



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y
Computación**

“GUIA PARA EL MANTENIMIENTO DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

Presentada por:
Juan Núñez Forestieri

Guayaquil – Ecuador
2004

AGRADECIMIENTO

A Dios, quien me dio la confianza, sabiduría y fortaleza necesarias para finalizar de manera exitosa la realización de este trabajo; a mis padres y a mi hermana por el apoyo que me brindaron a lo largo del desarrollo de esta Tesis; al Ing. Gustavo Bermúdez, Director de la Tesis, que me brindó toda su ayuda para la finalización de este trabajo; y, al Ing. Magno Briones junto a todo su personal, quienes me brindaron la oportunidad de iniciarme en el campo de los transformadores.

DEDICATORIA

A DIOS

A MIS PADRES

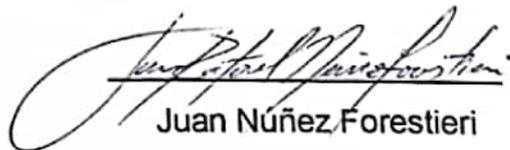
A MI HERMANA

A MIS ABUELOS

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL)


Juan Núñez Forestieri

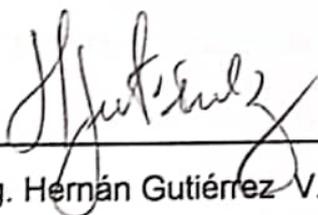
MIEMBROS DEL TRIBUNAL



Ing. Norman Chootong Ch.
Sub-decano
FIEC



Ing. Gustavo Bermudez F.
Director de Tesis



Ing. Hernán Gutiérrez V.

Miembro del Tribunal



Ing. Juan Gallo G.

Miembro del Tribunal

RESUMEN

El presente trabajo pretende ser una guía para el desarrollo y aplicación de un programa de mantenimiento preventivo periódico para transformadores de potencia en aceite. Conjuntamente con las actividades pertenecientes al mantenimiento preventivo, se analizan diferentes procedimientos y procesos útiles a la hora de realizar un mantenimiento correctivo del transformador.

En el capítulo I se realiza una breve explicación de los componentes de un transformador de potencia en aceite. En el capítulo II se analizan los diferentes factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador, también llamados "potenciales enemigos del sistema de aislamiento". En el capítulo III se expone el método de diagnóstico del estado del transformador mediante la cromatografía de gases, el cual es un complemento valiosísimo a las pruebas de diagnóstico tradicionales. El capítulo IV presenta las pruebas de diagnóstico, que en el laboratorio o en campo, permiten determinar el estado del transformador. En el capítulo V se presenta la médula de este trabajo, es decir el desarrollo del mantenimiento del transformador, tanto preventivo como correctivo. El capítulo VI trata sobre los

transformadores que emplean como medio aislante y refrigerante el Askarel. En este capítulo se presentan algunas recomendaciones sobre el manejo y desecho del Askarel. El anexo A desarrolla las pruebas dadas en el capítulo IV. El anexo B presenta una aplicación práctica del mantenimiento de un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A.

INDICE GENERAL

	Pág
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE FIGURAS	XIX
INDICE DE TABLAS	XXVII
ABREVIATURAS	XXXII
SIMBOLOGIA	XXXIII
INTRODUCCION	34

CAPITULO I

COMPONENTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE

1.1. Introducción	37
1.2. Tanque	37
1.2.1. Funciones	37
1.2.2 .Tipos de tanque	39
1.2.2.1. Tipo respiración libre.....	39
1.2.2.2 .Tipo tanque conservador.....	41
1.2.2.3 .Tipo sellado.....	44
1.3. Pasatapas.....	46

1.4. Núcleo y Devanados.....	47
1.5. El sistema de aislamiento.....	59
1.5.1. El aceite aislante.....	59
1.5.1.1. Funciones.....	59
1.5.1.2. Composición química.....	60
1.5.1.2.1. Hidrocarburos.....	60
1.5.1.2.2. No hidrocarburos.....	63
1.5.1.3. Propiedades físicas.....	64
1.5.1.4. Propiedades eléctricas.....	65
1.5.2. El aislamiento de sólido (de celulosa).....	67
1.5.2.1. Funciones.....	67
1.5.2.2. Composición química.....	67
1.6. Equipo cambiador de tap.....	69
1.7. Pararrayos.....	71
1.8. Equipos auxiliares.....	73
1.8.1. Medidores de temperatura.....	73
1.8.2. Medidores de nivel.....	75
1.8.3. Dispositivos contra sobre presiones.....	77
1.8.4. Rele Buchholz.....	78
1.8.5. Medidores de presión/vacío.....	80
1.8.6. Radiadores, ventiladores y bombas de circulación.....	81
1.8.7. Respirador de sílica gel.....	81

1.8.8. Válvula para hacer vacío.....	85
1.8.9. Válvula combinada para drenaje, filtrado y muestreo.....	85
1.8.10. Válvula para filtrado y muestro de aceite.....	85

CAPITULO II

FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DETERIORO DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE

2.1. Introducción.....	87
2.2. La humedad.....	88
2.3. El oxígeno.....	94
2.4. El calor.....	98
2.5. La contaminación externa.....	101

CAPITULO III

DIAGNOSTICO DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR MEDIANTE EL ANÁLISIS DE GASES GENERADOS INTERNAMENTE

3.1. Introducción.....	102
3.2. Objetivos de una cromatografía de gases.....	105
3.3. Teoría general.....	105
3.3.1 Descomposición de la celulosa.....	106
3.3.2 Descomposición del aceite.....	106

3.4. Definición del tipo de falla.....	109
3.4.1. Fallas térmicas.....	110
3.4.2. Fallas eléctricas.....	112
3.4.2.1. Descargas de baja intensidad.....	112
3.4.2.2. Descargas de alta intensidad.....	113
3.5. Procedimiento a seguir usando la detección y el análisis de gases combustibles.....	113
3.5.1. Determinación de la tasa de generación de un gas combustible en un transformador.....	114
3.5.2. Evaluación de la condición del transformador usando las concentraciones individuales de los gases y el total de gases combustibles disueltos en el.....	117
3.5.3. Evaluación de la condición del transformador y acciones a tomar en base al total de gases combustibles en el espacio de gas.....	121
3.5.4. Acciones a tomar e intervalos de toma de muestra en base a el total de gases combustibles disueltos en el aceite y su tasa de generación.....	122
3.5.5. Evaluación del tipo de falla.....	123
3.5.5.1. Método del gas característico.....	123
3.5.5.2. Método de las relaciones de Dornenburg.....	124
3.5.5.3. Método de las relaciones de Rogers.....	135

CAPITULO IV

PRUEBAS DE DIAGNOSTICO

4.1. Introducción.....	141
4.2. Pruebas al aceite dieléctrico.....	142
4.2.1. Rigidez dieléctrica (ASTM D-877 , ASTM D-1816 , VDE-370).....	142
4.2.2. Número de neutralización (acidez) (ASTM D-974).....	146
4.2.3. Tensión interfacial (ASTM D-971, ASTM D-2285).....	147
4.2.4. Factor de potencia (ASTM D-924).....	150
4.2.5. Color (ASTM D-1500).....	153
4.2.6. Contenido de humedad (ASTM D-1533).....	154
4.2.7. Gravedad específica (ASTM D-1298).....	155
4.2.8. Inspección visual (ASTM D-1524).....	155
4.2.9. Inhibidor de oxidación (ASTM D-2668).....	156
4.3. Pruebas al aislamiento sólido.....	158
4.3.1. Factor de potencia.....	158
4.3.2. Resistencia de aislamiento.....	161
4.3.2.1. Absorción dieléctrica.....	167
4.3.2.2. Índices de absorción y polarización.....	167
4.4. Prueba de corriente de excitación.....	168
4.5. Prueba de relación de transformación.....	170

4.6. Prueba de resistencia (DC) de devanados.....	171
4.7. Prueba de termografía infrarroja.....	172

CAPITULO V

MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

5.1. Introducción.....	179
5.2. Definiciones.....	180
5.3. Mantenimiento preventivo del transformador.....	181
5.3.1. Mantenimiento e inspección del aceite.....	187
5.3.2. Mantenimiento e inspección de los pasatapas.....	188
5.3.3. Mantenimiento e inspección del sistema de ventilación.....	191
5.3.4. Mantenimiento e inspección de los medidores de temperatura.....	192
5.3.5. Mantenimiento e inspección de los medidores de nivel de aceite.....	194
5.3.6. Mantenimiento e inspección del Rele Buchholz.....	195
5.3.7. Mantenimiento e inspección de los medidores de la válvula de sobrepresión.....	196
5.3.8. Mantenimiento e inspección del tanque.....	197
5.3.9. Mantenimiento e inspección del respirador de Sílica gel.....	198
5.3.10. Mantenimiento e inspección del cambiador de taps.....	199

5.3.11. Pruebas adicionales dentro del mantenimiento preventivo del transformador.....	202
5.4. Mantenimiento correctivo del transformador.....	203
5.4.1. Deshidratación del transformador.....	207
1. Deshidratación mediante calor.....	208
2. Deshidratación mediante vacío.....	211
3. Deshidratación mediante calor y vacío.....	213
5.4.1.1. Resultados del proceso de deshidratación.....	216
5.4.2. Desgasificación del transformador.....	217
5.4.3. Remoción de sedimentos.....	218
a. Ignorar la situación.....	221
b. Reemplazar el aceite viejo con aceite nuevo.....	221
c. Lavado rápido en un taller de servicio.....	222
d. Reacondicionamiento del aceite.....	223
e. Recuperación del aceite.....	226
f. Limpieza del transformador con aceite caliente.....	237

CAPITULO VI

ASKARELES Y PCB'S

6.1. Introducción.....	243
6.2. Características del Askarel.....	243

6.3. Diseño de transformadores que utilizan Askarel como liquido aislante.....	245
6.4. Mantenimiento de transformadores en Askarel.....	246
6.4.1. Inspección.....	247
6.4.2. Toma de muestras.....	248
6.4.3. Pruebas de diagnostico.....	248
6.4.4. Contaminación.....	250
6.4.5. Reacondicionamiento del Askarel.....	250
6.5. Manejo y desechado del Askarel.....	251
6.5.1. Precauciones de seguridad.....	251
6.5.2. Etiquetado de equipos.....	254
6.5.3. Desechado del Askarel.....	255
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	259

ANEXO A

PROCEDIMIENTOS Y CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA EJECUCION DE LAS PRUEBAS DE DIAGNOSTICO

A.1. Introducción.....	264
A.2. Prueba de rigidez dieléctrica.....	264
A.2.1. Método recomendado.....	264

A.2.2. Equipo empleado.....	265
A.2.3. Precauciones para la ejecución de la prueba.....	266
A.2.4. Ejecución de la prueba.....	268
A.3. Prueba de número de neutralización.....	270
A.3.1. Método recomendado.....	270
A.3.2. Equipo empleado.....	271
A.3.3. Precauciones para la ejecución de la prueba.....	271
A.3.4. Ejecución de la prueba.....	273
A.3.5. Cálculos.....	273
A.4. Prueba de tensión interfacial.....	275
A.4.1. Método recomendado.....	275
A.4.2. Equipo empleado.....	275
A.4.3. Precauciones para la ejecución de la prueba.....	276
A.4.4. Ejecución de la prueba.....	277
A.5. Prueba de factor de potencia.....	279
A.5.1. Método recomendado.....	279
A.5.2. Equipo empleado.....	279
A.5.3. Toma de muestra.....	280
A.5.4. Precauciones para la ejecución de la prueba.....	280
A.5.5. Ejecución de la prueba.....	282
A.6. Prueba de color.....	285
A.6.1. Método recomendado.....	285

A.6.2. Equipo empleado.....	285
A.6.3. Precauciones para la ejecución de la prueba.....	288
A.6.4. Ejecución de la prueba.....	288
A.6.5. Reporte de valores obtenidos.....	289
A.7. Prueba de contenido de humedad.....	289
A.8. Pruebas de gravedad específica e inspección visual.....	290
A.9. Consideraciones generales para la toma de muestras.....	290
A.10. Prueba de factor de potencia de devanados.....	292
A.10.1. Equipo empleado.....	292
A.10.2. Precauciones para la ejecución de la prueba.....	292
A.10.3. Ejecución de la prueba.....	293
A.11. Prueba de factor de potencia de pasatapas.....	302
A.11.1. Equipo empleado.....	302
A.11.2. Método recomendado.....	302
A.11.3. Precauciones para la ejecución de la prueba.....	302
A.11.4. Ejecución de la prueba.....	306
A.12. Prueba de resistencia de aislamiento.....	308
A.12.1. Equipo empleado.....	308
A.12.2. Método recomendado.....	312
A.12.3. Consideraciones generales.....	312
A.12.4. Precauciones para la ejecución de la prueba.....	314
A.12.5. Ejecución de la prueba.....	316

A.13. Prueba de corriente de excitación.....	322
A.13.1. Método recomendado.....	322
A.13.2. Precauciones para la ejecución de la prueba.....	322
A.13.3. Consideraciones generales.....	324
A.14. Prueba de relación de transformación.....	325
A.14.1. Equipo empleado.....	325
A.14.2. Precauciones para la ejecución de la prueba.....	326
A.14.3. Ejecución de la prueba.....	327
A.15. Prueba de resistencia de devanados.....	328
A.15.1. Equipo empleado.....	328
A.15.2. Desarrollo de la prueba.....	328

ANEXO B

APLICACIÓN PRÁCTICA: MANTENIMIENTO CORRECTIVO A UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE LA GENERADORA ELECTROQUIL S.A

B.1. Introducción.....	333
B.2. Características técnicas del equipo.....	333
B.3. Pruebas efectuadas antes de los trabajos de mantenimiento correctivo.....	334
B.3.1. Análisis cromatografico del aceite dieléctrico.....	334
B.3.2. Pruebas al aceite dieléctrico.....	338
B.3.3. Pruebas eléctricas al aislamiento sólido.....	339

B.3.3.1. Pruebas de resistencia de aislamiento.....	339
B.3.3.2. Prueba de factor de potencia de aislamiento y de pasatapas.....	341
B.3.3.3. Prueba de resistencia DC de devanados.....	344
B.3.3.4. Prueba de relación de transformación.....	344
B.4. Trabajos de mantenimiento correctivo.....	345
B.5. Pruebas efectuadas después de los trabajos de mantenimiento correctivo.....	346
B.5.1. Pruebas al aceite dieléctrico.....	346
B.5.2. Pruebas eléctricas al aislamiento sólido.....	347
B.5.2.1. Pruebas de resistencia de aislamiento.....	349
B.5.2.2. Prueba de factor de potencia de aislamiento.....	351
B.5.2.3. Prueba de resistencia DC de devanados.....	351
B.5.2.4. Prueba de relación de transformación.....	353
B.6. Novedades encontradas.....	354
B.7. Conclusiones y recomendaciones de la aplicación práctica.....	355
BIBLIOGRAFÍA.....	357

ABREVIATURAS

ASTM	Américan Stardads for Testing and Materials
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ANSI	American National Standard Institute
UST	Ungrounded Specimen Test
GST	Grounded Specimen Test
TGC	Total de gases combustibles
TGCD	Total de Gases Combustibles Disueltos
HV	High Voltage
LV	Low Voltage
AGD	Análisis de Gases Disueltos
psi	Libras por Púlgada Cuadrada
DC	Corriente Directa
AC	Corriente alterna
ml	Mililitros
mg	Miligramos
l	litro

SIMBOLOGIA

O ₂	Oxígeno
H ₂	Hidrógeno
C ₂ H ₂	Acetileno
C ₂ H ₄	Etileno
C ₂ H ₆	Etano
CH ₄	Metano
N ₂	Nitrógeno
CO ₂	Dióxido de Carbono
CO	Monóxido de carbono
R ₁	Relación # 1 de Doernenburg y Rogers = CH ₄ / H ₂
R ₂	Relación # 2 de Doernenburg y Rogers = C ₂ H ₂ / C ₂ H ₄
R ₃	Relación # 3 de Doernenburg = C ₂ H ₂ / CH ₄
R ₄	Relación # 4 de Doernenburg = C ₂ H ₆ / C ₂ H ₂
R ₅	Relación # 5 de Rogers = C ₂ H ₄ / C ₂ H ₆
°C	Grados Centígrados
KOH	Hidróxido de Potasio

INDICE DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.1	Transformador de potencia de 112 MVA.....	33
Figura 1.2	Transformador tipo respiración libre.....	35
Figura 1.3	Transformador tanque tipo conservador.....	37
Figura 1.4	Tanque tipo conservador en el que dicho tanque posee una “vejiga” o diafragma en su interior.....	38
Figura 1.5	Tanque tipo sellado.....	39
Figura 1.6	Pasatapa tipo GOB de la ABB.....	43
Figura 1.7	Pasatapa de porcelana-aceite.....	44
Figura 1.8	Pasatapa de porcelana.....	44
Figura 1.9	Transformador tipo núcleo.....	45
Figura 1.10	Transformador tipo acorazado.....	45
Figura 1.11	Unión del conjunto de chapas mediante pernos.....	46
Figura 1.12	Unión de un conjunto de chapas mediante cinta de algodón.....	47
Figura 1.13A	Armado de núcleo con entrehierros planos y dientes de cierra.....	48
Figura 1.13B	Núcleo con chapas alternadas.....	48
Figura 1.13C	Núcleo con entrehierros oblicuos.....	49
Figura 1.14	Transformador tipo acorazado.....	49
Figura 1.15	Armado simple de yugos y columnas.....	50
Figura 1.16	Armado de yugos y columnas con perfiles soldados.....	50
Figura 1.17	Diferentes formas de aislar conductores de bobinas.....	51
Figura 1.18	Formas constitutivas de bobinas.....	52
Figura 1.19	Disposición de bobinas en el núcleo.....	53
Figura 1.20	Fijación de las bobinas al núcleo.....	53

Figura 1.21	Estructura de un hidrocarburo parafínico.....	56
Figura 1.22A	Hidrocarburo naftenico monocíclico	56
Figura 1.22B	Hidrocarburo naftenico bicíclico.....	57
Figura 1.23	Hidrocarburos aromáticos.....	57
Figura 1.24A	Estructura de la celulosa.....	63
Figura 1.24B	Unidad de glucosa.....	63
Figura 1.25	Bobinas y chicotes de un transformador recubiertos de papel.....	64
Figura 1.26	Equipo cambiador de tap para operar desenergizado.....	65
Figura 1.27	Equipo cambiador de taps bajo carga.....	66
Figura 1.28	Transformador con pararrayos montados en el lado de alta tensión.....	68
Figura 1.29	Medidores de temperatura de 4" marca Qualitrol.....	69
Figura 1.30	Medidores de temperatura de 5" marca Qualitrol.....	69
Figura 1.31	Medidor de nivel serie "p" de la marca Qualitrol empleado en transformadores pad mounted.....	71
Figura 1.32	Medidor de nivel tipo universal de la marca Qualitrol.....	71
Figura 1.33	Equipo contra sobrepresiones serie 208 de la marca Qualitrol.....	72
Figura 1.34	Vista interior de un Rele Buchholz.....	74
Figura 1.35	Rele Buchholz instalado en un transformador de 5 MVA...	75
Figura 1.36	Medidor de presión / vacío marca Qualitrol.....	76
Figura 1.37	Transformador de 112 MVA con radiadores, bombas de circulación y ventiladores.....	77
Figura 1.38	Secador de sílica gel montado en el transformador.....	79
Figura 1.39	Válvula para muestreo, filtrado y drenaje de aceite.....	81
Figura 2.1	Distribución del agua en el aislamiento de un transformador.....	84

Figura 2.2	Relación entre el contenido de agua en el aceite y la rigidez dieléctrica del mismo.....	86
Figura 2.3	Relación entre la temperatura del aceite y la solubilidad del agua en el mismo.....	87
Figura 2.4	La oxidación del aceite.....	90
Figura 2.5	Núcleo con lodo.....	93
Figura 2.6	Capacidad de tensión de la celulosa vs temperatura.....	94
Figura 3.1	Proceso de degradación de la celulosa.....	102
Figura 3.2	Equilibrio térmico de Halstead.....	105
Figura 3.3	Procedimiento a seguir para un diagnostico mediante una cromatografía de gases.....	110
Figura 3.4	Perfil cromatografico: aceite sobrecalentado.....	121
Figura 3.5	Perfil cromatografico: papel sobrecalentado.....	122
Figura 3.6	Perfil cromatografico: efecto corona.....	123
Figura 3.7	Perfil cromatografico: arco interno.....	124
Figura 3.8	Diagrama de flujo mostrando los pasos a seguir para un diagnostico según el método de las relaciones de Doernenburg.....	128
Figura 3.9	Diagrama de flujo mostrando los pasos a seguir para un diagnostico según el método de las relaciones de Rogers	132
Figura 4.1	Relación entre la tensión interfacial y el número de neutralización.....	143
Figura 4.2	Relación entre el índice de Myers y el estado de un aceite dieléctrico.....	145
Figura 4.3	Circuito equivalente del aislamiento sólido en el interior de un transformador.....	153
Figura 4.4	Componentes de la corriente de aislamiento durante una prueba de DC de aislamiento.....	159
Figura 4.5	Curva típica de absorción dieléctrica.....	163
Figura 4.6	Prueba de termografía infrarroja realizada a un pasatapa de un transformador.....	169

Figura 4.7	Prueba de termografía infrarroja realizada a los radiadores de un transformador.....	170
Figura 4.8	Cámara espacial para realizar pruebas de termografía infrarroja.....	171
Figura 5.1	Hornos empleados en el secado de la parte activa de transformadores de pequeña potencia.....	203
Figura 5.2	Esquema de filtrado de aceites dieléctricos de CFC Honan-Crane.....	208
Figura 5.3	Esquema del método de filtrado de Keene mediante alto vacío.....	209
Figura 5.4	Cámara de vacío.....	212
Figura 5.5	Filtros de cartucho y medidor de flujo.....	213
Figura 5.6	Calentadores eléctricos.....	213
Figura 5.7	Bomba de vacío.....	214
Figura 5.8	Filtro prensa.....	218
Figura 5.9	Centrifuga.....	219
Figura 5.10	Cámara empleada para el filtrado de aceite a través de arcilla ordinaria (por gravedad o presión)	222
Figura 5.11	Esquema del filtrado de aceites dieléctricos por gravedad mediante tierra de Fuller.....	223
Figura 5.12	Esquema del filtrado por presión de aceites dieléctricos mediante tierra de Fuller.....	224
Figura 5.13	Estructura con tres columnas que contienen tierra de Fuller.....	225
Figura 5.14	Gráfica para determinar la cantidad de tierra Fuller en base a la acidez del aceite a ser tratado.....	227
Figura 5.15	Tratamiento de 50000 litros de aceite con una acidez de 0.2 mg de KOH/gr.....	228
Figura 5.16	Equipo de tratamiento con tierra de Fuller marca Enervac.	229
Figura 5.17	Proceso del método de recuperación por fosfato trisódico.	232
Figura 5.18	Esquema mostrando el proceso de reacondicionamiento y recuperación del aceite dieléctrico junto con la remoción	235

	del lodo del transformador.....	
Figura 5.19	Resumen del mantenimiento de un transformador de potencia en aceite.....	236
Figura 6.1	Etiqueta para equipo con PCB.....	250
Figura A.1	Medidor de rigidez dieléctrica con cuba para pruebas bajo norma ASTM D-1816.....	261
Figura A.2	Cuba que cumple con las especificaciones de la norma ASTM D-877.....	261
Figura A.3	Equipos y materiales necesarios para realizar la prueba de acidez de un aceite dieléctrico.....	268
Figura A.4	Tensiómetro con el que se realiza la prueba de tensión interfacial según las especificaciones de la norma ASTM-D2285.....	270
Figura A.5	Medidor de factor de potencia de aislamiento marca Biddle.....	275
Figura A.6	Celda para prueba de factor de potencia de aceites dieléctricos, según norma ASTM D-924.....	275
Figura A.7	Conexiones para la prueba de factor de potencia del aceite dieléctrico.....	278
Figura A.8	Colorímetro con colores ASTM.....	281
Figura A.9	Circuito equivalente del aislamiento de un transformador de dos devanados.....	291
Figura A.10	Circuito equivalente del aislamiento de un transformador de tres devanados.....	292
Figura A.11	Conexiones para prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados.....	293
Figura A.12	Conexiones para prueba de factor de potencia en transformadores de tres devanados.....	294
Figura A.13	Conexiones para prueba de factor de potencia en pasatapa con tap.....	303
Figura A.14	Conexiones para prueba de factor de potencia en pasatapa sin tap.....	304
Figura A.15	Conexiones para prueba de factor de potencia en pasatapa de acuerdo al método del collar caliente.....	305

Figura A.16	Megger de 5 KV marca Vanguard Instruments.....	307
Figura A.17	Conexiones para la prueba de corriente de excitación.....	317
Figura A.18	Equipo para medición de relación de transformación marca Vanguard Instruments.....	320
Figura A.19	Identificación de terminales de una misma fase.....	323
Figura A.20	Arreglo normalizado de terminales en transformadores trifásicos.....	324
Figura A.21	Microohmetro electrónico marca Megabras.....	325
Figura A.22	Conexiones del microohmetro para la medición de la resistencia ohmica del devanado de un transformador conectado en delta.....	326
Figura A.23	Conexiones del microohmetro para la medición de la resistencia ohmica del devanado de un transformador conectado en estrella.....	326
Figura B.1	Perfil cromatografico del transformador de 56 MVA, serie 15141296.....	329
Figura B.2	Parte interna de una maquina de filtrado de aceites dieléctricos.....	339

INDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla I	Distribución del agua entre el aislamiento sólido y el aceite.....	90
Tabla II	Límites de la concentración de agua en el aceite de acuerdo al voltaje de operación del transformador..	94
Tabla III	Enemigos del sistema de aislamiento.....	100
Tabla IV	Concentraciones límites de los gases característicos disueltos en el aceite.....	119
Tabla V	Acciones basadas en el TGC.....	125
Tabla VI	Acciones basadas en el TGCD.....	126
Tabla VII	Concentración de los gases disueltos en el aceite...	132
Tabla VIII	Diagnostico sugerido de acuerdo al método de las Relaciones de Doernenburg.....	133
Tabla IX	Diagnostico sugerido de acuerdo al método de las Relaciones de Rogers.....	137
Tabla X	Resumen de posibles diagnósticos de fallas en transformadores en aceite de acuerdo a los gases generados en su interior.....	140
Tabla XI	Cantidad de inhibidor de oxidación por cantidad de aceite	157
Tabla XII	Rangos de temperatura considerados en la prueba de termografía infrarroja.....	178

Tabla XIII	Componentes claves de un transformador de potencia dentro de su mantenimiento preventivo.....	204
Tabla XIV	Actividades a realizar dentro del mantenimiento preventivo de un transformador de potencia en aceite	205
Tabla XV	Listado de fabricantes de Askarel.....	245
Tabla XVI	Pruebas básicas para los transformadores en Askarel.....	251
Tabla XVII	Factores de corrección por temperatura para la prueba de factor de potencia de aceites dieléctricos.....	286
Tabla XVIII	Valores límites para mantener un control preventivo del estado del aceite de un transformador.....	293
Tabla XIX	Factores de corrección por temperatura para la Prueba de Factor de Potencia de devanados.....	296
Tabla XX	Conexiones del equipo de Factor de Potencia para la prueba en los devanados en un transformador de dos devanados.....	301
Tabla XXI	Conexiones del equipo de Factor de Potencia para la prueba en los devanados en un transformador de tres devanados.....	301

Tabla XXII	Factores de corrección por temperatura para la Prueba de Factor de Potencia de pasatapas.....	307
Tabla XXIII	Valores limites para el factor de potencia de pasatapas.....	308
Tabla XXIV	Conexiones del equipo de Resistencia de Aislamiento para la prueba en los devanados de un transformador de dos devanados.....	316
Tabla XXV	Conexiones del equipo de Resistencia de Aislamiento para la prueba en los devanados de un transformador de tres devanados.....	317
Tabla XXVI	Factores de corrección por temperatura para la prueba de resistencia de aislamiento.....	318
Tabla XXVII	Valores mínimos en la resistencia de aislamiento de un transformador dados por la Westinghouse.....	321
Tabla XXVIII	Comparación del aislamiento de un transformador de acuerdo a los índices de absorción y polarización...	321
Tabla XXIX	Resultados obtenidos en una prueba de Análisis Cromatografico realizada a un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A.....	334
Tabla XXX	Resultados obtenidos en las prueba de aceite realizadas a un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A previo a su mantenimiento.....	338

Tabla XXXI	Resultados obtenidos en la prueba de Resistencia de Aislamiento realizada a un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A previo a su mantenimiento.....	339
Tabla XXXII	Índices absorción y polarización del aislamiento de un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A previo a su mantenimiento.....	340
Tabla XXXIII	Resultados obtenidos en la prueba de factor de potencia de aislamiento realizada a un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A previo a su mantenimiento.....	342
Tabla XXXIV	Resultados obtenidos en la prueba de Factor de Potencia de los pasatapas de un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A previo a su mantenimiento.....	343
Tabla XXXV	Resultados obtenidos en la prueba de Resistencia de Ohmica realizada a un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A previo a su mantenimiento.....	344
Tabla XXXVI	Resultados obtenidos en la prueba de Relación de Transformación realizada a un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A previo a su mantenimiento.....	345

Tabla XXXVII	Resultados obtenidos en las pruebas de aceite realizadas a un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A luego de su mantenimiento.....	348
Tabla XXXVIII	Resultados obtenidos en la prueba de Resistencia de Aislamiento realizada a un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A luego de su mantenimiento.....	349
Tabla XXXIX	Índices absorción y polarización del aislamiento de un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A luego de su mantenimiento.....	350
Tabla XXXX	Resultados obtenidos en la prueba de factor de potencia de aislamiento realizada a un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A luego de su mantenimiento.....	352
Tabla XXXXI	Resultados obtenidos en a prueba de Resistencia Ohmica realizada a un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A luego de su mantenimiento.....	353
Tabla XXXXII	Resultados obtenidos en la prueba de Relación de Transformación realizada a un transformador de 56 MVA de la generadora Electroquil S.A luego de su mantenimiento.....	354

INTRODUCCION

Por años, el mantenimiento preventivo de los transformadores ha estado basado en la determinación de la resistencia de su aislamiento junto con la medición de la rigidez dieléctrica de su aceite. Sin embargo, se sabe ahora que pruebas como el factor de potencia del aislamiento, contenido de humedad, tensión interfacial, acidez, entre otras, son muy importantes para obtener un diagnóstico más acertado del estado del transformador.

Recientemente, el análisis de gases generados en el interior del transformador mediante cromatografía de gases se ha constituido en una herramienta poderosa a la hora de monitorear el estado en que se encuentra el transformador, sin necesidad de sacarlo de operación.

Un transformador con su sistema de aislamiento adecuadamente mantenido, será capaz de soportar de una mejor manera problemas como: sobrevoltajes debido a maniobras o a descargas atmosféricas, cortocircuitos internos, entre otros. Por lo anterior, se considerará al mantenimiento del transformador en términos de:

- Los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.
- Cuales son las pruebas y actividades de rutina que permiten emitir un criterio del estado del transformador.
- Que significado tienen los resultados obtenidos en las pruebas de diagnostico.
- Cuando deben realizarse las pruebas de diagnóstico.
- Que medidas correctivas deberán tomarse en el caso de que detecte alguna anomalía en el mantenimiento preventivo periódico.

El objetivo de este trabajo es presentar una guía para la persona encargada del cuidado de un transformador de potencia en aceite, con la finalidad de que pueda desarrollar y aplicar un programa de mantenimiento preventivo periódico efectivo, ya que como sabemos, en la actualidad debido al incrementado de la demanda de energía eléctrica por parte de los abonados de los sectores residenciales, comerciales e industriales las empresas eléctricas se han visto en la necesidad de realizar un aumento en el número de subestaciones de

distribución con la finalidad de suministrar un servicio continuo y confiable a sus abonados. Este fenómeno ha inducido al monitoreo y mantenimiento periódico del transformador de potencia instalado en la subestación, el cual constituye el corazón de la misma.

CAPITULO 1

PARTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE

1.1. INTRODUCCION

En este capítulo se revisarán de manera breve los principales elementos constitutivos de un transformador de potencia aislado en aceite. Un estudio más profundo de dichas partes esta fuera del alcance de este trabajo, por ende no se ahondará en el estudio de dichas partes.

En la figura 1.1 podemos observar un transformador de potencia de 112 MVA con algunas de las partes que serán tratadas en este capítulo.

1.2. TANQUE

1.2.1. FUNCIONES

El tanque de un transformador, generalmente hecho de acero, desempeña las siguientes funciones:

- a) Provee protección mecánica al conjunto núcleo-bobinas.
- b) Ayuda a contener al líquido refrigerante/aislante, en el caso de que se lo utilice.
- c) Protege al aceite del aire, humedad y contaminación externa.
- d) Permite que el transformador “respire”.

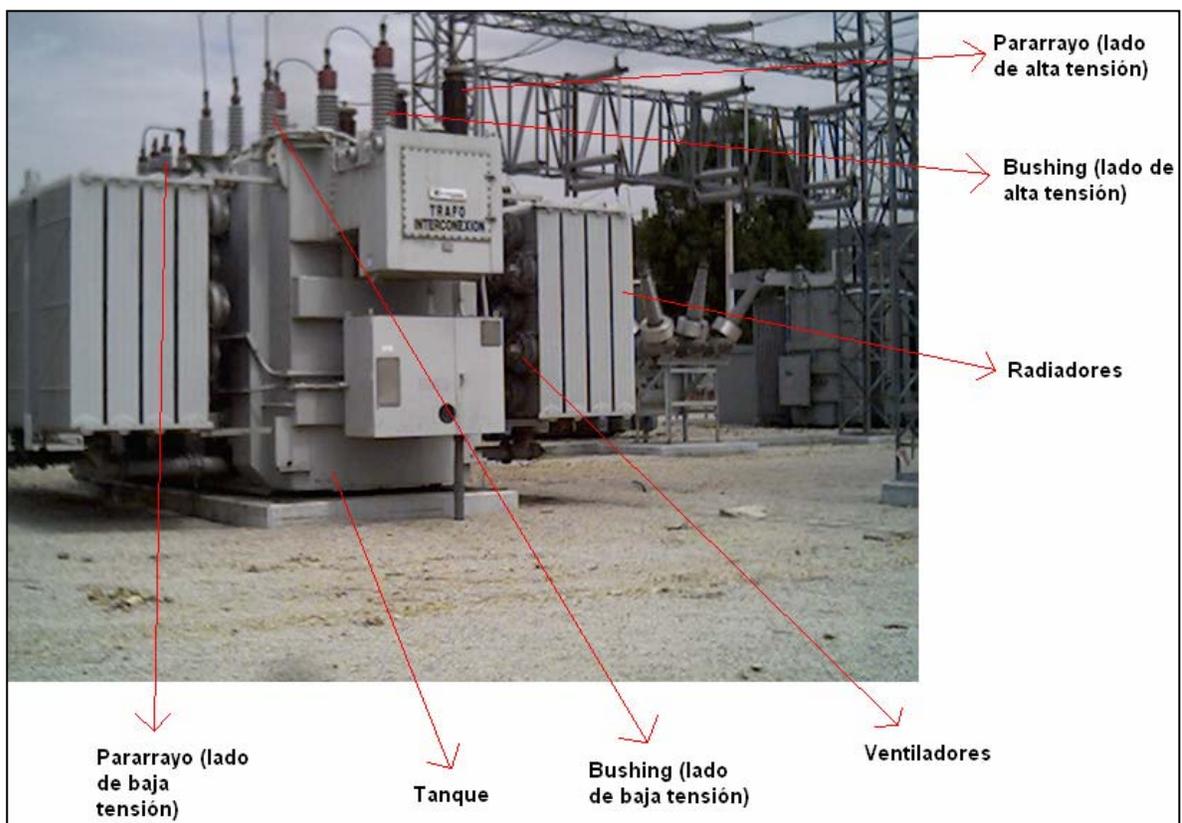


FIGURA 1.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 112 MVA

1.2.2. TIPOS DE TANQUE

En la actualidad podemos encontrar diferentes tipos de diseños de tanques para transformadores. Dentro de los existentes y más comunes en nuestro medio se encuentran los Tipo Respiración libre, los Tipo Tanque conservador y los Tipo Sellado.

1.2.2.1. TIPO RESPIRACIÓN LIBRE

En este tipo de diseño el espacio o colchón de aire a presión atmosférica que se forma sobre el aceite tiene salida a la atmósfera a través de una tubería de respiración. Dicha tubería es doblada hacia abajo y posee una pantalla en el extremo que da hacia el exterior del transformador, evitándose de esta manera el ingreso de la lluvia, insectos o roedores. En la figura 1.2 podemos ver un transformador con este diseño de tanque.

Este diseño de tanque no posee un removedor de humedad en la tubería de respiración, por ende el transformador tendrá una fuente de humedad, oxígeno y contaminación por dicha tubería. Como

se vera mas adelante la humedad y el oxigeno son enemigos del aislamiento del transformador, es recomendable entonces que el propietario o responsable de un transformador de este tipo instale un removedor de humedad (como la Silica gel) en dicha tubería, de manera que se reduzca el ingreso del humedad, oxigeno y contaminación al transformador.

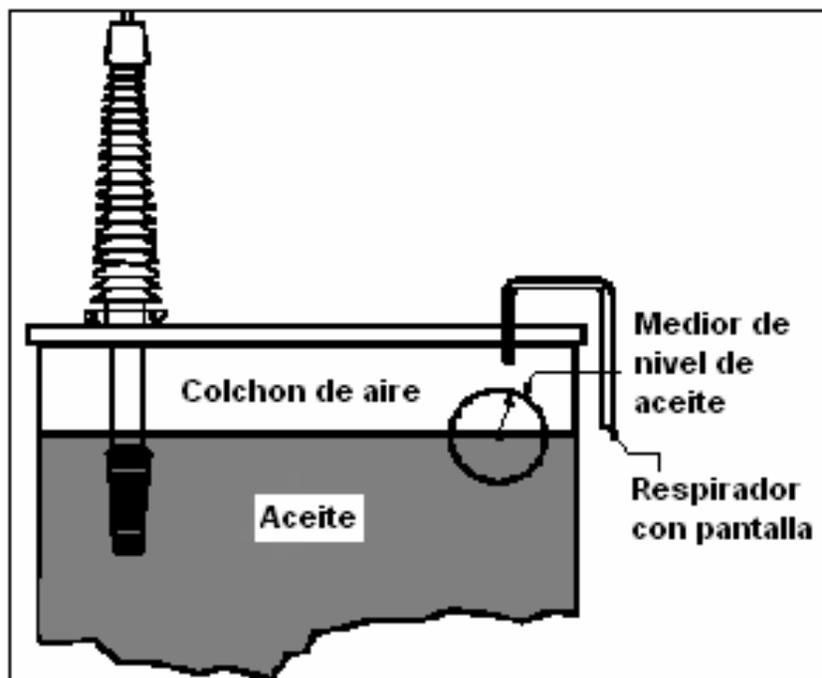


FIGURA 1.2. TRANSFORMADOR TIPO RESPIRACIÓN LIBRE

1.2.2.2. TIPO TANQUE CONSERVADOR.

En este diseño se adiciona un tanque adicional al transformador, llamado tanque de expansión o tanque de conservación. Este tanque adicional se encuentra localizado sobre el transformador (vease la figura 1.3), de manera que el tanque principal estará lleno de aceite. La expansión del aceite y el intercambio de aire con la atmósfera (respiración del transformador) ocurren lejos del total del aceite en el transformador ya que, solo una pequeña cantidad de aceite existe entre el tanque principal y el tanque conservador. Debido a lo anterior este diseño reduce el ingreso de oxígeno, humedad y contaminación al transformador, retardándose así el proceso de oxidación del aceite.

Existen transformadores de este tipo que llevan instalado en el interior del tanque conservador una especie de “vejiga” o “diafragma”. Con este sistema se reduce en mayor medida el ingreso de humedad y oxígeno al transformador ya que, dicha vejiga aísla al aceite de la atmósfera. A medida que el

aceite se expande o contrae debido a los cambios de temperatura, la vejiga “respira” aire hacia adentro y hacia fuera del transformador, esto mantiene al aire a presión atmosférica. En la figura 1.4 se puede observar un transformador de este tipo

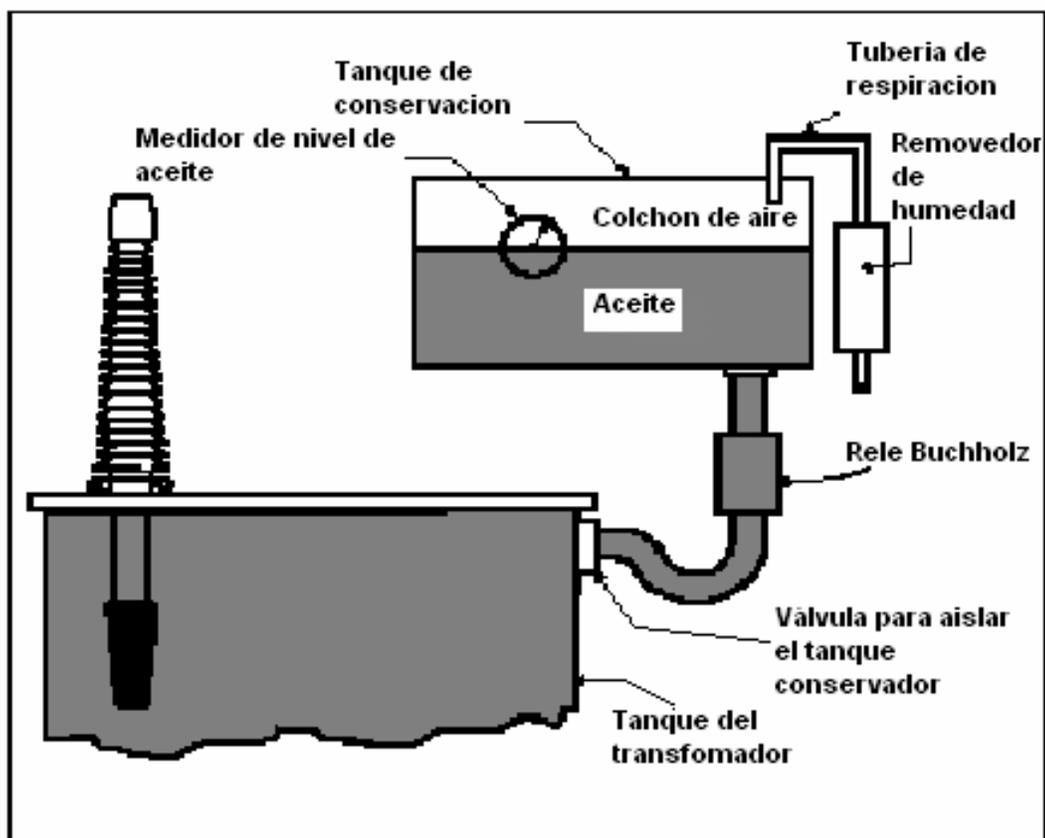
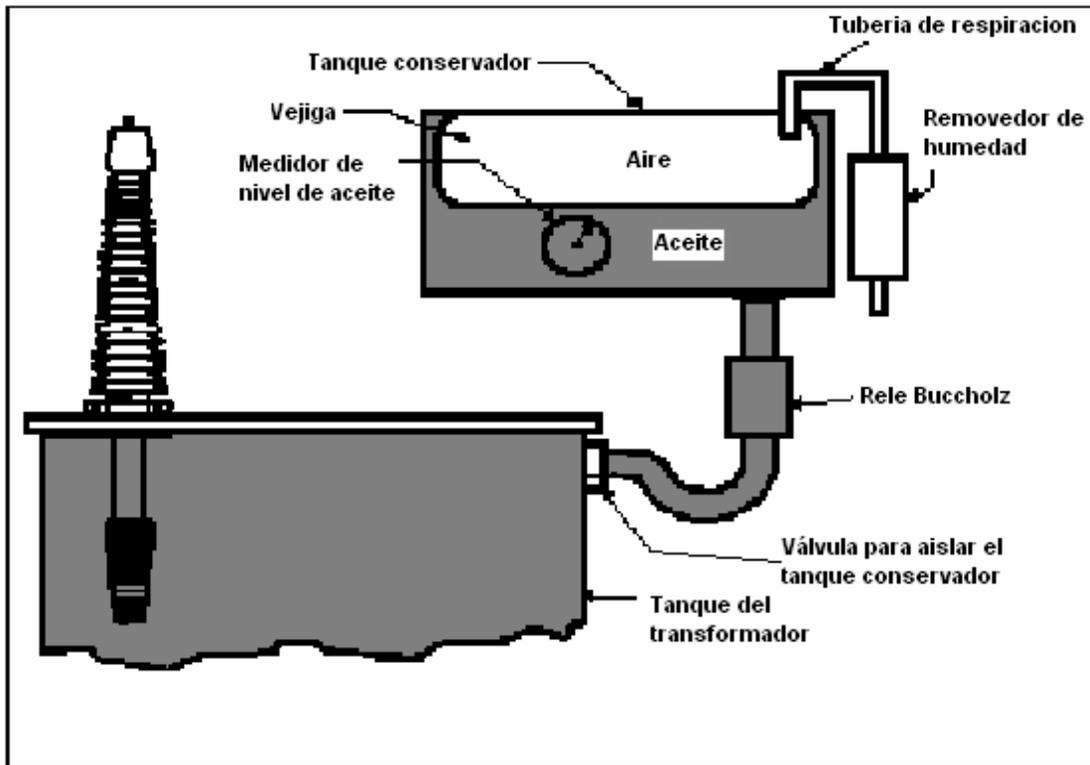


FIGURA 1.3. TANQUE TIPO CONSERVADOR



Nota importante: Existe la posibilidad de que se forme vacío en el transformador si la tubería que conecta el removedor de humedad con el tanque conservador es muy delgada o se encuentra bloqueada parcialmente o si la entrada al removedor de humedad es muy pequeña. Esta situación puede permitir la formación de burbujas en el aceite, las cuales pueden activar los detectores de gas como el Rele Buchholz y/o el rele de Falla del Diafragma (si el transformador lo tuviere). Dicho vacío también puede “chupar” aire a través de empaques defectuosos o que no se encuentran correctamente colocados, lo cual también podría ser una fuente para la formación de burbujas.

FIGURA 1.4 TANQUE TIPO CONSERVADOR EN EL QUE DICHO TANQUE POSEE UNA “VEJIGA” O “DIAFRAGMA” EN SU INTERIOR.

1.2.2.3. TIPO SELLADO.

El tanque tipo sellado es similar al de respiración libre, con la adición de una válvula de alivio de presión/vació, la cual esta diseñada para mantener una presión interna de + o de – 5 psi. Además la tapa superior no es empernada, sino soldada, con lo cual se evita el uso de empaques. La figura 1.5 muestra un diseño de este tipo.

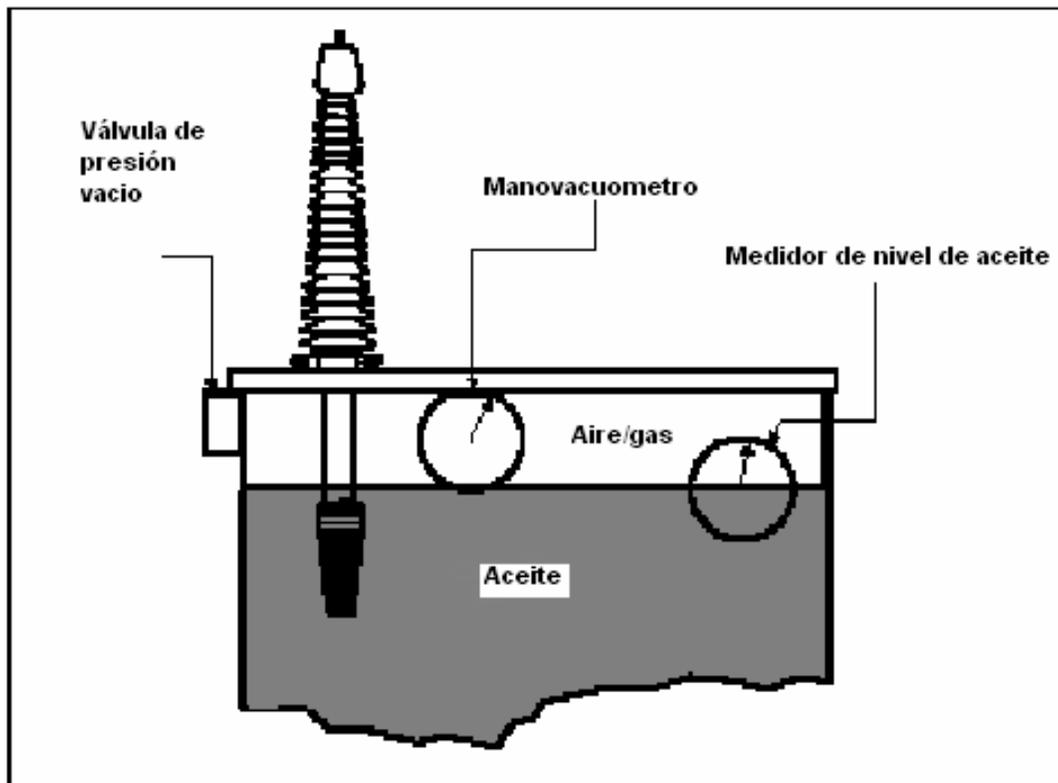


FIGURA 1.5 TANQUE TIPO SELLADO

Al instalarse el transformador se coloca a presión aire libre de humedad o nitrógeno, de manera que se forma un colchón de aire/gas sobre el aceite.

La contaminación del transformador por oxígeno y/o humedad no es tan severa como en el caso del tanque Tipo Respiración libre debido a que la “respiración” del transformador esta limitada por la válvula de alivio. Cuando la presión interna del transformador excede los 5 psi el aire o el nitrógeno son expulsados a la atmósfera por la válvula de alivio. Cuando el transformador se enfría el aceite se contrae, si la presión interna cae por debajo de la presión atmosférica exterior en 5 psi, la válvula de alivio permitirá el ingreso de humedad y oxígeno al tanque.

PRECAUCION: El nitrógeno usado en transformadores debe cumplir la norma ASTM D-1933 tipo III, con -59°C para el punto de rocío, como se especifica en IEEE C-57.12.00-1993, párrafo 6.6.3.

1.3. PASATAPAS (BUSHINGS)

La función de los pasatapas en un transformador es de llevar o transportar los conductores de los devanados a través del tanque y hacia el exterior de una manera segura. Los pasatapas están diseñados para: soportar las tensiones de operación normal y anormal, mantener la humedad fuera del transformador y resistir los esfuerzos mecánicos debido al peso y tensión de los conductores conectados a ellos.

Para cumplir con lo anterior existen diferentes tipos de pasatapas, entre los que tenemos:

- Porcelana (hasta 25 KV)
- Porcelana-Aceite (25-69 KV)
- Porcelana-Compuesto epóxico
- Porcelana-Resina sintética (34.5-115KV)
- Porcelana-Papel impregnado de aceite (mayores a 275 KV)

Como puede verse, la clase de pasatapa a utilizar es dependiente del nivel de voltaje para el que es diseñado. En la figura 1.6, puede verse las partes de un pasatapa para transformador tipo GOB de la ABB.

