual que el aceite para transformadores, sirve tanto para aislar como para enfriar los devanados.

## I.5.5 POR SUS SISTEMAS DE DISIPACION DE CALOR

### I.5.5.1 TRANSFORMADORES ENFRIADOS POR AIRE

#### I.5.5.1.1 CLASE AA. AUTOENFRIADOS

Los transformadores se fabrican en voltajes de 15 KV y menores hasta 2,000 KVA. La característica primordial es que no contienen aceite y otro líquido para efectuar las funciones de aislamiento y enfriamiento. Es el aire el único medio aislante que rodea al núcleo y a las bobinas.

#### I.5.5.1.2 CLASE AFA. ENFRIADOS POR AIRE FORZADO

Para aumentar la potencia del transformador AA, se usa el enfriamiento con aire forzado. El diseño comprende un ventilador que empuja el aire en un ducto colocado en la parte inferior del transformador por medio de aberturas en el ducto se lleva el aire a cada núcleo del transformador.

#### I.5.5.1.3 CLASE AA/FA. AUTOENFRIADOS POR AIRE FORZADO

La denominación de estos transformadores indican que tienen dos regímenes, uno por enfriamiento natural y el otro contando con la circulación forzada por medio de ventiladores, cuyo control es automático y opera mediante un relevador térmico. Al llegar la temperatura de los devanados a un valor determinado de antemano, cierra un circuito, que pone en marcha los ventiladores, con lo cual se obtiene el aumento de potencia.

### I.5.5.2 TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDOS AISLANTES

#### I.5.5.2.1 CLASE OA. SUMERGIDO EN ACEITE, CON ENFRIAMIENTO NATURAL

Este es el enfriamiento más comunmente usado y el que frecuentemente resulta el más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones. En estos transformadores, el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas o bien provisto de enfriadores tubulares o radiadores separables.

#### I.5.5.2.2 CLASE OA/FA. AUTOENFRIADOS/ENFRIADOS POR AIRE FORZADO

Este tipo de transformador es básicamente una unidad OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento, y por tanto, aumentar los KVA de salida del transformador. El empleo del sistema OA/FA está indicado cuando la unidad debe soportar sobrecarga durante períodos cortos, pero cuya ocurrencia se espera con cierta frecuencia dentro de las condiciones normales de trabajo, y que deben ser toleradas -- sin afectar el funcionamiento normal del transformador. El enfriamiento forzado puede también usarse cuando se desea aumentar la carga permanente de un transformador, pero es necesario calcular cuidadosamente la elevación de temperatura para no acortar la vida del -- aparato.

#### I.5.5.2.3 CLASE OA/FOA/FOA. AUTOENFRIADOS/ENFRIADOS POR ACEITE FORZADO-AIRE FORZADO/Y DE ENFRIAMIENTO POR ACEITE FORZADO-AIRE FORZADO

El régimen del transformador tipo OA, sumergido en aceite puede ser aumentado por el empleo combinado de bombas y ventiladores. El aumento de la capacidad se hace en dos pasos: en el primero se usan la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas, para lograr un aumento de 1.333 veces sobre el diseño OA, en el segundo se hace trabajar a la totalidad de los radiadores y bombas con lo que se con



sigue un aumento de 1.667 veces el régimen OA. El arranque y parada de los ventiladores y de las bombas son gobernados por la temperatura del aceite, por medio de controles automáticos que seleccionan la secuencia de la operación al aumentar la carga del transformador. - Estos transformadores se designan con el nombre de triple régimen. - Normalmente se fabrican en tamaños de 10,000 KVA monofásicos ó 12,000 KVA trifásicos y mayores, con base en el régimen OA. Variaciones - aceptadas de este tipo de enfriamiento son las unidades OA/FA/FA, y OA/FA/FOA cuya construcción queda definida por su propia designación.

#### I.5.5.2.4 CLASE FOA. ENFRIAMIENTO POR CIRCULACION FORZADA DEL LIQUIDO EN ENFRIADORES DE AIRE

El aceite de estos transformadores es enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores de aire y aceite colocados fuera del tanque. Su diseño está destinado a usarse únicamente con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando continuamente, en cuyas condiciones pueden sostener la totalidad de su carga normal.

#### I.5.5.2.5 CLASÉ OW. ENFRIAMIENTO POR AGUA

Este tipo de transformador está equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque. El agua de enfriamiento -- circula en el interior de los tubos, y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente. El aceite fluye, estando en contacto con la superficie exterior de los tubos. El diseño OW, no tiene designación de régimen para el enfriamiento natural.

#### I.5.5.2.6 CLASE FOW. CIRCULACION FORZADA DEL LIQUIDO EN ENFRIADORES CON AGUA.

El transformador es prácticamente igual que el FOA, excepto - que el cambiador de calor es del modelo agua-aceite y por lo tanto - el enfriamiento del aceite se realiza por medio de agua sin tener --

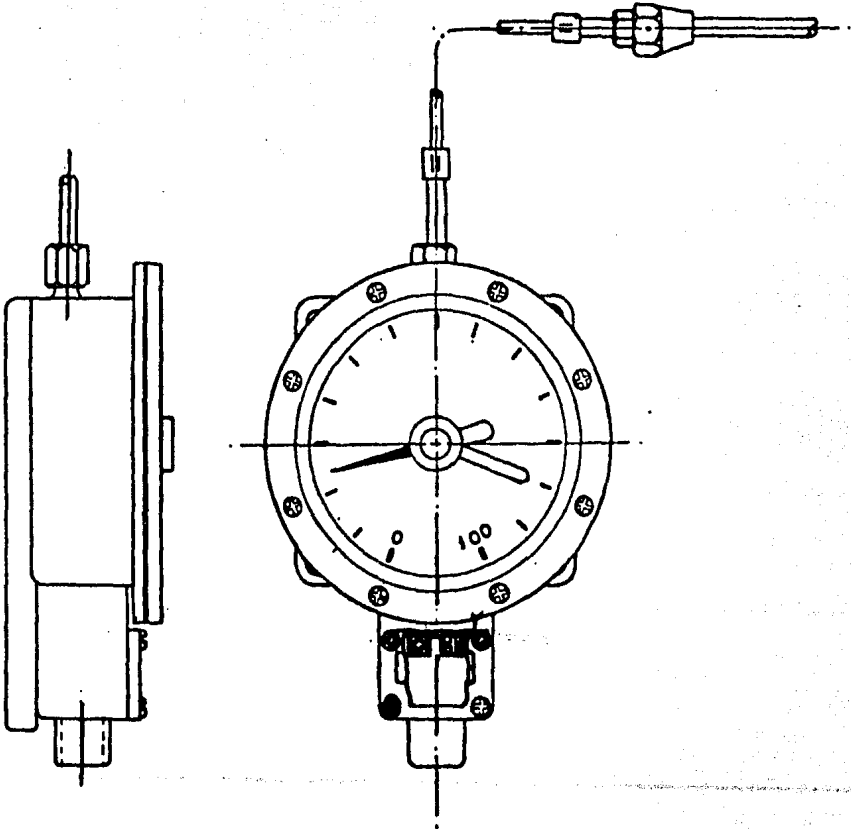


FIG.1.15 INDICADOR DE TEMPERATURA DE ACEITE

ventiladores.

## 1.6 CARACTERISTICAS DE LOS ACCESORIOS

Las partes esenciales de un transformador de potencia son sus accesorios ó elementos auxiliares, éstos son:

### 1.6.1 INDICADOR DE TEMPERATURA DE ACEITE

Es un instrumento tipo carátula, activado por un elemento bimetálico contenido dentro de una funda metálica. Indica, mediante una carátula, la temperatura del aceite en la parte superior del transformador. La graduación de la carátula es en grados centígrados señalada mediante una aguja móvil. Adicionalmente tiene una aguja de máximos, para señalar la temperatura máxima que alcanzó el aceite en un período de tiempo determinado. En el indicador de temperatura se tienen contactos que se usan para controlar el arranque de ventiladores y para enviar señal de alarma cuando la temperatura del aceite del transformador no sea la adecuada para una confiable operación. (fig.I.15)

### 1.6.2 INDICADOR DE TEMPERATURA DE DEVANADOS (HOT-SPOT).

Está diseñado para controlar la operación de los grupos de enfriamiento y alarmas (fig.I.16). Debido a la inercia térmica, la temperatura del aceite no es un índice para determinar la temperatura en los devanados. Por lo tanto, es importante conocer la temperatura de los devanados para evitar sobrecalentamiento. Como no es posible colocar en el interior de las bobinas un detector de temperatura, se utiliza un termómetro similar al del aceite, en el cual la caja del bimetal está rodeada por el exterior del tubo, de un devanado de calefacción, el detector se ensambla en un tubo ciego que está montado en la pared del transformador proyectado dentro de la zona caliente del aceite. La bobina calefactora recibe una corriente re-

ducida proporcional a la corriente de carga, esta corriente la toma del secundario de un transformador de corriente que está montado en la gufa terminal de uno de los devanados del transformador. La bobina calefactora está dentro del aceite caliente y su devanado trabaja con la misma densidad de corriente que las bobinas principales. Además, el aislamiento del devanado de la bobina calefactora tiene una elevación de temperatura por encima de la temperatura del aceite, -- igual a la de las bobinas del transformador principal. Por estos medios la temperatura en el interior de los devanados del transformador principal se reproducen en el área que rodea el elemento bimetalico del indicador. Fig.I.16.

El indicador lleva integrados interruptores que están ajustados para operar a diferentes niveles de temperatura.

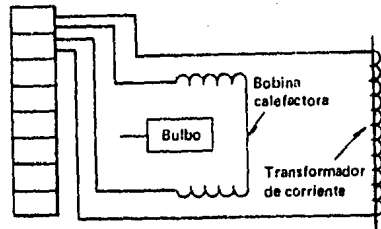
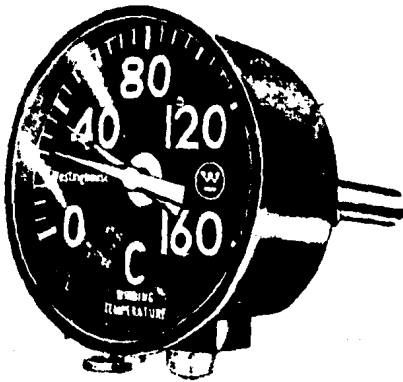


FIG.I.16

### I.6.3 INDICADOR DE NIVEL

Indican el nivel de aceite aislante en el tanque del transformador, mediante un flotador de corcho acoplado magnéticamente a una aguja indicadora. Normalmente consta de un contacto que se emplea para operar la alarma de bajo nivel de aceite, cuando la aguja indica "LO". Fig.I.17.

### I.6.4 INDICADOR DE FLUJO DE ACEITE

Es un indicador que consta de un flotador, el cual va sumergido en el aceite, y una carátula donde a través de un imán, al moverse el flotador por el flujo producido por la bomba, hace cambiar una aguja de "OFF a ON", haciendo operar un contacto de alarma.

### I.6.5 RELEVADOR DE SOBREPRESION

El relevador de sobrepresión súbita, protege al tanque del cambiador de derivaciones contra presiones altas, originadas por los gases que se generan al efectuar los cambios. Este relevador va montado en la parte superior del cambiador de derivaciones. Su operación se realiza cuando la presión alcanza  $0.7 \text{ Kg/cm}^2$  ( $10 \text{ Lb/pg}^2$ ), cerrando su contacto de alarma, para avisar que algo anormal existe dentro del cambiador de derivaciones.

### I.6.6 CAMBIADOR DE DERIVACIONES

Su objeto es adaptar el arrollamiento de alta tensión a la tensión dominante en la línea de la alimentación, de manera de obtener una tensión secundaria apropiada y si es posible normal, aunque la tensión de alimentación difiera un porcentaje de la normal.

Los voltajes de las redes de transmisión, no siempre conser--

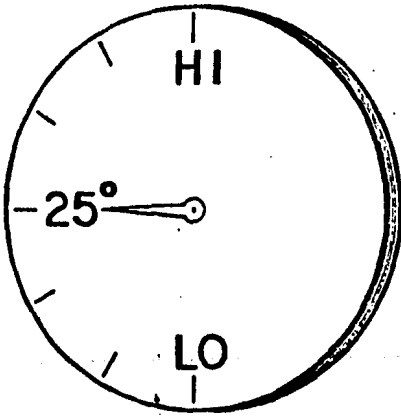
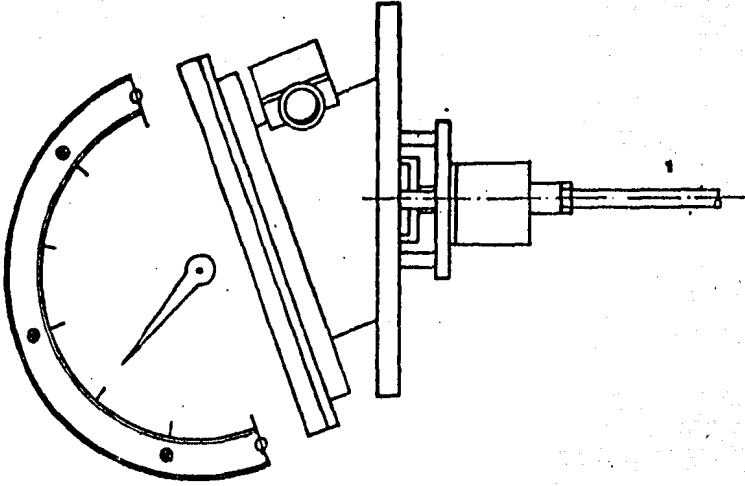


FIG. I.17 INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE

van un valor fijo debido a factores que afectan la regulación y que dependen de las condiciones que imperan en el sistema, por lo que -- eventualmente es necesario modificar la relación de espiras (relación de transformación) para corregir los niveles de voltaje a rangos adecuados. Estos cambiadores se clasifican en:

#### I.6.6.1 CAMBIADORES DE DERIVACIONES SIN CARGA

Son aquellos diseñados para ajustar la relación del transformador, variando el número de espiras activas de los devanados de alta o baja tensión, cuando el transformador puede desconectarse de la línea. Este ajuste, generalmente, es manual y se hace para adaptar el transformador al voltaje promedio requerido.

#### I.6.6.2 CAMBIADORES DE DERIVACIONES CON CARGA

Su función principal consiste en efectuar el cambio de una derivación a la deseada sin que se produzca una continuidad en la corriente de carga. Por este hecho los cambiadores cuentan con un dispositivo que permite puentear las dos derivaciones involucradas sin que esa parte de la bobina quede en corto circuito, previniéndose -- así el excesivo flujo de corriente entre los derivadores. Este tipo de cambiadores, generalmente, es automático en los transformadores de potencia.

#### I.6.7 TRAFOSCOPIO O RELEVADOR BUCHHOLZ

Su propósito es proteger al transformador contra cualquier falla interna, por incipiente que ésta sea, anunciándola, por medio de una alarma ó mandando una señal de desconexión (disparo) a los interruptores que alimenta.

La operación de este relevador se debe a la cantidad de gases

que se acumulan en la parte superior de su caja, los cuales, desplazan el aceite contenido, haciendo operar los flotadores que se encuentran uno más arriba que el otro, haciéndolos girar, para cerrar sus contactos.

El flotador superior, actúa con una pequeña acumulación de gases, mandando una señal de alarma, mientras que el flotador inferior, en cada caso de una mayor acumulación de gases, manda la señal de desconexión.

#### I.6.8 CORNETA O TUBO DE ESCAPE

En transformadores herméticamente sellados, podría ser peligroso una generación de gases que alcancen una presión súbita que podría llegar a deformar el tanque del transformador por causa de un corto circuito interno; para evitar ésto, se le instala un tubo de escape o corneta en la parte superior del tanque, la cual lleva una brida de vidrio, que al presentarse la sobrepresión se rompe, aliviando los gases generados.

#### I.6.9 RADIADORES

Independientemente del tipo de enfriamiento que se tenga, el aceite circula a través de los radiadores de arriba hacia abajo, ayudando con este a mantener la temperatura de trabajo.

#### I.6.10 TANQUE CONSERVADOR

El tanque conservador consiste en un depósito elevado, conectado por medio de tuberías al tanque principal del transformador, de tal manera, que el tanque principal se mantenga completamente lleno hasta la cubierta, con el que elimina el posible contacto directo entre el aceite caliente y el oxígeno.

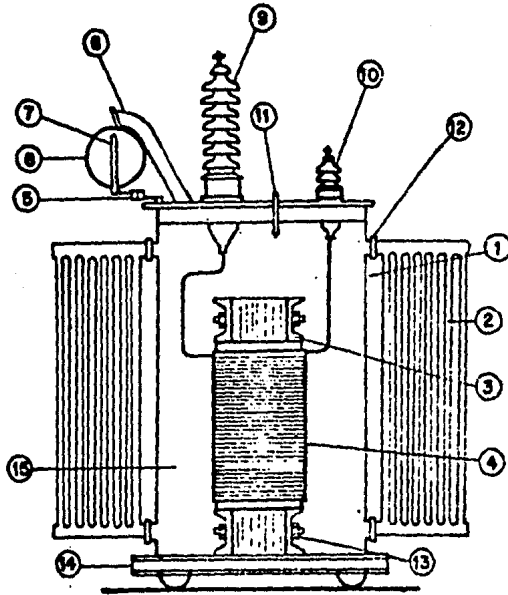


El empleo del tanque conservador ó tanque de expansión sirve para prevenir el envejecimiento prematuro del aceite aislante en el transformador, debido al contacto de la superficie del aceite, con el oxígeno que pueda tener la cámara de gases. El aceite circula -- lentamente del tanque principal del transformador al tanque conservador, cuando existe un aumento de temperatura y vicerversa cuando -- existe una disminución. Debido a que el aceite del tanque conservador está fuera del circuito normal de enfriamiento del transformador, la superficie del aceite del tanque conservador estará prácticamente a la temperatura ambiente. Sin embargo, la tubería que conecta el tanque conservador, sale de la parte de arriba del tanque principal donde el aceite está caliente, el cual tiene menor densidad que el aceite que se encuentra en el tanque conservador, como consecuencia, el aceite del tanque conservador tiende a descender y el aceite caliente del tanque principal tiende a subir.

#### I.6.11 BOQUILLAS

Son los elementos que permiten el acceso y la salida de la corriente eléctrica de los devanados del transformador.

La siguiente figura (I.18), muestra algunas partes importantes del transformador.



### PARTES ESENCIALES DEL TRANSFORMADOR

1. Tanque.
2. Tubos radiadores.
3. Núcleo (circuito magnético).
4. Devanados.
5. Relé de protección Buchholz.
6. Tanque conservador (8 o 10 % del volumen del tanque).
7. Indicador del aceite.
8. Tubo de escape en caso de explosión.
9. 10. Bequillas o aisladores de potencia.
11. Termómetro.
12. Conexión de los tubos radiadores al tanque.
13. Tornillos opresores para dar rigidez al núcleo.
14. Base de volar.
15. Refrigerante.

FIG. I. 18

## II. EL ACEITE DIELECTRICO UTILIZADO EN TRANSFORMADORES

II.1 ESTRUCTURA QUIMICA

II.2 UTILIZACION DEL ACEITE AISLANTE

II.3 SISTEMAS DE PRESERVACION DEL ACEITE AISLANTE

II.4 REACONDICIONAMIENTO DEL ACEITE AISLANTE

## II. EL ACEITE DIELECTRICO UTILIZADO EN TRANSFORMADORES

El aumento de las tensiones de operación de los sistemas eléctricos de potencia, ha propiciado el desarrollo de nuevas técnicas - en el diseño de transformadores: así como la optimización de los materiales aislantes y técnicas utilizadas en su manufactura.

Debido a que en México, se utilizan en la actualidad tensiones muy altas en la transmisión de la energía eléctrica del orden de 230 KV, 400KV y en un futuro 750 KV, se requieren mejores características de los aceites aislantes, ya que las condiciones de trabajo, - la intensidad de campo eléctrico y la temperatura de operación son - más drásticas en la fabricación de equipo eléctrico moderno. Estos factores influyen en la confiabilidad y vida útil del equipo eléctrico.

### II.1 ESTRUCTURA QUIMICA

Los aceites aislantes son productos del petróleo que se obtienen por procesos de destilación y refinamiento. El petróleo difiere en composición química de acuerdo a su origen geográfico. Esto mismo

sucede con sus productos, especialmente los aceites aislantes. Se ha encontrado en la práctica que las propiedades del aceite aislante en servicio, dependen del tipo de crudo y del método de refinación utilizado, y que existe cierta relación entre la composición química del aceite y sus propiedades en servicio.

#### II.1.1 CLASIFICACION DE LOS DIELECTRICOS LIQUIDOS

Los dieléctricos líquidos se utilizan como aislante y refrigerante en transformadores, interruptores, seccionadores, reactores, reguladores, cables de energía, capacitores, etc.; los cuales se dividen en líquidos sintéticos y productos del petróleo.

##### II.1.1.1 DIELECTRICOS LIQUIDOS SINTETICOS

Se clasifican en:

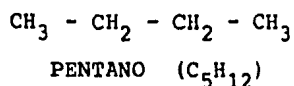
- a) Hidrocarburos aromáticos clorados (askareles). Se utilizan en transformadores y capacitores.
- b) Hidrocarburos fluorados. Se utilizan en transformadores.
- c) Aceite de silicona. Se utilizan en transformadores.
- d) Oxido monoclorodifenil butilatado (Edisol). Se utilizan en capacitores.
- e) Ester ftalato epoxy estabilizado (Dielektrol). Se utilizan en capacitores.
- f) Befenil isopropilo (Wemcol). Se utilizan en capacitores.

## II. 1.2 HIDROCARBUROS QUE CONSTITUYEN AL ACEITE

Químicamente un aceite aislante consiste de una mezcla compleja de diferentes hidrocarburos básicos. Estos componentes son: hidrocarburos parafínicos, hidrocarburos isoparafínicos, hidrocarburos nafténicos, hidrocarburos aromáticos e impurezas, Su estructura química básica se puede resumir como sigue:

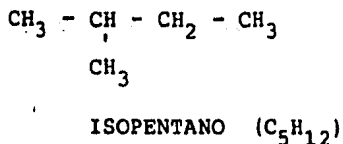
### II.1.2.1 PARAFINICOS

Estos hidrocarburos de cadena normal lineal poseen la fórmula general  $C_nH_{2n+2}$  y se conocen como hidrocarburos saturados, debido principalmente a que éstos compuestos son muy estables e incapaces de unirse con hidrógeno. Un ejemplo de una parafina es:



### II.1.2.2 ISOPARAFINICOS

Son los isómeros de los hidrocarburos parafínicos. Son hidrocarburos saturados ramificados que poseen la misma fórmula que los hidrocarburos normales. Un posible isómero del pentano es:



### I.1.1.2.3 NAFTENICOS

Son hidrocarburos saturados cíclicos que poseen la fórmula general  $C_nH_{2n}$  y tienen una estructura de cadena cerrada. Los hidrocar

buros nafténicos encontrados en el aceite aislante consisten principalmente de ciclopentanos y ciclohexanos. La fórmula estructural del ciclopentano esta dada en la fig. II.1.

#### II.1.2.4 AROMATICOS

Son hidrocarburos no saturados que tienen una estructura en anillo similar a la del benceno o naftaleno (fig.II.2 y II.3).

Los hidrocarburos aromáticos tienen una alta afinidad por el hidrógeno, pero se oxidan fácilmente en la presencia de impurezas de azufre y nitrógeno.

#### II.1.2.5. IMPUREZAS

Es importante mencionar que además de los hidrocarburos, el aceite aislante posee concentraciones muy bajas de ciertas impurezas, tales como: compuestos polares (azufre, oxígeno y nitrógeno), compuestos metálicos, ácidos, etc.; los cuales afectan principalmente la estabilidad química del aceite. Se tiene conocimiento del daño que causan estos compuestos, sin embargo, en la práctica no es posible eliminarlos en su totalidad; muchas veces debido a que representa eliminar también los inhibidores naturales, los cuales retardan el deterioro del aceite debido a la oxidación, y en otras porque origina un costo muy elevado. El tipo y cantidad de impurezas en un aceite aislante depende básicamente del origen del crudo y del método de refinación utilizado.

La estructura y características de un aceite aislante depende del origen geográfico del crudo (dos fuentes no dan exactamente el mismo tipo de crudo y del grado de refinación utilizado). En general, el más alto grado de refinación proporciona el más bajo contenido de aromáticos de un aceite aislante. No existe una estructura básica para una molécula de aceite, pero la estructura de la mayoría

de las moléculas de aceite es una mezcla de los diferentes hidrocarburos mencionados anteriormente.

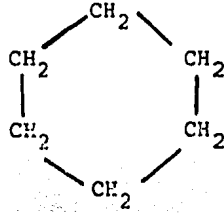


FIG.II.1 CICLOHEXANO (C<sub>6</sub> H<sub>12</sub>)

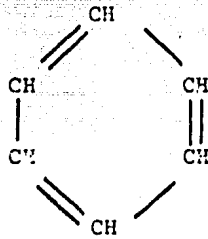


FIG.II.2 BENCENO (C<sub>6</sub> H<sub>6</sub>)

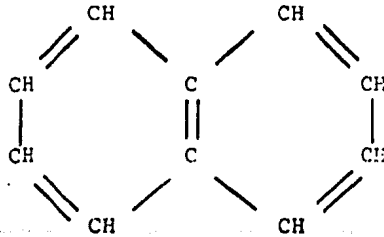


FIG.II.3 NAFTALENO (C<sub>10</sub> H<sub>8</sub>)



### II.1.3 DIFERENTES TIPOS DE BASE

Dependiendo del tipo de crudo, los aceites aislantes pueden tener base parafínica o nafténica. De acuerdo con el tipo de hidrocarburo que más predomina en la mezcla es la base del aceite aislante. Así, por ejemplo, se dice que el aceite aislante PEMEX es de base parafínica, debido a que el hidrocarburo que predomina es parafínico. El aceite aislante americano (Shell, Texaco, Univolt, Wemco, etc.) es de base nafténica, es decir, el hidrocarburo que predomina es nafténico.

Los aceites aislantes de base parafínica son aceites de metano; geológicamente se consideran como los más antiguos; tienden a oxidarse con mayor facilidad, tienen una temperatura de escurrimiento alta y tienden a gasificar cuando el contenido de aromáticos no es adecuado.

Los aceites aislantes de base nafténica se consideran con mejores características de estabilidad a la oxidación, tienen una temperatura de escurrimiento baja y buenas características de tendencia a la gasificación.

Los hidrocarburos aromáticos son deseables en la composición del aceite aislante, debido a que al ser sometido a un campo eléctrico, tienen la característica de absorber el gas eventualmente formado, por tener una doble ligadura en su estructura química. Sin embargo, una cantidad excesiva de aromáticos reduce la temperatura de ignición de los vapores del aceite aislante, provocando envejecimiento en el mismo y además aumenta en forma anormal la acción solvente del aceite en los aislamientos sólidos, barnices, gomas, etc.; que constituyen el equipo eléctrico.

## II.2 UTILIZACION DEL ACEITE AISLANTE

### II.2.1 FUNCIONES Y CARACTERISTICAS

Las funciones primordiales del aceite aislante en un transformador son:

- a) Proporcionar un aislamiento eléctrico de y entre las partes energizadas.
- b) Actuar como refrigerantes.
- c) Proteger a los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire.

El aceite aislante usado en transformadores debe poseer ciertas características esenciales, que deben mantenerse durante el servicio de operación, para que cumpla con su múltiple función de aceite aislante eléctrico y como agente que transfiera el calor al medio ambiente. Estas características que debe poseer el aceite son:

- a) Debe tener adecuada rigidez dieléctrica que lo haga soportar los esfuerzos dieléctricos impuestos durante el servicio.
- b) Debe poseer suficiente baja viscosidad para no obstruir su habilidad para circular y transferir el calor; de esta forma se obtiene una mejor impregnación de los aislamientos sólidos.
- c) Debe poseer alta resistencia a la gasificación, para reducir el riesgo de flameo.
- d) Debe fluir a bajas temperaturas, para evitar que se congele en lugares fríos; ya que el aceite congelado pierde sus propiedades dieléctricas.
- e) Debe tener una alta temperatura de inflamación e ignición por seguridad.

- f) Debe tener un bajo factor de potencia. Ya que el factor de potencia indica pérdidas dieléctricas en el aceite. Un valor alto de factor de potencia indica la presencia de contaminantes o productos de deterioro, tales como agua, productos de oxidación, etc.
- g) Sus pérdidas dieléctricas no deben ser excesivas y su resistividad volumétrica debe ser alta, reduciéndose la corriente de fuga y el riesgo de descarga térmica.
- h) Debe poseer estabilidad química, no permitiendo que se deteriore o se contamine por efectos adversos a los materiales del equipo eléctrico, ni deberá descomponerse en lodos que dificultan su circulación natural a través de los ductos de enfriamiento.

#### II.2.2 FACTORES QUE AFECTAN LA VIDA UTIL DEL ACEITE

Los aceites aislantes están sujetos a un deterioro normal debido a las condiciones de operación del equipo eléctrico. Por ejemplo, en muchos transformadores, el aceite aislante está directamente en contacto con el aire. El aceite aislante se encuentra sujeto a reacciones de oxidación acelerada por la temperatura y la presencia de catalizadores (cobre, hierro, compuestos metálicos disueltos, etc).

Como resultado de esto se presenta un cambio en el color del aceite aislante formándose productos ácidos. El factor de potencia puede incrementarse y puede ocurrir formación de lodos en los devanados, en el fondo del recipiente y dificultar la circulación del aceite aislante por los radiadores, cuando existe un estado de oxidación avanzado.

Cualquier cambio en las características del aceite aislante, puede afectar también a los materiales aislantes sólidos, interfiriendo en el funcionamiento del equipo eléctrico, acortando su vida útil y en algunos casos aumentando las pérdidas en vacío.

Una vez iniciada la degradación de los aislamientos, los -

productos de la composición actúan como catalizadores, acelerando - cada vez su envejecimiento. El envejecimiento de un aceite aislante se debe principalmente a la descomposición de los hidrocarburos originales en elementos más ligeros y menos estables que se combinan principalmente con el Oxígeno del aire disuelto y algunas otras impurezas presentes para formar compuestos más pesados que se depositan en los devanados y en el fondo del recipiente en forma de lodos, aumentando la temperatura de operación del equipo eléctrico.

Los aceites aislantes son sensibles a la oxidación, debido principalmente a los factores siguientes:

#### II.2.2.1 HUMEDAD

Las propiedades dieléctricas de los aceites aislantes que se utilizan en los equipos eléctricos, disminuyen siempre en servicio con el transcurso del tiempo. La causa principal reside en la humedad que absorbe del ambiente; esta humedad se incorpora por efecto de las dilataciones y contracciones térmicas sucesivas del aceite aislante que provienen de las variaciones de la temperatura ambiente y de la carga conectada.

No obstante, que el aceite aislante puede absorber la mayor cantidad de humedad del aire, sin embargo, una parte puede formarse en el interior por la acción química del oxígeno, debido al degradamiento de los hidrocarburos que constituyen al aceite aislante. La solubilidad del agua en el aceite aislante depende de su estructura química, de la temperatura, del grado de envejecimiento y de la contaminación.