Los pasatapas son de forma cilíndrica, cubiertos con un esmalte especial para evitar la adherencia de humedad y contaminantes. Están provistos de “faldas” con el objeto de aumentar la distancia de fuga (distancia entre el terminal del pasatapa y su base acoplada al tanque) y así reducir la posibilidad de un arco debido a sobre voltajes. En las figuras 1.7 y 1.8 se pueden observar pasatapas de Porcelana- Aceite y Porcelana, respectivamente

1.4. NUCLEO Y DEVANADOS

Los dos tipos fundamentales de diseño de la parte activa de un transformador son el TIPO NUCLEO, en el cual dos grupos de devanados abrazan a un núcleo único y el TIPO ACORAZADO, en el cual el flujo que atraviesa a un único grupo de devanados esta formado, al menos, por dos componentes existentes en circuitos magnéticos en paralelo. Ambos tipos de estructuras pueden verse en las figuras 1.9 y 1.10.

El diseño del Tipo Núcleo es usado en transformadores de potencia con valores de corriente y KVA bajos, mientras que el Tipo Acorazado es usado en transformadores con potencias iguales o mayores a 50 MVA.

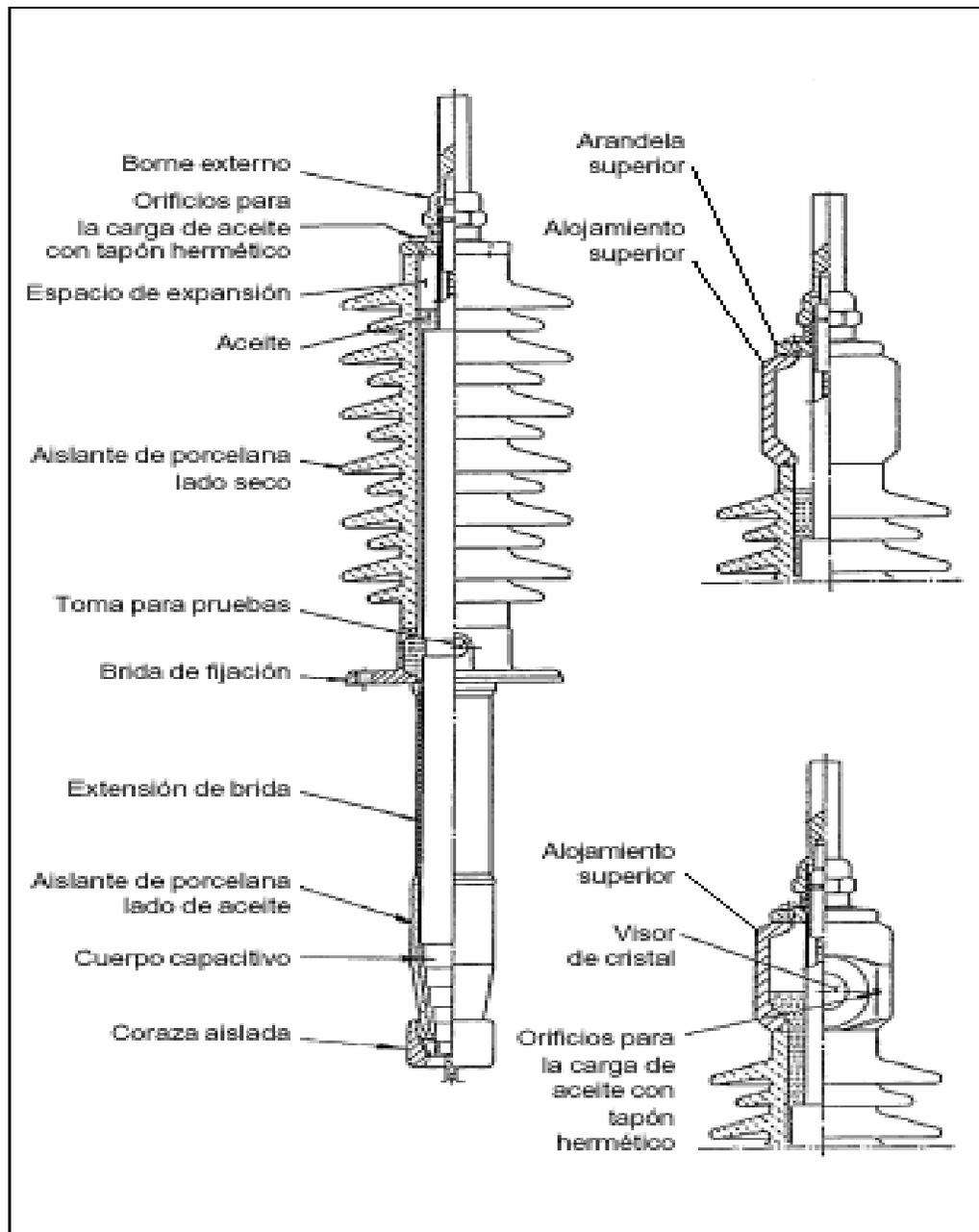


FIGURA 1.6. PASATAPA TIPO GOB DE LA ABB



FIGURA 1.7. PASATAPA DE PORCELANA-ACEITE



FIGURA 1.8.PASATAPA DE PORCELANA

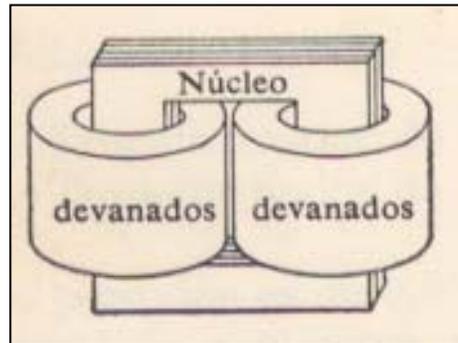


FIGURA 1.9. TRANSFORMADOR TIPO NÚCLEO

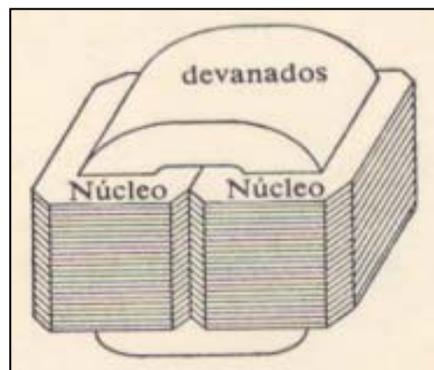


FIGURA 1.10. TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO

El núcleo de un transformador está formado por chapas, las cuales están hechas con una aleación de hierro de grano orientado y silicio (con esta aleación se reducen las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas). Las chapas que forman el núcleo están aisladas eléctricamente unas de otras con un revestimiento a prueba de aceite (tradicionalmente barniz) para reducir las

perdidas por corrientes parásitas. La figura 1.11 nos muestra la forma de realizar la unión del conjunto de chapas. En la misma figura 1.11 puede verse que el perno que sujeta las chapas esta asilado de las mismas por medio de un buje.

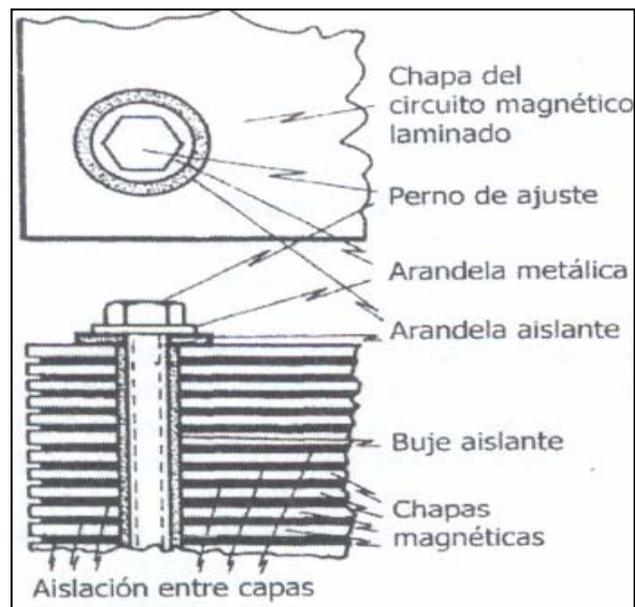


FIGURA 1.11 UNIÓN DEL CONJUNTO DE CHAPAS MEDIANTE PERNOS

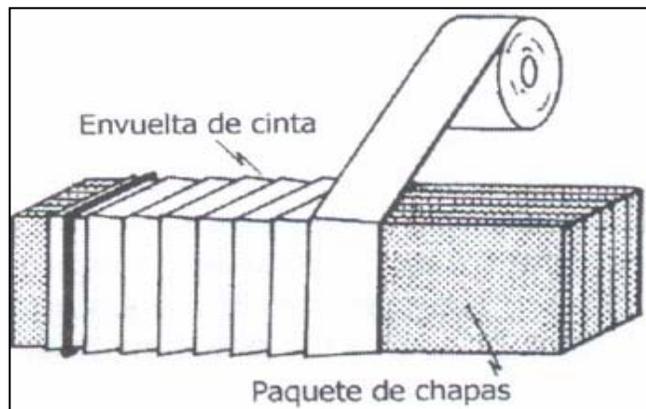


FIGURA 1.12 UNIÓN DE UN CONJUNTO DE CHAPAS MEDIANTE CINTA DE ALGODÓN

En la figura 1.12 se puede apreciar otra forma de armar el conjunto de chapas por medio de una cinta de algodón, nominado comúnmente “paquete”.

La figura 1.13 muestra las diferentes formas de armar las partes componentes del núcleo de un transformador. El núcleo con sucesivas chapas alternadas se usa en transformadores de poca potencia, mientras que el núcleo con entrehierros oblicuos se usa en transformadores de gran potencia.

En los entrehierros se suele colocar hojas de cartón especial para disminuir el ruido que es originado por efectos de la fuerza cortante de valor variable que se produce entre ambas caras de una y otra parte. En las figuras 1.13A, 1.13B y 1.13C pueden apreciarse tres diferentes formas de columnas del núcleo.

A medida que aumenta la importancia de la máquina es conveniente que las columnas del núcleo dejen de tener sección cuadrada, para adoptar una sección circular.

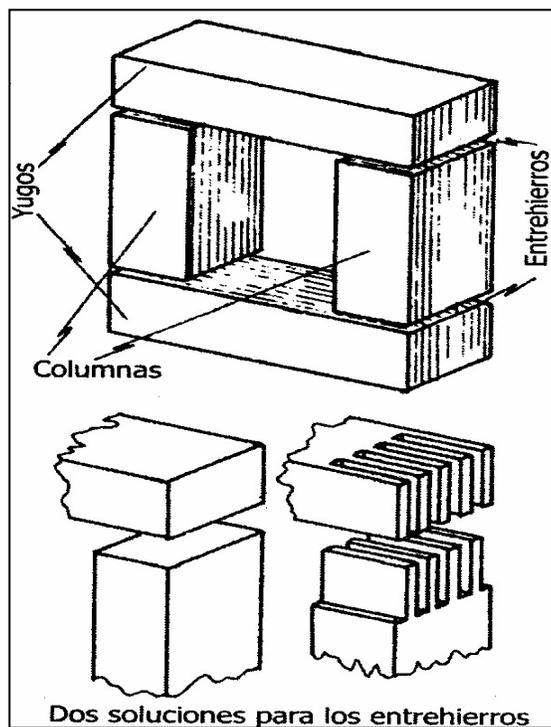


FIGURA 1.13A. ARMADO DE NÚCLEO CON ENTREHIERROS PLANOS Y DIENTES DE CIERRA

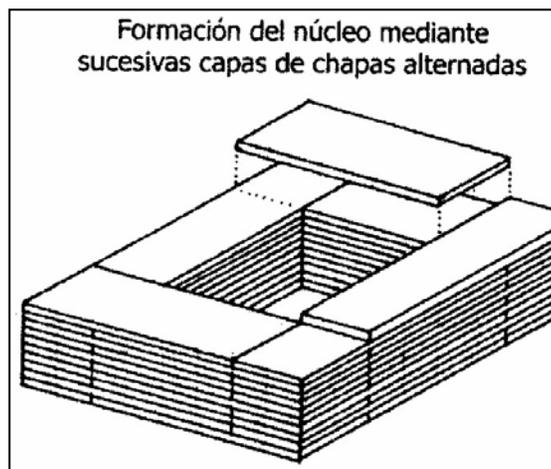


FIGURA 1.13B. NÚCLEO CON CHAPAS ALTERNADAS

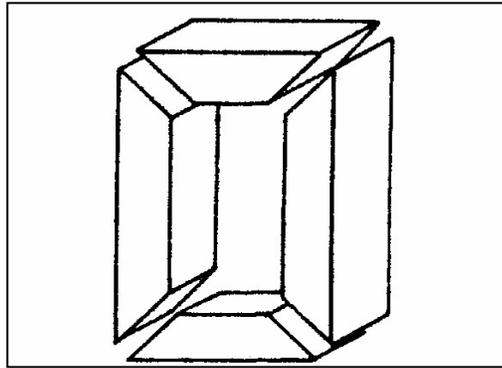


FIGURA 1.13C. NÚCLEO CON ENTREHIERROS OBLICUOS

La sección circular de la columna del núcleo se obtiene colocando las chapas en forma escalonada. En el núcleo de la derecha de la figura 1.14, existen canales internos para mayor evacuación del calor producido por las pérdidas del hierro. La separación de los conjuntos así formados de chapas se logra con adecuados listones de madera tratada.

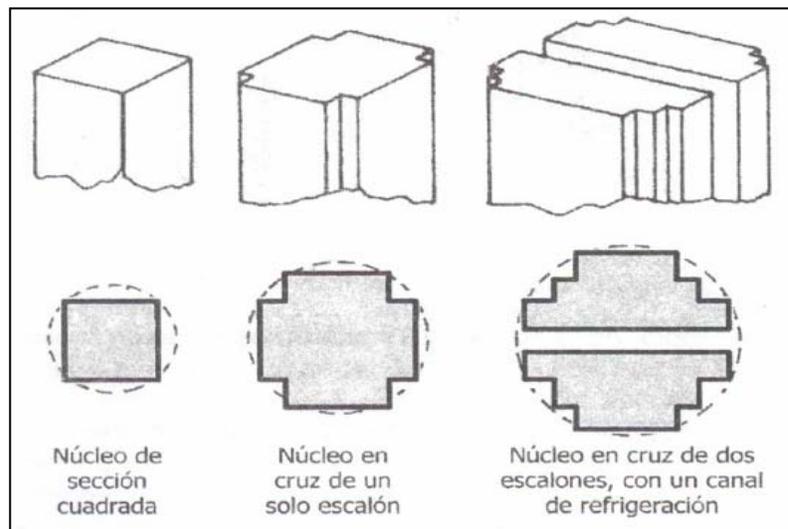


FIGURA 1.14. DIFERENTES FORMAS DE COLUMNAS DE NÚCLEOS

El armado del núcleo (Core Clamping) se logra por medio de diversos métodos, como se muestra en las figuras 1.15 y 1.16.

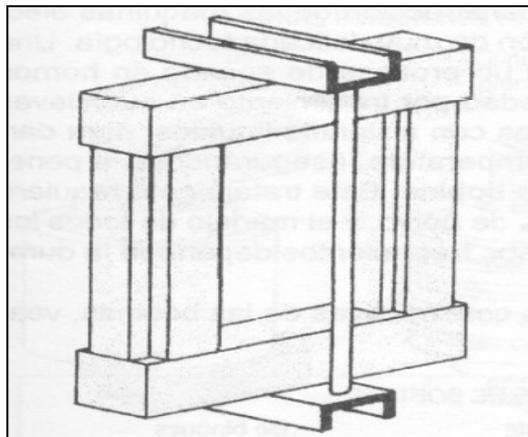


FIGURA 1.15. ARMADO SIMPLE DE YUGOS Y COLUMNAS

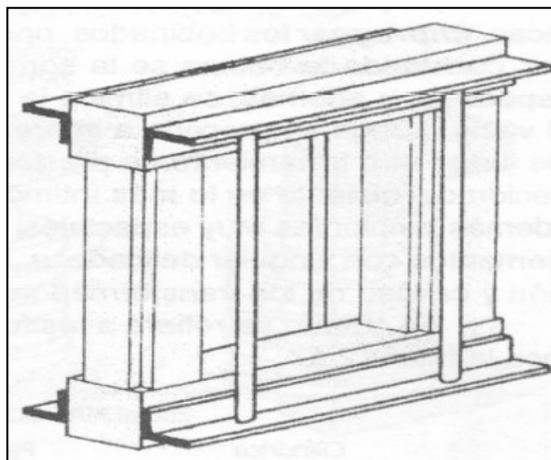


FIGURA 1.16. ARMADO DE YUGOS Y COLUMNAS CON PERFILES SOLDADOS

Pasemos ahora a hablar de las bobinas. En la figura 1.17 podemos apreciar como se aíslan los conductores. Para secciones

de cobre de hasta 4 mm^2 , la sección del conductor tiene forma circular. Para secciones mayores se usa la sección rectangular con doble encintado de algodón. Para secciones muy grandes se usan varios conductores con un aislamiento de dos capas. La primera capa es el aislante propiamente dicho, mientras que la segunda capa es de menor rigidez dieléctrica que la primera, pero es más fuerte mecánicamente.

Los bobinados de un transformador previo a su montaje son sometidos a procesos de secado en hornos y eliminación de la humedad mediante vacío, para luego ser impregnados con aislante líquidos. Este tratamiento requiere de ambientes muy especiales, libres de polvo y manejo de todos los elementos con delicadeza.

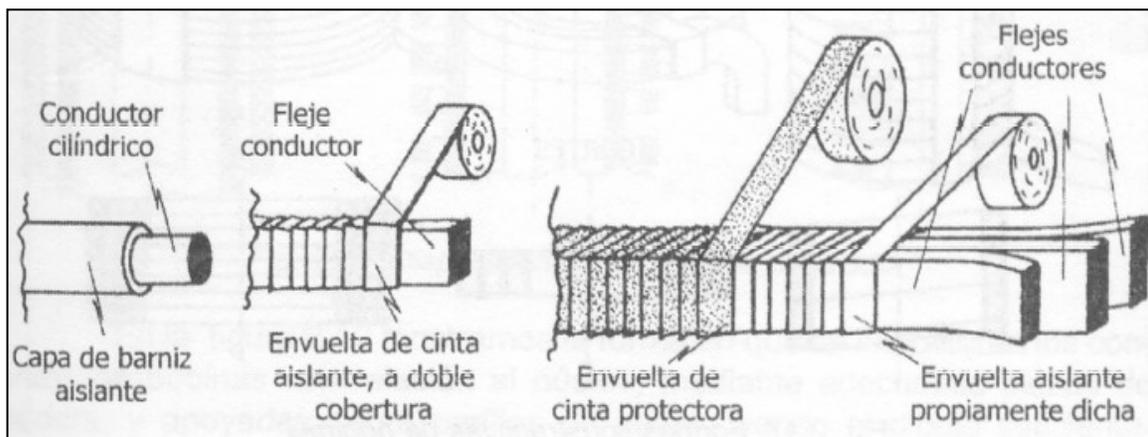


FIGURA 1.17. DIFERENTES FORMAS DE AISLAR CONDUCTORES DE BOBINAS

Mediante la figura 1.18 podemos visualizar las formas constitutivas de las bobinas de un transformador.

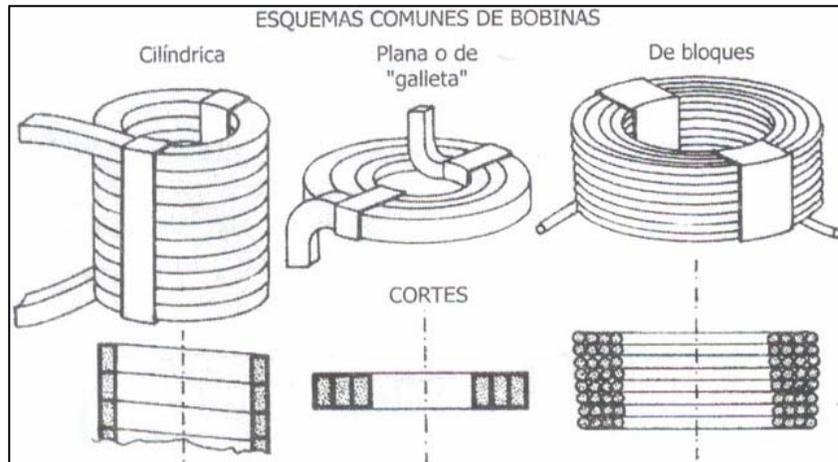


FIGURA 1.18. FORMAS CONSTITUTIVAS DE BOBINAS

Es de práctica común colocar la bobina de baja tensión más próxima al núcleo. La forma cilíndrica se prefiere para las bobinas de baja tensión, mientras que las de tipo plana son preferidas para las bobinas de alta tensión. Con ayuda de la figura 1.19 podemos visualizar las formas comunes de montaje de bobinas en el núcleo.

En la figura 1.20 se muestra la manera en que se inmovilizan los conjuntos de bobinas con relación al núcleo. Esto se realiza mediante adecuadas piezas de madera, apoyadas sobre perfiles de acero. Una ventaja del uso de piezas de madera como

separadores es la formación de “ductos” por donde puede circular el aceite y de esta forma maximizar la transferencia de calor.

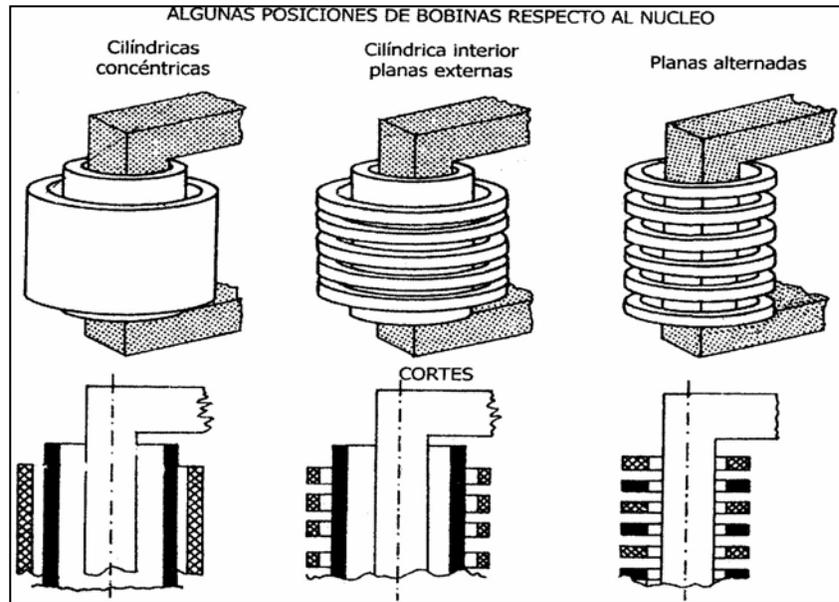


FIGURA 1.19. DISPOSICIÓN DE BOBINAS EN EL NÚCLEO

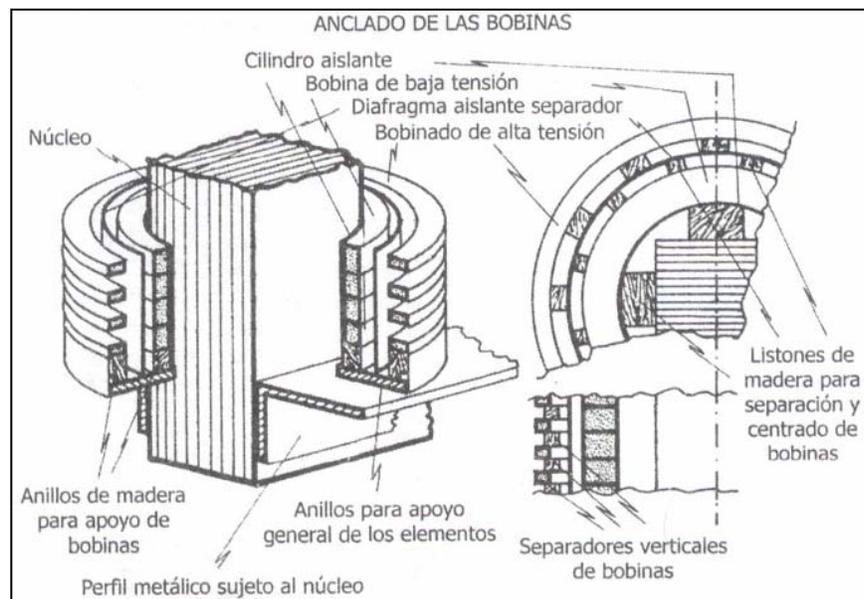


FIGURA 1.20. FIJACIÓN DE LAS BOBINAS AL NÚCLEO

1.5. EL SISTEMA DE AISLAMIENTO

Este sistema tiene como función aislar los devanados del transformador entre sí y de tierra, es decir, los elementos de este sistema aíslan las partes conductoras de corriente del núcleo y de las estructuras de acero.

El sistema de aislamiento de un transformador en aceite consta principalmente de 2 tipos de materiales aislantes: aceite y papel. A continuación se estudiará de manera breve las funciones y propiedades de ambos materiales.

1.5.1. EL ACEITE AISLANTE

1.5.1.1. FUNCIONES

El aceite usado en los transformadores desempeña básicamente cuatro funciones:

- a. Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador.
- b. Proveer de refrigeración eficiente al transformador.
- c. Prevenir la acumulación de lodo en el transformador

- d. Proteger al conjunto núcleo-bobinas del ataque químico.

1.5.1.2. COMPOSICIÓN QUÍMICA

El aceite empleado en transformadores y algunos otros equipos eléctricos es de tipo mineral. Dicho aceite se encuentra formado por compuestos de hidrocarburos y no-hidrocarburos. A continuación, de forma breve, hablaremos de la composición química del aceite mineral.

1.5.1.2.1. Hidrocarburos

Por definición, los hidrocarburos son compuestos químicos que contienen solo hidrógeno y carbono. Los compuestos de hidrocarburos son el mayor constituyente del aceite mineral y pueden ser divididos en tres grandes grupos:

- Parafínicos
- Nafténicos
- Compuestos aromáticos

a) Parafínicos: Los parafínicos son generalmente considerados hidrocarburos saturados, caracterizados por una estructura de enlaces rectos, como puede verse en la figura 1.21.

Hidrocarburo Parafínico

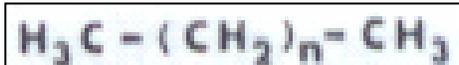


FIGURA 1.21. ESTRUCTURA DE UN HIDROCARBURO PARAFÍNICO

b) Nafténicos: Los nafténicos son clasificados como compuestos de enlaces en forma de anillo. Como puede verse en la figura 1.22 los nafténicos pueden ser monocíclicos, bicíclicos, etc.

Hidrocarburo Nafténico Monocíclico

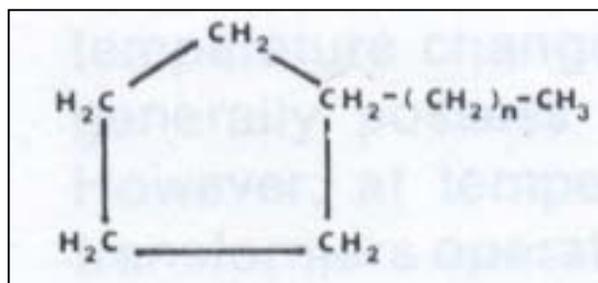


FIGURA 1.22A. HIDROCARBURO NAFTENICO MONOCÍCLICO

Hidrocarburo Naftenico Bicíclico

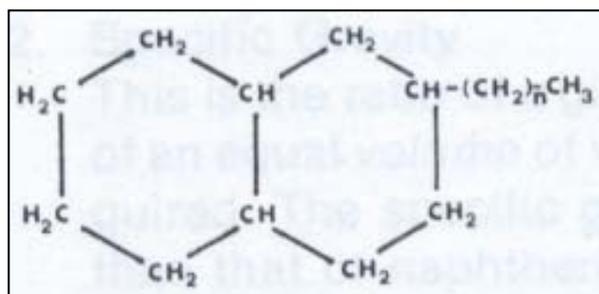


FIGURA 1.22B. HIDROCARBURO NAFTENICO BICÍCLICO

c) Compuestos aromáticos: Los compuestos aromáticos, figura 1.23, poseen uno o más anillos aromáticos, los cuales pueden ser unidos con anillos acíclicos.

Compuestos Aromáticos

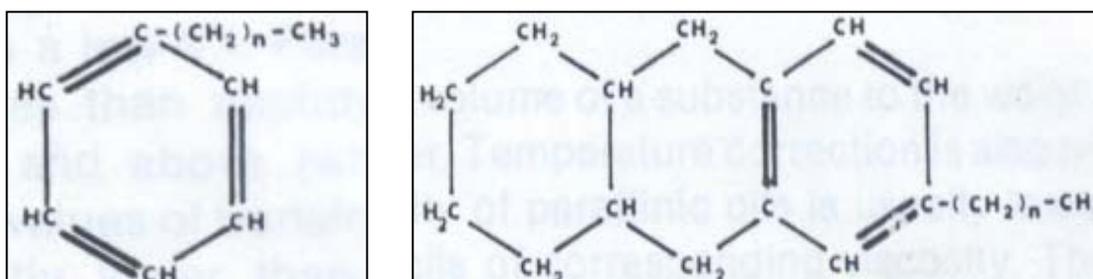


FIGURA 1.23.- HIDROCARBUROS AROMÁTICOS

1.5.1.2.2. NO-HIDROCARBUROS

El petróleo, del cual se deriva el aceite usado en transformadores, también contiene compuestos que no son hidrocarburos. Dichos compuestos presentan una estructura semejante a la de los hidrocarburos, con la salvedad de que los átomos de carbono son reemplazados por uno, dos, tres o más átomos de azufre, oxígeno o nitrógeno. Los compuestos no-hidrocarburos en el aceite mineral pueden ser ácidos naftenicos, esteres, alcoholes, entre otros.

Existen algunos factores químicos que son críticos para los aceites nuevos, dentro de los cuales podemos anotar:

1) Acidez (Número de neutralización)

Una baja acidez en un aceite mineral es necesaria para minimizar la conducción eléctrica, la corrosión de

los metales y maximizar, la vida del sistema de aislamiento.

2) Formación de gas bajo arco

3) Contenido de agua.

Un aceite mineral con contenido de agua bajo es necesario para alcanzar una rigidez dieléctrica adecuada, maximizar la vida del sistema de aislamiento y minimizar la corrosión de los metales.

1.5.1.3. PROPIEDADES FÍSICAS

Algunas de las propiedades físicas de un aceite mineral incluyen:

1) Viscosidad

La viscosidad es considerada una medida de la resistencia del aceite a fluir. Este parámetro es controlado para asegurar una libre circulación en los transformadores y mecanismos, así como una adecuada transferencia de calor.

2) Gravedad específica

La gravedad específica es la razón entre el peso de un volumen dado de una sustancia y el peso de un volumen igual de agua. Este parámetro es útil como ayuda para identificar tipos de aceites nuevos.

3) Tensión interfacial

Un elevado valor de tensión interfacial en un aceite nuevo es indicativo de la ausencia de contaminantes polares indeseables, pero el mayor uso de la T.I esta en al determinación del grado de deterioro y contaminación que posee un aceite en servicio.

4) Estabilidad de oxidación**5) Volatibilidad****1.5.1.4. PROPIEDADES ELÉCTRICAS**

Las principales propiedades eléctricas de un aceite nuevo incluyen:

- 1) **Rigidez dieléctrica**
La Rigidez dieléctrica de un aceite es una medida de la habilidad que tiene el aceite a resistir esfuerzos eléctricos sin que se produzca el rompimiento del dieléctrico.

- 2) **Rigidez de impulso**
Con la rigidez de impulso se mide la habilidad del aceite a resistir condiciones de voltajes transcientes (sobre voltajes debido a maniobras o a descargas eléctricas atmosféricas).

- 3) **Permitividad relativa / Constante dieléctrica**
La Permitividad relativa es la relación entre la capacitancia de un material aislante medida por medio de una configuración de electrodos y la capacitancia de la misma configuración de electrodos con el aire (o vacío) como dieléctrico. La Permitividad relativa es dependiente de la temperatura y la frecuencia de voltaje. Los valores típicos de la permitividad relativa de un aceite nuevo

están entre 2.1 y 2.5 a 90°C. La oxidación tiende a incrementar estos valores.

1.5.2. EL AISLAMIENTO SÓLIDO (DE CELULOSA)

1.5.2.1. FUNCIONES

El papel Kraft usado como aislamiento en un transformador debe desempeñar mayormente 3 funciones:

- 1) Soportar los esfuerzos eléctricos producidos por los voltajes en condiciones normales y anormales durante la operación del transformador.
- 2) Soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos que acompañan a un cortocircuito.
- 3) Prevenir una acumulación excesiva de calor.

1.5.2.2. COMPOSICIÓN QUÍMICA

La celulosa es una de las numerosas sustancias vegetales que están formadas por varias unidades de glucosa. La estructura química de la celulosa puede verse en la figura 1.24.

La fórmula molecular de la celulosa es aceptada como $(C_6H_{10}O_5)_n$. El grado de polimerización, es decir el número de unidades repetidas formando las moléculas (indicado por la letra n) varía ampliamente dependiendo de la fuente del material y del método utilizado para su formación. Típicamente la celulosa está formada por cadenas de más o menos 1200 anillos de glucosa.

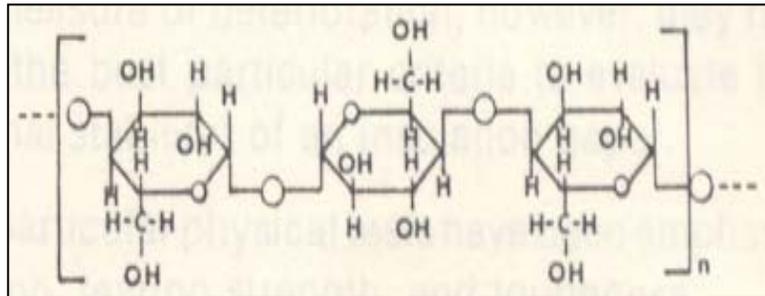


FIGURA 1.24A. ESTRUCTURA DE LA CELULOSA

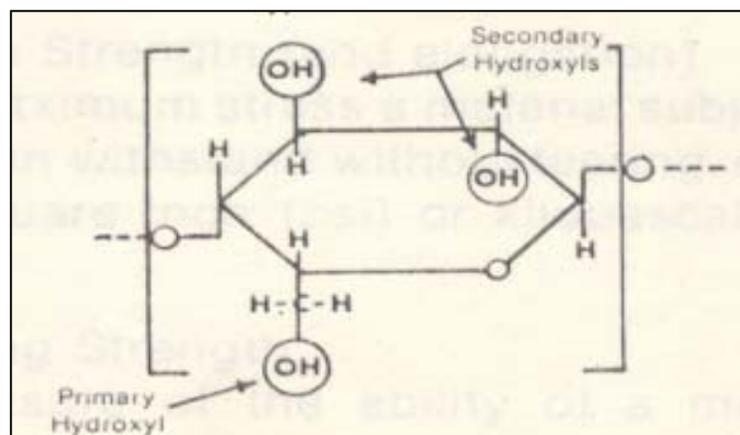


FIGURA 1.24B. UNIDAD DE GLUCOSA

En la figura 1.25 puede verse las bobinas de un transformador junto con los chicotes de dichas bobinas mismas recubiertos con papel.

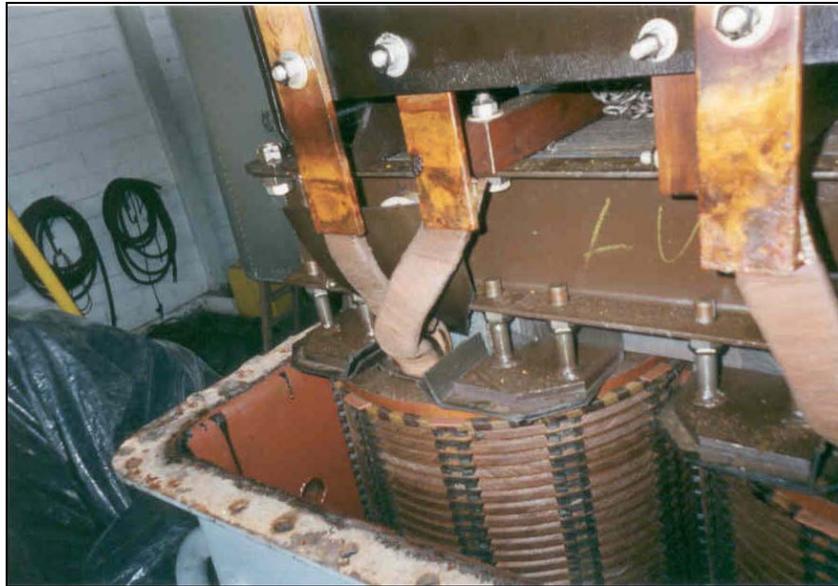


FIGURA 1.25. BOBINAS Y CHICOTES DE UN TRANSFORMADOR RECUBIERTOS DE PAPEL

1.6. EQUIPO CAMBIADOR DE TAP

La mayoría de los transformadores están equipados con un Equipo Cambiador de Tap, el cual permite pequeños cambios en la relación de voltaje de la unidad. El devanado de alto voltaje es el que generalmente se construye con Taps (derivaciones).

Al pasar de un Tap al otro, este equipo provee de una manera de cambiar la relación de vueltas del transformador y con ello el nivel de voltaje del mismo.

Los cambios de TAP pueden ser hechos solo si el transformador esta desenergizado (Equipo Cambiador de Tap desenergizado) o mientras la unidad esta con carga (Equipo Cambiador de Tap bajo carga). Dichos cambios pueden ser realizados de forma manual o de forma automática.

Los equipos para cambio de Tap son diseñados tanto para operar dentro del transformador o montados externamente en un pequeño gabinete con aceite empernado al exterior tanque principal. Las figuras 1.26 y 1.27 pueden verse los dos tipos de Equipos Cambiadores de TAP.

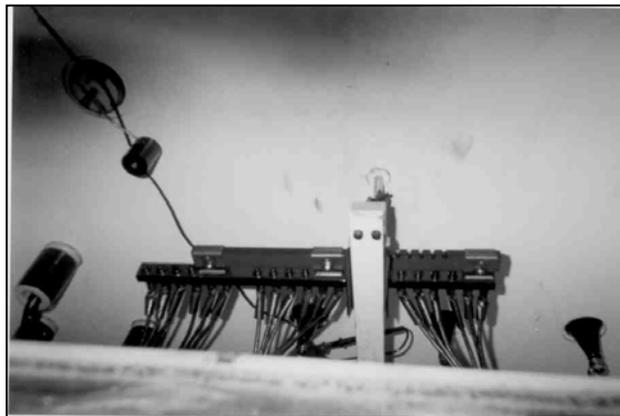


FIGURA 1.26. EQUIPO CAMBIADOR DE TAP PARA OPERAR DESENERGIZADO



FIGURA 1.27. EQUIPO CAMBIADOR DE TAPS BAJO CARGA

1.7. PARARRAYOS

Las instalaciones donde se encuentran montados los transformadores (Subestaciones) están sujetas a sobrevoltajes debidos a descargas atmosféricas, maniobras o a fallas en los circuitos del sistema al cual el transformador esta conectado.

Los pararrayos son los principales medios para proteger no solo al transformador, sino a los demás equipos contra dichos sobrevoltajes. Estos elementos de protección, están divididos en tres clasificaciones: Tipo Subestación (684 KV), Intermedios (hasta 120 KV) y Tipo distribución (hasta 30 KV), siendo los de tipo

subestación los mas caros y los que presenta mayor protección. El tipo de pararrayo más empleado es el Tipo Válvula.

La mayor protección posible contra sobrevoltajes que un pararrayo puede ofrecer a un transformador se obtiene cuando:

- El máximo voltaje del pararrayo es igual o mayor al voltaje nominal línea a tierra del transformador.
- Las conexiones del pararrayo son hechas lo más cerca y directamente posible al transformador.
- Los pararrayos, tierras del tanque y neutro del secundario, si existiere, son conectados a un punto de tierra común.
- El valor de la resistencia a tierra del pararrayo es como máximo 5 Ω y preferiblemente 1 Ω .
- Se sigue las recomendaciones del fabricante.

La figura 1.28 muestra un transformador con los pararrayos montados en el lado de alta tensión.

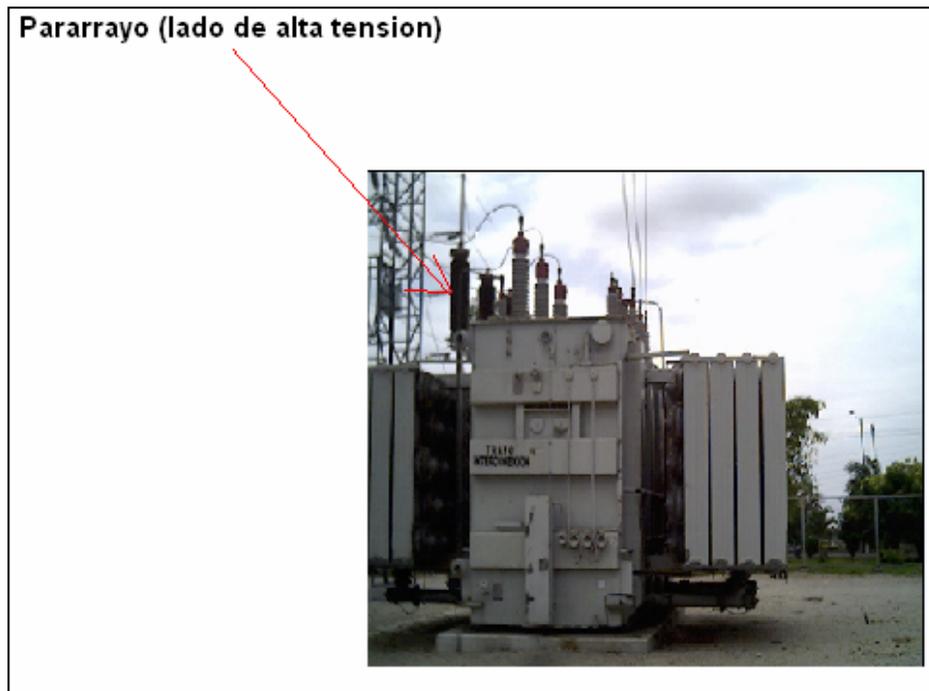


FIGURA 1.28. TRANSFORMADOR CON PARARRAYOS MONTADOS EN EL LADO DE ALTA TENSION

1.8. EQUIPOS AUXILIARES

1.8.1. MEDIDORES DE TEMPERATURA

Con la finalidad de que el personal encargado de la operación y mantenimiento del transformador pueda conocer la temperatura del líquido aislante, devanados, así como la del transformador, los fabricantes del mismo instalan medidores de temperatura en el tanque del transformador. En las figuras 1.29 y 1.30 podemos

visualizar dos tipos de medidores de temperatura que se utilizan en transformadores.

Los medidores de la figura 1.29 son utilizados en transformadores de baja potencia, mientras que los de la figura 1.30 son empleados en transformadores de mediana y gran potencia.



FIGURA 1.29. MEDIDORES DE TEMPERATURA DE 4" MARCA QUALITROL



FIGURA 1.30. MEDIDORES DE TEMPERATURA DE 5" MARCA QUALITROL

1.8.2. MEDIDORES DE NIVEL

El indicador de nivel de aceite señala el nivel del líquido aislante contenido en el tanque principal del transformador o en compartimentos asociados.

En los transformadores con tanque de conservación el medidor de nivel se encuentra instalado a un costado del mismo. En los transformadores sellados el medidor de nivel es instalado a un costado del tanque, justo a la altura del nivel de aceite. En las figuras 1.31 y 1.32 podemos observar dos tipos de medidores de nivel que se utilizan en transformadores.

Como puede observarse en las figuras 1.31 y 1.32, los medidores de nivel poseen tres posiciones definidas: HI (nivel máximo), 25°C que corresponde al nivel de aceite a la temperatura ambiente y LO (nivel mínimo).

Tomando en cuenta estos niveles de referencia, se puede llenar de aceite el transformador de acuerdo a la temperatura ambiente existente al momento del llenado.



FIGURA 1.31. MEDIDOR DE NIVEL SERIE "P" DE LA MARCA QUALITROL EMPLEADO EN TRANSFORMADORES PAD MOUNTED



FIGURA 1.32. MEDIDOR DE NIVEL TIPO UNIVERSAL DE LA MARCA QUALITROL

1.8.3. DISPOSITIVOS CONTRA SOBREPRESIONES

El dispositivo contra sobrepresiones es un equipo de protección contra sobrepresiones peligrosas dentro del tanque del transformador, es decir, este dispositivo sirve para aliviar la presión interna del tanque cuando esta excede un valor predeterminado.

En la figura 1.33 se puede visualizar un tipo de Dispositivo contra sobre presiones (también llamado Válvula de alivio contra sobre presiones) que es usado en transformadores del tipo sellado.



FIGURA 1.33. EQUIPO CONTRA SOBREPRESIONES SERIE 208 DE LA MARCA QUALITROL

1.8.4. RELE BUCHHOLZ

La protección que presta este dispositivo es simple y eficaz.

El Relé Buchholz es empleado en transformadores que poseen tanque de conservación.

Como puede verse en la figura 1.34, el Relé Buchholz es un dispositivo que posee dos cámaras llenas de aceite con flotadores dispuestos verticalmente uno encima del otro. Si existiesen corrientes parásitas, sobrecalentamiento o descargas parciales dentro del transformador, se producirán burbujas de gas, las cuales se dirigirán hacia el tanque de conservación. En su camino hacia dicho tanque, las burbujas de gas pasan por la tubería que conecta el tanque principal con el tanque de conservación, ingresando al Relé Buchholz y localizándose en la cámara superior del mismo. A medida que la cantidad de gas aumenta en la cámara, el aceite es desplazado y por ende el nivel de aceite en el rele disminuye. Al ser desplazado el aceite, el flotador superior desciende hasta que se cierra el switch magnético que activa una alarma.

Si el defecto que produce los gases se acentúa, el desplazamiento de los mismos se hace violento y se producen grandes burbujas, de tal forma que a consecuencia del choque el aceite refluye bruscamente a través de la tubería hacia el tanque conservador. Este flujo encuentra el flotador inferior y lo desplaza, el cual a su vez acciona los contactos para la desconexión del transformador.

La figura 1.35 muestra un Relé Buchholz montado en un transformador

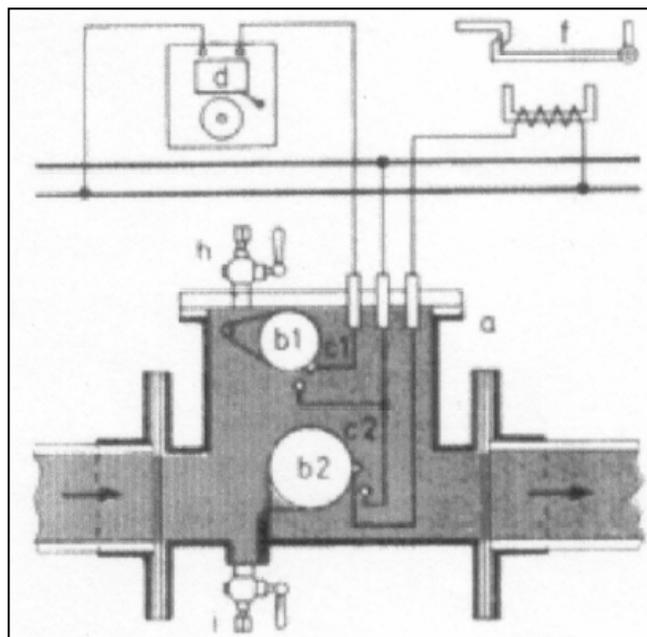


FIGURA 1.34. VISTA INTERIOR DE UN RELE BUCHHOLZ



FIGURA 1.35. RELE BUCHHOLZ INSTALADO EN UN TRANSFORMADOR DE 5 MVA

1.8.5. MEDIDORES DE PRESIÓN / VACÍO

El medidor de presión/vacío, también llamado manovacómetro, es instalado en los transformadores tipo sellado.

Este dispositivo nos proporciona la presión de nitrógeno que posee el transformador o la cantidad de vacío a la que se está sometiendo el transformador. En la figura 1.36 podemos observar un tipo de medidores de presión/vacío que se utiliza en transformadores de mediana y gran potencia.



FIGURA 1.36. MEDIDOR DE PRESIÓN / VACÍO MARCA QUALITROL

1.8.6. RADIADORES, VENTILADORES Y BOMBAS DE CIRCULACIÓN

Los transformadores en aceite poseen diferentes métodos de ventilación con el objeto de mantener sus temperaturas de operación dentro de valores normales (no excediendo los 55 o 65°C sobre la temperatura ambiente). Para el efecto, en cada método utiliza accesorios como radiadores, ventiladores, intercambiadores de calor, bombas de circulación, etc, los cuales se encuentran instalados generalmente en el tanque del transformador y son usados de forma individual o en conjunto.

Algunos de los métodos de ventilación usados en transformadores son:

- Refrigeración natural
- Refrigeración por aire forzado
- Refrigeración por aceite forzado
- Refrigeración por agua
- Combinación de los anteriores

En la figura 1.37 se puede observar un transformador con radiadores, ventiladores y bombas de circulación.

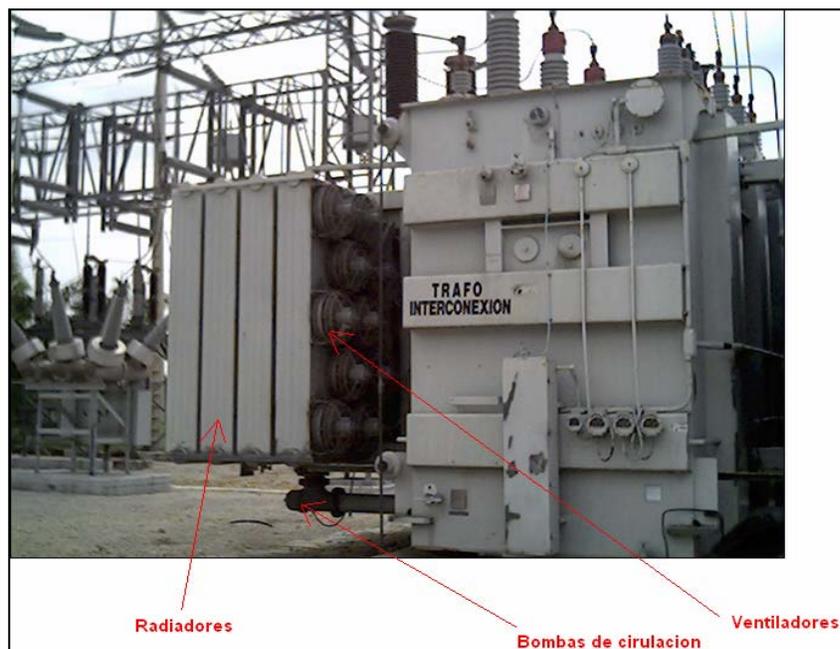


FIGURA 1.37. TRANSFORMADOR DE 112 MVA CON RADIADORES, BOMBAS DE CIRCULACIÓN Y VENTILADORES

1.8.7. RESPIRADOR DE SILICA GEL

Este dispositivo está fabricado para eliminar la humedad y el polvo que ingresan al transformador con el movimiento del aire resultante de la variación de la temperatura del aceite del transformador. Este dispositivo es utilizado en transformadores con tanque conservador y está colocado entre el paso de aire del transformador y la atmósfera.