La humedad afecta considerablemente las propiedades deléctricas del aceite aislante. En un grado determinado el agua es soluble en el aceite aislante, y esta solubilidad se incrementa con el au--

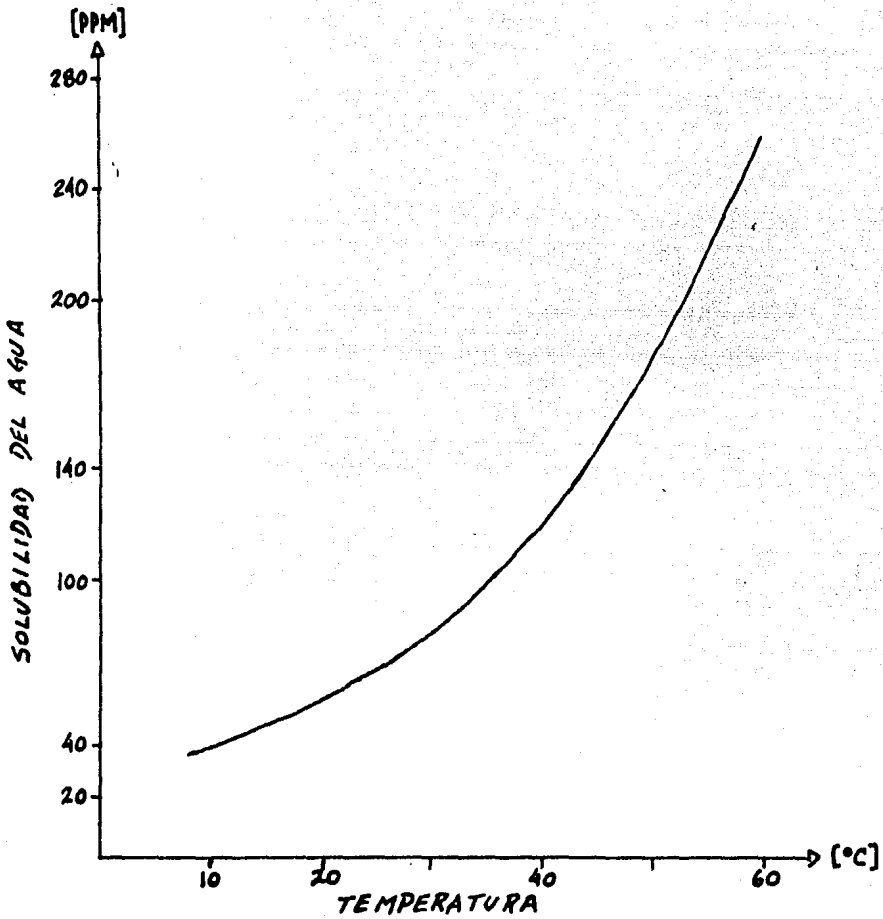
mento de temperatura, tal como se observa en la fig. II.4. Arriba de estos límites de saturación, el agua se encuentra en suspensión o en el fondo del recipiente que contiene el aceite aislante.

Los aislamientos de celulosa pueden absorber humedad fácilmente de un aceite aislante húmedo y éstos envejecen más rápidamente en presencia de humedad, debido a que disminuyen la resistencia dieléctrica, aumentando las pérdidas dieléctricas que evaporan el agua contenida, propiciando las descargas parciales y el efecto corona en el seno de los aislamientos.

La presencia de humedad en un aceite aislante provoca un aumento del potencial ácido y corrosivo del aceite aislante sobre los metales y materiales celulósicos, aumentando por lo tanto la descomposición de los aislamientos de celulosa y las sales metálicas de ácidos orgánicos, con lo que se acelera el envejecimiento del aceite. El aceite caliente admite más fácilmente agua que el aceite frío.

#### II.2.2.2 TEMPERATURA

La temperatura en presencia de oxígeno produce un cambio gradual físico-químico en el aceite, su magnitud depende de la cantidad de calor, el tiempo y la acción catalítica de los metales que constituyen el equipo. El calor conjuntamente con el oxígeno afecta los hidrocarburos no saturados (aromáticos), formando primeramente ácidos orgánicos que pueden precipitarse en forma de lodos, formados por gomas, lacas y resinas.



PPM. = PARTES POR MILLON

FIG. II.4 CURVA PROMEDIO DE SATURACION AGUA-ACEITE EN FUNCION DE LA TEMPERATURA, PARA UN ACEITE AISLANTE PARA TRANSFORMADOR.

Mediante un método de refinación cuidadoso pueden eliminarse del aceite en forma apreciable aquellos componentes que se oxidan - con mayor facilidad y que actúan como catalizadores en el proceso - de envejecimiento, sin embargo, cuando se utilizan temperaturas de operación excesivas se pueden producir lodos en cualquier aceite -- aislante independientemente del grado de refinación a que haya sido sometido.

### II.2.2.3 CATALIZADORES

Los metales se usan bastante en la construcción de los equipos eléctricos. El cobre o aluminio se utiliza en los devanados y buses. El tanque, los soportes, herrajes, refuerzos y otras partes que se encuentran sujetos a esfuerzos mecánicos se hacen de acero. El núcleo de los transformadores se hacen de láminas de acero al si licio. Todos estos materiales presentan determinada intensidad de efecto catalítico sobre la oxidación del aceite aislante.

### II.2.2.4 OXIGENO Y OTROS GASES DISUELTOS

El gas oxígeno tiene una solubilidad en el aceite de transformador alrededor del 16% a una presión de 760mm de Hg y 25°C. La presencia de oxígeno en el aceite aislante es nociva, ya que en estado de saturación por cualquier cambio de presión y temperatura se pierde la condición de equilibrio, quedando libre, este gas en - forma de burbujas, existiendo el peligro de ionización; además el - oxígeno disuelto se puede combinar con otros hidrocarburos para for mar productos de la oxidación como: alcoholes, ácidos, aldehidos, - peróxidos, agua, etc., que a su vez forman lodos, los cuales pueden estar disueltos en el aceite o libres depositados en los devanados, en los ductos de enfriamiento y en el fondo del tanque.

Existen gases que independientemente de que sean inertes pue de ser peligrosa su presencia en aceites aislantes de equipos que - trabajan con un campo eléctrico intenso, ya que en estado de satura

ción por cualquier cambio de presión y temperatura se pierde la condición de equilibrio, quedando libres estos gases en forma de burbujas, existiendo un peligro de una descarga parcial o total, debido a la redistribución de un campo eléctrico por la falta de homogeneidad de la constante dieléctrica. Una descarga parcial o efecto corona - en el seno del aceite destruye las dobles ligaduras de los hidrocarburos no saturados, desprendiendo gas hidrógeno y formando cadenas - más simples o inestables, el cual puede formar una mezcla gaseosa explosiva o combinarse con el oxígeno presente originando agua.

#### II.2.2.5 INTENSIDAD DEL CAMPO ELECTRICO

El campo eléctrico es uno de los factores que aceleran el envejecimiento del aceite aislante y de los aislamientos sólidos que - constituyen el equipo eléctrico. Esto es, en equipos modernos donde existen restricciones de peso y volúmen, con la finalidad de reducir los costos de los materiales y facilitar el transporte de las unidades, existen disminuciones en las distancias dieléctricas. Por tal motivo, los equipos eléctricos de potencia de muy alta tensión se encuentran sujetos a una intensidad de campo eléctrico más severa.

#### II. 2.2.6 OTRAS IMPUREZAS

Además de los contaminantes ya mencionados existen otros que pueden impurificar al aceite aislante, tales como partículas de polvo de la atmósfera, fibras, polvo metálico, partículas de carbón, -- etc., los cuales son peligrosas cuando se depositan en los devanados, bajo la acción de un campo eléctrico; afectando las propiedades dieléctricas y refrigerantes del aceite aislante. Los productos de oxidación resultan ser nocivos al equipo eléctrico, debido a que además como catalizadores en el proceso de envejecimiento del aceite aislante y los aislamientos sólidos.



### II.3 SISTEMAS DE PRESERVACION DEL ACEITE AISLANTE

El promedio de vida útil del aceite aislante en transformadores, puede ser corto debido principalmente, a la mala calidad del mismo, a la concentración de humedad, la de oxígeno, la presencia de ciertos catalizadores (cobre, hierro, etc.), la intensidad del campo eléctrico, la temperatura de operación, productos de descomposición del aceite que actúan como catalizadores y el tipo de conservador de aceite utilizado.

La conservación del aceite aislante consiste principalmente en mantener el oxígeno y la humedad apartados del aceite. Además se requiere que las cubiertas y aperturas del tanque del transformador sean fabricadas a prueba de presión, para no permitir que se introduzca aire ni humedad.

El aceite aislante no es una sustancia simple y cada uno de sus componentes puede reaccionar a su propia manera, siendo el resultado un gran número de posibles productos químicos que pueden afectar al aceite de diferentes formas. Algunos de estos productos son ácidos, que pueden atacar el aislamiento sólido y los metales del transformador y reducir la resistencia dieléctrica del aislamiento. Otros productos son lodos que se depositan en los devanados, en el fondo del tanque y en los ductos de enfriamiento.

Los sistemas de preservación del aceite están diseñados para limitar o evitar la entrada de aire y/o humedad a la cámara de gases del transformador con lo que se disminuye la posibilidad de envejecimiento prematuro del aceite por este tipo de contaminación. Estos sistemas de preservación, aparte del tanque conservador y del tanque del transformador sellado, son: respiradero con deshidratador, sealedaire e inertaire.

### II.3.1 RESPIRADERO CON DESHIDRATADOR

El deshidratador es un sistema diseñado para eliminar humedad en el aire que entra al transformador debido a los cambios de temperatura (fig.II.5). Consiste en una caja de acero con dos mirillas de observación y un regulador limitador de presión. El regulador limitador de presión tiene como finalidad evitar que el transformador respire cuando la presión en el tanque se mantiene entre dos valores, prolongándose de esta forma el período de actividad del material deshidratante. Cuando entra el aire al transformador, éste pasa por la válvula reguladora y por el material deshidratante, el cual absorbe la humedad entrando sólo aire seco al transformador. Durante la salida de aire del transformador, el aire pasa por el tubo de escape, fig.II.6, sin pasar por el material deshidratante y saliendo por la válvula reguladora. La salida directa a la atmósfera evita la contaminación del material deshidratante por vapores de aceite del transformador. La caja de acero del deshidratante se llena con material deshidratante, el cual tiene un color azul cuando está seco y cambia gradualmente a rosa claro cuando se deshumedece. El cambio de color se inicia en la parte inferior del deshidratador. Las sustancias activas usadas normalmente como deshidratante, son:

- a) Sílica gel impregnada con cloruro de cobalto, y
- b) Alúmina activada, grado E.

La duración del material deshidratante debe ser de 6 meses a 1 año, para que sea necesario secarlo. El tiempo depende del tamaño del transformador, el ciclo de carga y las condiciones atmosféricas. Cuando comienza a aparecer el color rosa claro en la mirilla inferior, es indicación de que el material deberá ser reemplazado o secado en un futuro próximo. El material húmedo deberá colocarse en una charola abierta y meterse a un horno a una temperatura entre 150°C y 200°C durante dos horas aproximadamente. Al secarse el material aparece el color azul nuevamente. El cambio

inicial del color no deberá ser considerado como reactivación completa; debido a que las partículas secan de afuera hacia adentro, la superficie exterior cambia primero de color, permaneciendo de color rosa y por lo tanto húmedo en el interior.

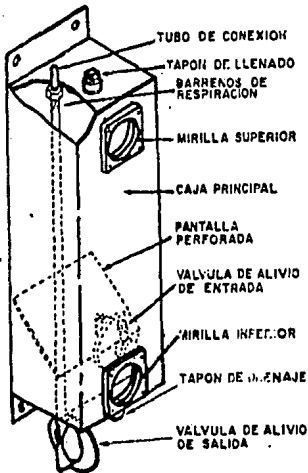


FIG. II. 5 DETALLE DEL DESHIDRATADOR

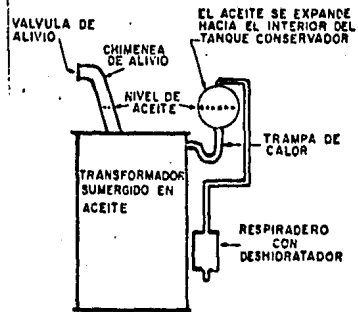


FIG. II. 6 TRANSFORMADOR CON RESPIRADERO CON DESHIDRATADOR

### II.3.2 RESPIRADERO RETARDADO (SEALEDAIRE)

Cuando la presión de trabajo del tanque de un transformador se reduce, es posible mantener su hermeticidad en forma práctica, - utilizando el equipo de preservación de aceite tipo respiradero retardado (Sealedaire), el cual tiene por objeto prevenir la descomposición prematura del aceite aislante y daños a los aislamientos sólidos, eliminando la entrada de humedad y oxígeno al interior del transformador. Las funciones principales de este dispositivo son:

- Evitar la entrada de aire al interior del transformador, durante la contracción y expansión del aceite por cambios de temperatura.

- b) Reducir en función del tiempo la elevación de la acidez del aceite y minimizar la formación de lodos.
- c) Reducir la obstrucción de los ductos de enfriamiento y aparición de puntos calientes en los devanados.
- d) Aumentar el período de tiempo requerido para el reacondicionamiento del aceite.
- e) Desalojar cualquier presión interior anormal que pueda dañar el tanque.

El empleo del equipo de respiradero retardado (Sealedaire), fig. II.7, requiere que el tanque del transformador esté sellado en forma hermética para evitar la entrada de aire o escape de gases bajo condiciones normales de operación y además tenga un colchón de nitrógeno como gas inerte en el espacio que existe entre el nivel superior del aceite y la cubierta. Este equipo tiene válvula de alivio, que opera con presión o vacío, cuyo valor de operación es ajustado para la presión interna del transformador entre  $+0.45 \text{ kg/cm}^2$  ( $+6.5 \text{ lb/pg}^2$ ).

La válvula de presión-vacío se compone de tres partes:

- a) Válvula de alivio. Consta de dos válvulas de diafragmas colocadas en forma opuesta entre sí y operadas por presión, conectadas en tal forma que una opera cuando la presión es muy grande.
- b) Indicador de presión. Su diseño es para operar a la intemperie, se encuentra montado en el cuerpo del montaje de la tubería y conectado a la tubería que proviene del interior del tanque, de tal manera que indica la presión o el vacío que existe en el interior del tanque. El cuerpo de la válvula de alivio está sellado en forma hermética excepto el respiradero, el cual está protegido por un cono para evitar su obstrucción.

- c) Válvula de muestreo. Sirve para obtener muestras de aceite para su análisis.

Este sistema de preservación permite la entrada de aire (oxígeno y humedad) a la cámara de gases solamente en condiciones extremas de trabajo del transformador, funcionando la mayor parte del tiempo como transformador sellado.

### II.3.3 RESPIRADERO DE GAS INERTE (INERTAIRE)

Inertiaire es el sistema para eliminar el oxígeno y la humedad del aire que se aspira dentro del tanque de un transformador, cuando al bajar la temperatura del aceite, se crea un vacío parcial dentro del tanque. Eliminando el oxígeno y la humedad, los gases -

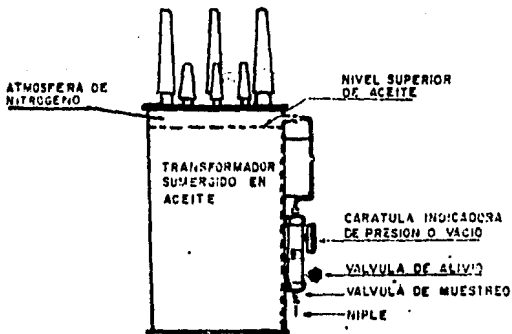


FIG.II.7 TRANSFORMADOR CON SISTEMA DE PRESERVACION DE ACEITE TIPO RESPIRADERO RETARDADO (SEALEDAIRE)

inertes remanentes, son casi exclusivamente de nitrógeno. Recientemente se han evolucionado los medios para alimentar nitrógeno seco a baja presión dentro del tanque del transformador, proveniente de tanques de nitrógeno de alta presión, en lugar de depender de la eliminación

del oxígeno y de la humedad del aire aspirado de la atmósfera. Los equipos Inertaire, mantienen un colchón de gas seco inerte, sobre la superficie del aceite del transformador.

El nitrógeno proviene de un cilindro de acero que inicialmente contiene gas a una presión de  $140.6 \text{ Kg/cm}^2$  ( $2000 \text{ lb/pg}^2$ ). Un regulador de presión permite la entrada de nitrógeno en una sola dirección de la cámara de alta presión a la cámara de baja presión, manteniendo la presión en la segunda cámara dentro del valor límite. Las presiones del lado de baja presión del regulador, de las válvulas de admisión y escape, se pueden ajustar a su condición óptima dependiendo del ciclo de carga del transformador. Cuando la presión interna del transformador disminuye abajo de un valor calibrado previamente, debido a temperaturas del medio ambiente bajas o cargas ligeras, el regulador de presión admite nitrógeno dentro de la cámara gaseosa. El caso contrario, en el que la presión interna del transformador aumenta arriba de un valor calibrado previamente, la válvula de escape permite la salida del exceso de nitrógeno. El regulador de presión está ajustado para disminuir la presión del cilindro de nitrógeno -- ( $P_{N_2}$ ) de  $140.6 \text{ Kg/cm}^2$  ( $2000 \text{ lb/pg}^2$ ) a la presión de admisión del -- transformador. ( $P_a$ ) de  $0.21 \text{ Kg/cm}^2$ . La válvula de admisión admite nitrógeno en la cámara de gases cuando su presión ( $P_c$ ) baja a  $0.035 \text{ Kg/cm}^2$  ( $0.5 \text{ lb/pg}^2$ ) hasta restablecerla a  $0.21 \text{ Kg/cm}^2$ . La válvula de escape ( $V_e$ ) permite la salida de gas de la cámara de gases cuando su presión ( $P_c$ ) sube a  $0.42 \text{ Kg/cm}^2$  ( $6 \text{ lb/pg}^2$ ). De lo anterior se deduce que la presión de la cámara de gases variará entre  $0.035$  a  $0.42 \text{ Kg/cm}^2$ . Fig.II.8.

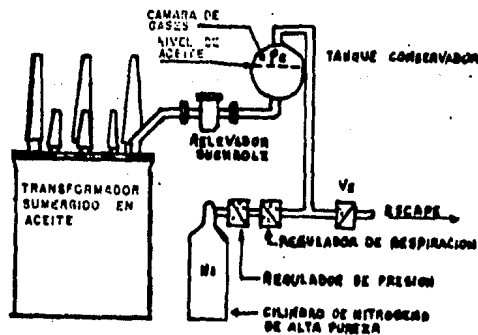


FIG.II.8 TRANSFORMADOR CON RESPIRADERO DE GAS INERTE (INERTAIRE)

## II.4 REACONDICIONAMIENTO DEL ACEITE AISLANTE

El agua y aire libre son perjudiciales a los aceites. Ambos contienen oxígeno, contribuyendo a la oxidación del aceite e iniciando una cadena de sucesos, conduciendo al desarrollo de ácidos y lodos o sedimentos.

Presencia de agua y aire libres en el aceite reduce su rigidez dieléctrica haciéndolo inadecuado para aislamiento eléctrico. Para la seguridad de operación del equipo, usando aceite como líquido aislante, es necesario reducir el contenido de agua soluble al punto donde no aparecerá agua libre, cuando la temperatura del aceite baja a su mínimo nivel.

Este grado de secado y de gas soluble libres deberá ser también requerido para aceites que se usan en transformadores de potencia, donde las propiedades aislantes del aceite de superior importancia.

Si el aceite que se va a usar no es reacondicionado llevará presente agua y aire soluble en cantidades suficientes para causar dificultades tarde o temprano y contribuir a la deterioración del aceite. El proceso de reacondicionamiento se define como un medio mecánico para eliminar agua y sólidos en el aceite aislante; incluyen varios tipos de equipos como filtros, centrífugas y deshidratadores al vacío.

### II.4.1 FILTROS

Los diferentes filtros que existen, incluyendo el filtro prensa común, varían algo en su forma, pero se basan en el principio de forzar el aceite aislante a base de presión a pasar a través de

una serie de material absorbente, tal como papel filtro. Filtros de este tipo son capaces de eliminar carbón, agua, lodos, etc., cuando se encuentran en suspensión. Estos filtros no eliminan el aire y de hecho tienden a arear el aceite aislante. La habilidad del filtro para eliminar el agua depende de qué tan seco se encuentre el elemento filtrante.

Cuando se filtra el aceite aislante que contiene agua, el medio filtrante entra rápidamente en equilibrio con el contenido de agua del aceite y desde ese momento en el aceite filtrado puede haber agua, hasta el 100% del valor de saturación, a la temperatura a la cual se efectúa el filtrado. Debido a que la cantidad de agua disuelta en el aceite aislante, aumenta grandemente con el incremento de temperatura, un proceso de filtración a baja temperatura es más efectiva para remover el agua.

#### 11.4.2 CENTRIFUGAS

Otros medios de eliminación de contaminantes, libres y en suspensión en el aceite, tales como carbón, agua, lodos, etc., es una centrifugación continua. En general, la centrífuga puede manejar concentraciones mayores de contaminantes, que un filtro convencional pero no puede remover algunos contaminantes en forma completa como en el filtro.

Por lo tanto, la centrífuga se usa generalmente para limpiezas burdas, en donde grandes cantidades de aceite aislante contaminado va a ser manejado. Frecuentemente a la salida de la centrífuga se coloca un filtro para lograr una limpieza final.

#### 11.4.3 DESHIDRATADORES AL VACIO

El deshidratador al vacío es un medio eficiente para reducir



hasta valores muy bajos el contenido de gases y agua en un aceite -- aislante. Actualmente existen dos tipos de deshidratadores al vacío para uso general. El principio básico de operación es el mismo para ambos, es decir, el aceite aislante expuesto a un alto vacío y calentado por cortos intervalos. En un método, la exposición del aceite va acompañada por atomización a través de una boquilla dentro de una cámara de vacío. Con el otro tipo de deshidratador al vacío, 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. Si el aceite aislante contiene materia sólida, es aconsejable pasarlo a través de alguna clase de filtro antes de procesarlo en el deshidratador al vacío puesto -- que contaminantes sólidos pueden obstruir la boquilla de uno de los tipos de deshidratadores o pasar a través del otro tipo sin haberse eliminado del aceite.

Además de eliminar el agua, los deshidratadores al vacío, desgasifican el aceite aislante y eliminan los contaminantes más volátiles. Los deshidratadores al vacío están provistos de algunos medios que permitan la recirculación automática del aceite aislante cuando está muy húmedo; siendo su operación continua.

Las características del aceite aislante en servicio, después del proceso de reacondicionamiento, deberá presentar los siguientes valores límites:

- a) Condición visual - transparente, sin sólidos en suspensión.
- b) Tensión de ruptura dieléctrica
  - Equipo hasta 85KV - 27 KV mínimo
  - mayor de 85 KV-30 KV mínimo
- c) Factor de potencia a 1000 V, 60Hz y 25°C - 0.70% máximo
- d) Contenido de agua 25 ppm máximo

### III. IMPORTANCIA DEL TRANSFORMADOR EN ESTADO SECO

#### III.1 HUMEDAD RESIDUAL EN EL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES.

#### III.2 METODOS DE SECADO EN CAMPO.

### III. IMPORTANCIA DEL TRANSFORMADOR EN ESTADO SECO

Los transformadores de potencia actuales en los cuales el aislamiento ha sido secado y procesado en la fábrica con un contenido de agua residual de cerca de 0.2% puede ser considerado como bueno y seco. Uno puede sospechar que hay transformadores de reciente manufactura en servicio, en el cual el agua residual del aislamiento puede ser hasta 0.5%; este y otros transformadores de relativamente alto contenido de agua residual están operando satisfactoriamente simplemente porque el agua está bien difundida en toda la masa del aislamiento. Sin embargo con las tendencias actuales en el diseño de transformadores, al aislamiento reducido, sello completo del tanque, etc., son esenciales un secado adecuado y proceso en fábrica. Igualmente para estos transformadores un alto grado de secado del aislamiento puede ser obtenido mientras se pone en servicio.

#### III.1 HUMEDAD RESIDUAL EN EL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES

Con los nuevos voltajes de transmisión cada vez más elevados, el secado casi perfecto de los transformadores ha tomado una importancia vital para la instalación y operación de los mismos. El factor importante en el proceso de secado de transformadores es el agua residual permisible en los aislamientos.

El método de secado en fábrica varía según el constructor -- siendo los más comunes aire caliente y vacío, vapores calientes y vacío, y aceite caliente y vacío. Todos los métodos tienden a reducir la humedad a 0.2% ó menos por peso de los aislamientos secos; la temperatura del transformador se mantiene entre 85 y 95°C no excediendo los 100°C y se aplica un alto vacío de fracciones de mm de Hg, hasta que la humedad que se extrae diariamente es insignificante en relación al agua remanente en el transformador.

Para transformadores de 150 a 300 MVA la cantidad de aislamiento puede alcanzar 10 toneladas teniendo 15 litros más o menos de agua para una humedad residual de 0.15% en el proceso final de secado las cantidades de agua extraídas tendrán que ser sólo una fracción mínima comparada con los 15 litros residuales; para estos transformadores el proceso de secado en fábrica puede alcanzar 15 días o más - dependiendo del voltaje de la unidad y el volumen y geometría de las estructuras aislantes.

En los últimos años las tablas de equilibrio de presión de vapor se han usado como referencia del grado de secado en los procesos de fabricación; por ejemplo en dicha tabla núm. 1, se observa que entre 80 y 90°C y una presión de 0.1 a 0.3 mm de Hg se está muy por debajo del 0.2% de humedad en el aislamiento, valor muy aceptable según cánones establecidos para transformadores de diseño moderno.

La extracción de agua durante el secado e impregnado en aceite seguido de secado, son mucho más rápidos en un diseño en el cual los componentes aislantes sólidos son delgados que cuando se tienen aislamientos relativamente gruesos.

Obviamente el diseño de los aislamientos ha afectado el proceso de secado y el grado de secado necesario; los aislamientos en transformadores de alto voltaje vienen cada día con menos estructuras

sólidas de aislamiento y más conductos de aceite, estructuras en las cuales relativamente son usados aislamientos más delgados; estos son usualmente de menos de 3.17 mm (1/8 pg) de grueso alternándose con ductos de aceite de mayor grueso. Los aislamientos gruesos requieren tanto tiempo de secado que se han vuelto antieconómicos; aún en aislamiento bien diseñados que facilitan el secado y manufactura, se requiere un tiempo considerable para obtener el grado de secado necesario.

PRESION DE VAPOR mm Hg	CONTENIDO DE HUMEDAD EN EL AISLAMIENTO (% EN PESO SECO)				
	20°C	30°C	40°C	60°C	90°C
0.030	0.2	0.12	0.07	-	-
0.100	0.4	0.25	0.15	0.05	-
0.300	0.8	0.50	0.30	0.10	-
1.00	1.6	1.00	0.75	0.25	0.07
3.00	-	1.90	1.20	0.50	0.15
10.00	-	3.80	2.50	1.20	0.35

TABLA NUM. 1 PORCIENTO DE HUMEDAD DE LOS AISLAMIENTOS A DIFERENTES PRESIONES DE VAPOR Y TEMPERATURAS DEL TRANSFORMADOR

### III.2 METODOS DE SECADO EN CAMPO.

Para secar un transformador de potencia en campo, se aplica cualquiera de los siguientes métodos:

#### III.2.1 PROCESO DE VACIO

Suponiendo que el transformador ha llegado a la subestación perfectamente seco; entonces la función de aplicar el vacío para llenar con aceite es atrapar el aire que quede en los aislamientos, sien

do un vacío de unos cuantos mm de Hg suficientes por aproximadamente unas 24 horas; el humedecimiento en pequeñas cantidades como resulta de exposición a la atmósfera puede eliminarse con el vacío siempre y cuando las facilidades en el campo sean las adecuadas. En el caso de que el transformador recibido esté húmedo entonces un ciclo completo de secado se hace necesario, requiriéndose amplias facilidades para secado con vacío; el secado, en temperatura ambiente (15 a 30°C) requerirá un vacío final por debajo de 0.03 mm de Hg según la tabla 1: si la humedad es excesiva en transformadores grandes, virtualmente galones de agua deberán ser extraídos en un período de 3 semanas o aún mayores para obtener una humedad residual de 0.2%. La experiencia de secado de transformadores en el campo por el método de vacío indica que se puede determinar con bastante aproximación el contenido de agua según la tabla 1.

El equipo necesario para este trabajo, es el siguiente (fig. III.1):

1. Bomba de vacío.
2. 4 lts. de aceite GL-80 para la bomba.
3. 10 botellas de nitrógeno.
4. Regulador de nitrógeno y manguera.
5. Línea de vacío (manguera ó tubería)
6. Vacuómetro.
7. Manovacúmetro.
8. Válvula a la llegada del transformador.
9. Válvula a la salida de la bomba de vacío.

La forma de conectar este equipo, se muestra en la fig.III.1.

El procedimiento para el secado por este método es el siguiente (fig.III.2):

- Se verifica que no haya fugas en el transformador.
- Se tira la presión del tanque del transformador hasta igualarla a la atmosférica.
- Se arranca la bomba de vacío abriendo poco a poco las válvulas 8 y

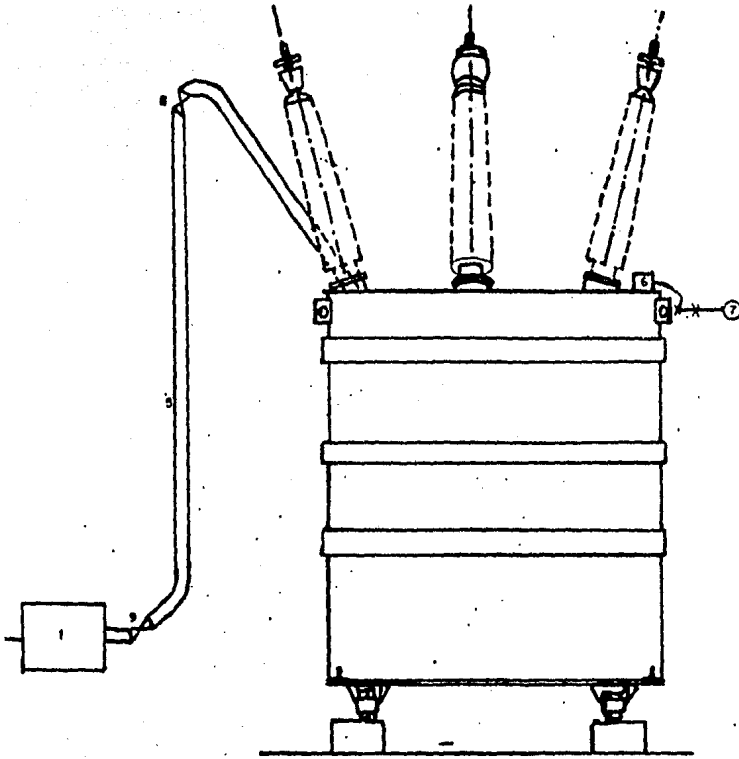
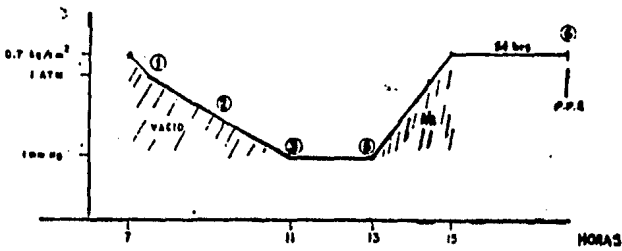


FIG. I.FI.1 PROCESO DE VACIO

PROCESO DE VACIO PARA SECADO DE TRANSFORMADORES



Nota: El valor de la presión atmosférica (ATM) depende de la altura sobre el nivel del mar del lugar en donde se haga el montaje del transformador.

P.P.R. Prueba de punto de rocío.

FIG.III. 2 PROCESO DE VACIO PARA SECADO DE TRANSFORMADORES



9 (fig.III.1).

- Tomando lecturas cada media hora en el vacuómetro 6, se aplica vacío hasta lograr 1000 micrones (1 mm Hg) sosteniendo esta presión negativa durante dos horas.
- Se rompe vacío con nitrógeno probado hasta una presión positiva de  $0.35 \text{ Kg/cm}^2$  (5 Psi) a  $20^\circ\text{C}$ , se espera 24 hrs., y se realiza una -- prueba de punto de rocío (Cap. V).
- Si no se ha logrado el valor deseado, se repite este proceso.
- El manovacuómetro nos permitirá conocer el momento en que estamos igualando las presiones del transformador a la atmosférica, además de tener una escala positiva que usaremos para lograr los  $0.35 \text{ -- Kg/cm}^2$  (5 Psi).

### III.2.2 PLANTA DE TRATAMIENTO (MAQUINA STOKES)

Esta unidad purificadora de aceite aislante, consiste esencialmente de tres sistemas (fig.III.3):

1. Bomba de vacío. Para mantener el vacío dentro del transformador y de la cámara desgasificadora.
2. Cámara desgasificadora. Sirve para romper vacío y garantiza que la presión de la cámara de desgasificación no puede ser elevada -- más allá de  $0.35 \text{ Kg/cm}^2$  ( $5 \text{ lb/pg}^2$ ). Tiene como objetivo el desprendimiento de vapores y gases del aceite aislante.
3. Sistema de enfriamiento. Este sistema se utiliza para mantener -- al sistema de vacío trabajando dentro de su rango de temperatura de operación.

El procedimiento para el llenado y secado del transformador, mediante la planta de tratamiento, es el siguiente:

- Se pasa el aceite desde la pipa al transformador, hasta llenar el tanque 20 cm abajo de la cubierta superior.

- Se circula el aceite en el circuito tanque principal-cámara desgasificadora calentadores-tanque principal.
- La bomba de vacío actúa en la cámara desgasificadora y en el transformador.
- La temperatura del aceite no debe rebasar los 55°C cuando se usa aceite nuevo y hasta 75°C cuando el aceite no vaya a usarse como aislante en ningún transformador ya que este se degrada por destilación con las altas temperaturas y vacíos simultáneos.
- Después de lograr los 55°C se establece un ciclo de circulación entre la planta de tratamiento y el tanque principal durante dos horas y al término se devuelve el aceite a la pipa.
- Se continúa con vacío hasta que la temperatura baja a 30°C y se rompe con nitrógeno hasta alcanzar 0.35 Kg/cm<sup>2</sup> con 20°C.
- Se deja reposar 24 horas o más. Y se toma lectura del punto de rocío.
- Si no se ha logrado el valor deseado se repite el proceso. Para mantener la parte activa caliente el mayor tiempo posible mientras se aplica vacío sin aceite, se recomienda aislar térmicamente el transformador ya sea forrando externamente las paredes del mismo con fibra de vidrio y lonas ó utilizando spots de 150 Watts y un galerón. Este método es el recomendable para "Secado en campo" cuando se sospecha de siniestro sufrido por el aparato y los valores de humedad residual son mayores ó iguales al 3%.

### III.2.3 SECADO POR CORTOCIRCUITO.

Este método consiste en calentar la parte activa por medio de calor producido internamente y una línea de vacío, cuidando que el aceite dieléctrico cubra tanto núcleo como bobinas, dejando un espacio libre de expansión.

Se conecta en corto circuito el lado que demanda más corriente (bajo voltaje) y se alimenta por el lado de alta tensión. Esto se hace gradualmente hasta lograr la corriente nominal del devanado, cuidando de no rebasarlo. Para efectuar la alimentación se requiere

SECADO DE TRANSFORMADORES CON PLANTA DE TRATAMIENTO  
DE ACEITE

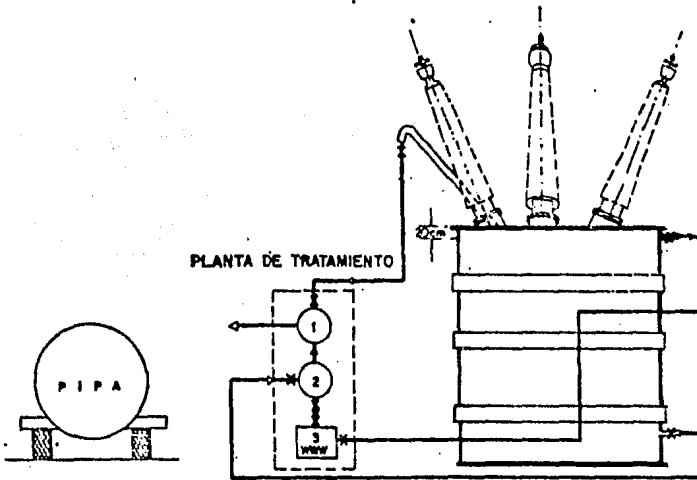


FIG.III.3 SECADO DE TRANSFORMADORES CON PLANTA DE TRATAMIENTO  
DE ACEITE

de un regulador y un sistema de medición de voltaje y corriente. La tensión aplicada es la impedancia, que es la tensión requerida para obtener la corriente nominal del devanado. Normalmente este voltaje toma valores del 3 al 10% del valor nominal del devanado excitado.

Para el proceso de secado se calienta el transformador a corriente nominal hasta lograr la temperatura deseada, logrando lo cual se suspende la energización, se extrae el aceite y se inicia el proceso de vacío para sacar la humedad. Este proceso se puede repetir varias veces hasta lograr los valores de contenido de humedad deseados.

**IV. GASES DISUELTOS EN TRANSFORMADORES CON ACEITE**

**IV.1 MUESTREO**

**IV.2 CROMATOGRAFIA DE GASES**

**IV.3 ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITES  
AISLANTES**

**IV.4 EJEMPLO DE UN ANALISIS CROMATOGRAFICO**

#### IV. GASES DISUELTOS EN TRANSFORMADORES CON ACEITE

Los gases combustibles son generados debido a la descomposición química de los materiales dentro de los transformadores. La gradación debido a las descargas eléctricas o calentamientos excesivos dentro del aislamiento es muy común. La severidad del gasificado depende de la naturaleza de la falla la cual puede variar de un nivel de corona leve a la falla total del aislamiento. Muchos tipos de falla se desarrollan lo suficientemente lento como para que se puedan tomar medidas correctivas, pero es necesario actuar antes de que el daño se convierta en algo mayor.

Los materiales de aislamiento dentro del transformador rompen hacia abajo hasta producir gases, resultado de fallas dentro de la unidad. La distribución de estos gases pueden ser afines al tipo de falla y proporciona la información de gases, que pueden indicar la severidad de la falla. Inclusive la identificación de gases generados pueden predecir la falla del transformador, antes de que esta undad realmente sea dañada. El desarrollo de los métodos para reparar y analizar los diferentes gases en las muestras de aceite, acoplado con el reconocimiento de la composición refleja la naturaleza de la falla ha dado como resultado nuevas habilidades en la prevención de fallas.

Las ventajas del análisis de fallas que los gases pueden pro-

ducir son:

- a) Precaución en el avance del desarrollo rápido de fallas.
- b) Determina el uso impropio de la unidad.
- c) Adecuado programa de reparación.

Las causas de fallas por gases se dividen en tres categorías:

- a) Corona sobre descarga parcial.
- b) Pirólisis ó calentamiento térmico, y
- c) Arquéo.

La diferencia principal de estas causas es la intensidad de - energía que es disipada por la falla. La más severa disipación de - energía ocurre con arqueo, le sigue calentamiento térmico y finalmen- te corona. Los gases que pueden aparecer en el aceite, se clasifi- can en tres grupos:

- a) Hidrocarburos: Metano, etano, etileno, acetileno.
- b) Oxido de carbono: Monóxido de carbono, dióxido de carbono.
- c) Gases: Nitrógeno, óxigeno.

#### IV.1 MUESTREO

Para obtener resultados correctos en el análisis cromatográfi- co, se recomienda hacer un buen muestreo, ya que la influencia de la temperatura, la humedad y otros contaminantes, son decisivos en los resultados así como en el comportamiento del aceite. El muestreo de- berá efectuarse en un día soleado, siempre que la temperatura del --

aceite sea igual o mayor a la del ambiente, con esto se evita la condensación de humedad en el aceite. Las muestras de aceite aislante tomadas de las válvulas de muestreo de transformadores, deben ser representativas de las características reales del aceite, es decir, - que contengan todos los contaminantes incluyendo los que no están -- dispersos en el seno del aceite, tales como agua y partículas sólidas. En la mayoría de los casos los contaminantes no están uniformemente dispersos a través del aceite, por tal motivo se recomienda tomar la muestra del sitio que se supone más contaminado, por ejemplo del punto más bajo del recipiente que contiene el aceite. Debido a que el agua y algunas otras impurezas tienen mayor densidad que el - aceite, existe mayor probabilidad de encontrarlas en el fondo del recipiente que los contiene.

Como recipiente de muestreo se deben usar botellas de vidrio claro para hacer una mejor inspección visual de impurezas, tales como agua y partículas sólidas. En los casos de almacenamiento, para evitar los efectos de envejecimiento de la luz se deben usar botellas de vidrio color ámbar. Los tapones de las botellas de vidrio pueden ser de corcho, vidrio o tapones de rosca con un empaque de hoja de - estaño o un plástico resistente al aceite, tal como policloruro de - vinilideno; no deben usarse tapones de hule. Los tapones de corcho deben estar recubiertos con una hoja de estaño ó aluminio, si son de vidrio debe cuidarse que el tapón embone perfectamente en la botella. La limpieza del recipiente es importante, para asegurar que la muestra es realmente representativa y para el muestreo deben usarse recipientes y tapas que hayan sido limpiados químicamente. Para realizar el muestreo se deben tomar las siguientes precauciones:

- a) Se limpia perfectamente la válvula de muestreo del equipo con es topa, cuidando de no dejar residuos de la misma.
- b) Para que los aceites por muestrear conserven sus impurezas, no - debe drenar el aceite antes de tomar la muestra, excepto lo nece sario para enjuagar el recipiente de muestreo.



- c) Cuando existe una tubería en el punto de muestreo, debe tirarse un volúmen igual al de la tubería antes de tomar la muestra.
- d) El aceite no debe exponerse al aire por un tiempo prolongado, para evitar la contaminación por humedad.
- e) El recipiente de muestreo debe enjuagarse con el aceite que se le va a realizar pruebas.
- f) Se debe evitar la existencia de burbujas en el aceite muestreado, para lograr ésto, se coloca el recipiente lo más cerca posible de la válvula de muestreo, dejando resbalar el aceite por las paredes del recipiente.

#### IV.2 CROMATOGRAFIA DE GASES

##### I.V.2.1 CROMATOGRAFO

La cromatografía de gases es una técnica analítica utilizada en la separación, identificación y medida de los componentes de una mezcla. Se basa en la diferencia de velocidades de migración de los componentes de una mezcla, al ser arrastrados por un gas inerte a través de un tubo relleno de un material adecuado. La base para una separación cromatográfica de gas es la distribución de una muestra entre dos fases. Una de estas fases es la fase estacionaria líquida, esparcida en forma de una capa casi imperceptible sobre un sólido inerte con una gran área de superficie; la otra fase es un gas que pasa a través de la capa estacionaria.

En esta cromatografía los componentes a separarse son llevados a través de la columna por un gas inerte (gas portador). La mezcla de muestra se reparte entre el gas portador y el solvente no-volátil (fase estacionaria), apoyada en un sólido inerte de tamaño controlado (soporte). El solvente selectivamente retarda los componentes de la muestra de acuerdo a su coeficiente de distribución, hasta que és

tos forman bandas separadas en el gas portador. Estas bandas componentes dejan la columna en la corriente de gas y son registradas como una función de tiempo por un detector.

Los cromatógrafos de gases se emplean en gran escala en el análisis de mezclas orgánicas complejas, como las que se encuentran comunmente en derivados del petróleo, aceites esenciales, perfumes, sabores, sustancias de origen biológico, insecticidas y pesticidas, ácidos grasos, etc. El tiempo de análisis varía y puede ser de minutos a horas; siendo para la gran mayoría de los análisis entre 5 y 15 minutos. El tamaño de la muestra también varía entre unos pocos microlitros y varios mililitros pudiendo en este último caso recogerse componentes de la mezcla. Se puede detectar la presencia de sustancias hasta en  $10^{-12}$  gramos, o analizarse componentes en concentración del orden del 90%. Se puede decir, en general, que la cromatografía de gases se puede emplear para analizar mezcla de compuestos que vaporicen o se volaticen a temperaturas entre por debajo de  $0^{\circ}\text{C}$  hasta  $450^{\circ}\text{C}$ , y para cualquier sustancia que pueda calentarse dando una presión de vapor de unos 30 milímetros de mercurio sin alterarse o descomponerse. Un cromatógrafo de gases moderno es un instrumento versátil y confiable; su diseño en general ha requerido grandes esfuerzos, de aquí que su aprovechamiento dependerá no sólo de la calidad instrumental, sino también de que el operador posea conocimientos básicos de cromatografía, experiencia y sobre todo una buena dosis de paciencia.

El esquema básico de un cromatógrafo de gases se muestra en la fig. IV.1, de la misma se observa que sus elementos constitutivos son:

- a) Gas de arrastre. Hará que la muestra circule por el sistema cromatográfico.
- b) Sistema de muestreo. Este sistema permitirá introducir la muestra al sistema en forma adecuada.

- c) La columna. Efectuará la separación misma de los componentes de la mezcla.
- d) El detector. Nos indicará la presencia de un componente.
- e) El registrador. Proporcionará el resultado gráfico de la operación.

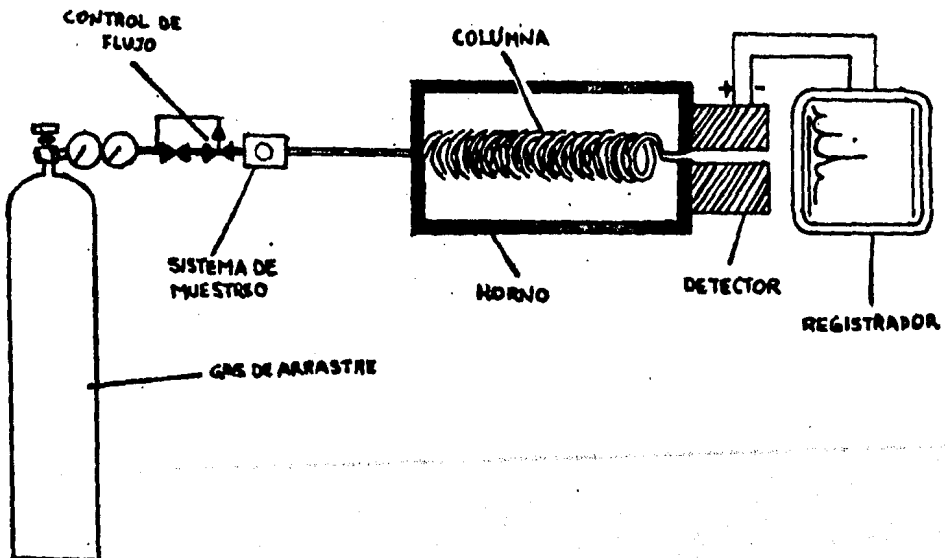


FIGURA IV. 1

La muestra introducida, fig. IV.2, a la corriente del gas de arrastre pasa a la columna; en la columna se producirá la partición de las moléculas de la muestra entre dos fases: líquida y vapor. Si se supone que se tienen dos componentes A y B en la muestra, las moléculas de A en fase vapor tendrán mayor tendencia que las moléculas de B también en fase vapor a disolverse en el relleno de la columna. Por este efecto se tendrán distintas velocidades de migración por la columna para el componente A y el B. El componente con mayor tendencia a disolverse (A) será más retenido por la columna y aparecerá a la salida posterior a otro componente (B).

Si se escogen las condiciones adecuadamente, se podrá lograr una completa separación entre las moléculas de los componentes. A la salida de la columna, el detector nos dará una señal indicando la presencia de una sustancia diferente al gas de arrastre; esta señal se transmitirá al registrador que proporcionará la información en forma gráfica.

En la fig. IV.3, se muestra un cromatograma y en el mismo se indican los términos más empleados en cromatografía de gases que son:

- a) Línea base. La línea dibujada por el registrador en ausencia de muestra.
- b) Punto de inyección. Momento en que se introduce la muestra al sistema de cromatográfico.
- c) Pico de aire ( $t_m$ ). Tiempo que tarda un compuesto que no es retenido por la columna desde el punto de inyección hasta su paso por el detector.
- d) Tiempo de retención ( $t_r$ ). Tiempo que transcurre desde la inyección de la muestra hasta el punto máximo del pico correspondiente a determinado compuesto de la mezcla.

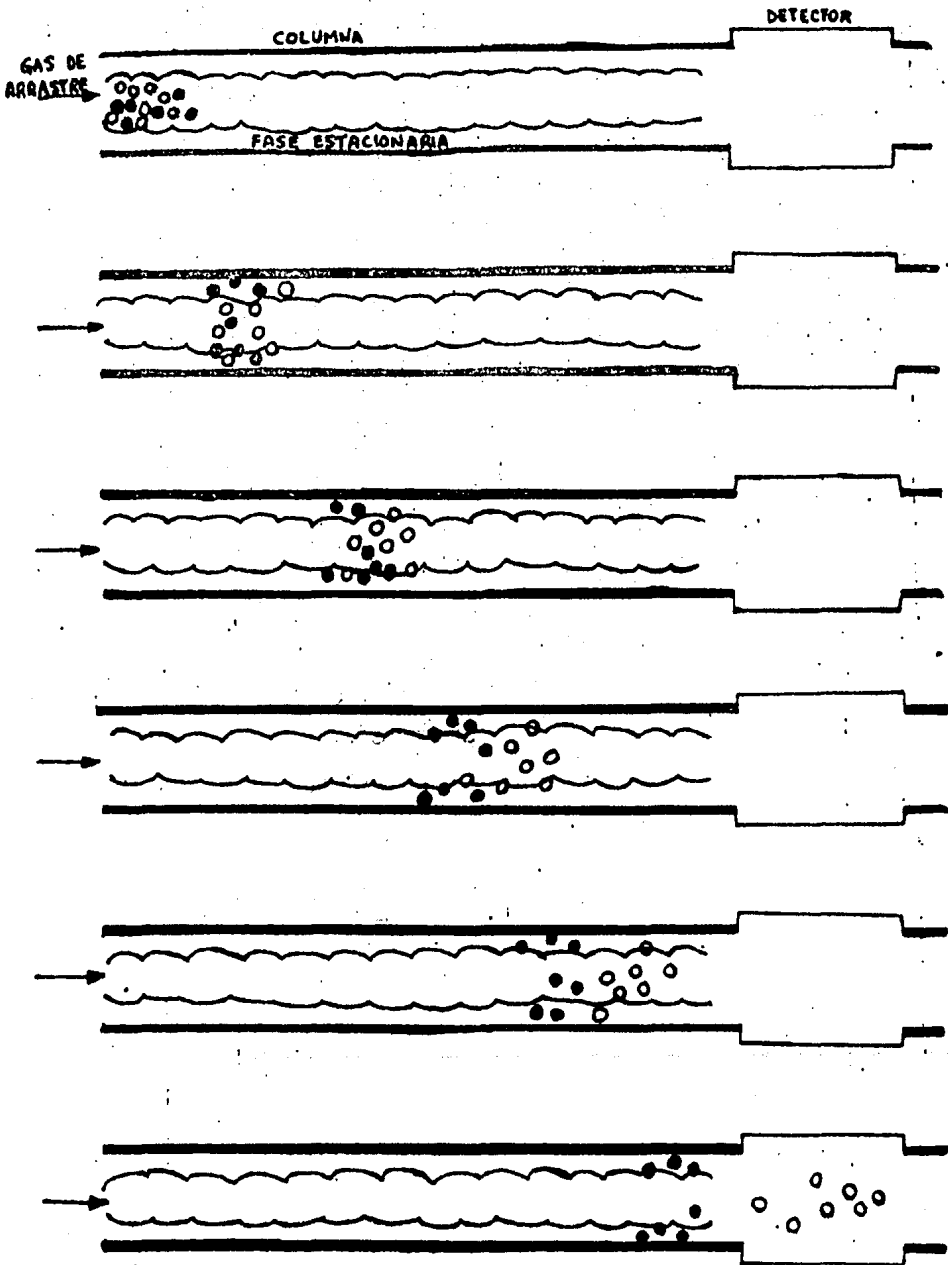


FIGURA IV .2

- e) Tiempo de retención corregido ( $t'r$ ). Equivale al tiempo de retención menos el tiempo necesario para el pico de aire.
- f) Ancho de la base ( $W_b$ ). La distancia entre las intersecciones de las tangentes a los puntos de inflexión con la línea base.
- g) Altura del pico ( $h$ ). La distancia perpendicular desde la línea base y la máxima deflexión del pico.
- h) Ancho a mitad de altura ( $W_h$ ).

#### IV.2.2 GAS DE ARRASTRE

El gas de arrastre debe conducir la muestra y sus componentes a través de la columna y el detector. Debe cumplir varios requisitos entre los cuales, cabe destacar:

- a) Pureza. Cualquier impureza presente en el gas de arrastre equivale a la presencia de una muestra adicional, distinta a la deseada y que viene a producir una señal en el detector.
- b) Sensibilidad. Dado que el gas de arrastre fluye constantemente por el sistema, producirá un señal de fondo la cual influirá sobre la sensibilidad de acuerdo con el detector empleado.
- c) Velocidad. La velocidad del análisis dependerá de la velocidad de difusión de los componentes de la mezcla en el gas de arrastre.

La velocidad óptima del gas de arrastre será menor para gases de mayor densidad tales como nitrógeno y argón y mayor para los de baja densidad tales como helio e hidrógeno. En otras palabras, se obtiene el mismo rendimiento en menor tiempo usando gases livianos en lugar de gases pesados. Aunque se especifique la pureza del gas de arrastre existe siempre la posibilidad de que el mismo contenga humedad o contaminantes orgánicos los cuales pueden, incluso, dar

lugar a la aparición de picos "fantasmas". Un caso particular es el que se refiere al nitrógeno; según las especificaciones para nitrógeno de alta pureza, el contenido de oxígeno no debe pasar de 20 ppm, éste oxígeno presente estará en contacto con la muestra durante un tiempo más o menos prolongado y a temperaturas que pueden ser elevadas; se puede predecir descomposición o combinación de la muestra con el oxígeno en caso de que la muestra sea inestable. Si se analizan sustancias inestables se recomienda el empleo de helio.

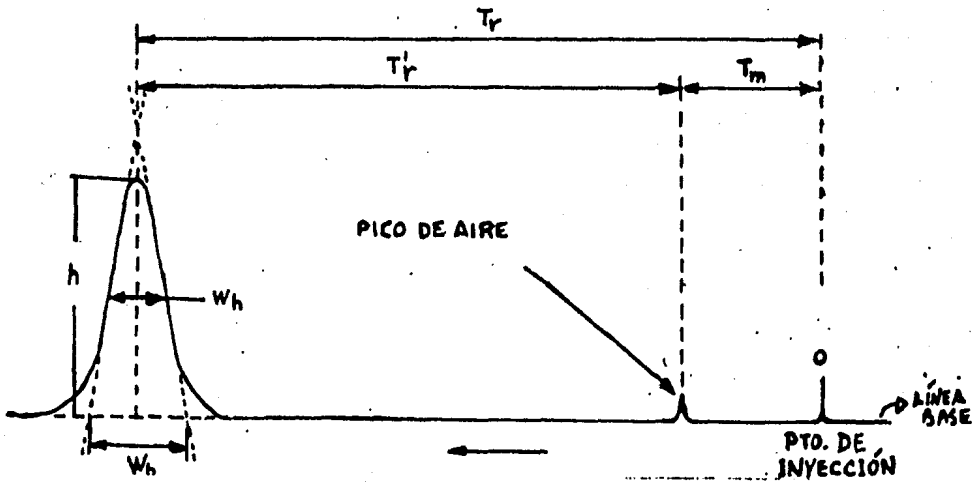


FIG. IV.3 CROMATOGRAMA

#### IV.3 ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITES AISLANTES

El objeto de la cromatografía de gases es el de analizar una muestra, pudiendo este análisis determinar la naturaleza de los componentes (análisis cualitativo); o determinar la proporción de los componentes en la muestra (análisis cuantitativo). La mayor parte -

de los análisis cromatográficos se refieren sobre todo a la determinación cuantitativa de los compuestos presentes, sin embargo es necesario también identificarlos.

Este análisis describe los métodos usados en Cía. de Luz, para el análisis de los transformadores de aceite por gas combustible. Es una guía para la interpretación de los datos y son términos prácticos para sacar fuera de línea una unidad.

#### IV.3.1 METODO C.S.U.S

Es el método de la Universidad del Estado de California (C.S. U.S). En base a lo que el registrador proporcione de los gases en cuanto a calidad y cantidad en partes por millón, se da una guía para diagnóstico, bajo este método:

GAS		NORMAL	ANORMAL	INTERPRETACION
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	150 ppm	1000 ppm	Arqueo, corona
Metano	CH <sub>4</sub>	25 ppm	80 ppm	Chisporroteo
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	10 ppm	35 ppm	Sobrecalentamiento local
Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	20 ppm	150 ppm	Sobrecalentamiento severo
Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	15 ppm	70 ppm	Arqueo
Monóxido de carbono	CO	500 ppm	1000 ppm	Sobrecarga severa
% de gases combustibles		0.03 %	0.5 %	

Este método no detecta nitrógeno ni oxígeno.

#### IV.3.2 METODO DOBLE ENGINEERING

Las muestras de aceite se analizan rutinariamente para los -



siguientes gases disueltos: hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, metano, - etano, monóxido de carbono, dióxido de carbono, etileno, y acetileno. El diagnóstico en que se basa este método es el siguiente:

- a) Acetileno. Este es un síntoma temprano a una falla eléctrica, - puesto que las temperaturas mayores de 500 °C se requieren para - producir el triple enlace de carbono.
- b) Etileno. Esto se logra por degradación de la temperatura.
- c) Monóxido de carbono. Se produce por envejecimiento térmico del papel o descargas parciales en el aislamiento sólido.
- d) Hidrógeno. Grandes cantidades de hidrógeno son formados por -- electrólisis del agua, o por descargas parciales (corona) en el aceite.

Los siguientes criterios son usados para juzgar la severidad de la falla:

- Muy bajos niveles de combustible de 10 a 500 ppm, indican que el - transformador opera adecuadamente y no requiere acción especial.
- La acumulación de más de 1000 a 2500 ppm de combustible, indica -- que la descomposición es importante y se deberá tomar acción para establecer un giro en la acumulación de los gases con tiempo, para observar si falla, se presenta progresivamente peor. Si es mayor o igual a 1000 ppm es una descomposición significativa y se deben tomar muestras trimestrales o mensuales. Y si es un poco mayor o igual a 2500 ppm es una descomposición notable y hay que tomar -- muestras mensuales.
- La acumulación de mucho mayor a 2500 ppm indica que ha ocurrido -- una descomposición sustancial. La integridad del aislamiento pudo haber sido afectada y extendida a una falla catastrófica que puede

ser probable, e inclusive, hay que sacar el equipo fuera de servicio para su mantenimiento correctivo.

Cabe mencionar que los gases combustibles están formados por los siguientes gases: hidrógeno, metano, monóxido de carbono, dióxido de carbono, etileno, etano, y acetileno.

Se ha encontrado que el análisis de gases combustibles puede ayudar en los siguientes puntos:

- a) Permite el plan de salidas para proveer avance de la advertencia de tipos de fallas aceleratorias.
- b) Restringe los daños causados por sobrecalentamiento debido a condiciones de operación impropias o fallas en el diseño.
- c) Evita falsas alarmas por el mal funcionamiento del relevador -- del tanque conservador y habilita a reparar las fallas actuales en horarios cómodos.
- d) Asegura que el nuevo equipo esté libre de fallas.

#### IV.4 EJEMPLO DE UN ANALISIS CROMATOGRAFICO

NUM DE TRANSFORMADOR : 2467981  
VALORES EN %

TM	H2	N2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2	VOL
296	0.030	98.831	0.062	0.138	0.767	0.127	0.013	0.015	4.50

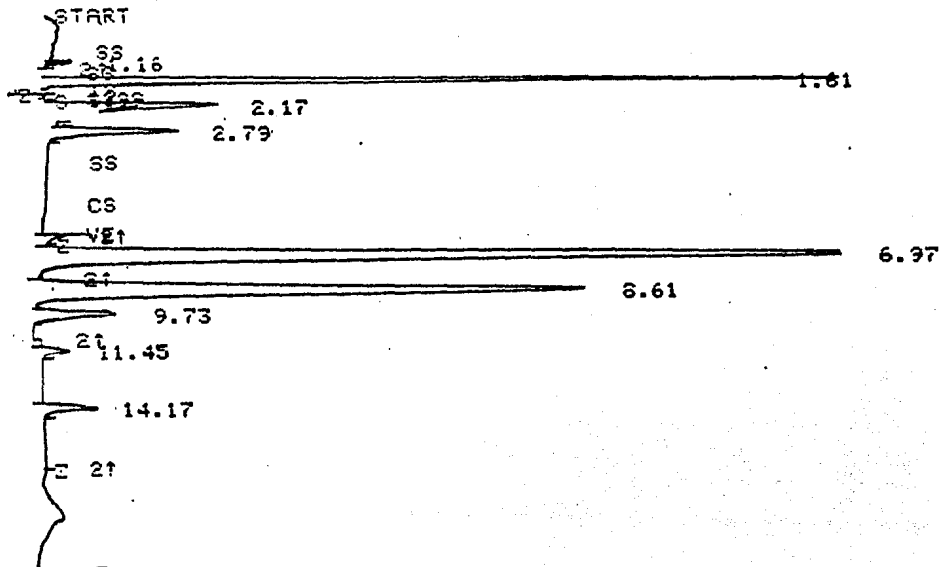
OTROS GASES: 0.017

METODO	EXACTO	SIN CORRECCION
HIDROGENO	42	54
NITROGENO	140012	177896
METANO	92	112
MONOXCARB	196	248
DIOX CARB	1231	1381
ETILENO	217	229
ETANO	24	23
ACETILENO	24	27

% GASES DISUELTOS: 18.000

% GASES COMBUSTIBLES: 0.07236

20.31 : 0.1  
 READY



BOTTLE B  
 No. 5830A  
 NORM

RT	EXP RT	AREA	CAL #	AMT
1.16	1.16	1416	2	0.038
1.61	1.60	403100	1	96.831
2.17	2.17	144700	4	0.138
2.79	2.79	79700	3	0.062
6.97	7.02	935600	3	0.767
8.61	8.66	322400	6	0.127
9.73	9.78	32640	7	0.013
11.45	11.51	26520	8	0.015
14.17	14.30	62790	9	0.017

WF: 1.0000 E+ 0

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

ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITES AISLANTES

DATOS GENERALES

FECHA DE MUESTREO <u>5/07/83</u>	MUESTREADO POR <u>CDMA/GLB</u>
SUBSTACION <u>COAPA</u>	BANCO <u>221 C 30</u>
NUM DE SERIE DEL TRANSE <u>2467981</u>	MARCA <u>IEM</u>
TIPO DE ENFRIAMIENTO <u>EOA/EOA</u>	CAPACIDAD <u>60 MVA</u>
TEMP DEL ACEITE <u>35</u>	TEMP DEL DEVANADO <u>38</u>
SIST PRESERVACION <u>INTERTAIRE</u>	

ANALISIS DE C.G.