El respirador de Sílica Gel esta formado por un depósito, generalmente uno o dos cilindros de cristal, con un agente deshidratante (Sílica Gel) y aceite, así como de las partes metálicas para su fijación.

La Sílica gel que se utiliza consiste de gránulos de silicato de aluminio puro, coloreada de azul con cloruro de cobalto, químicamente casi neutral y de gran capacidad de absorción. Cuando la absorción de humedad llega a un 30 o 40 %, el color cambia de azul a rosa.

Al obtener la carga de Sílica Gel un color rosa es indicativo, como se expreso anteriormente, de que los gránulos se

encuentran saturados de humedad y deberán ser regenerados o renovados.

En la figura 1.38 puede verse el respirador de sílica gel instalado en el transformador.



FIGURA 1.38. SECADOR DE SILICA GEL MONTADO EN UN TRANSFORMADOR.

1.8.8. VALVULA PARA HACER VACIO

Esta es una válvula que se encuentra localizada en la cubierta del transformador, a un costado del tanque, en su parte superior.

Normalmente es del tipo diafragma y a ella deberá conectarse el ducto para hacer vacío de la maquina de tratamiento de aceite. Esta válvula es de accionamiento manual mediante volante.

1.8.9. VALVULA COMBINADA PARA DRENAJE, FILTRADO Y MUESTREO

Esta es una válvula del tipo compuerta que se encuentra ubicada en la parte inferior, a un costado del tanque. Dispone de una pequeña válvula que debe accionarse mediante una llave de boca apropiada. La figura 1.39 muestra un ejemplo de esta válvula.

1.8.10. VALVULA PARA FILTRADO Y MUESTREO DE ACEITE

Esta es una válvula de diafragma que se encuentra localizada en la parte superior, a un costado del tanque.

Dispone de una pequeña válvula para muestreo de aceite de la parte superior, similar a la descrita en la válvula combinada inferior.

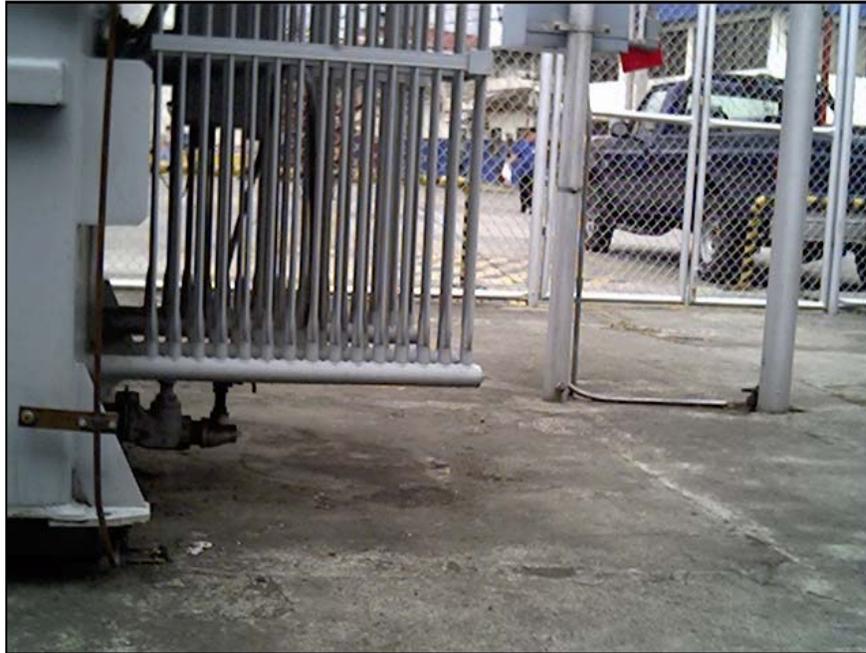


FIGURA 1.39. VALVULA PARA MUESTREO, FILTRADO Y DRENAJE DE ACEITE

CAPITULO 2

FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DETERIORO DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE

2.1. INTRODUCCION

El sistema de aislamiento de un transformador en aceite posee cuatro potenciales enemigos: la humedad, el calor, el oxígeno y la contaminación externa. La humedad y la contaminación externa están presentes desde el proceso de manufactura del equipo. Al oxígeno se lo deberá tener en cuenta cuando el transformador esta con aceite y el calor se vuelve un factor a considerar durante la operación del equipo.

Es muy importante comprender el daño que causan estos cuatro agentes al sistema de aislamiento de un transformador, de manera que una vez conocida la presencia de ellos con niveles superiores a los normales, se tomen las medidas necesarias para que dicho daño sea reducido al mínimo y se prolongue la vida útil del equipo.

2.2. LA HUMEDAD

La humedad especialmente en presencia del oxígeno es extremadamente peligrosa para el aislamiento de un transformador. Cada vez que la cantidad de humedad en el transformador aumenta el doble, la vida del aislamiento se reduce a la mitad.

La humedad puede ingresar al transformador cuando es construido. Si el transformador es abierto para una inspección, la humedad puede ser absorbida de la atmósfera. La humedad también puede ingresar si existiese alguna fuga en el tanque o en las tuberías del sistema de ventilación. La presencia de empaques y sellos defectuosos es también una fuente de ingreso de humedad. La degradación del aislamiento del transformador debido al envejecimiento es otra fuente de generación de humedad.

El agua puede estar presente en el aceite de un transformador en las siguientes formas:

- a) De forma disuelta
- b) En forma de una emulsión agua/aceite
- c) En estado libre en el fondo del tanque

- d) En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar)

Cuando el transformador es energizado, el agua comienza a migrar a la parte del transformador que es mas fría y que presenta el mayor esfuerzo eléctrico. Este lugar es normalmente el aislamiento del tercio inferior del devanado (figura 2.1).

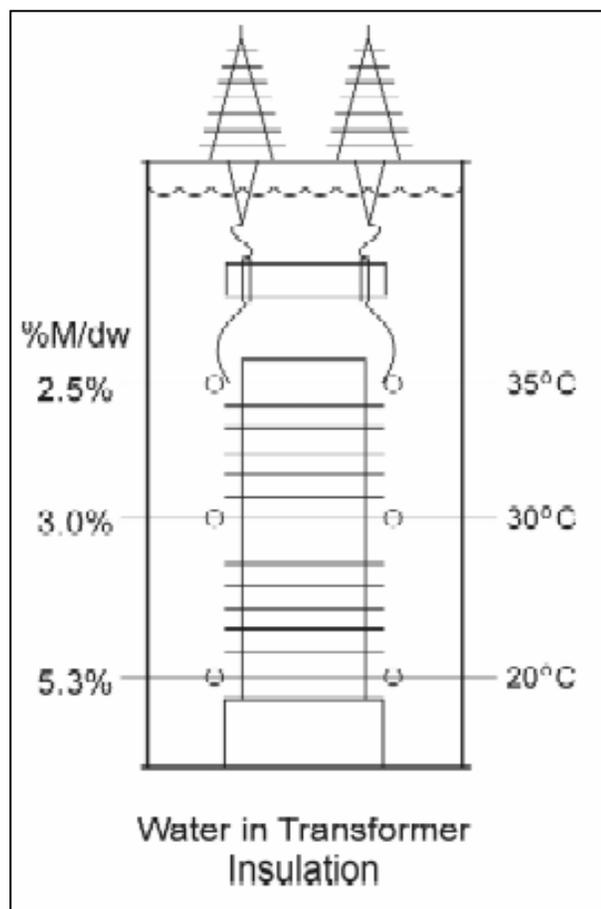


FIGURA 2.1 DISTRIBUCION DEL AGUA EN EL AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

Ya que el aislamiento sólido tiene mayor afinidad por el agua que el aceite, la distribución del agua en el transformador será desigual, es decir que en el aislamiento sólido habrá mucha mas agua que en el aceite. La temperatura es un factor muy importante en la distribución del agua entre el aislamiento sólido y el aceite (tabla I).

Temperatura °C	Agua en el aceite	Agua en el papel
20	1	3000 veces lo que hay en el aceite
40	1	1000 veces lo que hay en el aceite
60	1	300 veces lo que hay en el aceite

TABLA I

El efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite depende de la forma en que esta exista. Una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión agua/aceite tiene una marcada influencia al reducir la rigidez dieléctrica del aceite (figura 2.2). En cambio, hasta cierto punto, el agua disuelta en el aceite tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctrica del mismo.

La cantidad de humedad que puede estar disuelta en el aceite se incrementa rápidamente con al temperatura, es decir, a media que la temperatura del aceite se eleva la cantidad de humedad que puede ser disuelta en él también se incrementa (figura 2.3).

Es crítico para el alargamiento de la vida útil de un transformador mantenerlo lo mas seco y libre de oxigeno como sea posible. Como se vera después en este capitulo la humedad y el oxigeno causan una degradación

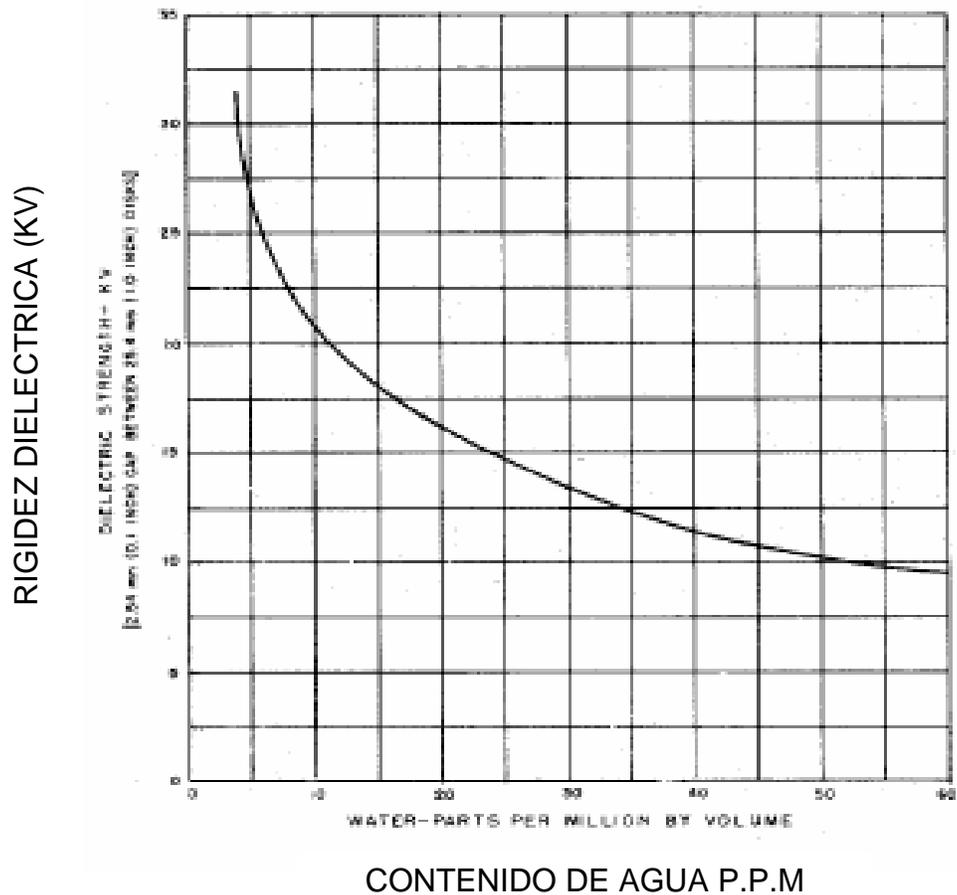


FIGURA 2.2 RELACION ENTRE EL CONTENIDO DE AGUA EN EL ACEITE Y LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL MISMO

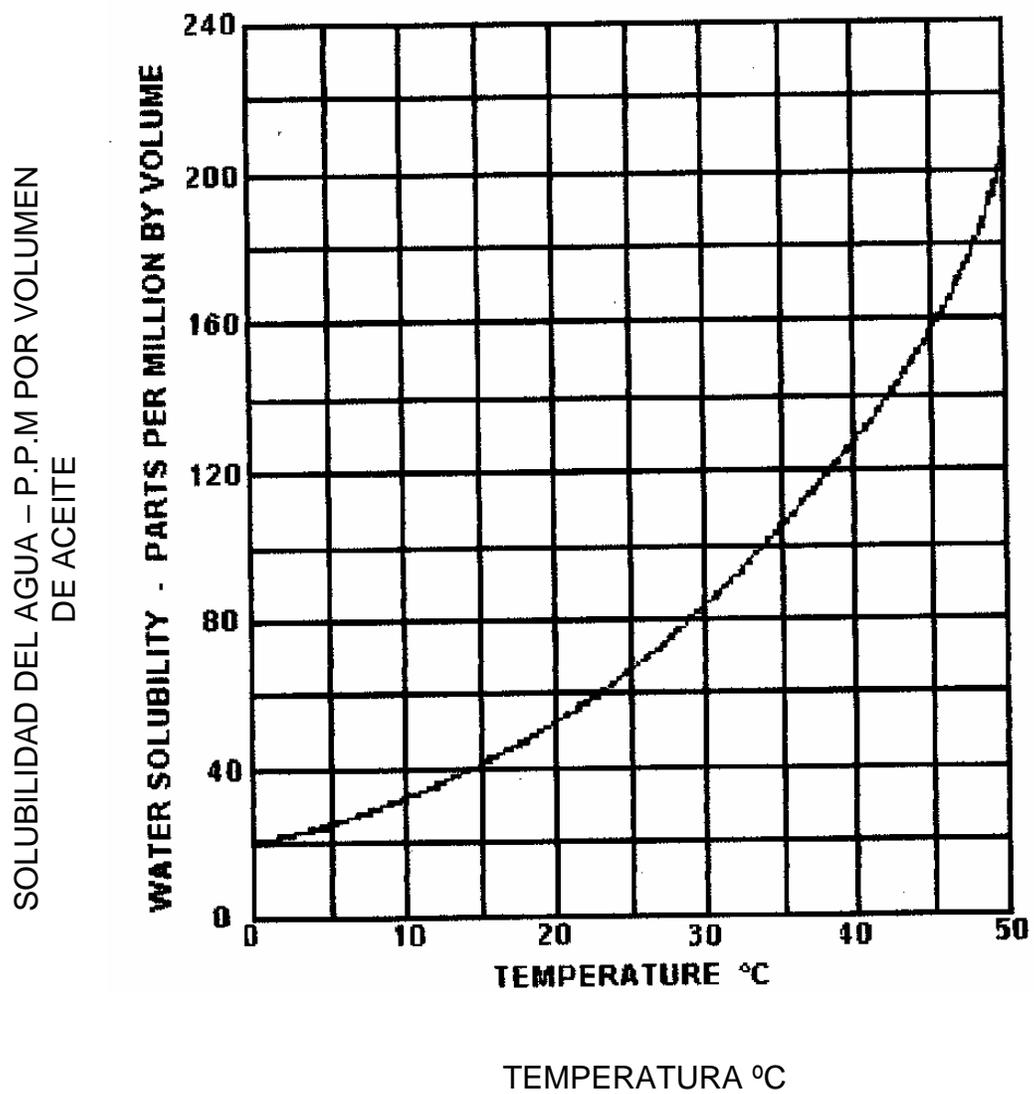


FIGURA 2.3 RELACION ENTRE LA TEMPERATURA DEL ACEITE Y LA SOLUBILIDAD DEL AGUA EN EL MISMO

más rápida del aislamiento sólido, dando como resultado la formación de ácidos, lodo y más humedad

La cantidad de agua en un transformador puede estar dada en: porcentaje de humedad por peso seco (% M/DW), en porcentaje de saturación (es el porcentaje del agua que hay en el aceite en relación con la cantidad de agua que el aceite puede disolver) y en partes por millón (ppm) (la mayoría de las veces la cantidad de agua que posee un transformador es proporcionada por los laboratorios que realizan Análisis de Gases Disueltos).

Para entender el significado del porcentaje de humedad por peso seco supongamos que un transformador posee 10000 libras de papel y presenta 0.5%M/DW, entonces se dirá que el transformador tiene $10000 \times 0.005 = 50$ libras de agua (aproximadamente 6 galones). Cuando la humedad en un transformador alcanza valores de 2 % M/DW se debe planificar el secado del transformador.

No se debe permitir que la humedad alcance valores superiores a 2.5 % M/DW del papel o 30 % de saturación del aceite, ya que con

valores de esa magnitud se estaría reduciendo en gran medida la vida útil del aislamiento.

La tabla II posee las concentraciones maximas de agua en ppm, para la operación normal de un transformador de acuerdo al nivel de voltaje del mismo

Nivel de voltaje	<69KV	Entre 69 KV y 288 KV	>288 KV
Contenido de agua (ppm) en el aceite (ASTM -D1533)	35	25	20

TABLA II

2.3. EL OXIGENO

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

Se dice que un aceite dieléctrico se encuentra deteriorado si presenta oxidación. Antes de hablar de cómo se produce la oxidación del aislamiento debemos recordar que un aceite dieléctrico es una mezcla de hidrocarburos y de no-hidrocarburos (véase el Capítulo 1, sección 1.4).

De acuerdo a la “American Society for Testing and Materials” la oxidación del aceite comienza cuando el oxígeno presente en el transformador se combina con las impurezas de hidrocarburos inestables existentes en el aceite bajo el efecto catalítico de los otros materiales presentes en el transformador (véase figura 2.4).

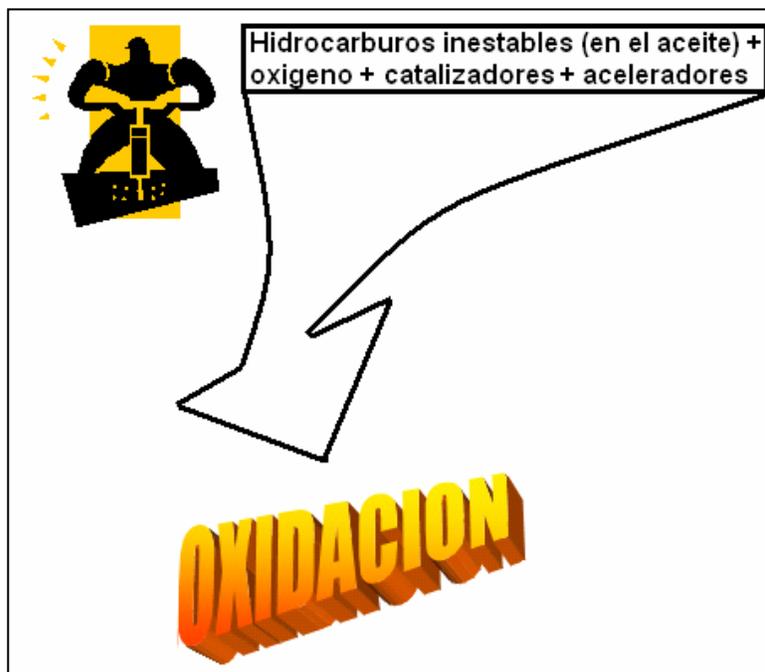


FIGURA 2.4. LA OXIDACION DEL ACEITE

Dentro de los catalizadores tenemos a la humedad y al cobre; dentro de los aceleradores tenemos al calor, la vibración, los sobre voltajes y a los elevados esfuerzos eléctricos debidos a fallas eléctricas internas. Es necesario recalcar que la oxidación del aceite se debe a la oxidación de las impurezas contenidas en él, mas no a la oxidación del los hidrocarburos puros.

Como se expreso anteriormente la etapa final de la oxidación es la formación de lodos en el interior del transformador, es decir, la presencia de lodo en un transformador es una muestra de que el proceso de oxidación lleva mucho tiempo existiendo.

El lodo proviene del ataque de ácidos al hierro, cobre, barniz, pintura, etc, del transformador y los residuos de dicho ataque se combinan y forman soluciones, el lodo se precipita de estas soluciones. Según la "American Society for Testing and Materials" la formación de lodos en un transformador tiene dos ciclos principales:

- a) La formación de productos decadentes solubles, como los ácidos. Dicha formación comienza tan pronto como el aceite es puesto en operación.

- b) El cambio de los productos de la oxidación que son solubles en el aceite a compuestos insolubles en el aceite.

El lodo se adhiere al aislamiento, a las paredes del tanque, a los ductos de ventilación, etc. Depósitos de 1/8" a 1/4" en el núcleo y devanados pueden incrementar la temperatura de operación de 10 a 15°C.

Aunque el aceite se haya deteriorado rápido, relativamente pocos de los 2870 hidrocarburos estimados presentes en el aceite han reaccionado con el oxígeno, pero lo mas importante es que el aceite puede ser nuevamente usado para su propósito original después de que los productos de la oxidación sean eliminados, lo cual se vera mas adelante.

Se sabe ahora que la oxidación deteriora el aceite, pero ¿que efecto tiene la oxidación del aceite sobre el papel aislante? .La oxidación ataca a las moléculas del papel en uno o más de sus enlaces, el resultado de este cambio químico es la formación de contaminantes polares y agua. La oxidación le resta al papel rigidez mecánica, dureza, capacidad de encorvarse y dilatarse, capacidad de resistir shocks de carga y por último, como resultado

de la oxidación se generan productos volátiles que se evaporan y decrecen el espesor o volumen del papel.

En la figura 2.5 se puede ver el núcleo de un transformador con la etapa final de la oxidación, es decir, la formación de lodo.

2.4. EL CALOR

Se sabe que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuán seco está el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, produciéndose la depolimerización o destrucción del papel; otros efectos debidos a las elevadas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO_2 , CO).

Existen evidencias que muestran que si se sobrecarga un transformador con temperaturas superiores a los 140°C en el punto más caliente, se formarían burbujas de gas, las mismas que disminuyen la rigidez dieléctrica del aislamiento.

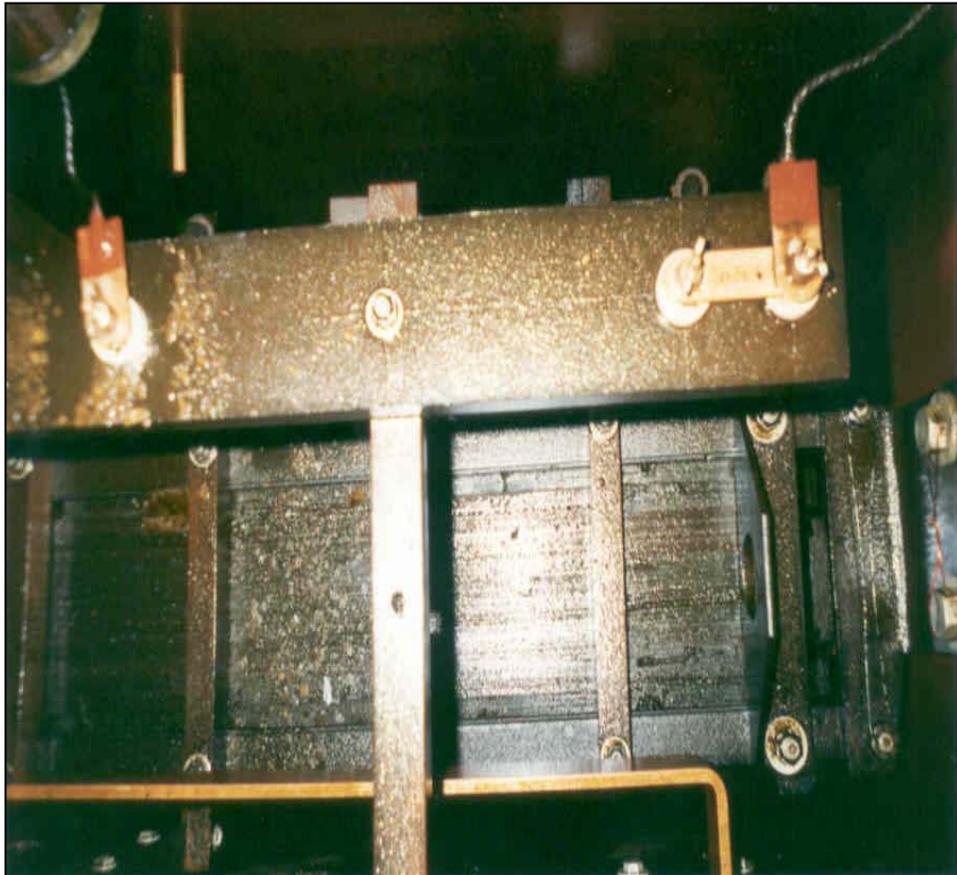


FIGURA 2.5 NUCLEO CON LODO

Las elevadas temperaturas también reducen la capacidad de la celulosa a ser tensionada, como puede verse en la figura 2.6. Además, como se dijo anteriormente al aumentar la temperatura la tasa de oxidación del aislamiento se incrementa (figura 2.4) y la cantidad de humedad que puede absorber el aceite también se incrementa (figura 2.3).