FECHA DE ANALISIS <u>8/07/83</u>	ANALIZADO POR <u>RMA</u>
JERINGA No. <u>6880</u>	FECHA PROX. MUESTREO _____
TEMP DEL ANALISIS <u>296°F</u>	CONT. TOTAL GASES (ml) <u>4.5</u>

METODO C.S.U.S.

REPORTE DE GASES EN	%	PPM (V/V)
HIDROGENO H <sub>2</sub>	<u>0.030</u>	<u>42</u>
NITROGENO N <sub>2</sub>	<u>98.831</u>	<u>140012</u>
OXIGENO O <sub>2</sub>	<u>-</u>	<u>-</u>
METANO CH <sub>4</sub>	<u>0.065</u>	<u>92</u>
MONOXIDO DE CARBONO CO	<u>0.138</u>	<u>196</u>
DIOXIDO DE CARBONO CO <sub>2</sub>	<u>0.767</u>	<u>1331</u>
ETILENO C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<u>0.127</u>	<u>217</u>
ETANO C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<u>0.013</u>	<u>24</u>
ACETILENO C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<u>0.015</u>	<u>24</u>
OTROS	<u>0.017</u>	<u>0</u>

% GASES DISUELTOS 18.00      % GASES COMBUSTIBLES 0.07236

METODO DOBLE ENGINEERING:

$$H_2 + CH_4 + CO_2 + CO + C_2H_4 + C_2H_6 + C_2H_2 = 42 + 92 + 1331 + 196 + 217 + 24 + 24 = 1926$$

1,000 ppm

DIAGNOSTICO CHISPORROTEO, SOBRECALENTAMIENTO, TOMAR TENDENCIA C/30 DIAS

---



---



---



---



---



---

**V. PRUEBAS ELECTRICAS**

- V.1 PRUEBA DE PUNTO DE ROCIO Y  
HUMEDAD RELATIVA**
- V.2 PRUEBAS A LOS AISLAMIENTOS**
- V.3 PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION**
- V.4 SECUENCIA DE FASES Y DESPLAZAMIENTO  
ANGULAR**
- V.5 PRUEBA A LOS BUSHINGS**
- V.6 PRUEBAS AL ACEITE**
- V.7 PRUEBAS DE ALARMAS**

## V. PRUEBAS ELECTRICAS

El hecho de que un transformador pase satisfactoriamente las pruebas eléctricas a que es sometido, nos permite suponer que éste fue diseñado y fabricado siguiendo los lineamientos técnicos que satisfacen las condiciones de trabajo a las que estará sujeto.

### V.1 PRUEBA DE PUNTO DE ROCIO Y HUMEDAD RELATIVA

#### V.1.1 PUNTO DE ROCIO

La temperatura de punto de rocío en una mezcla aire-vapor se define como la temperatura de saturación del vapor, correspondiente a la presión parcial de éste en la mezcla.

Es un análisis que se hace durante el proceso de secado ó antes, al nitrógeno a una presión de  $0.35 \text{ Kg/cm}^2$  ( $5 \text{ lb/pg}^2$ ), que ha reposado dentro del transformador por lo menos durante 24 horas, a fin de que este gas que tiene la particularidad de absorber humedad, se haya homogenizado en el interior del transformador, y poder determinar si el transformador está seco ó húmedo, a través del medidor de punto de rocío. La importancia de esta prueba es vital, pues es un recurso que se aprovecha para saber cuando un aislamiento ya está en condiciones, e iniciar su llenado de aceite, es decir si esta

prueba se realiza e interpreta correctamente, se podrán tener valores de factor de potencia y resistencia de aislamiento aceptables. Se recomienda hacer ésta prueba cuando al tanque del transformador no le haya dado los rayos del sol, con el fin de que la temperatura que se registre en el transformador y el medidor de punto de rocío, serán prácticamente iguales. Existen dos métodos para la medición de ésta prueba:

#### V.1.1.1 MEDIDOR DE PUNTO DE ROCIO, MARCA ALNOR

Consiste en hacer algunas pruebas variando la presión a que se comprime la mezcla hasta que se encuentre los puntos donde no --aparezca neblina y el último punto donde sí aparece, una vez obtenido éste valor promedio se toma en cuenta la temperatura indicada en el aparato y con éstos valores se entra a un calculador circular que forma parte del aparato y ahí se determina el punto de rocío (fig.- V.1).

#### V.1.1.2 HIGROMETRO, MARCA PANAMETRIC

Este medidor es 100% electrónico. Puede medir puntos de rocío en agua, gases y líquidos con el mismo bulbo de prueba. Tiene capacidad para seis terminales, lo que significa que se pueden efectuar las mismas pruebas simultáneamente en varios puntos conmutando los controles en forma adecuada.

Este equipo tiene apariencia y dimensiones de una televisión portátil (fig. V.2). Las mediciones las efectúa por medio de bulbos sensores los que se insertan en una camisa para su protección y se conectan eléctricamente a una terminal que sale del higrómetro, normalmente se usa con el bulbo sensor una funda que hace las veces de cámara por la que circulan los fluidos y de esta manera tener una medición constante. El bulbo puede también permanecer al aire libre o sumergirse en depósitos de líquidos abiertos. El elemento sensor de humedad del bulbo es de óxido de aluminio principalmente, pero -



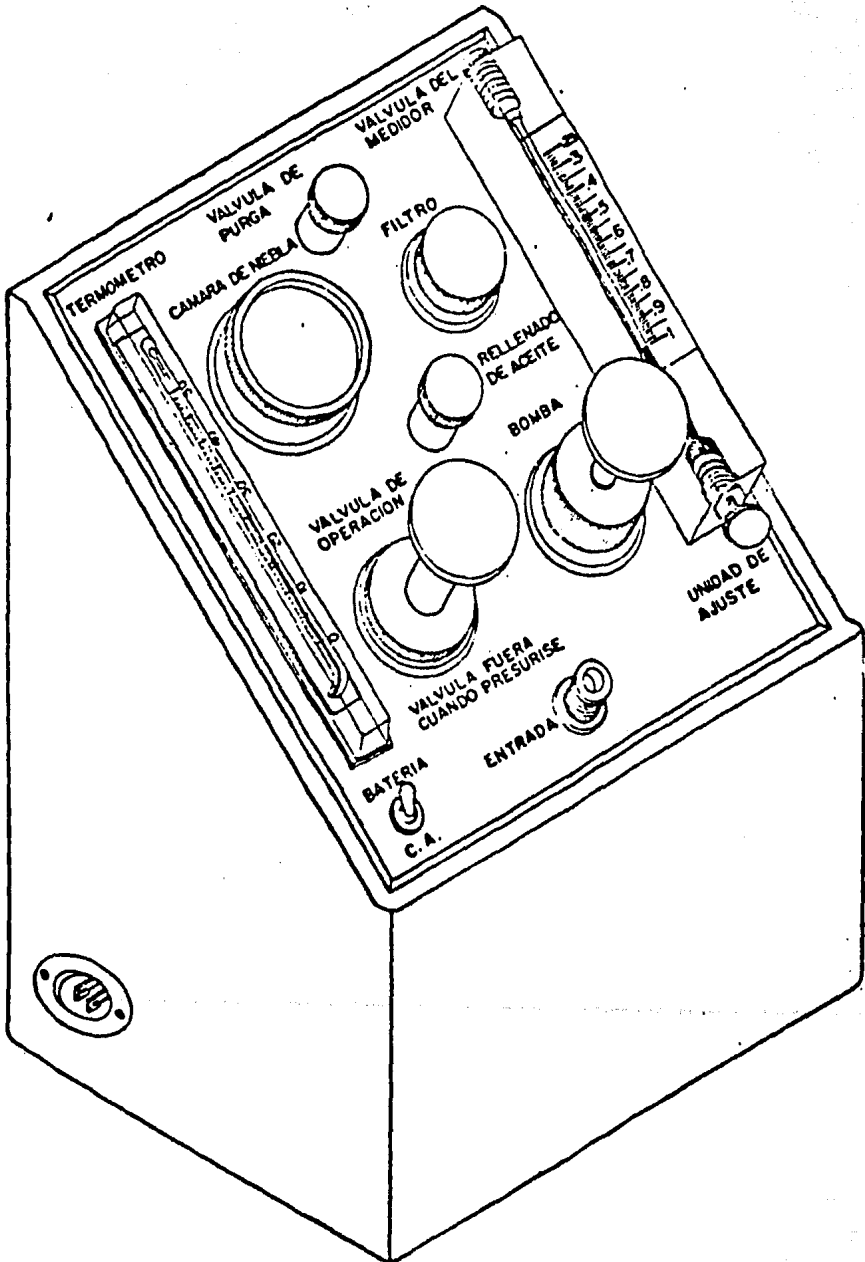


FIG. V.1 HIGROMETRO ALNOR

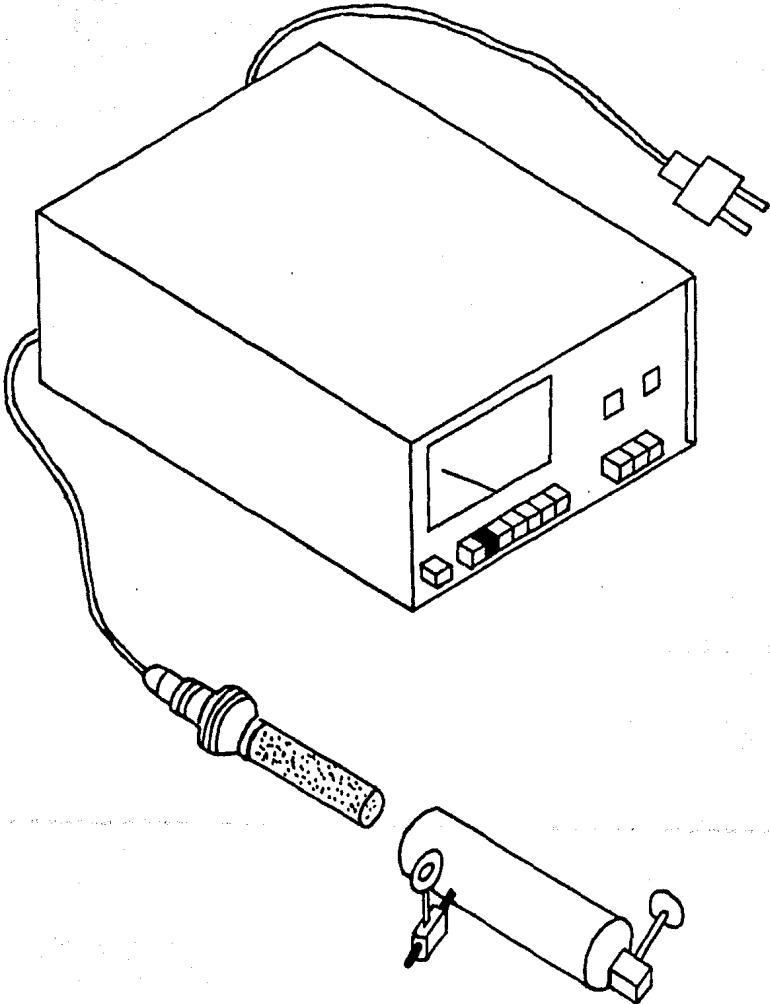


FIG. V.2 HIGROMETRO PANAMETRICS

debido a que también tiene una pequeña película de oro formando otro electrodo lo convierte en un capacitor de óxido de aluminio. La medición se lleva a cabo introduciendo el bulbo en el medio que se va medir y se obtiene una lectura en la carátula graduada del aparato, esta lectura se lleva a la gráfica propia del bulbo que se está utilizando (cada bulbo tiene su propia gráfica) y de ésta manera se determina el punto de rocío de la medición.

### V.1.2 HUMEDAD RELATIVA

La humedad relativa ó residual es la relación entre la presión del vapor de agua contenida en el aire y la presión del vapor saturante a la misma temperatura:

$$H.R = \frac{P_w}{P_s} \times 100, \text{ en donde :}$$

$P_w$  = Presión de vapor de agua para el punto de rocío del aire (mm Hg).

$P_s$  = Presión del vapor saturante a la temperatura ambiente (mm Hg).

Esta medición se puede obtener con ayuda de un sicrómetro de honda el cual consiste de dos termómetros (bulbo húmedo y bulbo seco); el sicrómetro se gira rápidamente en el aire durante medio minuto y se leen las lecturas en los dos termómetros. Estas lecturas se llevan a una carta psicrométrica (fig.V.3), en donde se obtiene la humedad relativa.

## V.2 PRUEBAS A LOS AISLAMIENTOS

### V.2.1 RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS

Los conductores con los cuales se devanan los transformadores deben estar perfectamente aislados para evitar que entren en contacto las espiras, las capas y las bobinas de alta y baja tensión entre sí, así como las bobinas y el núcleo (frecuentemente identificado -

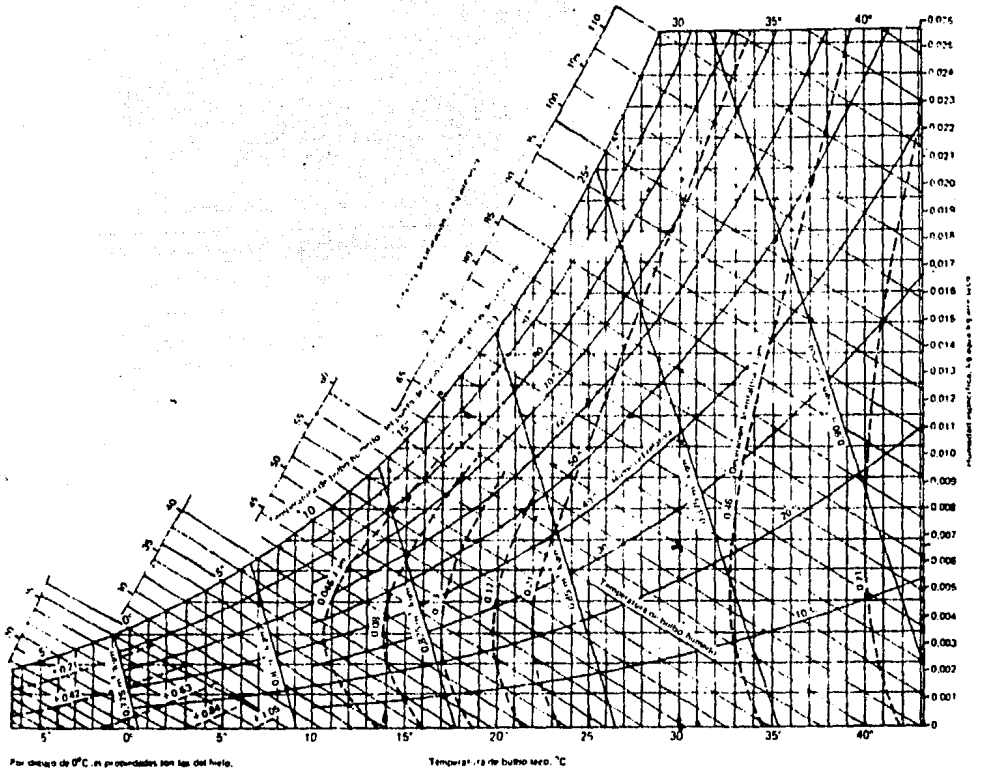


FIG.V.3 CARTA PSICROMETRICA

como tierra). Localidad y el estado de los aislamientos es la medición de su resistencia, cuyo valor debe ser del orden de cientos de megohms. Un valor bajo como resultado de la prueba indicaría posible humedad en los aislamientos, y una lectura de cero ohms indicaría un deterioro grande en algún punto del devanado, por donde se produce una fuga de corriente hacia otro elemento.

La resistencia de aislamiento puede definirse como la resistencia (en megohms) que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo; como referencia se utilizan los valores a los 30 seg., 1 min., y 10 min.

A la corriente resultante de la aplicación del voltaje de C. D. a un aislamiento, se le denomina corriente de aislamiento y consta de dos componentes principales:

a) La corriente que fluye dentro del aislamiento, compuesta de:

-Corriente capacitiva. Es una corriente de magnitud comparativamente alta y de corta duración que decrece rápidamente a un valor depreciable (generalmente en un tiempo máximo de 15 seg.) - conforme se carga el aislamiento, y es la responsable del bajo valor inicial de la resistencia de aislamiento.

-Corriente de absorción dieléctrica. La resistencia varía directamente proporcional con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo; cuando se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse. A la curva obtenida cuando se grafican valores de resistencia de aislamiento contra tiempo, se le denomina curva de absorción dieléctrica y su pendiente indica el grado relativo de secado o suciedad del aislamiento. Si el aislamiento está húmedo o sucio se alcanzará un valor estable en uno o dos minutos - después de haberse iniciado la prueba y se obtendrá una curva - con baja pendiente. Durante la prueba de absorción se toman las

lecturas en megohms cada 15 seg., durante el primer minuto y después cada minuto hasta que se estabiliza la lectura en el aparato de prueba, para con ellos trazar la curva respectiva.

-Corriente de conducción. Es la corriente que fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante y predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante.

- b) La corriente que fluye sobre la superficie del aislamiento y que se conoce como corriente de fuga. Esta corriente al igual que la de conducción, permanece constante y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones del aislamiento.

Como ya se explicó. la pendiente de la curva de absorción -- dieléctrica nos indica el grado de humedad o sequedad del aislamiento para lo cual se utiliza el índice de absorción y el índice de polarización, el primero está dado por la relación de los valores de 60 a 30 segundos y el segundo está dado por la relación de los valores de 10 a 1 minuto, o sea:

$$I_{AD} = \frac{\text{resist. a 60 seg.}}{\text{resist. a 30 seg.}}$$

$$I_p = \frac{\text{resist. a 10 min.}}{\text{resist. a 01 min.}}$$

En la tabla 2 se muestran los valores de los índices de polarización y de absorción que de acuerdo a la experiencia son utilizados para los transformadores de potencia.

CONDICIONES DE AISLAMIENTO	$I_{AD}$	$I_P$
PELIGROSO		menor de 1.0
MALO	menos de 1.1	menor de 1.5
DUDOSO	de 1.1 a 1.25	de 1.5 a 2.0
REGULAR	de 1.25 a 1.4	de 2.0 a 3.0
BUENO	de 1.40 a 1.6	de 3.0 a 4.0
EXCELENTE	más de 1.60	más de 4.0

TABLA 2. INDICES DE ABSORCION Y POLARIZACION

La resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura en la mayor parte de los materiales aislantes. Para comparar apropiadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento, es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura o convertir cada medición a una misma base. Esta conversión se efectúa con la siguiente ecuación:

$$R_c = K_t \times R_t, \text{ en donde:}$$

$R_c$  = Resistencia de aislamiento en megohms corregido a la temperatura base.

$K_t$  = Coeficiente de corrección por temperatura.

$R_t$  = Resistencia de aislamiento en megohms a la temperatura de prueba.

En la tabla 3, se muestran los coeficientes de corrección por temperatura para transformadores de potencia.

La medición de la resistencia de aislamiento es en sí misma una prueba de potencial y debe, por lo tanto, restringirse a valores apropiados que dependen de la tensión nominal de operación del equipo que se va a someter a la prueba y de las condiciones en que se encuentre su aislamiento. Si la tensión de prueba es alta, se puede provocar fatiga en el aislamiento. En la tabla 4 aparecen los -

valores de voltaje de prueba recomendados de acuerdo a la tensión nominal del equipo. Las lecturas de resistencia disminuyen normalmente al utilizar voltajes de prueba más altos; sin embargo para aislamiento en buenas condiciones y secos, se obtendrán valores muy similares para diferentes tensiones de prueba.

Si al aumentar el potencial de prueba se reducen significativamente los valores de resistencia de aislamiento, éste nos puede indicar que existen imperfecciones o fracturas en el aislamiento, - aún cuando la sola presencia de humedad con suciedad puede ocasionar este fenómeno.

TEMP. PROMEDIO °C.	FACTOR DE CORRECCION	TEMP. PROMEDIO °C	FACTOR DE CORRECCION
95	89.0	35	2.5
90	66.0	30	1.8
85	49.0	25	1.3
80	36.2	20	1.0
75	26.8	15	0.73
70	20.0	10	0.54
65	14.8	05	0.40
60	11.0	0	0.30
55	8.1	-05	0.22
50	6.0	-10	0.16
45	4.5	-15	0.12
40	3.3		

TABLA 3. FACTORES DE CORRECCION DE AISLAMIENTO POR TEMPERATURA

El método más usual para medir la resistencia de aislamiento de un transformador de potencia es haciendo uso del aparato de prueba denominada comúnmente como MEGGER, que es un aparato indicador de lectura directa y cuya escala está graduada en megohms. Su principio se basa en aplicar un determinado voltaje de prueba al aisla-



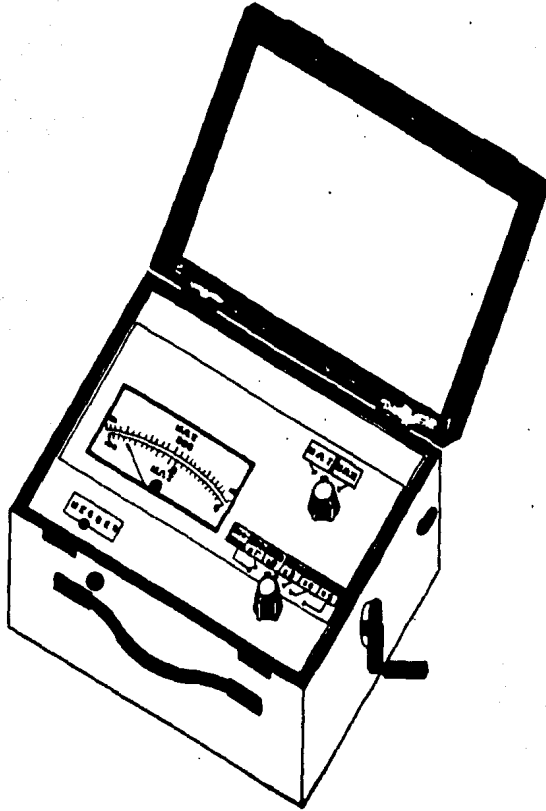
VOLTAJE DE C.D. DE PRUEBA	VOLTAJE NOMINAL DE C.A. DEL EQUIPO A PROBAR
100 y 250 Volts	Hasta 100 Volts
500 Volts	De 100 V en adelante
1000 Volts	De 400 V en adelante
2500 Volts	De 1000 V en adelante

TABLA 4. EFECTO DEL VOLTAJE

miento y medir la corriente que proporciona indicando la lectura en la escala del instrumento. La potencia para la medición la suministra un pequeño generador operado a mano o motorizado, siendo éste - último el de más aceptación debido a la uniformidad de tensión que se aplica en la prueba. (Fig.V.4).

El aparato consta de las siguientes partes:

- Un selector de escala con dos posiciones Megohms I (escala 0-100 - Megohms) y Megohms II (escala 10-50000 Megohms).
- Un selector de rango que es un interruptor giratorio de 6 pasos, - para dar voltajes de prueba de 500, 1000, 1500, 2000, y 2500 V., y una posición extra que se utiliza para la descarga; esta posición se usa para descargar cualquier voltaje presente sobre el circuito bajo prueba, después de la misma y antes de retirar las terminales correspondientes. Las escalas están marcadas para lecturas directas en el rango de 500 V, y los factores multiplicadores para el - resto de voltajes de prueba, se muestran en cada posición de la pe- rilla.
- Un tornillo de ajuste de infinito que está localizado en el frente de la caja, abajo del nivel de la placa superior.
- Tres terminales de prueba localizados en el lado opuesto a la pa- lanca de operación manual, las cuales están marcadas con L, GUARD y E.



### MEGGER

FIG. V.4. MEGGER

- Un generador y un motor de C.A., que se encuentran localizados en un compartimiento separado dentro de la caja. El motor está directamente acoplado al generador por medio de un embrague.
- Un tablero principal con un interruptor de tres posiciones que son Fuera, Dentro y Arranque, con resorte restablecedor en la posición de Arranque, una clavija para la alimentación de corriente, una lámpara indicadora para cuando el instrumento está conectado y un fusible de rango adecuado.

Las consideraciones más importantes para hacer esta prueba son:

- El transformador debe estar a una temperatura cercana al ambiente (25 °C), y limpiar las partes aislantes exteriores como las porcelanas de las boquillas.
- El equipo a probar debe estar totalmente desenergizado y el tanque conectado a tierra, pero se deberán desconectar todas sus boquillas terminales de cualquier circuito exterior, incluyendo la conexión a tierra en el caso de devanados en estrella con neutro aterrizado.
- Se debe tener el tanque con aceite a su nivel, si las pruebas se hacen teniendo sus devanados en aire, los valores de resistencia de aislamiento resultan mayores que los obtenidos en aceite, por lo que conducirían a conclusiones erróneas. Nunca debe hacerse esta prueba con el transformador bajo vacío o sin aceite, porque se reducen los niveles de flameo y se pueden tener arcos a tierra.
- Cuando se realicen las pruebas de absorción en los transformadores, antes de desconectar los cables de prueba, pasar la perilla selectora de rango a descarga y esperar 1 minuto como mínimo para drenar cualquier carga en el aislamiento.

El procedimiento para efectuar las pruebas de resistencia de aislamiento a transformadores de potencia es:

a) Resistencia de aislamiento del devanado de alta tensión contra el devanado de baja tensión (H/X).

-Conectar en corto circuito los devanados de alta tensión, así como los de baja tensión. Conectar el devanado de A.T. al borne L del aparato y el devanado de B.T. al borne E empleando las puntas de prueba correspondientes, tal como se indica en la fig. V.5. -- Preparar el cronómetro, accionar el motor por medio de su switch de arranque, tomar lecturas cada 15 segundos, durante el primer minuto, después cada minuto hasta que se estabilice la aguja del aparato (de 10 a 15 minutos). Tomar la temperatura a la cual se está efectuando la prueba.

b) Resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja más tierra (H/X+T).

-Conectar en corto circuito los devanados de A.T., así como los de B.T.; incluyendo en esta prueba la conexión de la tierra al devanado de B.T. Conectar el devanado de A.T., al borne L del aparato y el de B.T., al borne E, empleando las puntas de prueba correspondientes, tal como se indica en la fig.V.6. Proceder la prueba como en el punto anterior y anotar los resultados correspondientes.

c) Resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión más tierra. (X/H+T).

- Conectar en corto circuito los devanados de A.T., así como los de B.T.,; incluyendo en esta prueba la conexión de la tierra al devanado de A.T. Conectar el devanado de B.T., al borne L del aparato, y el devanado de A.T. al borne E empleando las puntas de prueba correspondientes, tal como se indica en la fig.V.7. Proceder a la prueba como en el punto anterior y anotar los resultados obtenidos.

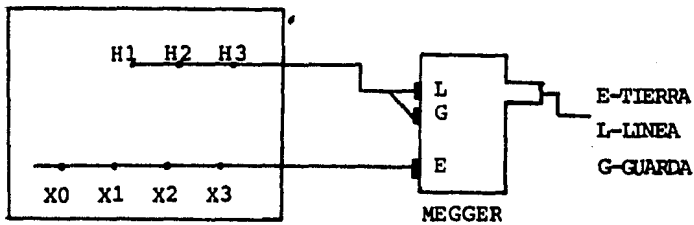


FIG. V.5 (H/X)

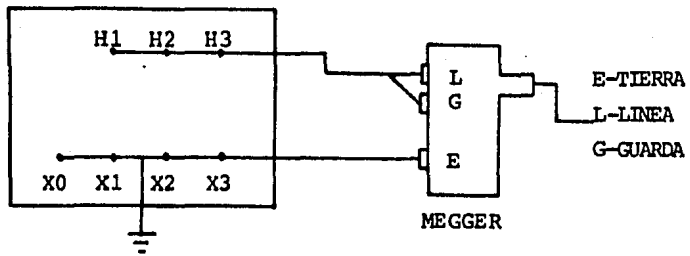


FIG. V.6 (H/X+T)

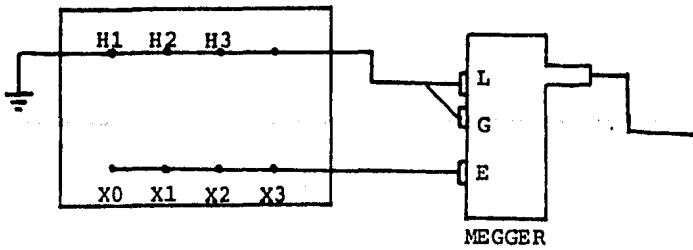


FIG. V.7 (X/H+T)

Cuando el aislamiento está húmedo, deteriorado o sucio, la corriente de fuga será grande en relación con la de absorción y esto resultará en que la aguja del aparato se moverá rápidamente a un valor donde comienza a amortiguarse el movimiento, tendiendo a estabilizarse de tal forma que se obtiene una diferencia muy pequeña en las lecturas, lo que indica la sospecha de humedad o partículas extrañas. Por otro lado, si el aislamiento se encuentra en buenas condiciones, la corriente de fuga será pequeña en relación con la de absorción dieléctrica y ésta tendrá un efecto pronunciado mientras fluye. Por lo que si el aislamiento está seco la absorción dieléctrica es grande al principio y gradualmente decae a medida que el aislamiento alcanza su estado final de carga.

#### V.2.2 PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO

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

Al aplicar un voltaje de C.D., a un aislamiento, aparece una corriente compuesta de otras tres que son: corriente capacitiva ( $I_c$ ), corriente de absorción dieléctrica ( $I_a$ ) y corriente de conducción -- ( $I_r$ ). Cuando el dieléctrico se somete a una tensión continua, la corriente disminuye con el tiempo, hasta alcanzar un valor constante -- correspondiente a la corriente de fuga. Para la prueba de factor de potencia el aislamiento se somete a una tensión alterna, por lo que, las tres corrientes que determinan el valor total de corriente quedan establecidas durante todo el tiempo que el dieléctrico está bajo la acción de la tensión alterna y resulta:

$$I = I_c + I_a + I_r$$

De acuerdo a lo anterior un dieléctrico se representa por medio del siguiente circuito mostrado en la fig. V.8 (a)

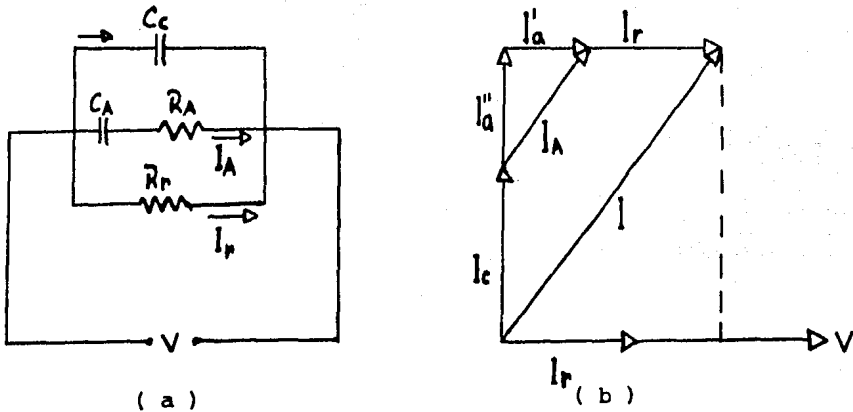


FIG.V.8 DIAGRAMA DE CORRIENTES EN UN DIELECTRICO

La corriente de absorción ( $I_a$ ), tiene dos componentes una activa ( $I'_a$ ) y otra capacitiva ( $I''_a$ ) y el diagrama vectorial resultante es el de la fig. V.8 (b). Este diagrama vectorial también se conoce como diagrama vectorial de pérdidas en los dieléctricos bajo la acción de C.A., y es la representación más exacta, pero su aplicación resulta laboriosa por lo que para fines prácticos se emplea un diagrama vectorial de pérdidas más simplificado. En la fig.V.9 (a) se muestran el circuito eléctrico y el diagrama vectorial simplificados. El ángulo se conoce como ángulo de pérdidas y a la tangente de este ángulo como factor de disipación. Del diagrama de la fig.V.9 (b) se obtiene el factor de disipación y el factor de potencia:

$$\text{Factor de disipación} = D = \tan \delta = \frac{I_a}{I_c}$$

$$\text{Factor de potencia} = \cos \theta = \frac{I'_a}{I}$$

Y la relación existente entre los dos factores se puede obtener con:

$$\cos \theta = \frac{D}{\sqrt{D^2 + 1}} \quad \text{y} \quad D = \frac{\cos \theta}{\sqrt{1 - \cos^2 \theta}}$$

Para la determinación del factor de potencia de aislamiento se emplea, por su gran precisión, el llamado puente de pérdidas, fabricado por la compañía Doble Engineering Co., en sus tipos MEU con aplicación de 2500 volts máximos en la prueba y MH para pruebas con 10000 volts máximos. La fig.V.10 muestra el probador tipo MEU.

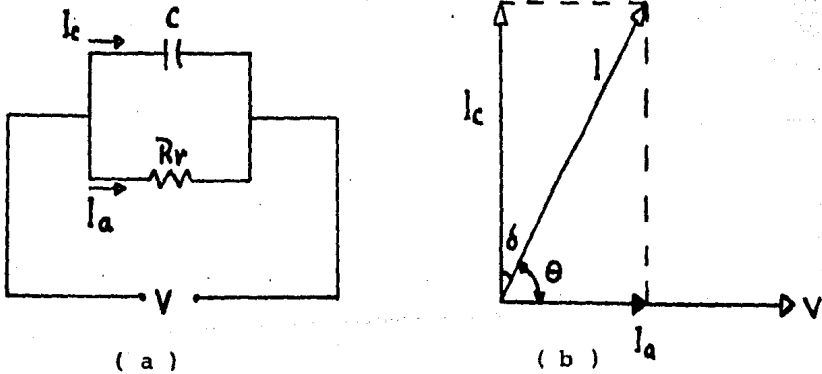


FIG.V.9. DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE CORRIENTES EN UN DIELECTRICO



## PARTES PRINCIPALES DEL MEU

1. VOLTMETRO
2. INDICADOR DE mVA Y mW
3. PERILLA PARA AJUSTE DE MEDICION (METER ADJ.)
4. L.V. SWITCH (GROUND, GUARD Y UST)
5. PERILLA DE POLARIDAD
6. REV. SWITCH PARA COMPROBACION DE LECTURAS (DIRECTA-FUERA-INVERSA)
7. AJUSTE DE MILIWATTS (mW ADJ.)
8. PERILLA PARA RANGOS DE mW (MILI-WATTS)
9. PERILLA PARA RANGOS DE mVA (MILI-VOLTAMPERES)
10. PERILLA PARA RANGOS DE MEDIDA (HIGH, MED Y LOW)
11. SWITCH DE ENCENDIDO (ON-OFF)
12. PERILLA PARA RANGOS DE VOLTAJE
13. SWITCH SELECTOR (mVA, CHECAR Y mW)
14. FOCOS PILOTO VERDE Y ROJO
15. ENTRADA PARA CABLE DE PRUEBA DE ALTA TENSION
16. ENTRADA PARA CABLE DE PRUEBA, GUARDA O BAJO VOLTAJE
17. SWITCH DE SEGURIDAD
18. ENTRADA PARA CONECTOR, SWITCH DE SEGURIDAD
19. CLAVIJA PARA ALIMENTACION DE C.A.
20. FUSIBLES DE PROTECCION
21. PUNTO PARA CONEXION A TIERRA DEL APARATO

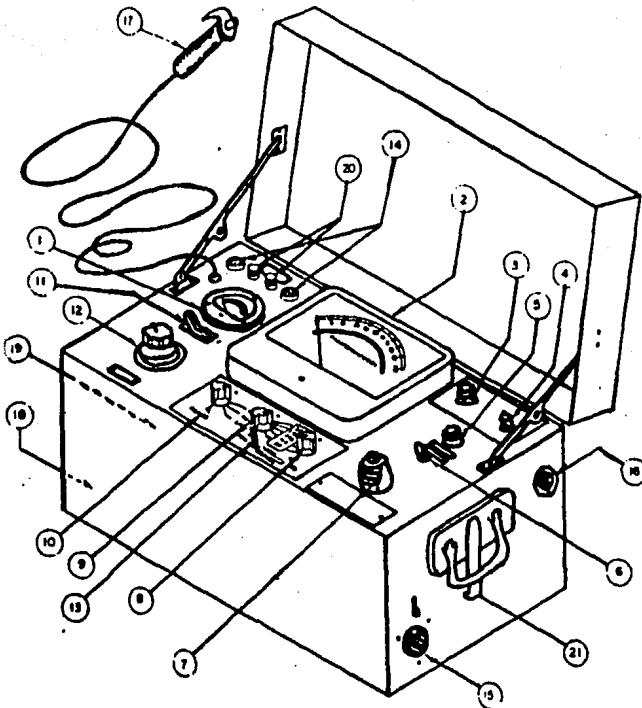


FIG. V.10 MEU

Este instrumento es alimentado con una fuente de 110 volts a 60 ciclos, y se toman lecturas directas de miliwatts (mW) y milivoltamperes (mVA), con estas mediciones se calcula el factor de potencia expresado en un porciento de acuerdo a la siguiente expresi3n:

$$\% \text{ Factor de Potencia} = \frac{\text{miliwatts}}{\text{milivoltamperes}} \times 100$$

Con este instrumento se pueden seleccionar 3 diferentes mediciones del Factor de Potencia (F.P.) de un aislamiento, por medio de la perilla selectora LV switch (4) y son: GROUND, GUARD y UST. Para hacer un an3lisis de cada una de estas mediciones, nos referimos a -

la fig.V.11 donde se representa el instrumento conectado a dos conductores aislados entre sí y del tanque que los contiene. Al energizarse el conductor H, por medio del cable de prueba de A.T., se producen las corrientes de fuga hacia el conductor L y hacia el tanque el cual está aterrizado. Para cerrar el circuito, las corrientes fugadas al conductor L, se conducen al aparato por el cable de guarda y las de tierra regresan por la conexión correspondiente del instrumento. Según la posición de la perilla, el circuito selector se modifica para permitir que una u otra corriente, o ambas sean detectadas por el circuito de medición, lo que se puede observar en los diagramas simplificados de la fig.V.12.

En GROUND (tierra) se mide la suma del total de las corrientes que se derivan por el cable de guarda y por tierra es decir,  $G+T$ . La resistencia de rango (R) limita a un valor despreciable la corriente que no pasa por el circuito de medición. Mide  $C_{HL}+C_H$ .

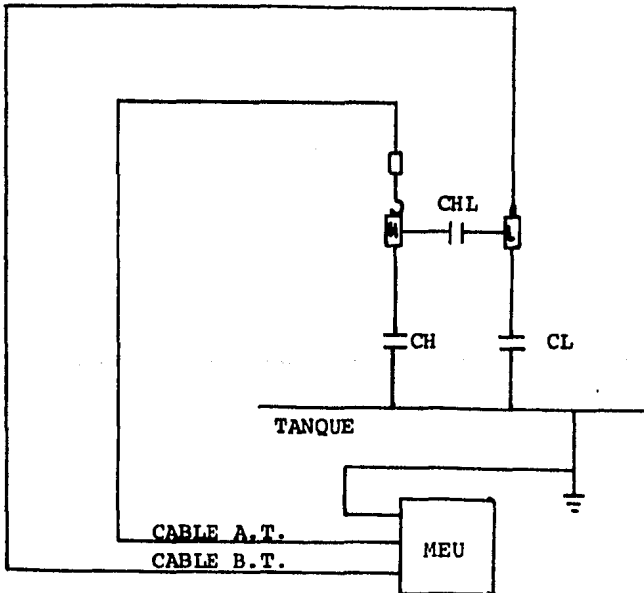


FIG.V.11. CONEXION TIPICA DEL MEU

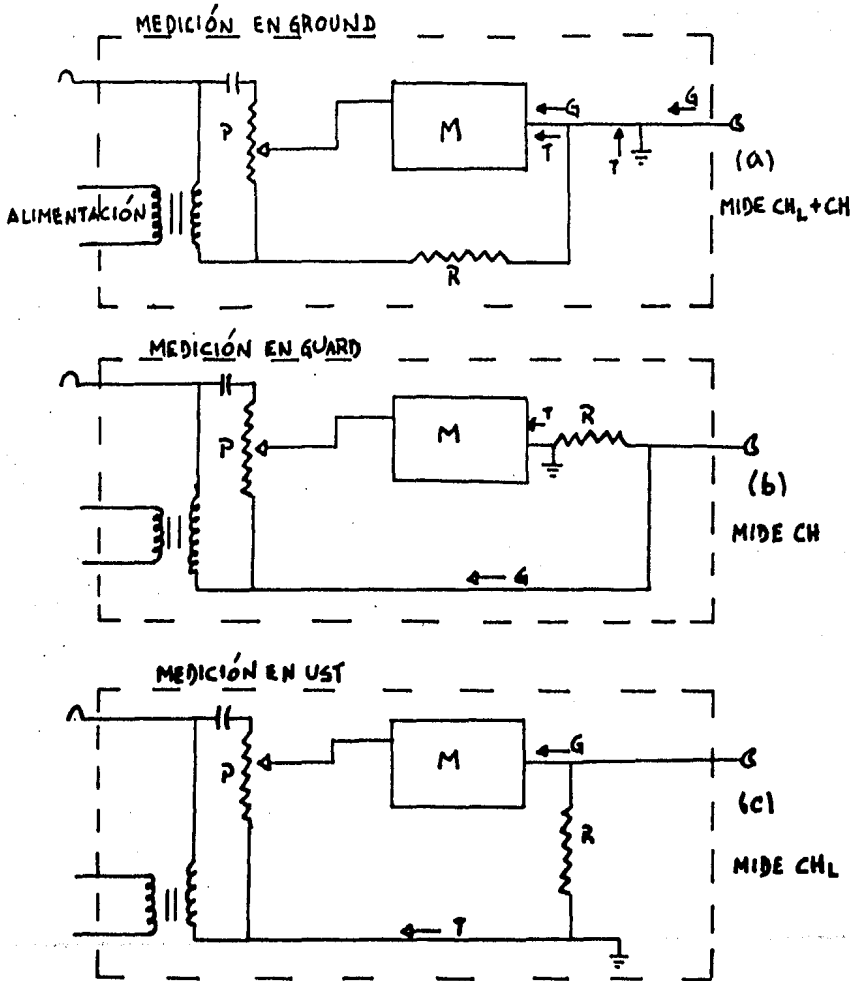


FIG.V.12. MEDICIONES DEL MEU

En GUARD (guarda), la corriente del cable de guarda es discriminada al derivarse sin pasar por el circuito de medición y sólamen-te es medida la corriente que regresa al aparato por su conexión a - tierra. Mide  $C_H$ .

En UST (unground-specimen-test, que significa prueba de mues-tra sin conexión a tierra), se mide solamente la corriente que regre-sa al aparato por el cable de guarda, y queda derivada sin pasar por el circuito de medición la corriente que regresa por tierra. Mide -  $C_{HL}$ .

El método de factor de potencia es muy recomendable para detec-tar humedad y otras contaminaciones que producen pérdidas en los de-vanados de los transformadores. 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, experimentalmente se ha compro-badado que esta prueba es más confiable que la de resistencia de aisla-miento. Las precauciones que se deben tomar, antes de la prueba son:

- La prueba debe realizarse con el transformador totalmente desconec-tado, tanto por alta como por baja tensión.
- Desconectar los neutros de tierra en cada devanado.
- Colocar en corto circuito cada devanado en sus boquillas terminales (A.T. y B.T.).
- Dejar a tierra el tanque del transformador.

Hay que recordar que en cada lectura se debe tomar la tempera-tura, a la cual se realiza la prueba, y corregir los valores a la -- temperatura de 20°C, para ello se utiliza la tabla 5, que nos propor-ciona los factores de corrección de factor de potencia por temperatu-ra.

La interpretación de los resultados es la de la manera sig:

% F.P. a 20° C

CONDICION DEL AISLAMIENTO

0.5 a 1.0	Excelente
1.0 a 2.0	Bueno
2.0 a 3.0	Deficiente
Más de 3.0	Peligroso

### V.3 PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

La relación de transformación puede definirse en función de las características de construcción o en función de las variables de operación. En función de las características de construcción es la razón del número de vueltas del devanado de A.T., al número de vueltas del devanado de B.T.

$$a = \frac{N_{AT}}{N_{BT}}$$

Desde el punto de vista de pruebas para puesta en servicio, la segunda definición es la que nos interesa. En esta definición se incluye la necesidad de que el transformador se excite en vacío, es decir sin carga, puesto que si existieran corrientes en los devanados, las tensiones que se medirían no serían iguales a las fuerzas electromotrices inducidas, debido a que se producirían caídas de voltaje en las resistencias y reactancias de dispersión.

Para esta prueba se utiliza un equipo de prueba de relación de espiras en transformadores, comúnmente conocido con las siglas -- TTR (transformer turn-ratio). Fig. V.13 El TTR es un equipo portátil para medición de relación de espiras en transformadores. Opera bajo el principio de que cuando dos transformadores tienen nominalmente la misma relación de vueltas y son conectados y excitados en paralelo, una pequeña diferencia en su relación de espiras causa corrientes circulantes relativamente elevadas. El equipo consiste esencialmente de un transformador de referencia con selectores para ajustar

TEMPERATURA DE PRUEBA		TRANSF. CON ASKAREL	TRANSF. CON ACEITE Y CON SERV. DE AIRE	TRANSF. CON ACEITE, SE- LLADOS
°C	°F			
0	32.0		1.56	1.57
5	41.0		1.46	1.41
10	50.0		1.39	1.25
12	53.6		1.31	1.19
14	57.2		1.24	1.14
15	59.0		1.20	1.11
16	60.8		1.16	1.09
18	64.4		1.08	1.05
20	68.0	1.00	1.00	1.00
22	71.6	0.90	0.91	0.96
24	75.2	0.81	0.83	0.92
25	77.0	0.76	0.79	0.90
26	78.8	0.72	0.76	0.88
28	82.4	0.64	0.70	0.84
30	86.0	0.56	0.63	0.80
32	89.6	0.51	0.58	0.76
34	93.2	0.46	0.53	0.73
35	95.0	0.44	0.51	0.71
36	96.8	0.42	0.49	0.70
38	100.4	0.39	0.45	0.67
40	104.0	0.35	0.42	0.65
42	107.6	0.33	0.38	0.62
44	111.2	0.30	0.36	0.59
45	113.0	0.29	0.34	0.57
46	114.8	0.28	0.33	0.56
48	118.4	0.26	0.30	0.54
50	122.0	0.24	0.28	0.51
52	125.6	0.22	0.26	0.49
54	129.2	0.21	0.23	0.47
56	132.8	0.19	0.21	0.45
58	136.4	0.18	0.19	0.43
60	140.0	0.16	0.17	0.41
64	147.2	0.14	0.15	0.38
68	154.4	0.13	0.13	0.35
70	158.0	0.12	0.12	0.33
74	165.2	0.11	0.11	0.31
76	168.8	0.10	0.10	0.30
78	172.4	0.09	0.09	0.28
80	176.0	0.09	0.09	0.27

TABLA 5. FACTORES DE CORRECCION DE FACTOR DE POTENCIA POR TEMPERATURA

su relación de espiras en un rango amplio (desde 0.01 hasta 122.22), una fuente de C.A., un detector de cero y unas terminales de prueba. Todo ésto está contenido en una caja portátil y no requiere equipo auxiliar.

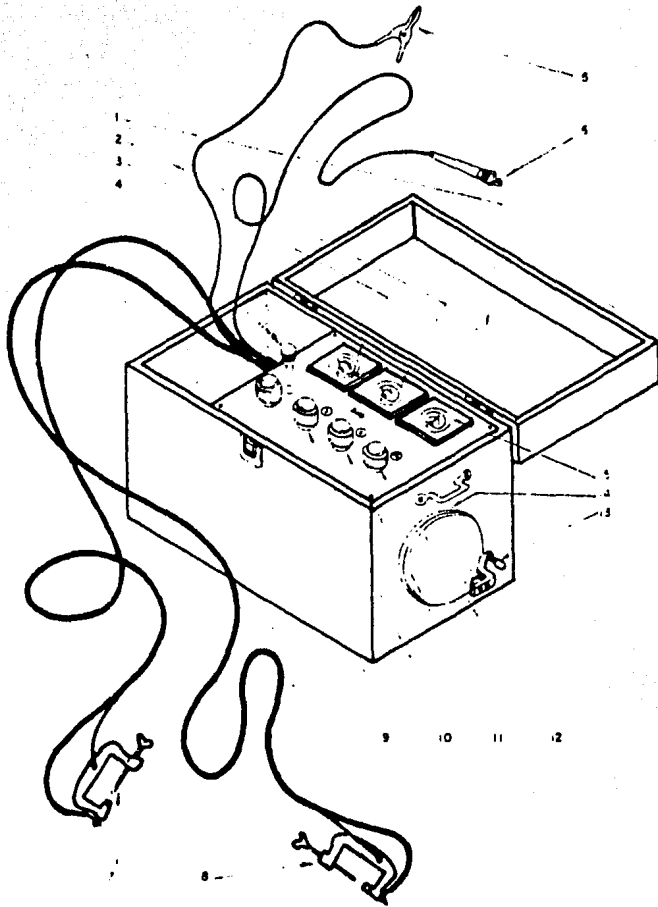
El principio de operación está mostrado en la fig.V.14. Un transformador de referencia es conectado en paralelo con el transformador bajo prueba, y ambos son excitados (durante unos pocos segundos), por un alternador que funciona por medio de una manivela. Moviendo los selectores, el transformador de referencia es ajustado en su relación hasta hacerla igual que el transformador bajo prueba. Cuando las relaciones han sido ajustadas, no habrá corrientes circulantes por lo que el galvanómetro indicará cero. Los selectores están marcados directamente en relación de vueltas y los resultados tienen una exactitud de 0.001. En la condición de balance (corriente circulante cero), no hay carga secundaria en cualquiera de los dos transformadores; pero al ocurrir un desbalance el galvanómetro indicará la dirección de éste ya que es sensible únicamente a la componente de voltaje inducido. Una pequeña y breve excitación de aproximadamente 8 volts es suministrada por el alternador de manivela el cual tiene las ventajas de no depender de una fuente externa de suministro y de manejarse con seguridad.

La prueba de relación de transformación para transformadores trifásicos se efectúa para cada fase, conectando los instrumentos de prueba a dos terminales de alta y dos de baja tensión correspondientes a la fase en prueba. No es necesario desconectar los circuitos delta o estrella que el transformador tiene en su interior, sin embargo, la identificación de terminales es importante para garantizar que la prueba se está llevando a cabo entre devanados de la misma fase. Las normas establecen que en los casos delta-delta y estrella-estrella, la de baja tensión debe en fase con la A.T., y en los casos estrellas-delta y delta-estrella, la baja tensión debe estar 30 grados atrás de la A.T., que son los cuatro casos mostrados en la fig.V.15. Igualmente, el orden en que se identifican las terminales en los dia



gramas, así como la disposición física de las boquillas en el tanque del transformador está definido por las mismas normas.

1. PLACA DE INDICACIONES
2. VOLTMETRO
3. AMPERMETRO
4. TERMINAL DE TIERRA
5. CAIMAN ROJO (Cr). PUNTAS SECUNDARIAS
6. CAIMAN NEGRO (Cn). PUNTAS SECUNDARIAS
7. PRENSA ROJA (Pr). PUNTAS DE EXCITACION
8. PRENSA NEGRA (Pn). PUNTAS DE EXCITACION
9. CONMUTADOR "S1"
10. CONMUTADOR "S2"
11. CONMUTADOR "S3"
12. POTENCIOMETRO "R4"
13. MANIVELA DE GENERADOR
14. CAMPANA DE MANIVELA
15. DETECTOR "D"



ALGUNAS PARTES VISIBLES Y SU LOCALIZACION DEL (TTR).

FIG. V.13 TTR

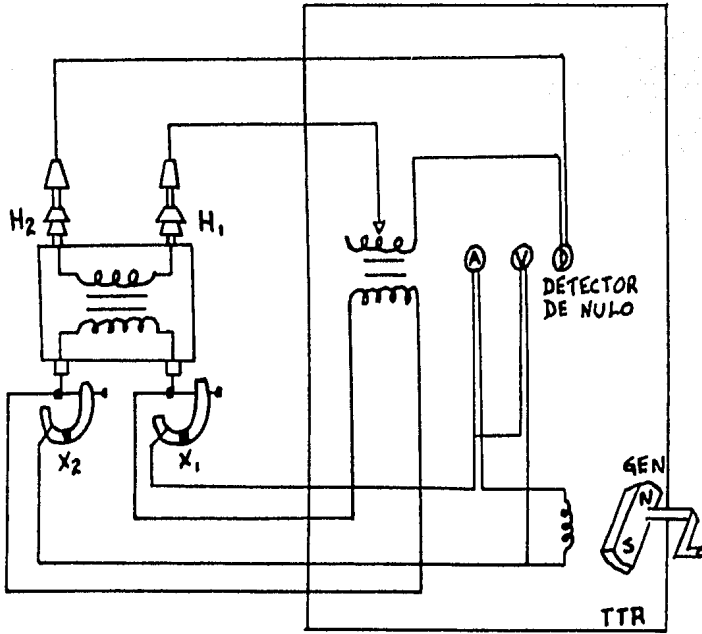


FIG.V.14. DIAGRAMA ESQUEMATICO PARA EL TTR

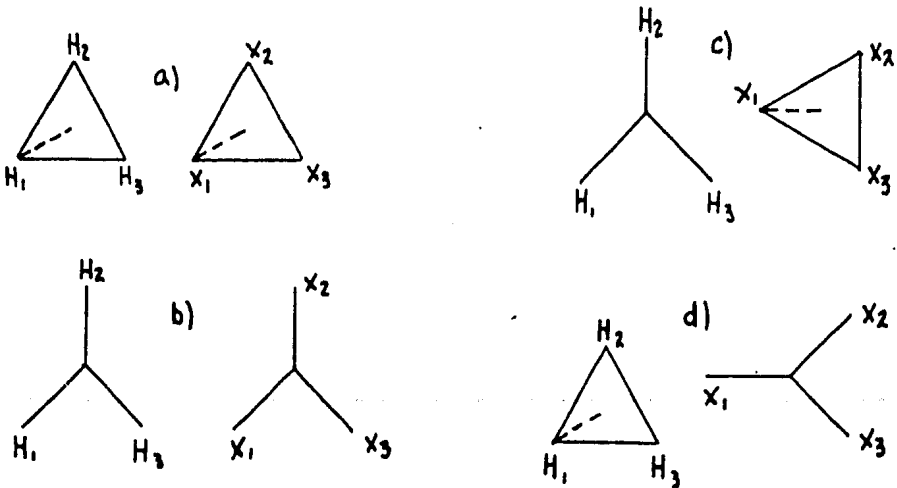


FIG.V.15. DIAGRAMAS DE FASORES PARA LA INTERCONEXION DE DEVANADOS EN TRANSFORMADORES TRIFASICOS

Teniendo a la vista el diagrama de conexiones resulta sumamente sencillo identificar las terminales en las cuales se llevará a cabo la prueba de relación de transformación. En los diagramas de conexiones de transformadores trifásicos, los fasores de alta tensión y baja tensión correspondientes a una misma fase son paralelos, y los extremos de misma posición relativa son de misma polaridad. Aplicando esta regla, se puede identificar las terminales de prueba en la fig.V.16, en donde  $H_0$  y  $X_0$  corresponden a los neutros de alta y baja tensión respectivamente, y las terminales de mismo subíndice tienen misma polaridad. La prueba de relación de transformación se efectúa para cada una de las tres fases, eligiendo sucesivamente los tres pares de terminales mostrados en cada renglón de la fig.V.16.

CONEXION	DIAGRAMA VECTORIAL A.T. B.T.	FASE	RELACION MEDIDA	CONEXION DEL (TTR)				CORTO CIRCUITO	DEF. ANG.	
				Cr	Cn	Pr	Pn			
ESTRELLA ESTRELLA		A	$H_1 H_0 / X_1 X_0$	$H_1$	$H_0$	$X_1$	$X_0$		$0^\circ$	
		B	$H_2 H_0 / X_2 X_0$	$H_2$	$H_0$	$X_2$	$X_0$			
		C	$H_3 H_0 / X_3 X_0$	$H_3$	$H_0$	$X_3$	$X_0$			
DELTA DELTA		A	$H_1 H_2 / X_1 X_2$	$H_1$	$H_2$	$X_1$	$X_2$		$0^\circ$	
		B	$H_2 H_3 / X_2 X_3$	$H_2$	$H_3$	$X_2$	$X_3$			
		C	$H_3 H_1 / X_3 X_1$	$H_3$	$H_1$	$X_3$	$X_1$			
DELTA ESTRELLA		A	$H_1 H_2 / X_1 H_0$	$H_1$	$H_2$	$X_1$	$X_0$		$30^\circ$	
		B	$H_2 H_3 / X_2 H_0$	$H_2$	$H_3$	$X_2$	$X_0$			
		C	$H_3 H_1 / X_3 H_0$	$H_3$	$H_1$	$X_3$	$X_0$			
DELTA ESTRELLA		A	$H_1 H_0 / X_1 X_2$	$H_1$	$H_0$	$X_1$	$X_2$	$H_1 H_0$	$30^\circ$	
		B	$H_2 H_0 / X_2 X_3$	$H_2$	$H_0$	$X_2$	$X_3$			$H_1 H_0$
		C	$H_3 H_0 / X_3 X_1$	$H_3$	$H_0$	$X_3$	$X_1$			$H_1 H_0$

NOTA: LA ESTRELLA CON NEUTRO INACCESIBLE.

### CONEXIONES DEL TTR PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS

FIG.V.16 CONEXIONES DEL TTR PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS

Si durante la medición no es posible el balanceo del detector, tampoco será posible registrar lectura correspondiente a la relación de espiras del transformador bajo prueba, ello puede deberse a un corto circuito en los devanados o bien a algún devanado abierto. -- Ahora, si en la medición la corriente de excitación se manifiesta -- normal, así como el voltaje de prueba pero la aguja del detector de cero no manifiesta deflexión, entonces se trata de un circuito abierto en los devanados del transformador bajo prueba.

Por otra parte cuando se trate de corto circuito, se observará que el transformador en cuestión toma bastante corriente de excitación, lo cual se manifiesta en el ampérmetro del aparato; debido a ésto, el voltaje de prueba, baja considerablemente e incluso llega a alcanzar el valor de cero, además la manivela del generador de voltaje de prueba presenta excesiva resistencia a girar. Sin embargo, en ocasiones aún teniendo un devanado en corto circuito sí se logra el balanceo y se obtiene lectura.

En general los valores de relación de espiras medidas con el TTR deben encontrarse dentro de un rango de  $\pm 0.05\%$  respecto a la relación de placa del transformador para considerar que éste se encuentra en buenas condiciones, sin embargo en algunos casos se han encontrado valores dentro del  $1\%$ , sin que ésto sea indicación de que la unidad está dañada. Una vez que se obtuvieron los resultados de prueba y se observa que éstos exceden el  $0.5\%$  de error permitido para -- considerarlo en buen estado, se tiene que dictaminar cual de las dos bobinas es la que se encuentra en corto circuito; para lo cual se sigue la siguiente regla:

- Si la relación medida es menor a la de placa, el corto circuito se tiene localizado en la bobina de alta tensión.
- Si la relación es mayor a la de placa, el corto circuito se tiene -- localizado en la bobina de baja tensión.

Esto se debe a que al presentarse un corto circuito entre es-

piras éstas se ven anuladas, lo cual representa una disminución de -  
 espiras trabajando, lo que ocasiona la alteración del resultado; to-  
 do lo anterior se puede comprobar aritméticamente al utilizar la fór  
 mula de relación de transformación:

$$a = \frac{N_{AT}}{N_{BT}}$$

- Si  $N_{AT}$  disminuye por tener espiras en cortocircuito, el resultado -  
 de la relación disminuirá, lo que demuestra que el devanado de alta  
 tensión es el dañado.
- Si  $N_{BT}$  disminuye por tener espiras en corto circuito, el resultado  
 de la relación aumente, lo que demuestra que el devanado de baja --  
 tensión es el dañado.

#### V.4 SECUENCIA DE FASES Y DESPLAZAMIENTO ANGULAR

En los transformadores monofásicos es factible identificar en  
 tre sus cuatro terminales (dos de alta y dos de baja tensión), dos -  
 de ellas que corresponden a la misma polaridad; en cambio en transform  
 madores trifásicos que tienen de seis a ocho terminales según el ti-  
 po de conexiones, resulta bastante confuso identificar pares de ter-  
 minales de misma polaridad instantánea, por lo que en este caso se -  
 recurre al concepto de secuencia de fases. Por tanto, se puede con-  
 cluir que el concepto de polaridad se asocia a los transformadores -  
 monofásicos y el de secuencia de fases a los transformadores trifásico  
 cos.

Un sistema trifásico de voltaje es un conjunto de tres tension  
 nes alternas de misma magnitud y frecuencia, defasadas entre sí 120°. Esto implica que un determinado valor instantáneo de voltaje no apa-  
 rece simultáneamente en las tres líneas, o sea que se presenta primem  
 ramente en una línea, un tiempo  $t=1/3 (T)$ , aparece en la segunda lí-  
 nea, y otro tiempo  $t=2/3 (T)$ , aparece en la tercera (T es el período  
 de la onda alterna.

La secuencia de fases es el orden en que aparece en las líneas de un determinado valor instantánea de voltaje, por ejemplo el valor máximo de la onda. Si se identifican las líneas con los nombres A, B y C, la secuencia ABC significa que el valor máximo de voltaje aparece primeramente en la línea A, en seguida en la línea B y por último en la línea C y así se repite constantemente con la rapidez de la frecuencia del sistema. Si se conectan los devanados de A.T., del transformador en prueba a las líneas trifásicas, de tal manera que se le aplique la secuencia  $H_1 - H_2 - H_3$ , en el lado de B.T., se inducirán voltajes con una determinada secuencia. Si esta secuencia es  $X_1 - X_2 - X_3$ , se dice que el transformador tiene secuencia normal. Para averiguar la secuencia de un sistema trifásico existen varios tipos de secuencímetros.

El instrumento más común es el secuencímetro indicador el cual trabaja con el principio del motor de inducción. Sus tres conexiones están identificadas en orden, y cuando la secuencia del sistema al que se conecta tiene ése mismo orden, se observa que el indicador de carátula gira en sentido positivo según indicaciones de la misma carátula.