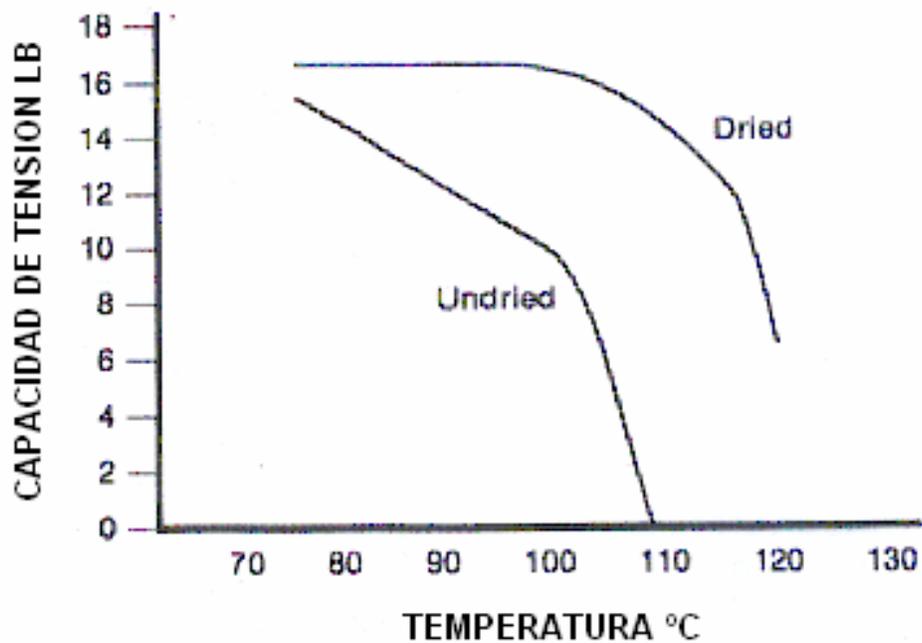


FIGURA 2.6 CAPACIDAD DE TENSION DE LA CELULOSA VS TEMPERATURA

Podemos resumir entonces, viendo la tabla III, el papel que desempeñan los tres factores ya analizados en el deterioro del sistema de aislamiento de un transformador en aceite.

Aislamiento	"Archi enemigos"	Acelerador
Aceite	Oxidacion y humedad	Calor
Celulosa	Calor y humedad	Oxidacion

TABLA III.

2.5. LA CONTAMINACION EXTERNA

Los contaminantes externos pueden presentarse en forma de “caspa”, provenientes del proceso de manufactura del transformador y que no han sido propiamente eliminados en el proceso de llenado del transformador con aceite. Partículas diminutas pueden desprenderse de la celulosa cuando el transformador esta en servicio. Otro contaminante es el policlorhidrato de bifenilo (véase capítulo 6), el cual reduce la capacidad del aceite de soportar sobre voltajes.

CAPITULO 3

DIAGNOSTICO DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR MEDIANTE EL ANALISIS DE GASES GENERADOS INTERNAMENTE

3.1. INTRODUCCION

La detección de ciertos gases generados en un transformador en aceite que se encuentra en servicio es a menudo el primer indicio de la existencia de un comportamiento anormal del transformador, el cual podría conllevar a que el mismo falle si no es corregido a tiempo.

Existen algunos mecanismos que ocurriendo de forma individual o de forma simultánea pueden atacar a los materiales aislantes, produciéndose la descomposición de los mismos y las consecuentes formaciones de varios gases combustibles y no combustibles. Algunos de los mecanismos más frecuentes son: sobrecarga severa, sobrecalentamiento del sistema de aislamiento, arco, chisporroteo de baja energía, descarga por corona, falla de las bombas de circulación, entre otros.

En un transformador, los gases generados pueden encontrarse disueltos en el aceite, en el colchón de gas sobre el aceite y en los dispositivos de recolección de gases (Ej: el Relé Buchholz). El método analítico más empleado en la detección de dichos gases es la Cromatografía de gases.

Durante años se han desarrollado técnicas para la detección y medición de gases disueltos en transformadores, sin embargo se considera que el análisis de dichos gases y la interpretación de su significado no es una ciencia exacta, mas bien es considerada un arte sujeta a variabilidad.

La presencia y cantidad de gas encontrado es dependiente de variables del equipo como: el tipo, la localización geográfica, temperatura de la falla, el tipo y la tasa de circulación del aceite, la clase de material en contacto con la falla y finalmente variables que tienen que ver con los procedimientos de toma y medición de muestras. El principal obstáculo en el desarrollo de la interpretación de fallas por medio del análisis de gases generados en transformadores como una ciencia exacta es la ausencia de una correlación positiva entre los gases indicativos de falla y las fallas encontradas en los transformadores.

El desarrollo de este capítulo está basado principalmente en el paper publicado por la IEEE con título: "GUIDE FOR THE INTERPRETATION OF THE GASES GENERATED IN OIL-IMMERSED TRANSFORMERS", es así que, el propósito de este capítulo es de proveer una guía para la interpretación de los resultados obtenidos en un análisis de gases disueltos (AGD) y las acciones a tomar basadas en este análisis. No existen respuestas rápidas ni seguras cuando tratamos con transformadores, los transformadores son muy complejos, muy costosos y muy importantes para sus propietarios. Se tiene que tener cuidado con la información cromatografía, pues, se puede cometer el error de sacar de servicio un equipo que se presume tiene indicios de falla y comprobar posteriormente que dicha situación no existía, o dejar en funcionamiento un transformador que va en camino hacia una falla por una interpretación incorrecta de los resultados del AGD. La interpretación de los resultados de un análisis cromatográfico no es un asunto sencillo, pues requiere de la integración de numerosos criterios.

Es mi deseo que el contenido de este capítulo ayude al lector a seleccionar el mejor procedimiento o combinación de procedimientos para cada caso específico.

3.2. OBJETIVOS DE UNA CROMATOGRAFIA DE GASES

Los principales objetivos de una cromatografía de gases son:

- a) Supervisar un transformador en operación que se presume tiene una falla incipiente, hasta poder lograr sacarlo de servicio para su reparación o reemplazo.

- b) Monitorear los transformadores en servicio y obtener un aviso anticipado de una falla.

- c) Tener conocimiento de la naturaleza y localización de la falla.

- d) Asegurarse de que un transformador recientemente adquirido no presente ningún tipo de falla durante el tiempo de garantía que da el fabricante.

3.3. TEORIA GENERAL

Las principales causas de la formación de gases en un transformador en operación son de naturaleza eléctrica y térmica.

A breves rasgos se tratará de explicar el proceso de descomposición del aceite aislante y de la celulosa usada como aislamiento.

3.3.1. DESCOMPOSICION DE LA CELULOSA

El aislamiento de celulosa en un transformador se encuentra impregnado de aceite por efecto de estar sumergido en él. La descomposición térmica de este aislamiento produce óxidos de carbono (CO , CO_2) y algo de hidrógeno (H_2) o metano (CH_4), estos últimos debido a la presencia del aceite.

La tasa a la cual estos gases son producidos depende exponencialmente de la temperatura y directamente del volumen del material a esa temperatura. El proceso de descomposición de la celulosa se muestra en la figura 3.1.

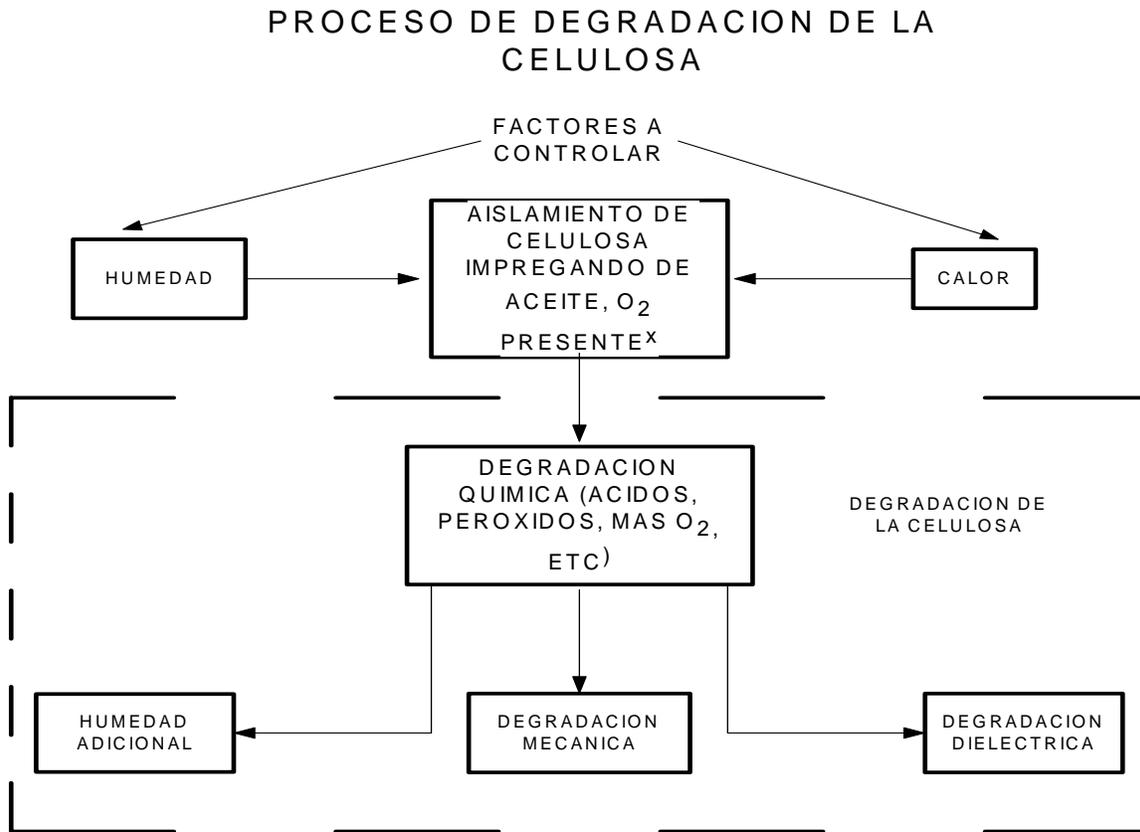
3.3.2. DESCOMPOSICION DEL ACEITE

Los aceites minerales usados en los transformadores son una mezcla de moléculas de hidrocarburos. La descomposición de estas moléculas debido a esfuerzos térmicos o eléctricos es más compleja que la de la celulosa.

El proceso de descomposición comienza con el rompimiento de los enlaces Hidrógeno-Carbono y Carbono-Carbono, formándose átomos activos de hidrogeno y fragmentos de hidrocarburos. Estos radicales libres se pueden combinar

unos con otros para formar gases (hidrogeno molecular, etano, etileno, etc.), o pueden recombinarse para formar nuevas moléculas condensables. Posteriores procesos de descomposición y reordenamiento dan origen a la formación de productos como el etileno, acetileno y en extremo partículas de carbono hidrogenado. Estos procesos son dependientes de la presencia de hidrocarburos individuales, de la distribución de energía y temperatura en la vecindad del punto de falla, además del tiempo durante el cual el aceite es sometido a esfuerzos eléctricos y térmicos. Estas reacciones ocurren estequiometricamente, por consiguiente la degradación específica de los conjuntos de hidrocarburos del aceite y las condiciones de falla no pueden ser predichas de una manera confiable por medio de consideraciones de cinética-química.

Existe un método alternativo en el cual se asume que todos los hidrocarburos en el aceite son descompuestos en los mismos productos y que cada producto esta en equilibrio con los demás productos.



^XLA FORMACION ACELERADA DE OXIGENO ES CONSISTENTE CON LOS EFECTOS OBSERVADOS AUN CUANDO NO EXISTA UNA FUENTE DE OXIGENO EXTERNA

FIGURA 3.1 PROCESO DE DEGRADACION DE LA CELULOSA

Modelos termodinámicos permiten el cálculo de la presión parcial de cada producto gaseoso como una función de la temperatura, usando constantes de equilibrio conocidas para las reacciones de equilibrio relevantes.

El modelo termodinámico es limitado, ya que en el se debe asumir un idealizado pero inexistente equilibrio isotérmico

alrededor del punto de falla, no existiendo oportunidad de tratar con fallas de diferente índole en el transformador. Mucho trabajo se ha requerido para correlacionar las predicciones del tipo de falla por medio de modelos termodinámicos y el comportamiento de los transformadores.

Cuando el aceite del transformador es sometido a esfuerzos eléctricos y/o térmicos se generan los siguientes gases (la existencia y cantidad de cada gas depende de la severidad de la falla):

- Hidrógeno	(H ₂)
60-80%	
- Acetileno	(C ₂ H ₂)
10-25%	
- Metano	(CH ₄)
1.5-3.5%	
- Etileno	(C ₂ H ₄)
1.0-2.9%	

3.4. DEFINICION DEL TIPO DE FALLA.

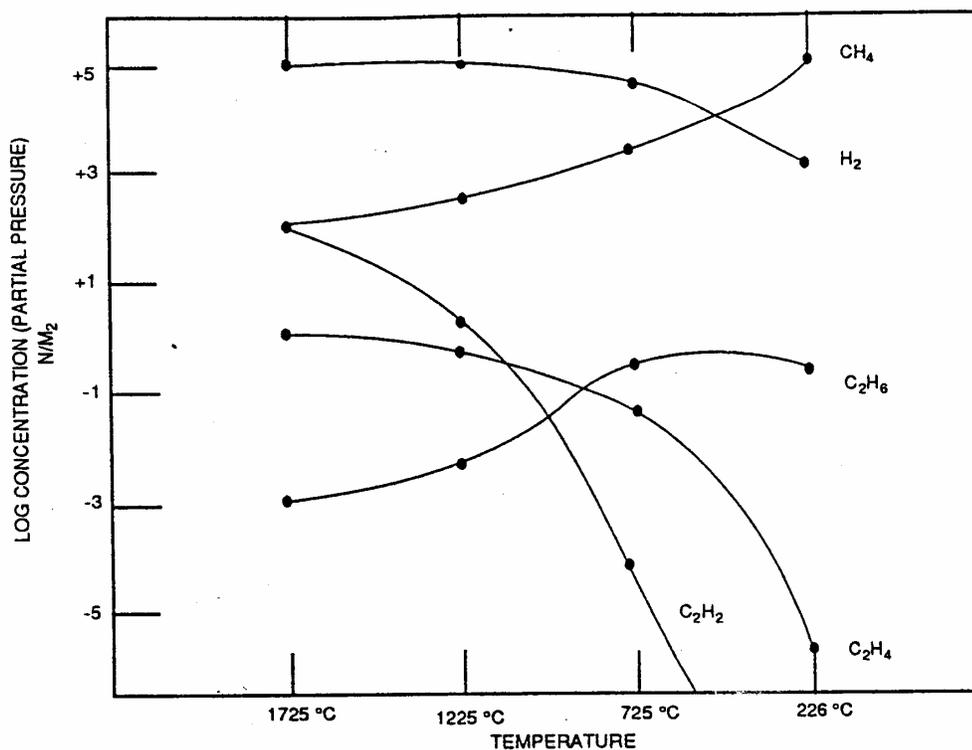
En general las fallas que se pueden presentar en un transformador se las puede agrupar en dos clases principales: **Fallas térmicas y Fallas eléctricas.**

Es necesario tener en cuenta que se pueden presentar superposiciones entre los diferentes tipos de procesos de degradación, ya que varias clases de fallas pueden suceder simultáneamente.

3.4.1. FALLAS TERMICAS.

Se puede observar en la figura 3.2 que la descomposición térmica del aceite de un transformador entre los 150 °C y 500 °C genera cantidades considerables de gases de bajo peso molecular, tales como el hidrogeno y el metano; así mismo se pueden observar “rastros” de gases con mayor peso molecular como el etano y el etileno. A medida que la temperatura de la falla se incrementa (falla más severa) la cantidad de hidrogeno generado es mayor que la de metano y las cantidades generadas de etileno y etano se vuelven significantes.

Es evidente que en el limite de la escala de temperatura de falla de la figura 3.2, es decir 1725 °C, las cantidades de hidrogeno, etileno y acetileno se vuelven muy considerables.



**Halstead's Thermal Equilibrium
Partial Pressures as a Function of Temperature**

FIGURA 3.2 EQUILIBRIO TERMICO DE HALSTEAD

La descomposición térmica de la celulosa genera monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2) y vapor de agua, esto ocurre a temperaturas más bajas que en la descomposición térmica del aceite mineral y a una tasa exponencialmente proporcional a la temperatura.

Debido a que la celulosa comienza a degradarse a temperaturas mas bajas que el aceite mineral, es posible encontrar los gases que esta genera (CO, CO₂) en un transformador con temperaturas de operación normales.

3.4.2. FALLAS ELECTRICAS.

Las fallas eléctricas las vamos a clasificar en dos clases:

Descargas de baja intensidad y Descargas de alta intensidad.

3.4.2.1. DESCARGAS DE BAJA INTENSIDAD.

En al figura 3.2 se puede ver que, al producirse una descarga de baja intensidad o arcos intermitentes de baja intensidad que generan temperaturas de entre 200° C y 700° C, se produce principalmente el hidrógeno con cantidades decrecientes de metano y “rastros” de acetileno. A medida que la intensidad de la descarga aumenta, las cantidades de etileno y acetileno se incrementan significativamente.

3.4.2.1. DESCARGAS DE ALTA INTENSIDAD.

Se observa en la figura 3.2 que cuando se produce un arco o existen descargas continuas que producen temperaturas de entre 700 °C y 1800 °C, la cantidad de acetileno se vuelve pronunciada.

3.5. PROCEDIMIENTO A SEGUIR UTILIZANDO LA DETECCION Y EL ANALISIS DE GASES COMBUSTIBLES.

Desde un punto de vista operacional es importante establecer las siguientes prioridades:

1.- DETECCION. Detectar la generación de algún gas que exceda los niveles normales propuestos por las diferentes instituciones o laboratorios que se dedican al estudio del AGD en transformadores, de esta manera se estará conciente de la posible existencia de una anomalía o algunas anomalías en el transformador en el menor tiempo posible y así se podrá minimizar el daño o evitar una falla mayor en el equipo.

2.- EVALUACION. Evaluar el impacto que tiene dicha anomalía desde el punto de vista de la actividad del equipo, de manera que

se pueda tener un listado de las posibles acciones a tomar e ir las depurando con criterio ingenieril hasta obtener la más conveniente.

3.- ACCION A TOMAR. Se tomara la acción recomendada (prioridad 2) y se confirmara la existencia de la anomalía con ayuda de pruebas y análisis suplementarios, de manera que se puedan planificar acciones futuras como: disminución en la carga de la unidad, mantenimiento de la unidad, remoción del servicio, etc.

Como se dijo anteriormente, los gases combustibles pueden encontrarse en el espacio de gas (colchón de gas), en los dispositivos contra sobre presiones y disueltos en el aceite.

Un procedimiento a seguir en caso de detectarse la existencia de gases combustibles y no combustibles con concentraciones fuera de los niveles normales se muestra en la figura 3.3.

3.5.1. DETERMINACION DE LA TASA DE GENERACION DE UN GAS COMBUSTIBLE EN UN TRANSFORMADOR.

El volumen de un gas combustible dentro de un transformador puede ser generado por una falla de intensidad insignificante durante un periodo largo de tiempo

o por una falla más severa durante un periodo de tiempo más corto. Es así que, una medición de la cantidad de gas por si sola no nos indica la tasa de generación del gas, ni nos indica con exactitud cuan severa es la falla. Es por esto que, una vez que se ha detectado que la concentración del gas generado esta por encima de los niveles normales sugeridos por los expertos en AGD, es importante conocer si la falla sigue estando o no activa (la tasa de generación nos ayuda a ello).

Una tasa de generación superior a 0.1 ft³/día es indicativo de la presencia de una falla activa en el interior del transformador.

Para el cálculo de la tasa de generación de un gas combustible en un transformador se utiliza la siguiente formula:

$$R = \frac{(S_T - S_o) \times V \times 10^{-6}}{7.5 \times t} \quad (\text{Eq1})$$

Donde:

R = Tasa de generación del gas (ft³/día).

S_o = Suma de las concentraciones de los gases combustibles de la primera muestra (p.p.m).

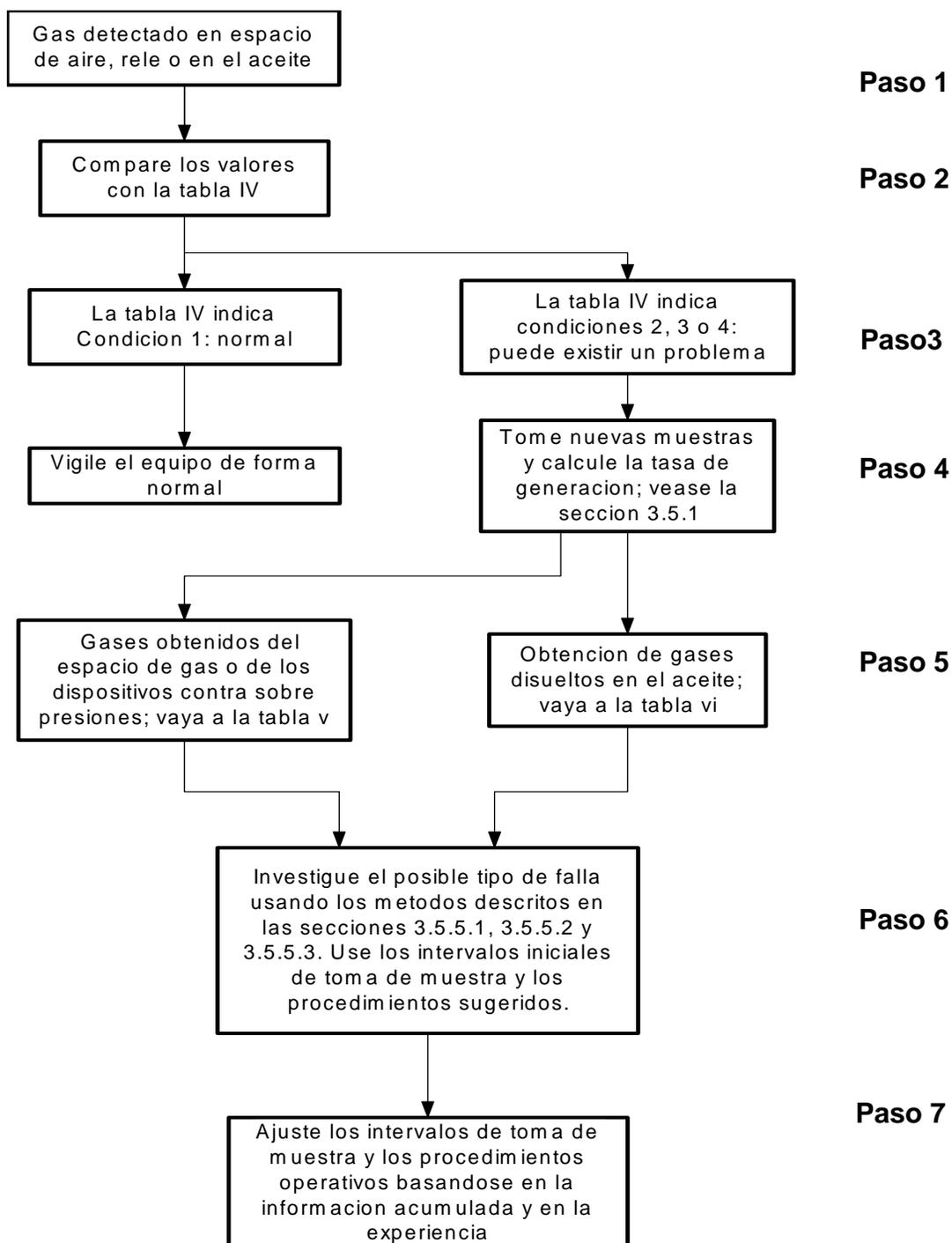


FIGURA 3.3 PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA UN DIAGNOSTICO MEDIANTE UNA CROMATOGRAFIA DE GASES

S_T = Suma de las concentraciones de los gases combustibles de la segunda muestra (p.p.m).

V = Volumen del tanque principal del transformador (galones)

t = Tiempo (días)

3.5.2. EVALUACION DE LA CONDICION DEL TRANSFORMADOR USANDO LAS CONCENTRACIONES INDIVIDUALES DE LOS GASES Y EL TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES DISUELTOS EN EL.

La IEEE ha desarrollado una guía para clasificar riesgos de falla en transformadores que no poseen historia previa de AGD. La guía esta dividida en cuatro condiciones que usan las concentraciones individuales de los gases combustibles y la concentración del total de gases combustibles. Esta guía no es aceptada universalmente, pero es una herramienta más que nos ayuda a evaluar el estado de un transformador. Las cuatro condiciones se definen a continuación:

- CONDICION 1. El total de gases combustibles disueltos en el aceite (TGCD), por debajo de este nivel, indica que el transformador esta operando satisfactoriamente. Si la

concentración de algún gas combustible excede los límites dados en la tabla IV se deberá realizar una investigación adicional.

- CONDICION 2. La concentración del TGCD dentro de este rango es indicativo de que se encuentra por encima de los niveles normales para el TGCD. Si la concentración de algún gas combustible excede los límites dados en la tabla IV se deberá realizar una investigación adicional. Una falla tal vez este presente. Tome muestras y realice un AGD para calcular la tasa de generación de los gases (véase la tabla V para conocer los intervalos de toma de muestra y las acciones a tomar).

- CONDICION 3. La concentración del TGCD dentro de este rango indica un alto nivel de descomposición en el aislamiento de celulosa y/o aceite. Si la concentración de algún gas combustible excede los límites dados en la tabla IV se deberá realizar una investigación adicional. Una falla o fallas posiblemente este(n) presente(s). Tome muestras y realice un AGD para calcular la tasa de generación de los gases (véase la tabla V para conocer los intervalos de toma de muestra y las acciones a tomar).

- CONDICION 4. La concentración del TGCD dentro de este rango indica una excesiva descomposición del aislamiento de celulosa y/o aceite. Si se mantiene el transformador en operación es muy posible que este falle.