Para verificar el diagrama fasorial, se aplica al lado de A.T. un sistema trifásico de voltajes, de un valor adecuado para tomar lecturas con un voltmetro, interconectando a la vez una terminal de A.T., con una de B.T., generalmente  $H_1$  con  $X_1$  como lo indica la fig.V.17, para los diferentes casos de diagramas. Se toman las lecturas indicadas en la columna derecha de las mismas tablas y se verifican las relaciones de tensión que ahí mismo aparecen. Si las relaciones se cumplen queda verificado el diagrama supuesto. Por último, para obtener el desplazamiento angular, se observa que en todos los diagramas aparece un fasor de A.T.,  $H_0 - H_1$  y uno de B.T.,  $X_0 - X_1$ . (En el caso de conexiones en delta se supone un neutro virtual y el fasor con línea punteada). Si a un lado del diagrama de conexiones se transportan los fasores  $H_0 - H_1$  y  $X_0 - X_1$  con un origen común y se supone ahora que este sistema gira en el sentido convencional (contrario al

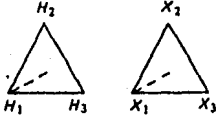
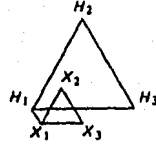
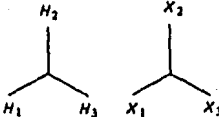
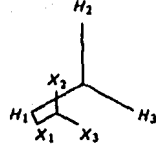
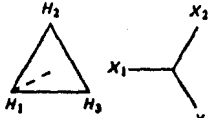
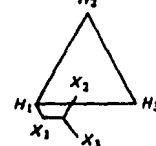
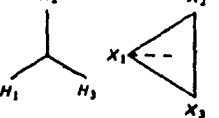
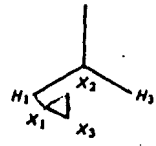
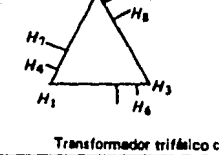
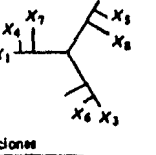
Grupo	Desplazamiento angular	Diagramas para mediciones de prueba	Mediciones de prueba
Grupo 1 Desplazamiento angular 0 grados	 <p>Conexión delta - delta</p>		<p>Conectar <math>H_1</math> a <math>X_1</math> Medir <math>H_2 - X_2, H_3 - X_3, H_1 - H_3, H_2 - X_1</math> Relaciones de tensión (1) <math>H_2 - X_3 = H_3 - X_2</math> (2) <math>H_3 - X_2 &lt;</math> (3) <math>H_2 - X_1 &lt; H_1 - H_3</math> (3) <math>H_2 - X_2 &lt; H_2 - X_3</math></p>
	 <p>Conexión estrella - estrella</p>		
Grupo 2 Desplazamiento angular 30 grados	 <p>Conexión delta - estrella</p>		<p>Conectar <math>H_1</math> a <math>X_1</math> Medir <math>H_3 - X_2, H_3 - X_3, H_1 - H_3, H_2 - X_2, H_2 - X_3</math> Relaciones de tensión (1) <math>H_3 - X_3 = H_3 - X_3</math> (2) <math>H_3 - X_2 &lt; H_1 - H_3</math> (3) <math>H_2 - X_3 &lt; H_2 - X_2</math> (4) <math>H_2 - X_2 &lt; H_1 - H_3</math></p>
	 <p>Conexión estrella - delta</p>		
	 <p>Transformador trifásico con derivaciones</p>		

FIG.V.17 MARCADO DE TERMINALES Y DIAGRAMAS DE SECUENCIA DE FASES PARA CONEXION TRIFASICA DE TRANSFORMADORES



movimiento de las manecillas de un reloj), el segundo fasor que pase por un punto del plano, se dice que está atrasado con respecto al -- primero.

Los transformadores conectados bajo especificaciones de norma deben cumplir con los siguientes requisitos de desplazamiento angular:

- Conexiones delta-delta y estrella-estrella, baja tensión en fase con alta tensión.
- Conexiones delta-estrella y estrella-delta, baja tensión  $30^\circ$  atrás de la alta tensión.

#### V.5 PRUEBA A LAS BOQUILLAS TERMINALES

Las pruebas que se hacen a las boquillas, consisten básicamente, en medir las corrientes de fuga, detectando así, posibles fisuras o grietas en alguna parte de la porcelana o humedad.

##### V.5.1 FACTOR DE POTENCIA

Con el medidor de factor de potencia tipo MEU, se energiza - la parte superior de la boquilla, en el conector y el cable, de bajo voltaje a la brida (fig.V.18). En posición GROUND, se anotan las -- lecturas de mVA, mW y temperatura. Se corrige la lectura a  $20^\circ\text{C}$ . - El factor de potencia no debe ser mayor de 1.8.

##### V.5.2 COLLAR MULTIPLE

En esta prueba se aplican 2.5 KV al "collar" que rodea la porcelana y el cable de bajo voltaje se conecta a la brida o al conector, fig.V.19, anotando los valores de mVA, mW y temperatura, en posición GROUND del aparato. Se corrige la lectura a  $20^\circ\text{C}$ . En este - caso no debe exceder de 20 mW.

## V.6 PRUEBAS AL ACEITE

### V.6.1 FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia del aceite aislante es la relación de la potencia disipada en watts al producto del voltaje y corriente efectiva en voltamperes cuando se prueba con un campo eléctrico alterno. Se define también como el coseno del ángulo de fase entre el voltaje de corriente alterna aplicado al aceite y la corriente resultante. Su valor es esencialmente proporcional a la energía disipada en forma de calor en el aceite aislante. El factor de potencia indica pérdidas dieléctricas en el aceite. Es sumamente necesario o altamente deseable mantener las pérdidas dieléctricas al mínimo. Un valor de alto factor de potencia indica la presencia de contaminantes o productos de deterioro, tales como agua, productos de oxidación, partículas conductoras, partículas coloidales, carbón, barniz, etc.

La prueba de factor de potencia al aceite aislante se realiza con el equipo de prueba conocido como MEU, utilizando una copa especial y consiste en aplicar una tensión de 2.5 KV a la parte interna, para medir las corrientes de fuga hacia la parte externa de la copa. Se tiene que conectar el aparato de prueba en posición GROUND, para, de ahí, anotar las lecturas de mVA y mW, para, posteriormente determinar el factor de potencia de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\% \text{ F.P.} = \frac{\text{mW} \times 100}{\text{mVA}}$$

Hay que tomar en cuenta la temperatura a la cual se realizó la prueba, para que así, se corrija el valor a 20°C. La interpretación de los resultados se realiza de la siguiente manera:

% F.P. < 0.5	BUENO
% F.P. = 0.5 a 2	DUDOSO
% F.P. > 2	MALO

para aceite nuevo a 20°C.

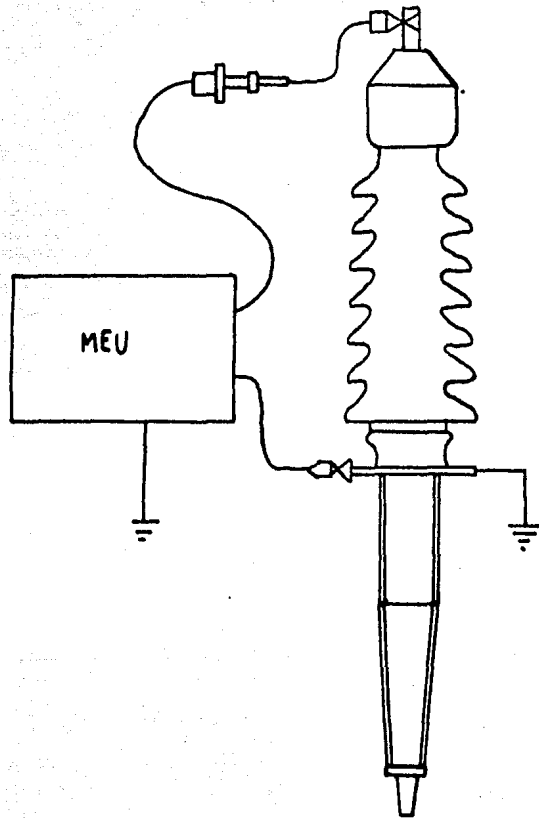


FIG.V.18. CONEXIONES DE PRUEBA DE F.P. A BOQUILLAS

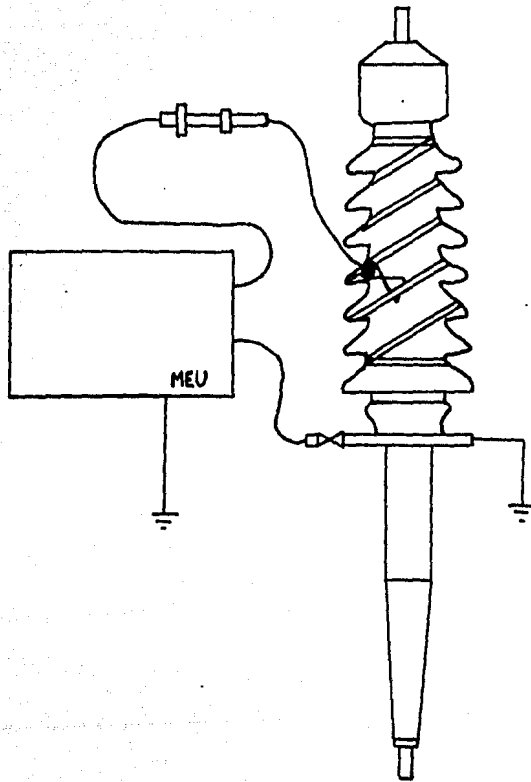


FIG.V.19. CONEXIONES DE PRUEBA DE COLLAR MULTIPLE A BOQUILLAS

### V.6.2 RIGIDEZ DIELECTRICA

Desde el punto de vista del comportamiento eléctrico del equipo, es importante una alta rigidez dieléctrica del aceite. Un aceite puro tiene una rigidez elevada, pero ésta se reduce a medida que aumente su índice de contaminación. Debido a que este líquido dieléctrico está en contacto directo con los elementos internos del transformador, su calidad debe ser inspeccionada antes de poner en servicio la unidad y aún después de haberla puesto en operación, deberá probarse periódicamente.

La vida del aceite disminuye a causa de la descomposición que sufre durante su trabajo y que puede ser debido a la absorción de humedad, oxidación, acidez motivada por la acumulación de lodos, etc. La rigidez dieléctrica es una de las características principales del aceite aislante. Se define como el máximo gradiente de potencial -- que puede soportar el aceite aislante, sin que se produzca la descarga disruptiva. Existe una intensidad de campo eléctrico crítica, la cual no debe excederse, para conocer la rigidez dieléctrica, y se -- puede determinar a partir de la condición de que será el valor inmediatamente inferior, dentro de cuyos límites puede trabajar normalmente el aceite aislante, no debe superar un valor bien determinado. A cierto valor de intensidad del campo eléctrico tiene lugar la alteración de las propiedades dieléctricas del aceite, el cual se perfora por una chispa que se transforma en un arco decayendo bruscamente su resistencia dieléctrica.

Esta prueba es una medición de la habilidad que tiene el aceite aislante para soportar esfuerzo eléctrico sin que suceda una falla, siendo la tensión a la cual ocurre un arqueo entre dos electrodos bajo condiciones de prueba. Los equipos eléctricos sumergidos en aceite aislante se encuentran sujetos a esfuerzos eléctricos de diferentes intensidades y varios grados de uniformidad, debido a la variedad de configuraciones de electrodos que se utilizan en su manufactura; por esta razón, se usan dos tipos de electrodos: planos y -

semiesféricos para la realización de esta prueba. Los electrodos -- planos se usan frecuentemente para evaluar aceites nuevos no procesados y aceites en servicio. Los electrodos semiesféricos debido a su mayor uniformidad de campo eléctrico, son sensibles a pequeñas cantidades de contaminantes, por tal motivo tienen gran aplicación para evaluar a los aceites deshidratados y desgasificados.

El aparato para efectuar la prueba de rigidez dielectrica del aceite, es el llamado probador de aceite cuya función primordial es transformar la tensión de entrada (110 V.CA) a través de un transformador elevado a una tensión de 40 KV o más dependiendo del aparato; está provisto de un recipiente conocido como "copa" en cuyo interior lleva dos electrodos de separación ajustable en los cuales se aplica la tensión de prueba. Dicha tensión se aplica desde cero y se incrementa por medio de un reostato contenido en el mismo aparato.

Las precauciones que se deben tomar antes de realizar la prueba son:

- No efectuar la prueba en ambiente húmedo o lluvioso, debido a que el aceite absorbe fácilmente humedad.
- No secar la copa con la estopa debido a que quedan partículas que ayudan a que el arco ocurra con facilidad durante la prueba.

El arco de ruptura del aceite no debe aparecer a una tensión menor de 30 KV para aceite nuevo (electrodos planos).

El arco de ruptura del aceite no debe aparecer a una tensión menor de 20 KV para aceite nuevo (electrodos semiesféricos).

Cabe mencionar que, para obtener resultados iguales, es neces-

sario que todas las pruebas se realicen a una misma temperatura, debido a que ésta influye marcadamente sobre la rigidez dieléctrica.

#### V.7 PRUEBAS DE ALARMA

Con objeto de mantener una vigilancia constante durante la -- operación de los transformadores, los dispositivos indicadores y de protección están adaptados para enviar una señal de alarma cerrando un contacto cuando se presenta una situación anormal. La señal de alarma correspondiente se recibe en un gabinete instalado en el transformador o próximo a él, donde se tienen varios módulos. Uno de los módulos recibe las señales de emergencia y el resto reciben las de - alerta. Del gabinete de alarmas del transformador, sólomente se en- vían dos tipos de señales a la consola de alarmas de la sala de tableros del operador de estación, que pueden ser de alerta o de emergen- cia. Evidentemente cualquier tipo de señal que se presente, puede - ser causa de una condición desfavorable para el transformador, y de- be verificarse de inmediato, la premura con que se debe atender la - anomalía del grado de riesgo que represente para el equipo o para -- las características de operación del mismo; lógicamente existe un mayor riesgo cuando ha operado una alarma de emergencia.

Las alarmas que más comunmente se tienen en los transformado- res instalados en Compañía de Luz, son:

##### a) Emergencia:

- Relevador Buchholz. Indica que existe arqueo incipiente dentro del transformador.
- Falla C.D. Indica que no existe alimentación para el disparo del relevador buchholz.

##### b) Alerta:

- Indicador de nivel de aceite del transformador. Indica bajo nivel de aceite en el tanque del transformador. Posiblemente haya fuga en el tanque.

- Indicador de nivel de aceite del cambiador. Indica bajo nivel de aceite en el conservador del transformador. Posiblemente haya fuga de aceite en el cambiador.
- Alta temperatura de aceite. Indica que está sobrecargado o que la refrigeración no funciona correctamente.
- Alta temperatura de devanado. Indica que está sobrecargado o que la refrigeración no está funcionando correctamente.
- Sobrepresión en el transformador. Indica que existe arqueo fuerte en el tanque del transformador.
- Sobrepresión en el cambiador. Indica que existe arqueo fuerte en el cambiador de derivaciones.
- Alta presión de nitrógeno (inertaire). Indica que está mal calibrado el equipo inertaire o que existe generación de gases.
- Vacío en el transformador (inertaire). Indica que existe baja presión en el transformador.
- Botella de nitrógeno vacía (inertaire). Indica que existe baja presión en la botella del equipo inertaire, o sea que está prácticamente vacía.
- Bajo voltaje de C.A. Indica que existe falla en el sistema de C.A.
- Falla general de C.A. y de auxiliares. Indica que la capacidad del transformador se reduce, por no poder trabajar la refrigeración.
- Falla flujo de aceite en cada bomba. Indica que el motor de la bomba, del grupo que se trate, está quemada.
- Cambiador fuera de posición. Indica que existe forzamiento en el mecanismo del cambiador de derivaciones.
- Falla de C.A., en el motor del cambiador de derivaciones. Indica que no existe regulación de voltaje.

El diagrama de alarmas es como se muestra en la fig.V.20.



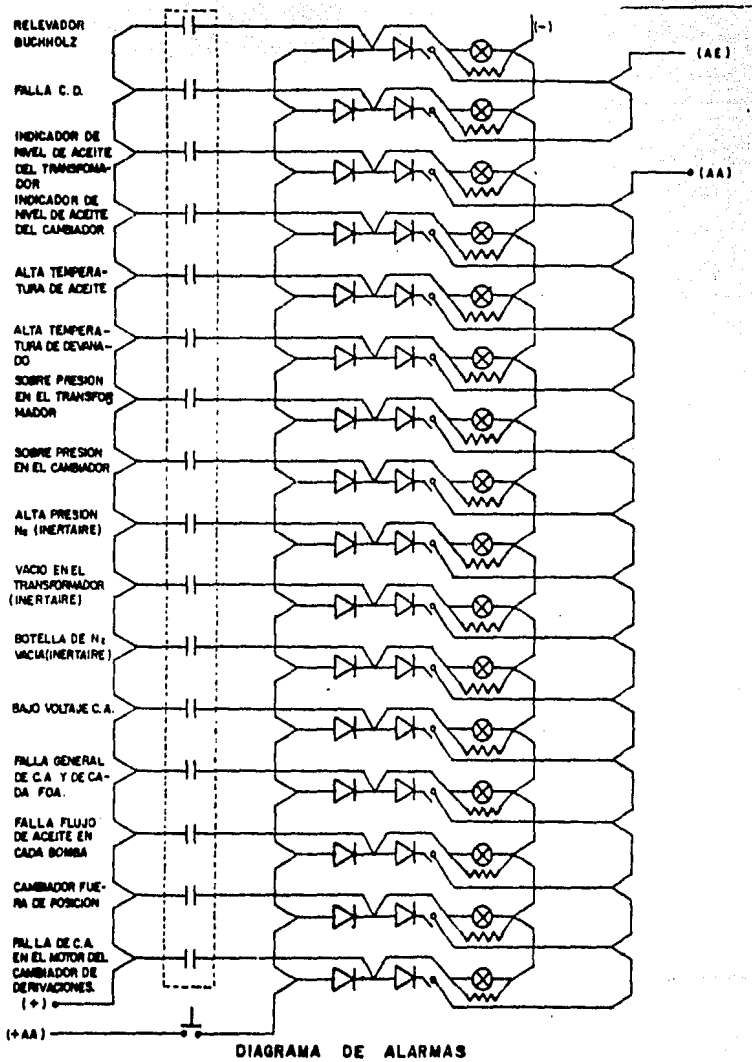


FIG.V.20. DIAGRAMA DE ALARMAS

**VI. PUESTA EN SERVICIO**

- VI.1 RECEPCION EN FABRICA Y TRANSPORTE**
- VI.2 PROGRAMA DE RECEPCION E INSTALACION**
- VI.3 RECURSOS Y RECEPCION EN CAMPO**
- VI.4 INSPECCION INTERNA**
- VI.5 ARMADO DEL TRANSFORMADOR**
- VI.6 SECADO Y LLENADO DE ACEITE**
- VI.7 PRUEBAS FINALES**
- VI.8 CONEXION DE AUXILIARES Y ALARMAS**
- VI.9 PUESTA EN SERVICIO**

## VI. PUESTA EN SERVICIO

La puesta en servicio de transformadores de potencia (110 KV hasta 400 KV) es una operación de mucha importancia, ya que de estas condiciones, depende mucho la vida del equipo y la seguridad de que no se tendrán fallas en los aislamientos de transformadores nuevos, como frecuentemente sucede. Por lo anterior se establece un proceso de puesta en servicio.

### VI.1 RECEPCION EN FABRICA Y TRANSPORTE

Esta etapa no es propiamente de instalación pero sí de vital importancia para el futuro del transformador, ya que proporcionará los índices reales de calidad del aparato al abandonar la fábrica -- que servirán de referencia para juzgar la instalación de campo, facilitar la toma de decisiones para la puesta en servicio y conocer además el grado de confiabilidad del equipo. La información mínima que se debe exigir a la fábrica es la siguiente:

#### VI.1.1 % DE HUMEDAD RESIDUAL

Este valor se debe obtener de la última mezcla de gas (aire o nitrógeno) utilizada para presurizar el tanque principal durante su transportación a la subestación destino o almacén de las compañías.

Con el valor de humedad residual obtenido, se deberá anotar la presión, altitud y temperatura del gas, con objeto de comparar adecuadamente los valores que se registren en campo.

#### VI.1.2 PRUEBAS DE AISLAMIENTO AL NUCLEO

Permiten conocer por comparación si durante el manejo en fábrica y la transportación, no sufrió impactos el equipo, que haya provocado algún desplazamiento interno.

#### VI.1.3 PROTOCOLO DE PRUEBAS

Este protocolo muestra el resultado de todas las pruebas eléctricas que por norma internacional fué sometido el transformador y es importante conocerlas y compararlas con las obtenidas en campo para una futura toma de decisiones.

#### VI.1.4 LISTA DE EMPAQUE

Con la lista de empaque del fabricante, se debe revisar físicamente y al detalle que los accesorios lleguen completos y correspondiendo al mismo número de serie del tanque principal.

#### VI.1.5 MANOMETRO

Este aparato permite conocer rápidamente el valor de la presión y detectar más fácilmente posibles fugas de gas durante todas las etapas del transformador. La graduación de la carátula del manómetro debe tener valores que no vayan más allá de  $1 \text{ Kg/cm}^2$  y con escala de valores negativos (vacío).

#### VI.1.6 EQUIPO DE PRESERVACION DE ACEITE

Si es equipo inerte se debe proporcionar la presión de la botella, su contenido de humedad y una garantía del buen funcionamiento del equipo.

### VI.1.7 REGISTRADOR DE IMPACTOS

La instalación del impactógrafo se hará al término de las pruebas completas del protocolo, de modo que se evalúe la calidad del manejo interno de la fábrica, anotando sobre la cinta, la hora, fecha y firmas del supervisor asignado por la compañía compradora y un representante de la fábrica.

### VI.1.8 INSTRUCTIVO DE INSTALACION, OPERACION Y MANTENIMIENTO

Esta información contiene todos los detalles técnicos del transformador y partes auxiliares, así como los diagramas eléctricos de control que permitirán ejecutar un montaje de acuerdo a las especificaciones y recomendaciones del fabricante. Se debe verificar que el número de serie del transformador que ampara el instructivo corresponda al del equipo que se haya recibido en la subestación.

Después de haberse realizado todas las pruebas de aceptación al transformador, el siguiente paso es embarcarlo para su transportación, donde es importante verificar que su salida de la fábrica sea en óptimas condiciones, es decir, con una presión de nitrógeno de -- 0.28 a 0.35 Kg/cm<sup>2</sup> (4 a 5 lb/pg<sup>2</sup>) y la humedad residual menor o igual a 0.4% (seco).

Los cuidados que se deben exigir al responsable de la transportación del equipo, desde que el aparato está montado en la plataforma, son los siguientes:

- Amarre del transformador.
- Presión del tanque.
- Medición de % humedad relativa.
- Definición de ruta.
- Funcionamiento del impactógrafo.
- Documentos de embarque y solicitud de aseguramiento.
- Fecha y hora de llegada al destino final.

Cuando las limitaciones de peso y altura lo permite, los transformadores se embarcan en su propio tanque y con posición vertical. Siempre que sea posible se trata de evitar tanto la seccionalización del tanque, como el embarque en posición horizontal. Si las limitaciones lo permite, la mayoría de los accesorios que sean lo suficientemente resistentes para soportar los esfuerzos desarrollados durante su transporte, se embarcan colocados en su lugar y los que se quitan se embarcan cuidadosamente. Los radiadores removibles usualmente se quitan y se embarcan por separado, las válvulas de éstos en el tanque del transformador, así como los orificios del cabezal se sellan con tapas ciegas y para que no haya absorción de humedad se colocan bolsas de silica-gel, dentro de estos cabezales.

#### V.1.2 PROGRAMA DE RECEPCION E INSTALACION

##### VI.2.1 RUTA CRITICA

Es un programa que comprende desde que el transformador está en la subestación, donde se pondrá en servicio, hasta el momento de su instalación, el cual es útil para tener un control diario de trabajo que nos permite un avance de obra, como de la calidad de la misma. Normalmente esta ruta crítica para la "Puesta en Servicio de los Transformadores de Potencia", es como lo muestra la fig.VI.1

##### VI.2.2 REPORTE DE INSTALACION

Este reporte tiene como finalidad lo siguiente:

- Conocer el estado del equipo antes de ponerlo en servicio.
- Llevar un seguimiento que permita conocer la vida del transformador y su comportamiento mediante pruebas comparativas.
- Conoce cuando es necesario realizar un mantenimiento preventivo.
- Conocer el grado de confiabilidad del equipo.
- Demostrar a los departamentos receptores la calidad del trabajo, durante el montaje.

ACTIVIDAD	DURACION (DIAS)				
	1	5	10	20	30
1. RECURSOS _____			5		
2. RECEP. EN CAMPO _____					
3. INSP. EXT. Y DE AUX. _____			7		
4. PRECAUCIONES GRALES. _____					
5. INSP. INTERNA _____			8		
6. MONTAJE DE AUXILIARES. _____			11		
7. MONTAJE DE BOQUILLAS. _____			14		
8. SECADO DEL TRANSF. _____				20	
9. LLENADO DE ACEITE. _____				21	
10. PRUEBAS FINALES. _____				23	
11. ALAMB Y CONEX. DE AUX. _____			10	18	
12. ALAMB. Y CONEX. DE ALARM. _____				20	
13. ELAB. DE REP. DE INST. _____				22	
14. INSP. FINAL ANTES DE OP. _____				23	
15. PREC. PREVIAS PTA. SERV. _____					
16. PUESTA EN SERVICIO. _____					26

NOTA: LOS DIAS COMPREDEN 1 TURNO DE 8 HORAS DE TRABAJO.

FIG. VI.1 RUTA CRITICA

-Tener en forma clara un control de calidad confiable.

De la figura VI.2 a la VI.10 se muestra el reporte que debe ser llenado durante el proceso de montaje, a medida que se va ejecutando cada trabajo.

### VI.3 RECURSOS Y RECEPCION EN CAMPO

#### VI.3.1 RECURSOS

Estos recursos constan de equipo, herramienta y material necesario para la puesta en servicio, éstos son:

##### VI.3.1.1 EQUIPO

- 1 Equipo salvo
- 1 Equipo fyrite para medición de contenido de oxígeno.
- 1 Multímetro para alambrado y pruebas de control.
- 1 Regulador para botella de nitrógeno de 210 Kg/cm<sup>2</sup> a 1Kg/cm<sup>2</sup>.
- 1 Medidor de vacío.
- 1 Bomba de vacío (150 CFM = 4.24 m<sup>3</sup>/min).
- 1 Filtro prensa de 12 pg. x 12 pg. (30.48 cm x 30.48 cm).
- 1 Equipo de soldadura (oxiacetileno).
- 8 Cilindros de nitrógeno altísima pureza.
- 2 Juegos de gasas de 3/4 pg. (1.905 cm) de acero para montaje del copete.
- 1 Juego de gasas de acero para montaje de bushings de alta tensión.
- 4 Grilletes de 1 1/4 pg. (3.175 cm) de diámetro para levantar el copete del transformador.
- 1 Grúa con capacidad para 15 toneladas y altura mínima de 12 m. --
- 1 Garrucha armada con cable de manila de 1/2 pg. (1.27 cm) de diámetro y poleas dobles.

##### VI.3.1.2 HERRAMIENTA



## REPORTE DE INSTALACION TRANSFORMADORES, AUTOTRANSFORMADORES Y REGULADORES DE POTENCIA

**A.- LOCALIZACION**

S.E. \_\_\_\_\_ BANCO \_\_\_\_\_

BANCO MONOFASICO  I  II  III  EXT.  BANCO TRIFASICO

**B.- CARACTERISTICAS DEL :** TRANSFORMADOR   
AUTOTRANSFORMADOR   
REGULADOR

MARCA \_\_\_\_\_ TIPO \_\_\_\_\_ TENSION NOMINAL \_\_\_\_\_ KV.  
 POTENCIA \_\_\_\_\_ MVA FRECUENCIA \_\_\_\_\_ HZ CONEXION  
 ENFRIAMIENTO \_\_\_\_\_ No. DE SERIE \_\_\_\_\_  
 No. DE PEDIDO \_\_\_\_\_ TIPO DE ACEITE \_\_\_\_\_  
 VOLUMEN DE ACEITE \_\_\_\_\_ LTS

<b>TANQUE</b>
ENGRASE DE LAS RUEDAS _____ FIJACION A LA VIA _____
CONEXION AL SISTEMA DE TIERRAS _____

DESCRIPCION	RADIADORES	TANQUE CONSERVADOR
INSPECCION DE VALVULAS		
EMPAQUE DE LAS VALVULAS		
TAPONES		
FUSAS		
LAVADO		

DESCRIPCION	VENTILADORES	BOMBAS
VIBRACIONES		
SENTIDO DE ROTACION		
ABLANAMIENTO DE CABLES		
INDICADOR DE FLUJO DE ACEITE		

FIG. VI. 2

BOQUILLAS							
	MARCA	TIPO	Nº DE SERIE	VOLTAJE (VOLTS)	CORRIENTE (A)	NIVEL DE ACEITE	PURGA DE ACEITE
HI							
H2							
H3							
HO							
X1							
X2							
X3							
XO							
Y1							
Y2							
Y3							
YO							

VALVULA DE SOBREPRESION		
	TANQUE	CONSERVADOR
MARCA		
TIPO		
PRESION DE OPERACION		

EXTERIOR	
ESTADO DEL TIEMPO _____	TEMPERATURA AMBIENTE _____ °C. ESTADO DE LA GELATINA SILICA _____
_____ HORA EN QUE SE DESTAPO EL TRANSFORMADOR _____	HORA DE SELLO DEL TRANSFORMADOR _____
TRANSFORMADOR _____	PRESION DEL GAS ANTES DE DESTAPAR _____ Kg/cm <sup>2</sup> HUMEDAD RESIDUAL AMBIENTAL _____
_____	PUNTO DE ROCIO DEL GAS ANTES DE DESTAPAR EL TRANSFORMADOR _____

INTERIOR	
ESTADO DEL NUCLEO _____	ESTADO DE LOS SOPORTES DEL NUCLEO _____
CONEXION DEL NUCLEO AL TANQUE (TIERRA) _____	REVISION DE TC Y/O TP _____
REVISION DE AISLAMIENTO DE CONEXIONES	
ALTA TENSION _____	BAJA TENSION _____
	TERCIARIO _____

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL INTERNOS	
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Nº DE SERIE	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL Nº DE SERIE

FIG. VI.3

DESCRIPCION	TRAFOSCOPIO DEL TANQUE DEL TRANSFORMADOR	TRAFOSCOPIO DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES
MARCA		
TIPO		
TUBERIA DE PURGA		
PENDIENTE DE LA TUBERIA		

DESCRIPCION	VENTILADORES			BOMBAS		
	GRUPO			GRUPO		
	1	2	3	1	2	3
TEMPERATURA DE ARRANQUE °C						
TEMPERATURA DE PARO °C						
OBSERVAR EL DESPARO DEL TRAFOSCOPIO DURANTE EL ARRANQUE DE LA BOMBA				OPERO		
				NO OPERO		

PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO						
PRUEBAS DE MEGGER						
MARCA	No DE SERIE			ESCALA		
PRUEBA No.	1	2	3	4	5	6
VOLTAJE DEL MEGGER						
TEMPERATURA AMBIENTE						
Hvs 2Y + TIERRA						
Xvs HY + TIERRA						
Yvs HX + TIERRA						
NUCLEO						

CAMBIADOR DE DERIVACIONES	CON CARGA	SIN CARGA
ALTA TENSION		
BAJA TENSION		
TERCIARIO		
MECANISMO		
PRISION CONTACTO		

SISTEMA DE PRESERVACION DE ACEITE A BASE DE NITROGENO					
FECHA	TEMPERATURA AMBIENTE °C	PRISION BOTELLA Kg/cm <sup>2</sup>	PREBON CONSERVADOR Kg/cm <sup>2</sup>	PUNTO DE ROCIO DEL NITROGENO °C	% O <sub>2</sub>

FIG. VI.4

FACTOR DE POTENCIA													
PRUEBAS CON ACEITE Y BOQUILLAS													
P R U E B A	CONEXIONES PARA PRUEBA			P R U E B A K V	LECTURAS EQUIVALENTES K.V.						% FACTOR DE POTENCIA	INDICIALES PARA CONDICIONES DE AISLAMIENTO	ESTADO DE AISLAMIENTO
	DE- VIR- GADO (EN- SE- ÑADO)	DE- VIR- GADO A TERRA	DE- VIR- GADO A TERRA		MLIVOLTAMPERES			MLIWATTS					
					LECTO- RA DE MEDICION	MLT- PLEC- DOS	mVA	LECTO- RA DE MEDICION	MLT- PLEC- DOS	mW			
1	ALTA	BAJA											
2	ALTA		BAJA									Ch	
3	BAJA	ALTA											
4	BAJA		ALTA									Ch	
5	ALTA	BAJA EN UST.											
6	BAJA	ALTA EN UST.											
RESULTADOS CALCULADOS												Ch	

mVA y mW DEBERA COMPARARSE CON AQUELLOS PARA Ch.