Estado del Transformador	Limites de concentración de los gases característicos disueltos (ppm*)							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TGCD**
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101 - 700	121 - 400	36 - 50	51 - 100	66 - 100	351 - 570	2500 - 4000	721 - 1920
Condición 3	701 - 1800	401 - 1000	51 - 80	101 - 200	101 - 150	571 - 1400	4001 - 10000	1921 - 4630
Condición 4	> 1800	> 1000	> 80	> 200	> 150	> 1400	> 10000	> 4630

Concentración de los gases disueltos

Nota: La tabla 1 asume que no se han efectuado AGD previos o que no existe una historia previa del transformador. Si existiera algún AGD previo, se deberá revisar el mismo para determinar si la situación es estable o no.

* Las concentraciones que se muestran en la tabla 1 están en partes de gas por millón de aceite (p.p.m) volumétrica mente y están basadas en transformadores de potencia con algunos miles de galones de aceite. Con un volumen de aceite menor, el mismo volumen de gas dará una concentración mayor de gas. Los transformadores de distribución y los reguladores de voltaje pueden contener gases combustibles debido a la operación interna de fusibles del tipo expulsión o interruptores con rompe carga.

** Los valores del TGCD no incluyen el CO₂ debido a que este no es un gas combustible.

TABLA IV

De acuerdo a la BUREAU OF RECLAMATION de EEUU, los niveles de las concentraciones de los gases dadas por la IEEE, tabla IV, son extremadamente conservativos. Esta aseveración expresada por ellos se basa en la existencia de transformadores perteneciente a la BUREAU OF RECLAMATION con concentraciones de gases que caen dentro de la condición 4 (tabla IV) y que se encuentran operando sin presentar problema alguno, es decir, las concentraciones de los gases no se han incrementado o se han incrementado de manera lenta. Ellos sugieren que si las concentraciones de los gases y el TGCD se están incrementando significativamente (mas de 30 p.p.m / día), la falla esta activa y se debe desenergizar el transformador cuando se alcanza los niveles dados en la condición 4 (tabla IV).

La presencia de un transformador en una de las condiciones dadas anteriormente esta determinada por la concentración más alta de un gas por si solo o del TGCD. Supongamos que la concentración del TGCD muestra al transformador en la Condición 3 y que la concentración de uno de los gases muestra al transformador en la Condición 4, se asumirá entonces que el transformador está en la

Condición 4. En estos casos es recomendable ser conservativo y asumir lo peor hasta que se demuestre lo contrario.

3.5.3. EVALUACION DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR Y ACCIONES A TOMAR EN BASE AL TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES (TGC) EN EL ESPACIO DE GAS.

En el caso de que se detecten incrementos repentinos en las concentraciones de gases combustibles o en las tasas de generación de los mismos en el espacio de gas de transformadores que están operando sin problema y se sospeche una falla, se seguirá el procedimiento recomendado en la figura 3.3.

En la tabla V se puede ver los intervalos iniciales de toma de muestra, así como los procedimientos operativos a seguir para distintos niveles del TGC.

Es necesario aclarar que los intervalos de toma de muestra de la tabla V están sujetos a cambios una vez localizada la fuente de generación de los gases y realizada una valoración del riesgo de la existencia de dicha fuente, en otras palabras el alargamiento o acortamiento de los

intervalos de toma de muestra requerirá de un criterio ingenieril.

3.5.4. ACCIONES A TOMAR E INTERVALOS DE TOMA DE MUESTRA EN BASE AL TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES DISUELTOS EN EL ACEITE (TGCD) Y A SU TASA DE GENERACION.

En el caso de que en un transformador que se encuentra operando satisfactoriamente se detecten incrementos repentinos en las concentraciones de los gases combustibles disueltos en el aceite o en las tasas de generación de los mismos, se seguirá el procedimiento recomendado en la figura 3.3.

En la tabla VI se puede ver los intervalos iniciales de toma de muestra, así como los procedimientos operativos a seguir para distintos niveles del TGCD.

Es necesario aclarar que los intervalos de toma de muestra de la tabla VI están sujetos a cambios una vez localizada la fuente de generación de los gases y realizada una valoración del riesgo de la existencia de dicha fuente, en otras palabras el alargamiento o acortamiento de los intervalos de toma de muestra requerirá de un criterio ingenieril.

3.5.5. EVALUACION DEL TIPO DE FALLA.

Para la evaluación del tipo de falla se usaran tres métodos:

- 1) Método del Gas característico
- 2) Método de las relaciones de Doernenburg
- 3) Método de las relaciones de Rogers.

3.5.5.1. METODO DEL GAS CARACTERISTICO.

En la sección 4.3 se vio que el tipo de gas generado producto de la descomposición del aceite y de la celulosa era dependiente de la temperatura a la que eran sometidos ambos. Este análisis provee las bases para la determinación cualitativa del tipo de falla a partir de los gases que son típicos o predominantes a varias temperaturas. Estos gases típicos son conocidos como GASES CARACTERISITICOS. Desde la figura 4.4 a la 4.7 se indican los gases característicos junto con sus respectivas proporciones para los cuatro tipos generales de falla.

3.5.5.2. METODO DE LAS RELACIONES DE DOERNENBURG.

El Método de las Relaciones de Doernenburg sugiere la existencia de 3 tipos generales de falla como se vio en la sección 2. Este método utiliza las concentraciones de los gases CH_4 , H_2 , C_2H_2 , C_2H_4 y C_2H_6 para el cálculo de las siguientes relaciones:

$$R_1 = \text{CH}_4 / \text{H}_2$$

$$R_2 = \text{C}_2\text{H}_2 / \text{C}_2\text{H}_4$$

$$R_3 = \text{C}_2\text{H}_2 / \text{CH}_4$$

$$R_4 = \text{C}_2\text{H}_6 / \text{C}_2\text{H}_2$$

Si las relaciones anteriores alcanzan ciertos valores se puede decir que el transformador posee alguna falla o algunas fallas. Como en el caso del Método del Gas Característico, El Método de las Relaciones de Doernenburg no proporciona un diagnóstico cien por ciento seguro, simplemente es otra herramienta más para analizar problemas en transformadores.

ACCIONES BASADAS EN EL TGC

	NIVELES DEL TGC (%)	TASA DE GENERACION DEL TGC (%/día)	INTERVALO DE TOMA DE MUESTRA Y PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
			INTERVALO DE TOMA DE MUESTRA	PROCEDIMIENTO OPERATIVO
CONDICION 4	≥ 5	> 0.03	DIARIAMENTE	CONSIDERE SACAR AL EQUIPO DEL SERVICIO. CONSULTE AL FABRICANTE
		$0.03 - 0.01$	DIARIAMENTE	CONSIDERE SACAR AL EQUIPO DEL SERVICIO. CONSULTE AL FABRICANTE
		< 0.01	SEMANALMENTE	ACTUE CON CAUTELA. ANALICE LOS GASES DE FORMA INDIVIDUAL. PLANIFIQUE LA PARADA DEL EQUIPO. CONSULTE AL FABRICANTE.
CONDICION 3	$< 5 \text{ a } \geq 2$	> 0.03	SEMANALMENTE	ACTUE CON CAUTELA. ANALICE LOS GASES DE FORMA INDIVIDUAL. PLANIFIQUE LA PARADA DEL EQUIPO. CONSULTE AL FABRICANTE.
		$0.03 - 0.01$	SEMANALMENTE	
		< 0.01	MENSUALMENTE	
CONDICION 2	$< 2 \text{ a } \geq 0.5$	> 0.03	MENSUALMENTE	ACTUE CON CAUTELA. ANALICE LOS GASES DE FORMA INDIVIDUAL. DETERMINE LA DEPENDENCIA DE LA CARGA .
		$0.03 - 0.01$	MENSUALMENTE	
		< 0.01	CAUSTRIMESTRALMENTE	
CONDICION 1	< 0.5	> 0.03	MENSUALMENTE	ACTUE CON CAUTELA. ANALICE LOS GASES DE FORMA INDIVIDUAL. DETERMINE LA DEPENDENCIA DE LA CARGA .
		$0.03 - 0.01$	CAUSTRIMESTRALMENTE	
		< 0.01	ANUALMENTE	

NOTA: Cuando en la tabla se dice "determine la dependencia de la carga" se quiere decir que, de ser posible encuentre si la tasa del gas en % / día se incrementa o se disminuye con la carga. Es posible que el transformador se encuentre sobrecargado. Tome muestras de aceite cada vez que existan cambios en la carga; si los cambios de carga son muy frecuentes esto no será posible.

TABLA V

ACCIONES BASADAS EN EL TGCD

	NIVELES DEL TGCD (ppm)	TASA DE GENERACION DEL TGC (ppm/día)	INTERVALO DE TOMA DE MUESTRA Y PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
			INTERVALO DE TOMA DE MUESTRA	PROCEDIMIENTO OPERATIVO
CONDICION 4	> 4630	> 30	DIARIAMENTE	CONSIDERE SACAR AL EQUIPO DEL SERVICIO. CONSULTE AL FABRICANTE
		10 -- 30	DIARIAMENTE	CONSIDERE SACAR AL EQUIPO DEL SERVICIO. CONSULTE AL FABRICANTE
		< 10	SEMANALMENTE	ACTUE CON CAUTELA. ANALICE LOS GASES DE FORMA INDIVIDUAL. PLANIFIQUE LA PARADA DEL EQUIPO. CONSULTE AL FABRICANTE.
CONDICION 3	1921-4630	> 30	SEMANALMENTE	ACTUE CON CAUTELA. ANALICE LOS GASES DE FORMA INDIVIDUAL. PLANIFIQUE LA PARADA DEL EQUIPO. CONSULTE AL FABRICANTE.
		10--30	SEMANALMENTE	
		< 10	MENSUALMENTE	
CONDICION 2	721-1920	> 30	MENSUALMENTE	ACTUE CON CAUTELA. ANALICE LOS GASES DE FORMA INDIVIDUAL. DETERMINE LA DEPENDENCIA DE LA CARGA .
		10--30	MENSUALMENTE	
		< 10	CAUTRIMESTRALMENTE	
CONDICION 1	< = 720	> 30	MENSUALMENTE	ACTUE CON CAUTELA. ANALICE LOS GASES DE FORMA INDIVIDUAL. DETERMINE LA DEPENDENCIA DE LA CARGA .
		10--30	CAUTRIMESTRALMENTE	
		< 10	ANUALMENTE	

NOTA: Cuando en la tabla se dice "determine la dependencia de la carga" se quiere decir que, de ser posible encuentre si la tasa del gas en % / día se incrementa o se disminuye con la carga. Es posible que el transformador se encuentre sobrecargado. Tome muestras de aceite cada vez que existan cambios en la carga; si los cambios de carga son muy frecuentes esto no será posible.

TABLA VI

1.- **Térmico - Aceite:** Productos de la descomposición incluyen etileno y metano, junto con cantidades menores de hidrógeno y etano. Rastros de acetileno pueden encontrarse si la falla es severa.

GAS PRINCIPAL – ETILENO.

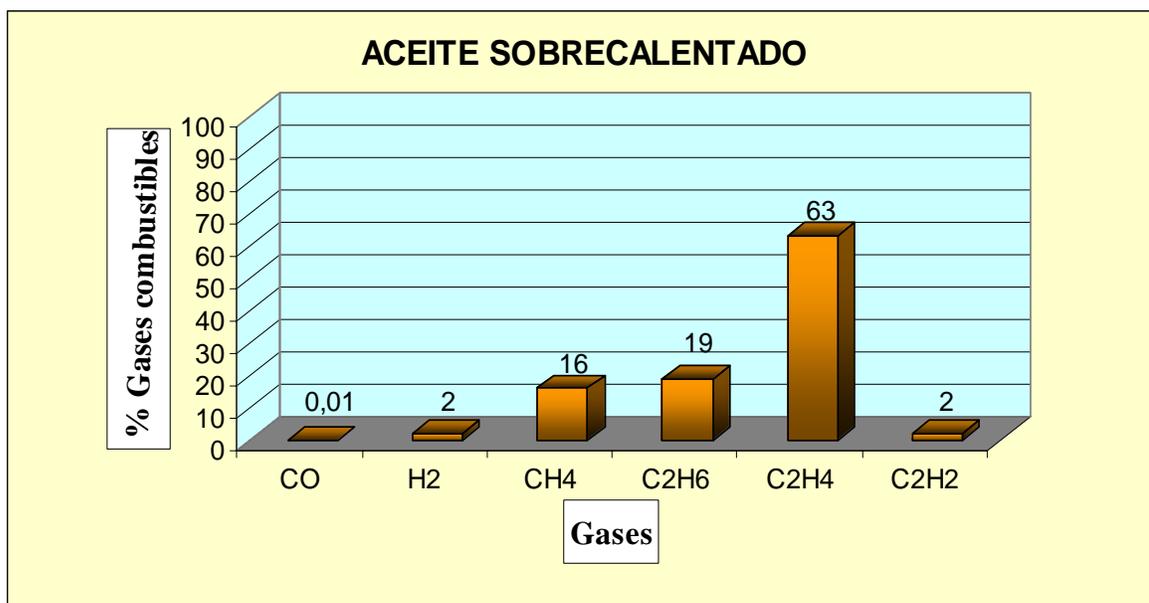


FIGURA 3.4 PERFIL CROMATOGRAFICO: ACEITE SOBRECALENTADO

2.- **Térmico – Celulosa**: Grandes cantidades de dióxido de carbono y monóxido de carbono son generadas debido al sobrecalentamiento de la celulosa. Se formaran gases como el metano y en el etileno si la falla involucra parte de la celulosa impregnada de aceite.

GAS PRINCIPAL – MONOXIDO DE CARBONO

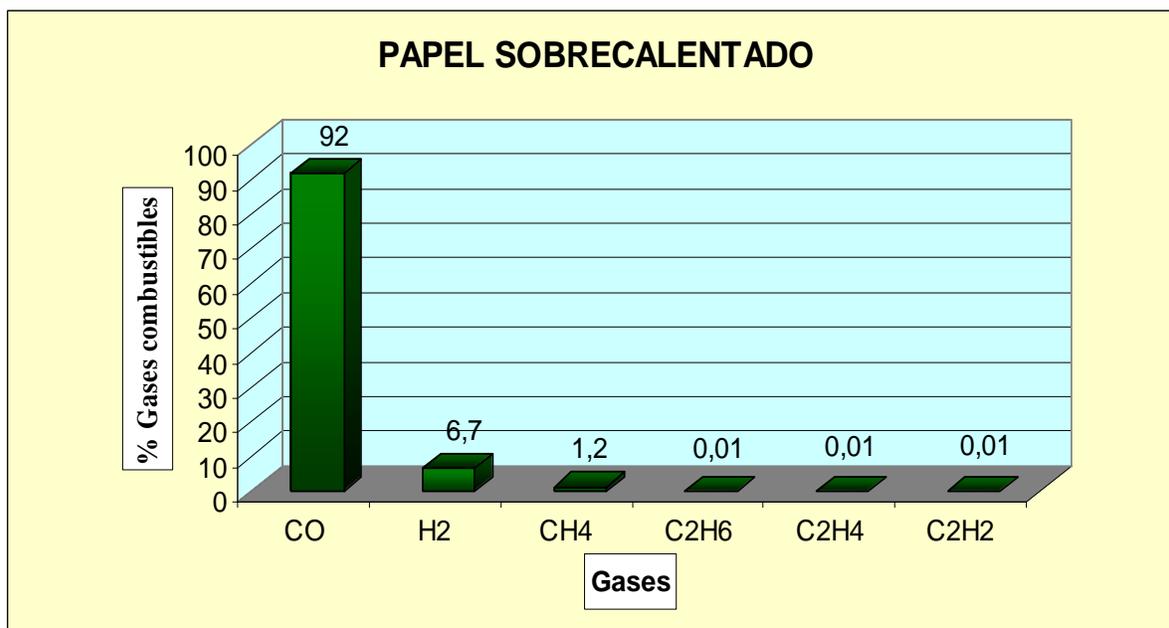


FIGURA 3.5 PERFIL CROMATOGRAFICO: PAPER SOBRECALENTADO

3.- **Eléctrico – Corona:** Descargas eléctricas de baja energía producen hidrógeno y metano, con cantidades pequeñas de etano y etileno. Cantidades comparables de dióxido de carbono y monóxido de carbono pueden resultar si la celulosa esta involucrada.

GAS PRINCIPAL – HIDROGENO

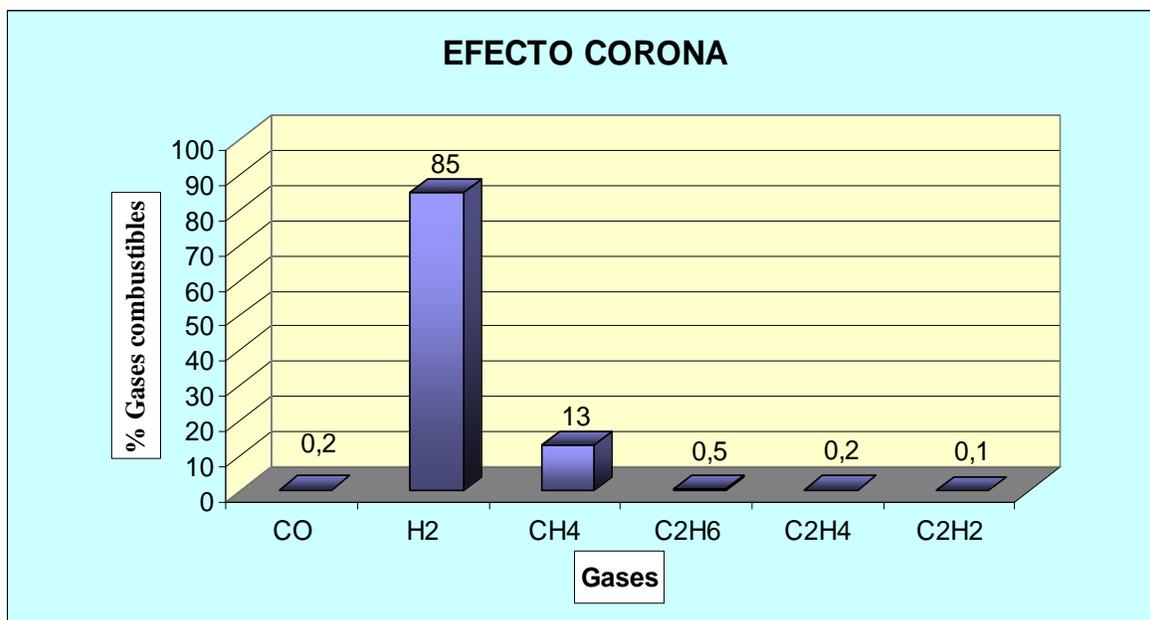


FIGURA 3.6 PERFIL CROMATOGRAFICO: EFECTO CORONA

4.- **Eléctrico – Arco:** Grandes cantidades de hidrógeno y acetileno son producidas, con cantidades menores de metano y etileno. Cantidades de dióxido de carbono y monóxido de carbono pueden formarse si la celulosa esta involucrada. El aceite puede resultar carbonizado.

GAS PRINCIPAL – ACETILENO

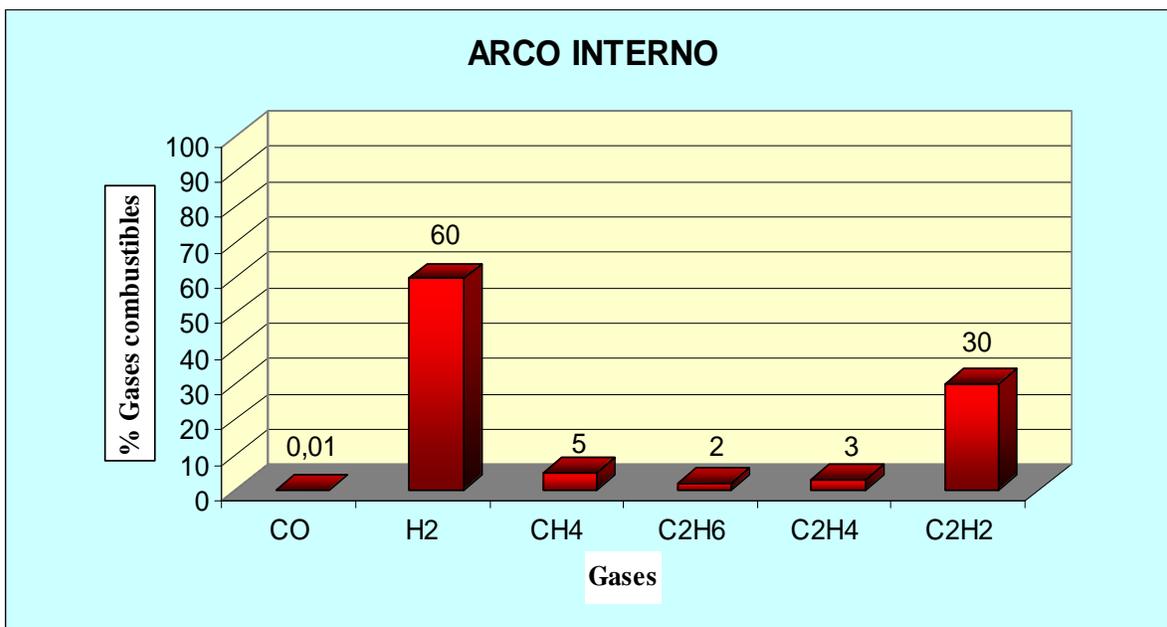


FIGURA 3.7: PERFIL CROMATOGRAFICO: ARCO INTERNO

Un diagrama de flujo en el que se enseña paso a paso el uso de este método se muestra en la figura 3.8.

La descripción de los pasos a seguir se indica a continuación:

P1: Las concentraciones de los gases son obtenidas por medio de cromatografía.

P2: Si por lo menos una de las concentraciones de los gases (en p.p.m) para H_2 , CH_4 , C_2H_2 y C_2H_4 excede en el doble a los valores límites L1 (véase la tabla 4) y una de las otras tres concentraciones excede a los valores límites L1, la unidad de la que se tomó la muestra es considerada con falla; vaya al paso P3 para determinar la validez de las relaciones.

P3: Determinar la validez de las relaciones: Si por lo menos uno de los gases en cada relación R_1 , R_2 ,

R_3 o R_4 excede los límites L1, la relación es válida, de otra manera las relaciones no son significantes; se tomara otra muestra de la unidad y se la investigara por métodos alternos.

P4: Asumiendo que las relaciones resultaron significantes, se comparara cada relación con los valores de la tabla VIII en el orden R_1 , R_2 , R_3 y R_4 .

P5: Si todas las relaciones caen dentro de los rangos para un tipo de falla dada la tabla VIII, el diagnostico sugerido es valido.

Concentración de los gases disueltos*

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

*Estos valores difieren de los de Doernenburg y coinciden con los de la condición 1 de la tabla 1.

TABLA VII

	Relacion1(R1) CH4/H2		Relacion2(R2) C2H2/C2H4		Relacion3(R3) C2H2/CH4		Relacion4(R4) C2H6/C2H2	
	Extraido desde		Extraido desde		Extraido desde		Extraido desde	
Diagnostico de falla sugerido	Aceite	Espacio de gas	Aceite	Espacio de gas	Aceite	Espacio de gas	Aceite	Espacio de gas
1- Descomposición termica	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
2- Corona (descarga parcial de baja intensidad)	<0.1	<0.01	No es significante	No es significante	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
3- Arco (descarga parcial de alta intensidad)	>0.1 y <1.0	>0.01 y <0.1	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2

TABLA VIII

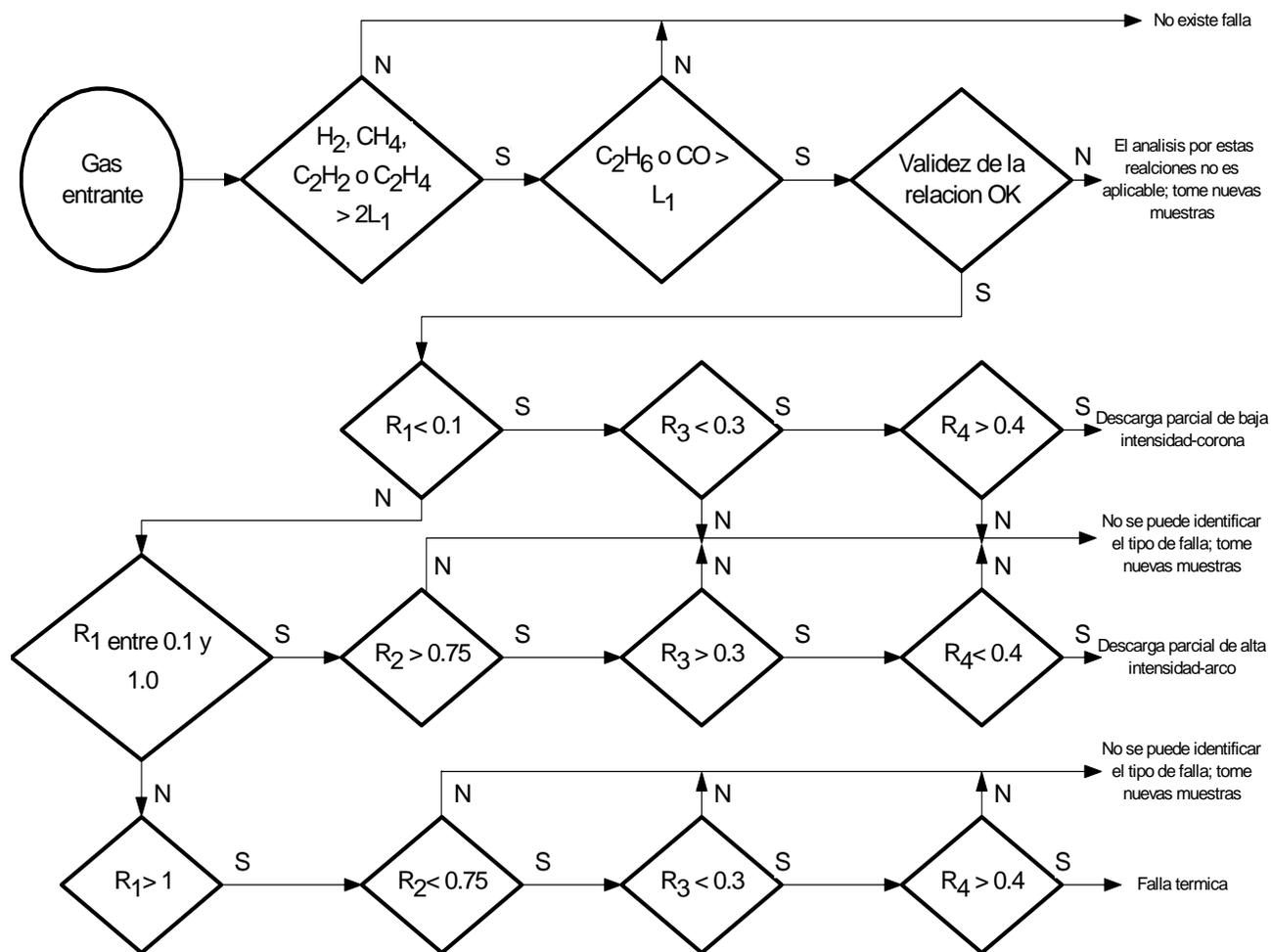


FIGURA 3.8 DIAGRAMA DE FLUJO MOSTRANDO LOS PASOS A SEGUIR PARA UN DIAGNOSTICO SEGUN EL METODO DE LAS RELACIONES DE DOERNENBURG

3.5.5.3. METODO DE LAS RELACIONES DE ROGERS.

El Método de las Relaciones de Rogers sigue el mismo procedimiento general dado para el Método de las Relaciones de Doernenburg, excepto que en vez de utilizar cuatro relaciones solo se utilizan tres R_1 , R_2 y la relación C_2H_4 / C_2H_6 a la que llamaremos R_5 . En la figura 3.9 se muestra un diagrama de flujo que enseña paso a paso el uso de este método. La tabla IX da los valores de las relaciones R_1 , R_2 y R_5 para los correspondientes diagnósticos sugeridos.