PRUEBAS DE BOQUILLAS														
INSTRUMENTO DE PRUEBA														
MARCAS		VOLTAJE DE PRUEBA						ESCALA						
L I N E A Nº	B O Q U I L L A S	F A S E	BOQUILLA SERIE Nº	P R U E B A K V	LECTURAS EQUIVALENTES K.V.						% FACTOR DE POTENCIA	PRUEBA CON COLLAR mW/mVA		ESTADO DE AISLAMIENTO
					MLIVOLTAMPERES			MLIWATTS				CONDICION 20°C	PARTE SUPERIOR	
					LECTO- RA DE MEDICION	MLT- PLEC- DOS	mVA	LECTO- RA DE MEDICION	MLT- PLEC- DOS	mW				
ALTA	1													
	2													
	3													
	4	N												
	5													
BAJA	6													
	7													
	8	N												
	9													
	10													
	11													
	12													
	13													
	14													
	15													
	16													
	17													
	18													
	19													
OBSERVACIONES											TEMP ACEITE _____ °C			

FIG. VI. 5



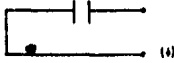
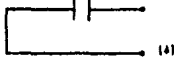
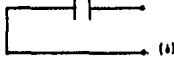
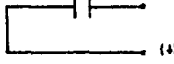
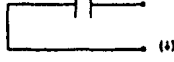

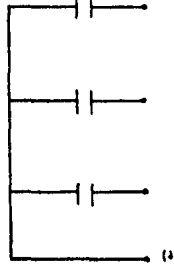
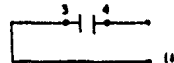
AJUSTE DE APARATOS DE INDICACION Y ALARMA				
APARATO	CONTACTO	ABRE	CIERRA	OPERA
INDICADOR DE NIVEL DEL TRANSFORMADOR.				ALERTA
INDICADOR DE NIVEL DEL CAMBIADOR.				ALERTA
ALTA TEMPERATURA DE ACEITE.				ALERTA
ALTA TEMPERATURA DE DEVANADO. (HOT SPOT)				ALERTA
SOBREPRESION EN TRANSFORMADOR.				ALERTA
SOBREPRESION EN CAMBIADOR				ALERTA
ALTA PRESION DE N <sub>2</sub> (INERTAIRE)				ALERTA
VACIO EN EL TRANSFORMADOR (INERTAIRE)				ALERTA
BOTELLA DE N <sub>2</sub> VACIA (INERTAIRE)				ALERTA
RELEVADOR BUCHHOLZ				EMERGENCIA

FIG. VI.7

APARATO	CONTACTO	ABRE	CIERRA	OPERA
BAJO VOLTAJE CA				ALERTA
FALLA CA GENERAL				ALERTA
FALLA CA PDA 1				ALERTA
FALLA CA PDA 2				ALERTA
FALLA CD				EMERGENCIA
FALLA FLUJO BOMBA 1				ALERTA
FALLA FLUJO BOMBA 2				ALERTA
FALLA FLUJO BOMBA 3				ALERTA
FALLA FLUJO BOMBA 4				ALERTA
CAMBADOR FUERA DE POSICION				ALERTA

FIG. VI.8

PRECAUCIONES PREVIAS A LA PUESTA EN SERVICIO O ENERGIZACION			
NUM.	CONCEPTO	REVISION	
1	NIVEL DE ACEITE DEL TRANSFORMADOR.		
2	NIVEL DE ACEITE DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES.		
3	AGUAS DE ARRASTRE DE TERMOMETROS EN POSICION ORIGINAL.		
4	PURGA DEL RELEVADOR BUCHHOLZ.		
5	PURGA DE BOQUILLAS.		
6	VALVULAS DE BOMBAS Y RADIADORES ABIERTAS.		
7	VALVULAS DE RELEVADOR BUCHHOLZ ABIERTAS.		
8	VALVULAS DE PURGA BUCHHOLZ CERRADAS.		
9	VALVULAS DE RECUPERADOR DE GASES ABIERTAS.		
10	PRUEBA DE LAMPARAS EN MODULO DE ALARMAS.		
11	INTERRUPTORES DE LAMPARAS CERRADOS EN MODULO DE ALARMA.		
12	CUCHILLAS DE DISPARO DE BUCHHOLZ Y RECUPERADOR DE GASES CERRADOS.		
13	TERMOMAGNETICOS DE GRUPOS POA Y CAMBIADOR EN POSICION CERRADO.		
14	CAMBIADORES DE DERIVACIONES CON Y SIN CARGA EN POSICION NOMINAL.		
15	SEGURO A CAMBIADOR SIN CARGA PARA QUE NO SEA OPERADO CON EL TRANSFORMADOR ENERGIZADO.		
16	BOQUILLAS NO CORTOCIRCUITADAS Y/O A TIERRA.		
17	LIMPIEZA ABSOLUTA EN LA CUBIERTA DEL TRANSFORMADOR.		
18	TC'S CONECTADOS A SU CARGA O EN CORTO CIRCUITO.		
19	TP'S CONECTADOS PERO NO CORTOCIRCUITADOS.		
20	APRIETE CORRECTO ENTRE BOQUILLAS Y ZAPATAS DE LINEAS.		
<p>REVISION: X CUANDO TODO ESTE CORRECTO.                      F CUANDO NO SE HAYA HECHO ANOTANDO EN OBSERVACIONES EL MOTIVO.</p> <p>OBSERVACIONES: _____                      _____                      _____</p>			
REVISARON		FECHA	FIRMA
ING. RESIDENTE			
SOBRESTANTE			

FIG. VI.9



CONCEPTO	REVISO			
	NOMBRE	FIRMA	FECHA	DEPARTAMENTO
PINTURA GENERAL				
APRIETE TORNERIA				
NIVEL ACEITE	TRANSFORMADOR			
	CONSERVADOR			
	BOQUILLAS			
PUGAS DE ACEITE				
ETIQUETAS CABLES CONTROL				
REVISION DE BOQUILLAS				
ENTREGA DE REPARACIONES				
ENTREGA DE HERRAMIENTAS				
ETIQUETADO Y LEYENDAS OPERACION				
ROTULOS				
CRUCERO DE LAS VIAS				

RECIBIERON			
NOMBRE	FIRMA	FECHA	DEPARTAMENTO

ING. RESIDENTE: \_\_\_\_\_  
 NOMBRE                                  FIRMA                                  FECHA

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

FIG. VI.10

- 6 Llaves de astrias de 1 1/8 pg. (2.85 cm) a 1.1/16 pg. (2.69 cm) para apriete de tornillería de copete.
- 4 Llaves de astrias de 3/4 pg. (1.9 cm) a 7/8 pg. (2.22 cm) para - conexión de cambiador de derivaciones.
- 4 Llaves de astrias de 15/16 pg. (2.38 cm) a 1 pg. (2.54 cm) para apriete de bushings.
- 2 Llaves inglesas No. 14 para apriete tornillería de celoron.
- 1 Llave inglesa No. 18 para apriete de bushings alta y baja tensión.
- 2 Llaves Stillson No. 24 para acoplamiento de la tubería de aceite.
- 1 Llave ajustable (perico) No. 10 para apriete de tornillería.
- 1 Llave ajustable (perico) No. 12 para apriete de tornillería.
- 4 Llaves españolas de 3/4 pg. (1.9 cm) a 7/8 pg. (2.22 cm) para co nexión del cambiador de derivaciones.
- 1 Llave de impacto con dado de 1 1/8 pg. (2.85 cm) para retirar ta pas de transporte.
- 4 Llaves de cola de 1 1/8 pg. (2.85 cm) para montaje de copete.
- 3 Matracas reversibles de 14 pg. (35.5 cm) con cuadro impulsor de 1/2 pg. (1.27 cm) para apriete de tornillería de copete.
- 3 Dados de 1 1/8 pg. (2.85 cm) con cuadro impulsor de 1/2 pg. (1.27 cm), para apriete de copete.
- 2 Dados de 15/16 pg. (2.38 cm) con cuadro impulsor de 1/2 pg. (1.27 cm), para apriete de bushings.
- 2 Dados de 1 pg. (2.54 cm) con cuadro impulsor de 1/2 pg. (1.27 cm) para apriete de bushings.
- 2 Dados de 3/4 pg. (1.905 cm) con cuadro impulsor de 1/2 pg. (1.27 cm). para conexión del cambiador de derivaciones.
- 1 Cortador de empaques.
- 1 Desatornillador punta plana de 1/4 pg. (0.635 cm) x 8 pg. (20.3 cm), para aprietes generales.
- 1 Desatornillador punta plana de 1/2 pg. (1.27 cm) x 10 pg. (25.4 cm), para purgar bushings de baja tensión.
- 1 Arco con segueta para adaptación de tubería de aceite.
- 2 Cuchillos de electricista tipo recto, varios usos.
- 1 Martillo de bola para aflojar bridas.
- 1 Nivel de gota de 12 pg. (30.48 cm) para nivelación del copete.
- 1 Cinturón de seguridad con bandola para revisión de conexiones de bushings de alta tensión.

- 2 Extensiones eléctricas con protección y foco para revisión interna.
- 1 Formón de 3/4 pg. (1.9 cm) para limpieza de caja de empaques.
- 1 Polea de 3/8 pg. (0.95 cm) para jalar la guía de los bushings de alta tensión.
- 4 Escaleras de 12 ft. (3.65 m) para montaje de copete.
- 2 Escaleras de 18 ft. (5.48 m) para montaje general.
- 1 Escalera de 9 ft. (2.74 m) para revisión de auxiliares.
- 1 Par de pinzas ponchadoras No. 14-16.
- 1 Par de pinzas ponchadoras No. 10-12.
- 1 Par de pinzas de corte.
- 1 Par de pinzas tipo cola de pato.
- 1 Par de desatornillador de caja de 3/8 pg. (0.95 cm).

#### VI.3.1.3 MATERIAL

- 4 Hojas de neoprano de 3/8 pg. (0.95 cm) para fabricación de los empaques de las bridas de los bushings de alta y baja tensión y entrada de hombre.
- 3 Hojas de neoprano de 1 pg. (2.54 cm), para hacer el empaque del copete del transformador. En caso de que IEM, u otro fabricante, proporcione empaques para el copete, verificar que sean de una sola pieza, ya que siempre envían empaques formados por dos capas pegadas con resistol y no se deben aceptar.
- 15 Metros de tubería de aluminio de 5 pg. (12.7 cm) de diámetro para conexiones de la planta de tratamiento de aceite de transformador en su línea de vacío.
- 15 Metros de manguera para aceite de 2 pg. (5.08 cm), para conexiones del sistema de llenado de aceite del transformador.
- 2 Válvulas globo de 2 pg. (5.08 cm) de diámetro para tubería de aceite.
- 15 Metros de manta de cielo para limpieza gral.
- 10 Metros de manta gruesa para limpieza gral.
- 4 Rollos de cinta de lino de 3/4 pg. (1.9 cm) de ancho para amarrar la herramienta que se utiliza en la inspección interna.
- 1/2 Litro de resistol No. 850 para unión de empaques del copete ( a este resistol no lo ataca el aceite).

- 20 Metros de jareta de 1/4 pg. (0.635 cm) de diámetro necesaria para jalar las guías de alta tensión.
- 4 Litros de solvente dieléctrico para limpieza interior.
- 1 Kg. de estopa para limpieza general.
- 1 Kg. de jabón detergente para localizar fugas.
- 3 Rollos de cinta teflón para sellos de tubería y válvulas.
- 2 Brochas de 2 pg. (5.08 cm) de ancho para limpieza general.
- 2 Latas de 18 litros de aceite GL-80 para la bomba de vacío.
- 50 Kg' de papel filtro prensa de 12'x12' (30.48 cm x 30.48 cm) con barreno de 1 1/4' (3.175 cm) para lavado de radiadores y filtrado de aceite.

### VI.3.2 RECEPCION EN CAMPO

Cuando el transformador arriba a la subestación donde habrá de ser instalado, debe ser inspeccionado sobre la plataforma de transporte antes de iniciar cualquier maniobra. Los puntos que deben ser revisados, son los siguientes:

#### VI.3.2.1 AMARRES DEL TRANSFORMADOR A LA PLATAFORMA

Todos los cables de sujeción deberán tener la misma tensión. Si no se encuentra ninguna diferencia entre los cables y si no se nota ningún rayón sobre la plataforma, se puede estar seguro que el transformador no ha sufrido ningún desplazamiento durante su transportación. Se revisará cuidadosamente el tanque principal del transformador hasta estar seguro de que no tiene ningún daño aparente.

#### VI.3.2.2 ANALISIS DE LA CARTA REGISTRADORA DE IMPACTOS

Los transformadores se deberán embarcar con uno o más registros de impactos para dirección horizontal y vertical. Estos dispositivos constan de un peso sujeto por resortes calibrados y un mecanismo de reloj que controla el avance de una carta registradora. De esta manera se registra la magnitud y el número de impactos horizontales y verticales que sufre el transformador durante su transporte, -

así como la hora en que ocurre. El análisis de la carta registradora de impactos se debe efectuar de preferencia, con la presencia de un representante del transportista y de acuerdo con el instructivo - que acompaña al detector, se debe anotar en ella la fecha y hora en que se retiró y firmarla, tanto el personal de la recepción, como el representante del transportista (fig. VI.11).

En función del número y magnitud de dichos impactos, se puede determinar si el manejo de la carga fue rudo. Un transformador de potencia está diseñado para soportar impactos horizontales hasta de 5g y verticales hasta de 3g. La letra g se refiere a la gravedad, - de tal forma, que un valor de 1g significa un aumento de aceleración debido a la gravedad. Si al examinar la carta registradora se observan impactos fuera de lo diseñado, significando un trato rudo, el - fabricante debe ser notificado para que envíe un representante, a fin de dar su dictámen y tenga conocimiento de las medidas adoptadas antes de que el transformador sea retirado de su medio de transporte. Una vez concluido el examen de la carta, ésta se firma por el personal encargado de la recepción y por el representante del fabricante después se reinserta la carta registradora en el detector de impactos y se envía al fabricante a la brevedad posible.

### VI.3.2.3 PRESION DEL TRANSFORMADOR

Se deberá tomar lectura de la presión existente dentro del -- tanque principal, cuidando de que en caso de tener cambiador de deri - vaciones bajo carga, se encuentre conectado éste al tanque principal, para evitar daño a la cámara interruptiva, por la diferencia de pre - siones.

El valor de la presión medida al recibirse el transformador - se compara con el registrado en fábrica y si es necesario se corregi - rá por altitud y temperatura con ayuda de la siguiente fórmula:

$$PM2 = (PM1 + PA1 - PA2) \frac{t2 + 273}{t1 + 273}$$

GRAFICA REGISTRADORA DE IMPACTOS

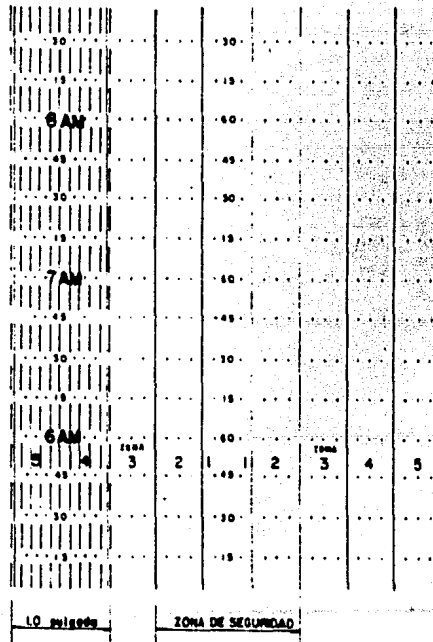


FIG. VI.11

donde: PM2 = Presión en el lugar de destino.  
 PM1 = Presión en el lugar de embarque.  
 PA2 = Presión atmosférica en el lugar de destino.  
 PA1 = Presión atmosférica en el lugar de embarque.  
 t2 = Temperatura en el lugar de destino.  
 t1 = Temperatura en el lugar de embarque

NOTA: Todos los valores de presión deben estar dados en las mismas - unidades.

La presión atmosférica en la Cd. de México a 2280 m.s.n.m., es de  $0.79 \text{ Kg/cm}^2$  (583 mm de Hg ó  $11.3 \text{ lb/pg}^2$ ) y los embarque se efectúan a una temperatura de aproximadamente  $25^\circ \text{C}$ . Si la presión medida corresponde a la presión calculada (PM2) se puede asegurar que el transformador no se humedeció durante su transporte. De lo contrario si la presión medida indica que hubo pérdidas de gas, las fugas deben localizarse y sellarse antes de continuar con la recepción, teniendo cuidado de mantener en el transformador una presión positiva de nitrógeno seco. Para comprobar la existencia de fugas de gas, se aumenta la presión del nitrógeno hasta  $0.6 \text{ Kg/cm}^2$  ( $9 \text{ lb/pg}^2$ ). Si durante 6 horas no hubo variación en la presión, se puede considerar que no haya fuga. En caso contrario, las fugas se pueden localizar aplicando -- agua jabonosa en las uniones y empaques. Después de esta prueba se mantendrá la presión de embarque del nitrógeno. Cabe aclarar que después de medir la presión del transformador se baja de la plataforma y se acomoda en su sitio respectivo, para verificar fugas, si es necesario, como para realizar la medición del contenido de oxígeno en el interior del transformador y la de punto de rocío

#### VI.3.2.4 MEDICION DE PUNTO DE ROCIO

Esta prueba, descrita en el capítulo anterior, se puede realizar sobre la plataforma o bien en su sitio definitivo, pero antes de la inspección interna. De este valor se tomará la decisión de una posible etapa de secado. En el caso de valores que están muy arriba de los reportados de la fábrica, se debe efectuar inmediatamente un

informe al fabricante. Es de esperarse un ligero aumento en el valor de punto de rocío debido a la difusión del aire atrapado después de que se hicieron las mediciones en fábrica.

#### VI.3.2.5 MEDICION DEL CONTENIDO DE OXIGENO EN EL INTERIOR DEL TRANSFORMADOR.

El contenido de oxígeno con que se embarca un transformador, está indicado en la tarjeta de embarque y normalmente es menor del 1%. Para determinar el contenido de oxígeno se utiliza un analizador Orsat Standard o bien un indicador Fyrite de oxígeno, el cual es una unidad autocontenida y a prueba de fugas que emplea el método de medición volumétrica de Orsat, involucrando la absorción química. En el Fyrite, el fluido absorbente se utiliza también como fluido indicador, de tal manera que el recipiente hace las veces de pipeta de absorción y bureta de medición, ya que tiene una escala graduada de 0 a 20% con precisión de 1/2 a 1% de lectura de escala. La prueba consiste en tomar una muestra de nitrógeno del tanque del transformador a través de la manguera de hule y la pera de aspiración del Fyrite. Después, con un movimiento rápido se voltea el Fyrite boca -- abajo y de nuevo boca arriba, leyéndose directamente el contenido de oxígeno en %, sobre la escala al nivel que alcanzó el líquido. Si la presión del transformador está baja se deberá tener cuidado de -- evitar que el aire exterior afecte la lectura. Si la lectura de esta medición indica un contenido de oxígeno de 1% o menor, es de esperarse que el transformador no admitió humedad durante el transporte. Por otro lado, cabe la posibilidad de un ligero aumento (sin exceder del 5%) debido a la difusión del aire atrapado después de que se hicieron las mediciones en la fábrica.

#### VI.3.2.6 INSPECCION EXTERNA Y DE AUXILIARES

Por exigencias del transporte y por protección de los accesos que pudieran dañarse, no se montan algunas partes componentes que se conocen como auxiliares, esto es: aisladores (boquillas), tanque conservador, ruedas, radiadores, ventiladores, motobombas, indicador de nivel de aceite, termómetro de aceite, termómetro de punto



más caliente (hot-spot), válvula de sobrepresión, relevador buchholz, recuperador de gases, tubería de liga, aceite.

Antes de efectuar la inspección se verificará que el grupo de auxiliares corresponda en cantidad y características con los indicados en la lista de empaque. Los puntos que deberán inspeccionarse, son los siguientes:

- Minuciosa inspección ocular. Se verificará que no exista ningún -- golpe en ninguno de sus auxiliares.
- Todas las partes que estén destinados a ser rellenos de aceite, - tales como: tanque conservador, cambiador de derivaciones, tuberías, bombas, radiadores, etc. Deberán contar con un sello principal que impida la entrada de agentes atmosféricos, principalmente humedad.
- Verificar que las características eléctricas de términos, bombas, - ventiladores, etc., cumplan con las especificaciones solicitadas.

#### VI.3.2.7 AISLADORES O BOQUILLAS

La revisión se lleva a cabo tanto en aspectos físicos como -- eléctricos, tales como sigue:

- Inspeccionar que la caja de empaque no muestre daño por el mal manejo.
- La posición de las boquillas debe ser en forma inclinada para permitir que el aire entrampado se desplace hacia la parte superior del cuerpo (fig.VI.12).
- El soporte de las boquillas deberá tener algún agente amortiguador de golpes o vibraciones.
- Se fabricarán estructuras de madera que permitan tener las boquillas en forma vertical (fig.VI.13).
- Se realiza una limpieza minuciosa hasta garantizar una total ausencia de polvo y/o humedad.
- Se deberán efectuar pruebas de collar múltiples y resistencia de -- aislamiento.
- Si las boquillas no se han de montar en el transformador, se deben

## POSICION DE BOQUILLAS EN ALMACENAMIENTO

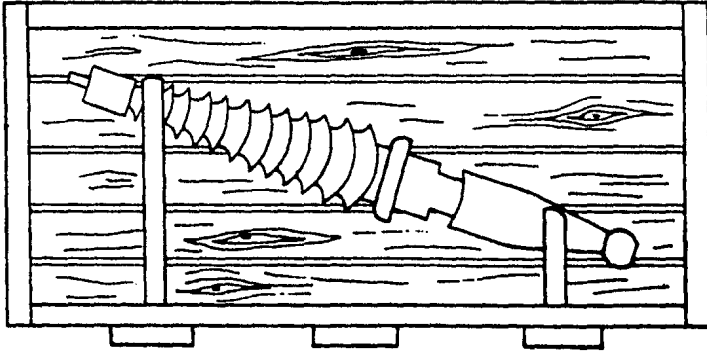


FIG. VI.12

SUJECION DE BOQUILLAS EN POSICION VERTICAL PARA LIMPIEZA Y PRUEBAS

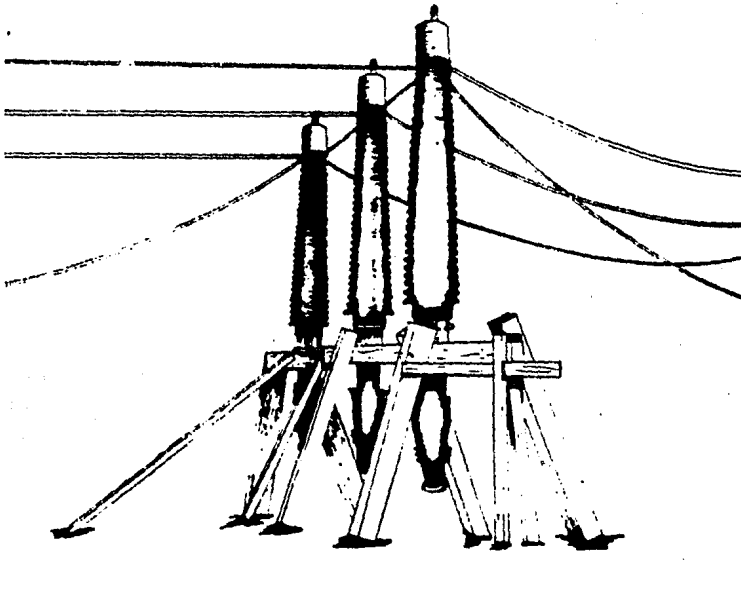


FIG. VI.13

almacenar nuevamente en sus cajas de empaque y en lugares protegidos contra los elementos atmosféricos o daños por golpes o malos manejos.

#### VI.3.2.8 TANQUE CONSERVADOR

Se verificará que no haya golpes ni en el tanque, ni en sus tuberías, además deberán guardar presión positiva de nitrógeno o aire seco para evitar que penetre humedad, lo cual se deberá sostener hasta el momento de su instalación definitiva y llenado de aceite.

#### VI.3.2.9 RADIADORES

Deben llegar con presión positiva de nitrógeno o aire seco, - de lo contrario se procederá a presurizar hasta  $0.5 \text{ Kg/cm}^2$  y revisar posibles fugas. Se procede a una etapa de lavado de radiadores con aceite usado, se presuriza a  $0.2 \text{ Kg/cm}^2$  y se almacena, hasta su etapa de montaje, en lugares donde no existan riesgos de mal trato. El lavado de radiadores se debe hacer con el método de circulación de aceite, con ayuda de un filtro prensa para poder sacar tanto la humedad como cualquier partícula o suciedad que pudiera haber quedado en trampado durante la fabricación o embarque para su transporte (fig. VI.14). De no realizarse la limpieza de esta forma, se corre el peligro de que la humedad y/o las partículas o suciedad se alojen dentro del propio transformador. Este trabajo se debe efectuar con las válvulas del tanque principal cerradas o bien antes de montar los radiadores.

#### VI.3.2.10 MOTORES-VENTILADORES

Los motores utilizados para ventiladores son de 1/4 HP, 220V, los cuales se instalan en las costillas de los radiadores, 18 por cada grupo, forzando el aire para enfriar el aceite. Su instalación no presenta ningún problema, ya que traen sus propias horquillas de sujeción y su protección de aspas.

Se comprobará que los datos de placa correspondan a las espe-

cificaciones correspondientes y se energetizarán tomando valores de voltaje de operación y lecturas de R.P.M. Estos valores deben coincidir con los de sus placas de características. Se recomienda verificar la rotación (contraria a las manecillas del reloj) y la posición de las aspas de manera que se aproveche el máximo flujo de aire en cada uno.

Tanto para las bombas de circulación de aceite como para los ventiladores, es necesario que trabajen, antes de la puesta en servicio del transformador, durante 24 horas mínimo para comprobar que no haya calentamientos por conexiones flojas o forzamiento.

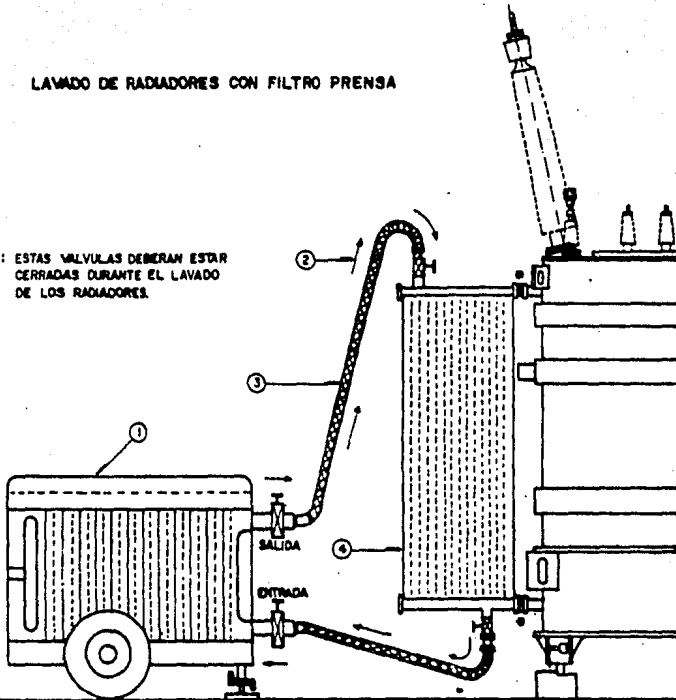
#### VI.3.2.11 BOMBAS DE CIRCULACION DE ACEITE

Son bombas centrífugas especialmente diseñadas; cada unidad - consiste de un motor y bombas acopladas y selladas en su propia carcasa.

La inspección es la misma que en el caso de los ventiladores, pero se debe tener mucho cuidado en la forma en que se deben operar, ya que su funcionamiento es del tipo autoenfriado y si se operan sin aceite (en seco) pueden quemarse. Se debe implementar algún recipiente que ahogue los motores en aceite para poder energetizar y tomar las lecturas necesarias. Su llenado de aceite se hace cuando los radiadores están montados, abriendo las válvulas lado transformador y lado radiadores, purgando el aire entrampado en la bomba, como es posible que quede alguna burbuja, es necesario operar las bombas por lo menos durante 30 minutos para obligarlas a salir a la parte superior (buchholz). Es importante verificar la rotación contraria a las manecillas del reloj y observar la operación del indicador del flujo.

## LAVADO DE RADIADORES CON FILTRO PRENSA

NOTA: ESTAS VALVULAS DEBERAN ESTAR CERRADAS DURANTE EL LAVADO DE LOS RADIADORES.



NUM	LISTA DE PARTES
1	FILTRO PRENSA
2	PLUMO DE ACEITE
3	MANGUERAS PARA ACEITE
4	RADIADOR

FIG. VI.14

#### VI.3.2.12 NIVELES DE ACEITE

Con ayuda de un imán se verifica que las agujas se desplacen libremente también se deberá revisar el funcionamiento del mecanismo de flotación que se encuentra en el tanque conservador. En el caso de transformadores con cambiador de derivaciones bajo carga, son dos los indicadores de nivel de aceite. Normalmente tiene un contacto - que se cierra para enviar una señal de alarma cuando el nivel baja - al límite inferior que está marcado como "LO" (bajo), la marca del - nivel normal es 25°C y como límite superior "HI" (alto).

#### VI.3.2.13 TERMOMETRO DE ACEITE

Se introduce el bulbo sensor en aceite caliente, se observa - que las agujas se mueven libremente y se calibra para que accione el contacto calibrado a 75°C, que se utiliza para enviar la señal de -- alarma de alta temperatura de aceite.

#### VI.3.2.14 TERMOMETRO DE PUNTO MAS CALIENTE (HOT-SPOT).

La forma de probarlo consiste en aplicar valores de corriente que simulen el secundario del TC instalado para este propósito en el transformador para proporcionar energía a la bobina calefactora y tener así valores de temperatura que nos permitan verificar el funcionamiento de este indicador. La calibración para accionar los contactos es como sigue:

Contacto 1 - a 55°C. Arranque de bomba y ventiladores grupo 1.

Contacto 2 - a 65°C. Arranque de bomba y ventiladores grupo 2.

Contacto 3 - a 105°C. Alarma de alta temperatura de devanado.

#### VI.3.2.15 VALVULA DE SOBREPRESION

Su prueba se hace implementando un recipiente en donde la tapa sea la propia válvula y por otro punto se puede inyectar nitrógeno midiendo el incremento gradual de presión. La operación de la válvula de seguridad se efectúa a 0.7 Kg/cm<sup>2</sup>, operando una bandera de se-

ñalización y en algunos modelos cerrando contactos de envío de alarma.

#### VI.3.2.16 RELEVADOR BUCHHOLZ

Su prueba consiste en llenar de aceite aislante el propio relevador verificando el desplazamiento de los flotadores a la apertura de los contactos de disparo y alarma. Después se permitirá la salida del aceite observando la caída de los flotadores y el cierre de los contactos de alarma y disparo. Este orden de operación de los contactos de disparo y alarma deberán observarse estrictamente. En el montaje se debe tener cuidado de que el sentido de la flecha, debe corresponder al sentido del flujo de gas, es decir, del transformador hacia el tanque conservador, además que la pendiente del tubo del tanque conservador al trafoscopio debe tener mínimo el 2%. Otro aspecto que hay que cuidar es la nivelación correcta del tanque del transformador, para evitar que los gases se acumulen en otro lado, en vez del relevador.

#### VI.3.2.17 RECUPERADOR DE GASES

Debido a que este relevador opera con el paso del flujo de -- aceite basta que al mover físicamente la paleta o membrana de operación cierre los contactos de disparo, para verificar su correcto funcionamiento. Es importante recordar que este tipo de relevador normalmente sólo envía señal de disparo.

#### VI.3.2.18 TUBERIA DE LIGA

Si no llega sellada y presurizada, se procede a lavarla con -- aceite, verificando que no se encuentre obstruída en ningún punto, -- se sella y se deja con presión positiva para tenerla en perfectas condiciones al momento de su montaje. Todas las tuberías de aceite se limpian cuidadosamente en su parte interior (ratoneando) hasta estar seguros de su limpieza. Se revisan tanto el alambrado como las conexiones en los gabinetes auxiliares, así como el correcto funcionamiento de cada uno de su partes, tales como termomagnéticos, arrancadores, relevadores de tiempo, etc.



#### VI.4 INSPECCION INTERNA

Es la etapa más importante durante el proceso de instalación de un transformador, esto es debido a que después de esta revisión se acepta o rechaza la "Puesta en servicio" del equipo y una falla u omisión no puede ser detectada una vez que se ha efectuado el llenado de aceite y aparecer durante la etapa de energización. Por esta razón se deberán guardar escrupulosamente las siguientes precauciones, antes de la inspección interna:

- 1). De preferencia el día en que se abra un transformador no debe haber indicio de mal tiempo (húmedo) con ayuda de un higrómetro, u otro método, se debe verificar la humedad relativa en el medio ambiente la cual no debe exceder el 65%.
- 2). Siempre que se vaya a abrir un transformador, se deberá tener una limpieza adecuada en toda el área cercana al transformador y así mismo en toda brida que se pretenda retirar.
- 3). El personal que colabore en estos trabajos no debe portar ningún objeto personal susceptible de caer dentro del tanque esto es: - pulseras, cadenas, relojes, anillos, plumas, etc.
- 4). La herramienta que se utilice deberá estar ordenada, inventariada y amarrada antes de abrir el transformador.
- 5). Si el transformador se abre por vez primera, es aconsejable que se encuentre presente personal de recepción en fábrica. Esto es con la idea de que en el caso de alguna anomalía, se deslinden responsabilidades en el momento oportuno y se puedan tomar las medidas pertinentes en forma pronta y adecuada.
- 6). Nunca una persona deberá trabajar dentro de un transformador sin que por lo menos dos personas auxilién desde afuera.
- 7). Antes de que alguna persona entre al transformador, se deberá hacer una prueba de contenido de oxígeno para asegurar que no existe ningún peligro de asfixia. Esta prueba se hace con el --

Fyrite y su lectura deberá ser mayor del 18%.

- 8). Antes de quitar cualquier brida o tapa, se debe estar seguro de que la presión interna es igual o ligeramente mayor que la atmosférica.

Una vez efectuadas todas estas precauciones se procede a la inspección interna la cual cubre los siguientes puntos:

- a). Verificar la operación del cambiador de derivaciones y comprobar el buen contacto en cada posición del cambiador, con ayuda de una lana de acero inoxidable de una milésima.
- b). Se extrae el polvo o basura que pudiera existir con ayuda de una aspiradora y se revisa que no haya partes sueltas dentro del tanque.
- c). Se inspecciona que el núcleo, bobinas o herrajes no hayan sufrido desplazamientos durante su transportación o maniobras de carga y descarga.
- d). Se revisa la uniformidad en el aislamiento de las bobinas así como en la colocación de sus separadores.
- e). Se revisa el estado de las guías, así como de su aislamiento.
- f). La sujeción de TC's y TP's deberá ser completamente firme. Se debe estar seguro que sus características eléctricas cumplan con lo que realmente se necesita durante su operación.
- g). El cableado de TC's y TP's debe estar perfectamente adosado al tanque y sus conexiones al pasamuros deberá ser firme y con zapatas bien prensadas.
- h). Efectuar pruebas de relación y polaridad a los TC's para verificar sus características e identificar sus terminales.
- i). Se realizan pruebas de resistencia de aislamiento a los arrollamientos a través de sus guías y relación de transformación, sin olvidar que cuando el cambiador de derivaciones bajo carga no tiene aceite su operación deberá ser "siempre manual" y que antes de moverlo se verifique que no tenga seguros de no operación.

- j). En el caso de transformadores con copete no ensamblado, se monta éste y se ensambla el cambiador de derivaciones sin carga de acuerdo al instructivo proporcionado por el fabricante.
- k). Al término del trabajo se realiza una inspección ocular para estar seguros de que no se ha olvidado algo.
- l). Se revisan los empaques de las bridas retiradas y en el caso de no estar en buenas condiciones, se procederá a su cambio.
- m). Se colocan las bridas ya con sus empaques revisados.
- n). Se presuriza a  $0.7 \text{ Kg/cm}^2$  con nitrógeno o aire seco.
- o). Con ayuda de jabonadura se revisan fugas y se establece una presión de  $0.3 \text{ Kg/cm}^2$ .
- p). Se permite reposar el gas un mínimo de 24 hrs., y se hace una prueba de humedad relativa para conocer qué tanta humedad absorbió el transformador durante estos trabajos.

Como simple referencia, cabe mencionar, que el tiempo máximo de exposición de los devanados al ambiente sin llegar a ser crítico está dado en la tabla Núm. 6.

% DE HUMEDAD AMBIENTE	TIEMPO DE EXPOSICION PERMISIBLE
41 - 60	16 hrs.
36 - 40	20 hrs.
31 - 45	27 hrs.
26 - 30	40 hrs.

TABLA 6

## VI.5 ARMADO DEL TRANSFORMADOR

### VI.5.1 MONTAJE DE AUXILIARES

Esta etapa se debe efectuar siempre antes del montaje de bobin

llas; la razón es evitar golpes a la porcelana de las mismas. Los cuidados que se deben tomar durante estas maniobras, son:

- 1). Usar tornillería adecuada tanto en longitud, diámetro y tipo de cuerda.
- 2). Tamaño y estado de cada uno de los empaques.
- 3). Número de serie y de posición de montaje.
- 4). Apriete adecuado de toda la tornillería para evitar fugas de aceite y/o presión.
- 5). Ninguna brida debe quedar con brida ciega.
- 6). En el caso de válvulas de sobrepresión, se pueden presentar dos alternativas:
  - a) Válvula tipo corneta. Se deja una brida ciega en su extremo superior para poder presurizar y/o hacer vacío; y se quitará solo hasta llegar a la etapa de llenado de aceite.
  - b) Válvula de diafragma (tipo qualitrol). No se instala hasta el llenado final, dejando en su lugar una brida ciega o se -- instala teniendo el cuidado de nunca presurizar arriba de su valor de operación ( $0.7 \text{ Kg/cm}^2$ ).
- 7). Cuando se tiene cambiador de derivaciones bajo carga (tipo Reinhausen), antes de presurizar o hacer vacío al transformador, se deberá interconectar con el tanque de conmutación bajo carga para evitar someter a éste a presiones a los cuales no está calculado. La conexión se hace entre el punto de unión para ventilación del espacio de aceite del transformador y la conexión "Q" para el aceite de retorno, con una tubería de 25 mm de diámetro interior. No se debe olvidar quitar esta interconexión y colocar bridas ciegas antes de energizar o poner en servicio el transformador.
- 8). Se procede al montaje de: tanque conservador, relevador buchholz con tubería correspondiente, cabezal de enfriamiento, motobombas e indicadores de flujo, radiadores (fig.VI.15), ventiladores, recuperador de gases con tuberías correspondientes, aparatos de medición (termómetro, indicadores de nivel, etc.), válvula de sobrepresión, tubería para purga del relevador buchholz, tubería de -

## MONTAJE Y SUJECION DE RADIADORES

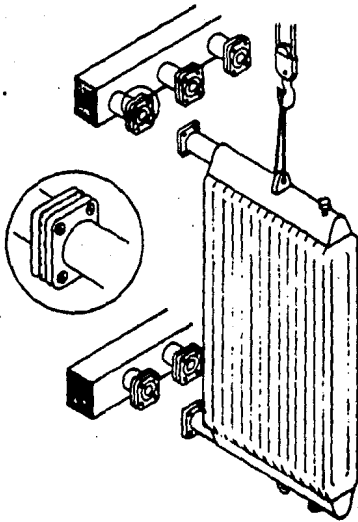
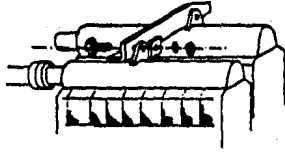


FIG.VI.15 MONTAJE Y SUJECION DE RADIADORES

operación del equipo inerte u otro equipo de preservación del aceite aislante.

#### VI.5.2 MONTAJE DE BOQUILLAS

Este montaje se debe efectuar después de realizadas las pruebas de collar múltiple y resistencia de aislamiento. Para realizar este montaje se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Con ayuda de bancos de soporte, las boquillas se colocan en posición vertical.
2. Se realiza una limpieza cuidadosa tanto en su parte externa como interna.
3. Se prepara la maniobra adecuada de carga, considerando el peso de cada boquilla y la carga máxima capaz de soportar los estrobos. - En algunos casos la boquilla debe entrar al transformador en forma inclinada. (fig.VI.16).
4. La capacidad de la grúa en cuanto carga y altura, debe ser para - capacidad de 15 toneladas y altura mínima de 12 metros.
5. Se quitan las bridas de las entradas de hombre y boquillas, siguiendo la misma secuencia y cuidados que cuando se va a destapar el - el transformador para realizar su inspección interna.
6. Una persona deberá recibir al bushing durante su entrada desde el interior del transformador y otras dos en la parte exterior cuidando que la entrada se haga en forma perpendicular al plano del - - asiento de boquillas y de que no haya rozamientos ni golpes durante la maniobra.
7. Se revisan y cambian, si es necesario, las juntas de acoplamiento.
8. Se colocan las bridas de entrada de hombre.
9. Se presuriza a  $0.7 \text{ Kg/cm}^2$  con nitrógeno o aire seco.
10. Con ayuda de jabonadura se revisan fugas y se establece una presión de  $0.3 \text{ Kg/cm}^2$ .
11. Se permite reposar al gas un mínimo de 24 hrs., y se hace una -- nueva prueba de humedad relativa para conocer qué tanta humedad

absorbió el transformador durante estos trabajos (en base a esto se determinará si es o no necesario el secado).

#### VI.6 SECADO Y LLENADO DE ACEITE

Terminados los trabajos de inspección interna, montajes de -- auxiliares, boquillas y con la seguridad de que ya no es necesario - destapar el transformador, se registra una nueva lectura de humedad relativa y de acuerdo a este resultado, se toma la decisión de llenar el aparato con aceite o bien someterlo a una etapa de secado.

Los siguientes valores, dados en la tabla 7, son los máximos admisibles de acuerdo a la clase de aislamiento.

Cualquier valor arriba de la norma en campo, indica la necesidad de someter a secado el equipo.

Para secar un transformador en campo, se aplica cualquiera de los métodos descritos, en su oportunidad en el cap. III.

CLASE DE AISLAMIENTO (KV)	HUMEDAD RELATIVA	
	FABRICA	CAMPO
400 o mayor	0.5	0.5
200 a 390	0.5	1.0
69 a 115	0.5	2.0

TABLA 7

Para realizar el llenado de aceite del transformador, es necesario realizar antes las pruebas de factor de potencia y rigidez dieléctrica y éstas sean aceptables, así como la de cromatografía. Este proceso se debe efectuar con o sin el auxilio de la planta de tratamiento y siempre partiendo de una prueba de rigidez dieléctrica -- del aceite, esto es:

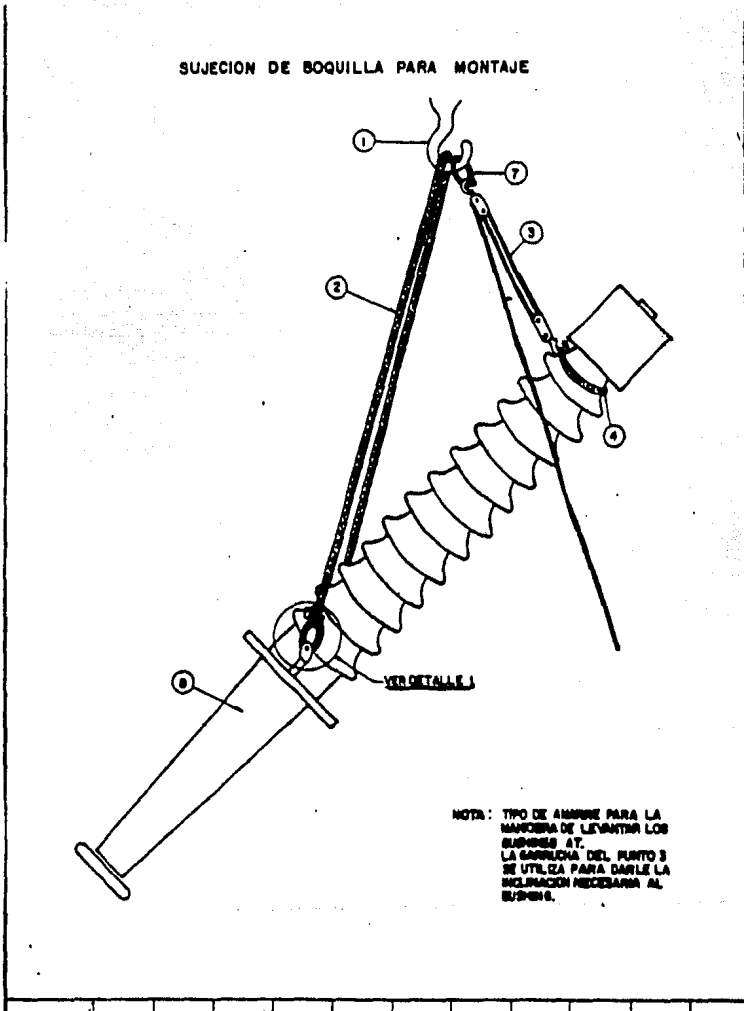
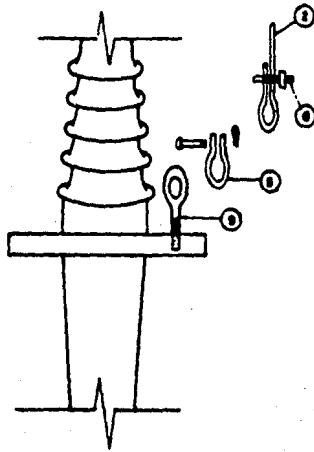


FIG. VI. 16



DETALLE 1LISTA DESCRIPTIVA:

- |       |                                                                                       |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| No. 1 | GANCHO DE GRUA                                                                        |
| 2     | GASA DE CABLE DE ACERO DE 13mm x 8.25mts.                                             |
| 3     | GARRUCHA DE 13mm. (CON 2 POLEAS DOBLES DE 13mm. Y 75mts. DE CABLE DE MANILA DE 13mm.) |
| 4     | GASA DE CABLE DE MANILA DE 19mm. x 1.00mt.                                            |
| 5     | GRILETE DE 19mm.                                                                      |
| 6     | GRAPA GROSBY DE 13mm.                                                                 |
| 7     | GASA DE CABLE DE MANILA DE 19mm. x 50cm.                                              |
| 8     | BOQUILLA DE A.T.                                                                      |
| 9     | TORNILLO CON OJO 19 mm.                                                               |

- a). Si el arco de ruptura aparece a una tensión menor de 30 KV, utilizando electrodos planos, se debe usar planta de tratamiento.
- b) Si el arco de ruptura aparece a una tensión menor de 20 KV, utilizando electrodos semiesféricos, se debe usar planta de tratamiento.

El sistema de llenado se describió, en su oportunidad, en el cap. III.

Es muy importante que el aceite que se introduzca al transformador esté completamente deshidratado y desgasificado, ya que los aislamientos de papel que se encuentren secos tenderán a absorber el agua contenida en el aceite. Las condiciones que se exigen para un aceite aislante, son:

- a) Contenido de agua. Menos de 30 ppm, para transformadores hasta de 110 KV y menos de 10 ppm para transformadores de 110 KV hasta 400 KV (cromatografía).
- b) Contenido de gases. Menos de 2%, para transformadores hasta de 110 KV y menos de 0.2% de 110 KV hasta 400 KV (cromatografía).
- c) Rigidez dieléctrica. 35 KV, para transformadores hasta 110 KV, y 40 KV para transformadores de 110 KV hasta 400 KV.
- d) Factor de potencia. Igual a 0.5%, para transformadores hasta 110 KV, e igual a 0.3% o menos para transformadores de 110 KV hasta 400 KV.

## VI.7 PRUEBAS FINALES

### VI.7.1 RELACION DE TRANSFORMACION

Se realiza en todas las posiciones del cambiador de derivaciones y en todas las posibilidades de conexión de los devanados. La relación medida no debe diferir en  $\pm 0.5\%$  de la relación de tensiones marcadas en la placa. Si una vuelta del devanado representa más del 0.5% de su número total de vueltas la tolerancia admitida en la rela

ción medida es de  $\pm 1$  vuelta.

#### VI.7.2 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Las mediciones deben ser hechas con megger de 1000 volts y -- los valores obtenidos deben ser del mismo rango que los valores reportados por el fabricante.

#### VI.7.3 FACTOR DE POTENCIA A LOS AISLAMIENTOS

Las medidas deben ser hechas con un puente de pérdidas, y los valores obrenidos deben ser considerados como se mencionó en el cap.V.

#### VI.8 CONEXION DE AUXILIARES Y ALARMAS

Normalmente todos los equipos auxiliares ya vienen alambrados de fábrica y sólo es necesario conectar los aparatos. Sin embargo, además de que en algunos casos faltan alambrados de fábrica, en los equipos usados y que son reinstalados, es necesario efectuar el alambrado de todos o casi todos los auxiliares.

El alambrado se debe hacer ya sea por los ductos instalados - expofeso para esta función o bien instalando tuberías conduit pared gruesa para llevar los cables. Las especificaciones del cable son: cable de cobre suave, color negro, calibre 14, torcido clase B, 7 hi los, con aislamiento de PVC, tipo THW, para trabajar a 75°C y 600 -- Volts.

El equipo que requiere alambrado es el siguiente:

- a) Alarmas
- b) Transformadores de corriente
- c) Motobombas
- d) Ventiladores
- e) Cambiador de derivaciones con carga

Las conexiones deben hacerse con cables sin añadiduras intermedias revisando que las zapatas esten bien prensadas y conectadas.

Antes de ejecutar cualquier conexión se debe hacer una revisión del plano de alambrado o diagrama esquemático proporcionados por el fabricante, hasta estar seguros de que la filosofía del funcionamiento es la correcta. En base a ésto se hacen las conexiones, revisando que lo que esté ya alambrado y conectado cumpla con lo requerido.

Se debe efectuar una serie de pruebas de funcionamiento de todos los equipos auxiliares con el objeto de encontrar el menor número de fallas. Esta etapa comprende el control de calidad final interno de la sección de montaje. Las pruebas que se deben efectuar son las siguientes:

- a) Verificación de la operación de alarmas, simulándolas desde su origen hasta la operación local en el módulo de alarmas correspondiente.
- b) Operación de arranque y paro de los grupos FOA, haciendo trabajar en forma simulada el termómetro encargado de efectuar esta operación.
- c) Mediante los pulsadores de prueba o bien con nitrógeno, en el caso de no contar con estos botones, se deberá probar el cierre de contactos de alarma y disparo del relevador buchholz.
- d) Operación de prueba del recuperador de gases.
- e) Arranque, paro y sentido de rotación de los grupos de enfriamiento.
- f) Prueba de lámparas del módulo de alarmas.
- g) Operación normal del cambiador de derivaciones sin carga.
- h) Operación manual del cambiador con carga, verificando topes de fin de carrera.
- i) Operación automática del cambiador de derivaciones con carga, verificando los topes de fin de carrera.

- j) Operación correcta del equipo inerte (en caso de tener este tipo de preservación).
- k) Sequedad de la sílica-gel en el equipo deshidratador.
- l) Se debe revisar cuidadosamente que no existan fugas. Los puntos principales donde se pueden presentar son los siguientes:
  - Tapa principal.
  - Base de boquillas.
  - Acoplamientos de las tuberías de liga.
  - Motobombas
  - Conector superior de boquillas de A.T.
  - Entradas hombre.
  - Bridas de acoplamiento.
  - Radiadores
  - Indicadores de flujo.
  - Soldaduras.
- m) La pintura general del transformador deberá estar completa y sin oxidaciones, además de las señalizaciones en rojo que se deben tener en boquillas y válvulas.
- n) Deberán quedar perfectamente identificados y en español cada equipo auxiliar, válvulas, purga buchholz, equipo dentro de los gabinetes de control, así como todos los cables de control, tablillas y terminales.
- o) La nomenclatura de los bancos de transformación será de acuerdo a la norma del comité interno de la Compañía de Luz.

#### VI.9 PUESTA EN SERVICIO

Antes de energizar un transformador y después de haber cumplido con las etapas anteriores, se tiene que revisar cuidadosamente lo siguiente:

- 1.- Nivel de aceite del transformador.
- 2.- Nivel de aceite del cambiador de derivaciones.

- 3.- Agujas de arrastre de termómetros en posición original.
- 4.- Purgar el relevador buchholz.
- 5.- Válvulas de bombas y radiadores abiertas.
- 6.- Válvulas del relevador buchholz y recuperador de gases abiertas.
- 7.- Probar lámparas en el módulo de alarmas.
- 8.- Cuchilla de disparo buchholz y recuperador de gases cerrada.
- 9.- Interruptores termomagnéticos de grupos FOA y control del cambiador de derivaciones bajo carga en posición cerrados.
- 10.- Los cambiadores de derivaciones sin carga y con carga en posición nominal.
- 11.- Las boquillas de A.T. y B.T. deberán ser purgadas cuando su diseño lo permita.
- 12.- Cuando se energiza el transformador, se instalará un seguro - al cambiador de derivaciones sin carga para evitar una maniobra errónea, sobre todo si el volante está a la altura del hombre.
- 13.- Hacer revisión final para constatar que no existe ningún bushing en corto o a tierra y que no se haya dejado ningún material o herramienta sobre la cubierta del transformador.
- 14.- Si los secundarios de los TC's no están conectados a su carga, deberán estar cortocircuitados y a tierra.
- 15.- En el caso de tener TP's integrados al transformador, éstos deberán estar conectados a su carga y nunca cortocircuitados.
- 16.- Las conexiones de los bushing a sus zapatas de línea deberán tener el apriete correcto y marca de revisión (rojo)
- 17.- Que las protecciones primarias, como secundarias del transformador, estén conectadas y probadas con anterioridad; éstas comúnmente son:
  - a) Primarias. Diferencial (87-1, 87-2, 87-3). Actúa con cualquier descompesación de corriente que haya desde los transformadores de corriente lado barras de alta tensión hasta los transformadores de corriente del lado de salida de los alimentadores de baja tensión.

Buchholz (63). Actúa cuando existe generación de gases dentro del transformador.

Sobrecarga (51-1, 51-2, 51-N instantáneos). Actúa cuando existe una demanda elevada de corriente en forma instantánea en el lado de A.T. del transformador.

b) Respaldo. Sobrecarga (51-1, 51-2, 51-N de tiempo). Actúa cuando existe una demanda elevada de corriente - durante un cierto tiempo, en el lado de A.T. del transformador.

Sobrecarga a tierra (51-T). Actúa cuando existe una falla a tierra en cualquier punto del lado - B.T., que alimenta este banco.

18. Haber obtenido resultados satisfactorios en las pruebas realizadas.
19. Conectar físicamente por A.T. y B.T. a los buses correspondientes.
20. Conectar sólidamente al neutro del devanado de B.T. a tierra, -- así como el tanque del transformador.
21. Colocar el cambiador de derivaciones en neutro y el control en - manual.
22. Avisar a todo el personal que se encuentre laborando dentro de - la subestación que no deben acercarse al transformador, como medida de seguridad.

Una vez que han sido satisfechos los puntos anteriores se cierran las cuchillas correspondientes y el interruptor del lado de A.T. del transformador, excitándolo así el mismo. Se debe permanecer así por lo menos 4 horas, tomando lecturas de voltaje en las tres fases del lado secundario; si no son correctas desconéctese inmediatamente el interruptor del lado primario.

Si los voltajes son correctos, pedir a través de uno de los - alimentadores correspondientes a este transformador, tener potencial de regreso, que servirá como referencia para efectuar la prueba de - desplazamiento angular y secuencia de fases con respecto al o a los -

transformadores que en algún momento puedan operar en paralelo.

Otro punto importante es escuchar que no haya brincos internos, ni externos, zumbido magnético y elevación de temperatura.

Procédase, ahora a alimentar en forma gradual la carga conectada en el secundario del transformador y tomar lecturas para determinar si la operación, es correcta, vigilando el ascenso de la temperatura y la operación correcta de los grupos de enfriamiento en automáticos. Se checa la operación manual y automática del cambiador de derivaciones bajo carga, verificado que los valores de voltaje secundarios correspondan a la posición del cambiador y el voltaje primario. No se deberá mover el cambiador de derivaciones sin carga, bajo ninguna circunstancia, mientras el transformador permanezca energizado.

Por último, se entrega en forma definitiva a las personas encargadas de su operación, aclarando todas las dudas que pudiesen tener, para evitar algún accidente personal.



## CONCLUSIONES

Los transformadores son elementos esenciales en cualquier sistema eléctrico para conseguir la continuidad del servicio, son parte vital de una subestación eléctrica y también la más difícil de sustituir. Es por lo que se tiene un cuidado especial desde su puesta en servicio, la cual juega un papel muy importante y tiene el propósito de lograr una confiabilidad óptima durante su operación. Esta puesta en servicio es la base de la vida de un transformador de potencia, en ella se puede asegurar una alta probabilidad de una vida prolongada sin fallas.

Generosamente el montador debe ajustarse a las recomendaciones mínimas de instalación. A simple vista la instalación de un transformador de potencia parece sencillo porque se supone que el fabricante envía todas las instrucciones completas; la realidad es que en el campo el responsable de este trabajo se encuentra con problemas de instalación y para resolverlas es necesario emplear verdaderas técnicas. - Este trabajo tiene el objetivo de aclarar dudas y auxiliar a los responsables, de una puesta en servicio de transformadores de potencia, a instalar, probar y recibir este equipo, para lograr una operación confiable.

Existe una tendencia continua hacia voltajes más elevados y mayores capacidades de los transformadores, mientras que el tamaño físico de la unidad permanece constante, limitada por medios de transportación. Esta tendencia impone mayores esfuerzos eléctricos sobre el aceite y mayores requerimientos con respecto a su limpieza, calidad, libertad de agua y contaminación de aire, es por lo que es necesario realizarle una prueba  cromatográfica, para saber hasta qué punto cumple con lo requerido para utilizarlo en el transformador. La eliminación del agua y de gases disueltos, se vuelve una de las funciones más importantes en los sistemas de purificación del aceite aislante. Este aceite aislante es la parte activa de un transformador, en su funcionamiento, por lo que se le presta una atención especial para evitar la ocurrencia de averías graves y costosas.

Para la puesta en servicio los transformadores de potencia deben ser preparados secándolos con procesos que utilizan las técnicas del alto vacío y llenados mediante la aplicación de vacío al tanque, con aceite seco y desgasificado. El secado casi perfecto de los transformadores ha tomado una importancia vital para la instalación y operación del mismo.

Las pruebas de aceptación son un seguro sobre el buen estado de las partes más importantes, o sobre el de las que con más probabilidad pueden presentar defectos de diseño o construcción, así como para comprobar que cumplen con las especificaciones particulares del usuario.

La "PUESTA EN SERVICIO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA", desde la recepción de fábrica hasta su toma de carga, son una serie de actividades de suma importancia, ya que de estas condiciones, depende la vida del equipo y la seguridad de que no se tendrán fallas en los aislamientos de transformadores nuevos.

## BIBLIOGRAFIA

1. TRANSFORMADORES  
ING. HECTOR M. PACHECO VALENCIA  
EDITOR DE LIBROS TECNICOS
2. CIRCUITOS MAGNETICOS Y TRANSFORMADORES  
E. E. STAFF DEL M.I.T  
ED. REVERTE
3. APLICACION DEL EQUIPO ELECTRICO  
INDUSTRIA ELECTRICA DE MEXICO, S.A. IEM  
ING. RENE FERNANDEZ NIÑO
4. DESHIDRATACION DE ACEITES ELECTRICOS POR MEDIO DE VACIO  
L.B. BARANOWSKI  
ED. BOWSER CO.
5. ACEITE AISLANTE PARA TRANSFORMADORES E INTERRUPTORES  
ING. RAUL MENDEZ ALBORES.  
PREEDICION 1978
6. PRUEBAS DE EQUIPO ELECTRICO  
VICTOR PEREZ AMADOR BARRON  
ED. LIMUSA
7. LIBRO DE INSTRUCCIONES  
INDUSTRIAS IEM, S.A. DE C.V.

8. FUNDAMENTOS DE LA CROMATOGRAFIA DE GASES  
J.M. STOCH DE GRACIA  
ED. ALHAMBRA 1975
9. PHYSICOCHEMICAL APPLICATIONS OF GAS CHOMATOGRAPHY  
RICHARD J. LAUB AND ROBERT L. PECSOK  
ED. WILEY INTERSCIENCE
10. RECENT ADVANCES IN CAPILLARY GAS CHROMATOGRAPHY  
W. BERTSCH, W.G. JENNINGS, R.E KAISER  
ED. HUTHIG
11. ENCICLOPEDIA DE LA TECNOLOGIA QUIMICA  
TECNICA DE PROCESOS DE LAS INDUSTRIAS QUIMICAS Y DERIVADAS  
TOMO I "EL SECADO"  
F. KNEVLF  
VRMO, S.A. DE EDICIONES
12. PUESTA EN SERVICIO DE TRANSFORMADORES DE ALTA Y EXTRA ALTA  
TENSION.  
DEPTO. INGRIA. DE SISTEMAS  
OFICINA DE INGENIERIA ELECTRICA  
C.F.E. 1971.