Hay que anotar que tanto el Método de las Relaciones de Doernenburg como el Método de las Relaciones de Rogers no son herramientas para detectar fallas en transformadores, pero si son herramientas para analizar que tipo de falla esta presente en un transformador.

La IEEE hace dos recomendaciones sobre el uso de ambos métodos. La primera recomendación sugiere que para que el diagnostico en base al

Método de las Relaciones de Doernenburg sea válido los niveles de las concentraciones de los gases deben ser significantes.

La segunda recomendación sugiere que se use el Método de las Relaciones de Rogers siempre y cuando las concentraciones de los gases excedan los niveles normales (tabla IV, condición 1).

Dentro de los Métodos de las Relaciones de Doernenburg o de Rogers no existe la relación CO_2/CO , sin embargo esta relación es muy útil para determinar si alguna falla en el transformador está afectando al aislamiento de celulosa.

Valores menores a 3 en dicha relación son indicativos de que el papel está involucrado en una falla de tipo eléctrico (arco o chisporroteo), conjuntamente con algo de carbonización del papel.

Valores normales de la relación CO_2/CO están alrededor de 7.

Valores mayores a 10 generalmente son indicativos de una falla de tipo térmico que involucra a al papel.

Hay que tener precaución al emplear esta relación, ya que solo será válida si el CO_2 proviene del interior del transformador y no a causa de la degradación propia del papel debido al envejecimiento o por fugas en el transformador o contaminación de la muestra a analizar.

Caso	Relacion1(R1) C2H2/C2H4	Relacion2(R2) CH4/H2	Relacion5(R5) C2H4/C2H6	Diagnostico de falla sugerido
0	<0.1	>0.1 y <1.0	<1.0	Unidad normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Corona-descarga parcial de baja intensidad
2	0.1-0.3	0.1-1.0	>3.0	Arco-descarga parcial de alta energía
3	<0.1	>0.1 y <1.0	1.0-3.0	Falla térmica de baja temperatura
4	<0.1	>1.0	1.0-3.0	Falla térmica < 700°C
5	<0.1	>1.0	>0.3	Falla térmica > 700 °C

TABLA IX

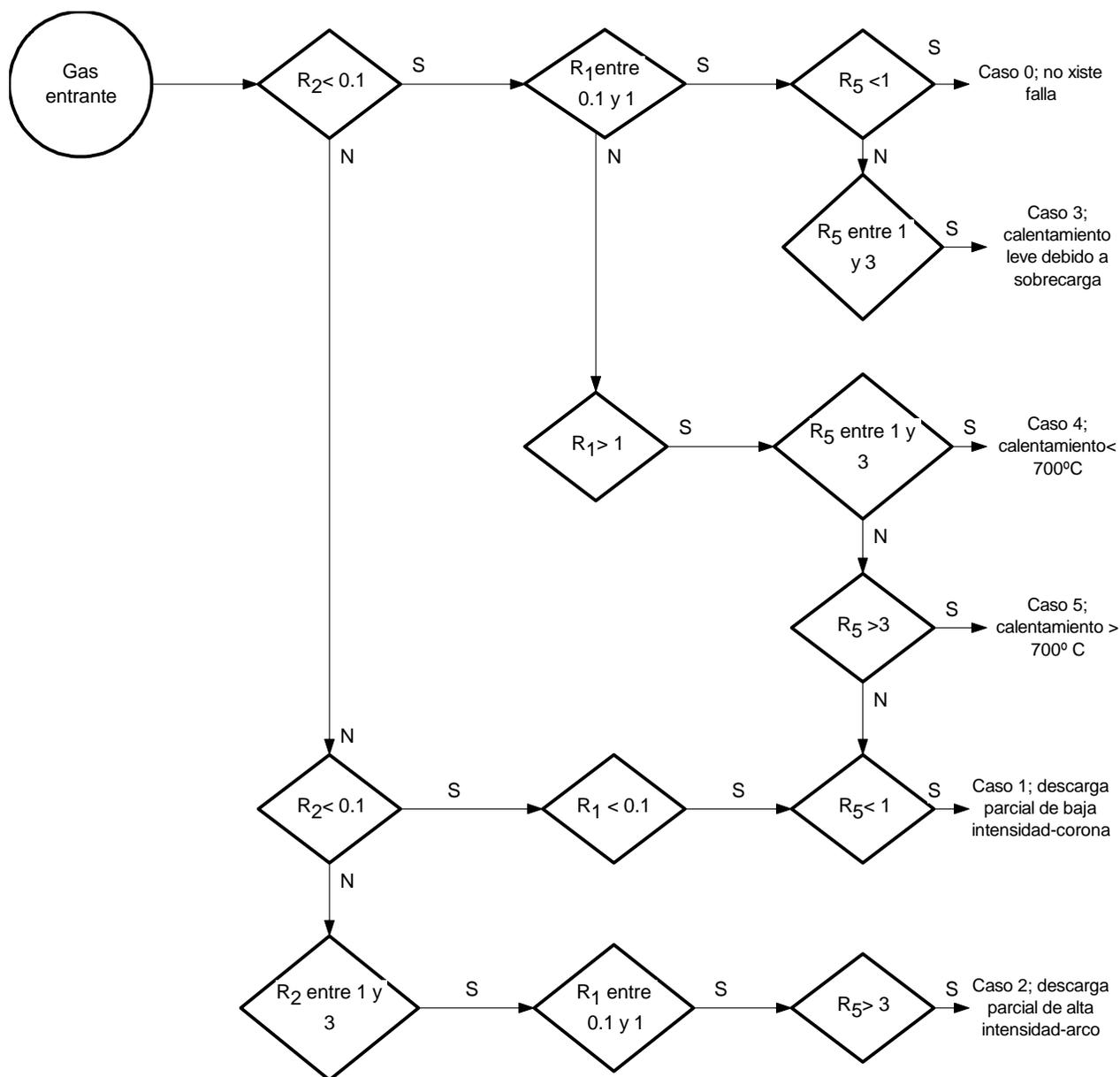


FIGURA 3.9 DIAGRAMA DE FLUJO MOSTRANDO LOS PASOS A SEGUIR PARA UN DIAGNOSTICO SEGUN EL METODO DE LAS RELACIONES DE ROGERS

Además la relación solo tendrá sentido si ambos gases están presentes en cantidades significantes. Si se sospecha una degradación excesiva del papel es recomendable solicitar un análisis de **furanos** en el siguiente AGD.

En la tabla X se muestran algunos de los problemas que pueden producirse en un transformador junto con los gases característicos generados internamente.

Gases Característicos	Fallas Posibles	Posibles síntomas
H ₂ , rastros de CH ₄ y C ₂ H ₆ . Posible presencia de CO	Descarga parcial (Corona)	Debilitamiento del aislamiento debido al envejecimiento y a los esfuerzos eléctricos.
H ₂ , CH ₄ (algo de CO si el aislamiento de celulosa esta involucrado). Posible presencia de rastros de C ₂ H ₆ .	Descarga de baja energía (Chisporroteo). (Posible existencia de descargas estáticas).	Pinchazos en la celulosa con restos de carbón. Posible existencia de partículas de carbón en el aceite. Posible perdida de campo. Posible mal aterrizamiento de los objetos metálicos.
Existencia de H ₂ ,CH ₄ ,C ₂ H ₆ ,C ₂ H ₄ , y el gas característico del arco C ₂ H ₂ tal vez en elevadas concentraciones. Si se esta generando C ₂ H ₂ el arco todavía esta presente. El CO estará presente si el aislamiento de celulosa es sobrecalentado.	Descarga de alta energía (Arco).	Fusión del metal. Mal contacto en el cambiador de tap o en las conexiones internas. Debilitamiento del aislamiento debido al envejecimiento y a los esfuerzos eléctricos. Aceite carbonizado. Destrucción del papel si este es sobrecalentado o se encuentra en la trayectoria del arco eléctrico.
H ₂ ,CO.	Falla térmica con temperaturas menores a los 300°C cercanas al aislamiento de celulosa (el papel esta siendo sobrecalentado)	Descolocación del papel. Sobrecarga y/o problemas con el sistema de ventilación. Mal contacto en el cambiador de tap o en las conexiones internas. Corrientes y/o flujos magnéticos circulantes.
H ₂ ,CH ₄ ,C ₂ H ₆ ,C ₂ H ₄ ,CO	Falla térmica entre 300°C y 700°C.	Aislamiento de celulosa destruido. Aceite sumamente carbonizado.
Todos los gases anteriores y el acetileno en elevadas concentraciones	Arco eléctrico produciendo temperaturas de 700°C y superiores.	Lo mismo que lo anterior pero con descolocación del metal. El arco eléctrico pudo haber causado una falla térmica.

TABLA X

CAPITULO 4

PRUEBAS DE DIAGNOSTICO

4.1. INTRODUCCION

En el capítulo dos se vio cuales eran los enemigos del sistema de aislamiento de un transformador en aceite. En el capítulo tres se estudio los métodos que permiten la detección de fallas incipientes en un transformador en aceite mediante el análisis de los gases generados en el interior de el. Ambos temas, junto con las pruebas eléctricas, físicas y químicas realizadas al sistema de aislamiento del transformador constituyen el conocimiento base para el desarrollo del mantenimiento de un transformador en aceite.

El contenido de lo que se analizará en este capítulo consta principalmente de:

- Pruebas realizadas al aceite dieléctrico.
- Pruebas realizadas al aislamiento sólido.
- Prueba de corriente de excitación
- Prueba de relación de transformación
- Prueba de resistencia DC de devanados

- Inspección por Termografía infrarroja.

Los procedimientos para la realización de las pruebas citadas anteriormente se expondrán en el anexo A.

4.2. PRUEBAS REALIZADAS AL ACEITE DIELECTRICO.

La pregunta crítica que se debe hacer respecto al deterioro del aceite es ¿Cómo reconocer un inevitable deterioro del aceite antes de que se vuelva severo en un sistema cerrado y no sujeto a inspecciones visuales frecuentes, como lo es un transformador ?.

Una parte de la respuesta a esta pregunta se la dio en el capítulo tres con el análisis de gases disueltos en el aceite de un transformador mediante la Cromatografía de gases (ASTM D-3612). El complemento a la respuesta de la pregunta anterior se lo dará a continuación con las pruebas eléctricas, físicas y químicas realizadas al aceite dieléctrico.

4.2.1. RIGIDEZ DIELECTRICA (ASTM D-877 – D-1816 – VDE-370).

La rigidez dieléctrica de un aceite aislante es una medida de la habilidad que posee el aceite para soportar los elevados esfuerzos eléctricos que existen en el interior de un transformador sin que se produzca la falla del equipo.

Para esta prueba se utiliza un equipo denominado *Medidor de Rigidez Dieléctrica*, en el cual, se aplica un voltaje AC con una tasa de crecimiento controlada, a dos electrodos que pueden tener dos formas diferentes según la norma que se aplique y que están inmersos en el fluido aislante a ser probado. El “entrehierro” o la separación entre electrodos es calibrada a una distancia especificada (de acuerdo a la norma que se va aplicar). Cuando aparece un arco entre los electrodos, el voltaje registrado en ese instante es la Rigidez Dieléctrica de la muestra sometida a prueba.

Los métodos más conocidos para la medición de la Rigidez Dieléctrica de los aceites aislantes de origen mineral son:

a) Norma ASTM D-877

Este método utiliza una cuba con electrodos con caras planas, separados una distancia de 0.1”, con una tasa de crecimiento de tensión de 3 Kv/seg. La norma D-877 es recomendada para probar aceites en servicio o aceites nuevos sin tratamiento previo a la energización del equipo.

b) Norma ASTM D-1816

En este método se utiliza una cuba con electrodos de caras semiesféricas. La separación de dichos electrodos puede ser de 0.04" o 0.08" y la tasa de crecimiento de tensión tiene un valor de 0.5 Kv/seg. La norma D-1816 es recomendada para probar aceites contenidos en equipos nuevos o para aceites que están siendo procesados previo a la energización del equipo. La aceptación de este método en la evaluación de aceites en servicio esta siendo estudiada.

c) Norma VDE - 370

En este método se utiliza una cuba con electrodos de caras semiesféricas espaciados entre si 0.1" y con una tasa de crecimiento de tensión de 2 Kv/seg.

Por años se ha tomado a la Prueba de Rigidez dieléctrica como la más importante a la hora de emitir un diagnostico del estado del aceite de un transformador. Se han encontrado casos de transformadores en los que la rigidez dieléctrica de su aceite estaba por encima de los 30 KV (rigidez dieléctrica buena), sin embargo dichos aceites

presentaban un considerable contenido de humedad y un elevado grado de acidez, mientras que en el interior del transformador la presencia de lodo era apreciable.

Es conocido en la actualidad que pruebas como Tensión Interfacial, Número de Neutralización, Factor de Potencia y Contenido de Humedad constituyen un complemento necesario a la prueba de Rigidez Dieléctrica a la hora de emitir un diagnóstico más confiable del estado del aceite y del transformador.

Para resumir lo anterior se hará la siguiente pregunta: ¿Que es lo que dice y que es lo que no dice la Prueba de Rigidez dieléctrica del aceite acerca del estado del mismo y del transformador? .

La Prueba de Rigidez dieléctrica ayuda a detectar la presencia de herrumbre u otras partículas metálicas, suciedad, fibras de celulosa y agua en estado libre en el aceite (los anteriores contaminantes producen una marcada reducción en la rigidez dieléctrica del aceite).

Por otra parte, la Prueba de Rigidez dieléctrica no dice nada sobre el estado del aislamiento sólido, el grado de acidez

del aceite, la presencia de lodo en el transformador y la presencia de agua en forma disuelta en el aceite sino a partir del 80% de saturación.

4.2.2. NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN (ASTM D-974).

El Número de Neutralización (N.N) o la Acidez de un aceite dieléctrico es una medida de los componentes ácidos existentes en el. El contenido de acidez se expresa como el número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH), como base, que se necesitan para neutralizar los ácidos existentes en un gramo de muestra de aceite.

En un aceite nuevo, cualquier ácido existente es considerado un residuo del proceso de refinamiento. En un aceite en servicio, la oxidación del mismo y del aislamiento sólido forman ácidos a medida que el transformador se envejece. Los productos de la oxidación forman lodo, el cual se precipita al interior del transformador. Los ácidos atacan a los metales, barnices, celulosa, etc, formando más lodo. Se ha encontrado que la formación del lodo (componentes polares en solución) en un transformador comienza cuando la acidez del aceite esta entre 0.05 y 0.1 mgKOH/gr,

mientras que la precipitación del mismo en el interior del transformador ocurre cuando el aceite alcanza valores de acidez por arriba de 0.4 mgKOH/gr.

Para resumir, la Prueba de Acidez ayuda a detectar la presencia de componentes ácidos en el aceite así como las condiciones en las que es posible la formación de lodo en el transformador.

4.2.3. TENSIÓN INTERFACIAL (ASTM D-971 – D-2285).

A medida que el aceite se envejece, se contamina de partículas diminutas y de productos de la oxidación. Estos contaminantes se extienden a través de la interfase agua/aceite debilitando la tensión entre los dos líquidos.

La tensión Interfacial es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas de dos fluidos inmiscibles y esta dada en dynas/cm o en mN/m.

Existen dos normas que se utilizan para realizar la prueba de tensión interfacial

- Prueba de campo: ASTM D-2285
- Prueba de laboratorio: ASTM D-971

La Prueba de Tensión Interfacial es excelente para detectar contaminantes polares solubles en el aceite y productos de la oxidación. Se sabe que la precipitación de lodo en el transformador comienza cuando la tensión interfacial alcanza valores por debajo de las 22 dynas/cm.

Existen estudios que han mostrado una relación definida entre la tensión interfacial y la acidez de un aceite dieléctrico. Un incremento en la acidez debe estar acompañado de una reducción en la tensión interfacial. La figura 4.1 muestra dicha relación. La relación inversa entre la tensión Interfacial y la Acidez prácticamente elimina de cierta forma los “errores” al evaluar el estado de un aceite dieléctrico. En los rangos ácidos, los resultados de la prueba de Acidez se vuelven cuestionables ya que dependen de la habilidad de la persona que realiza la prueba para emitir un diagnóstico. En cambio la prueba de tensión Interfacial realizada con equipos de precisión, constituye una excelente prueba de respaldo para la prueba de Acidez.

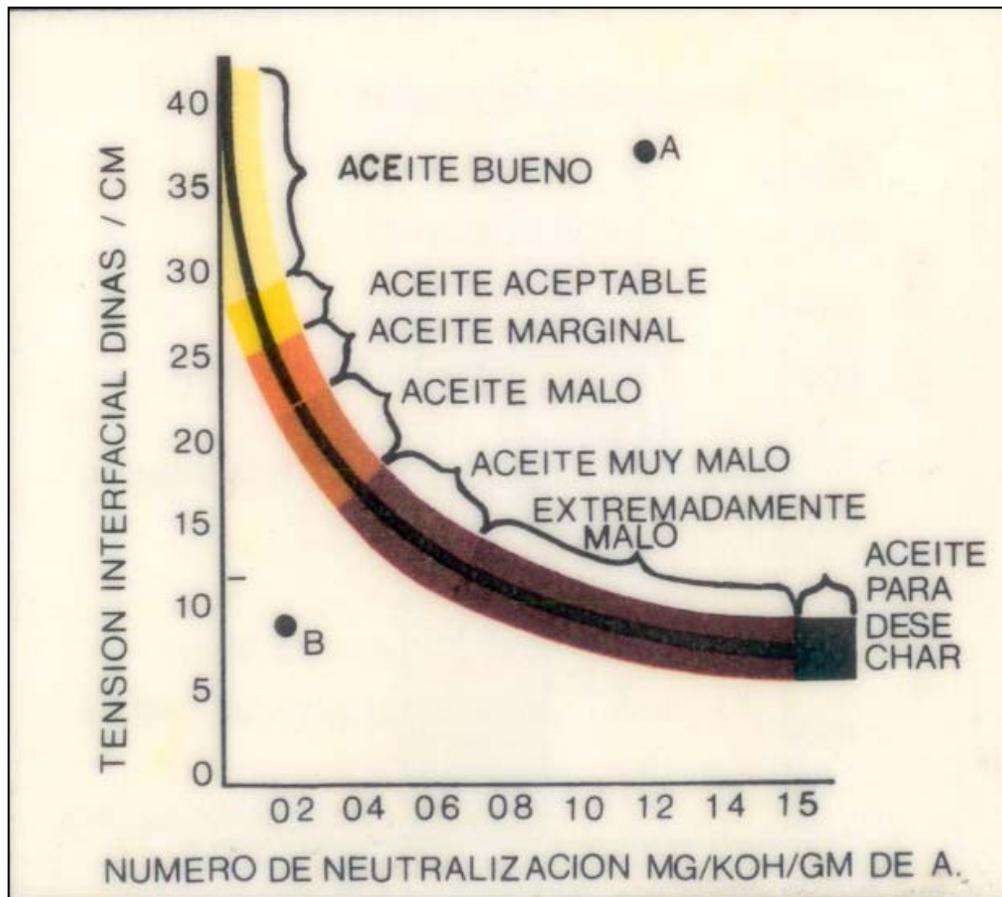


FIGURA 4.1. RELACION ENTRE LA TENSION INTERFACIAL Y EL NUMERO DE NEUTRALIZACION

De los párrafos anteriores se sabe que una elevada tensión Interfacial significa que el transformador esta libre de lodo. Así mismo, un aceite con una elevada acidez significa que esta deteriorado. Al dividir el valor de Tensión Interfacial para el de Número de Neutralización se obtendrá un número que es una excelente medida para evaluar la condición del transformador. Este número es conocido como el *Índice de Myers* o *Índice de Calidad*.

$$\text{Índice de Myers} = \text{tensión Interfacial} / \text{Numero de Neutralización}$$

En la figura 4.2 se muestra la relación entre el Índice de Myers y el estado del aceite.

4.2.4. FACTOR DE POTENCIA (ASTM D-924).

El Factor de Potencia del aceite mide la “corriente de fuga” existente en el aceite, la cual, es una medida de contaminación y/o deterioro del mismo.

El Factor de Potencia del aceite se define como la relación entre la potencia disipada en el, en watos, y el producto del

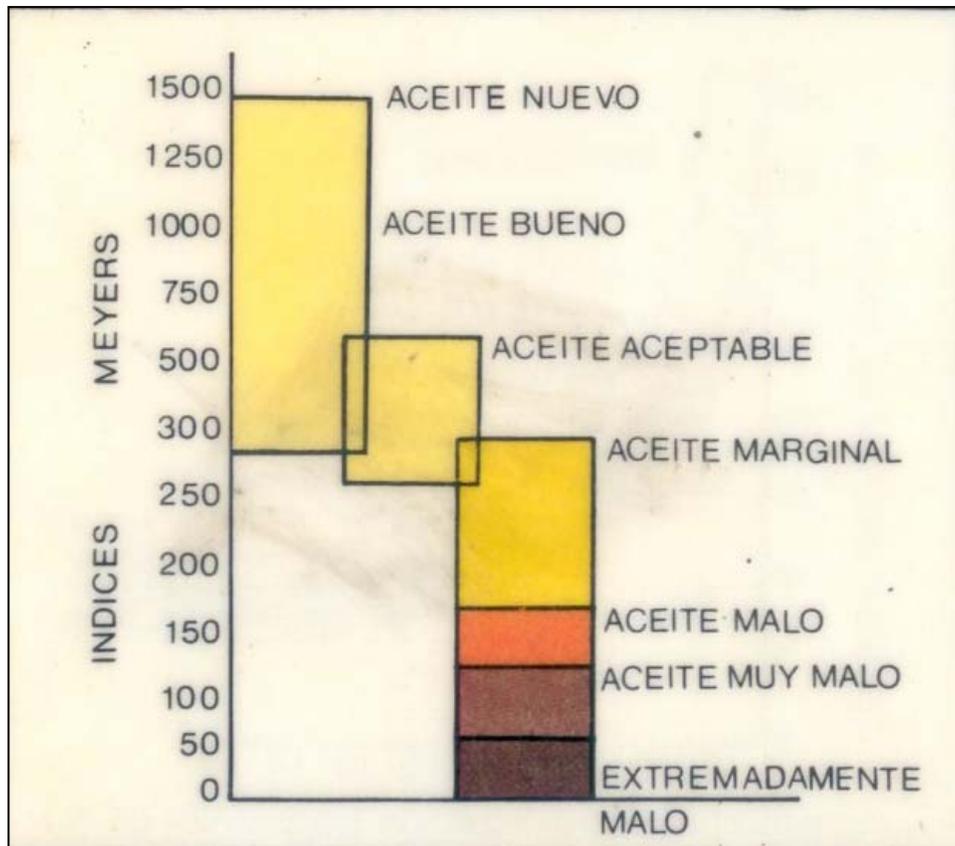


FIGURA 4.2. RELACION ENTRE EL INDICE DE MYERS Y EL ESTADO DE UN ACEITE DIELECTRICO

voltaje efectivo aplicado y la corriente resultante, el cual esta dado en voltiamperes, cuando el aceite es probado bajo condiciones predeterminadas. El factor de potencia de un aceite dieléctrico es un valor adimensional y se lo da en porcentaje.

Para la medición del Factor de Potencia del aceite se utiliza un equipo que lleva el nombre de Medidor de Factor de Potencia de Aislamiento, el cual sirve tanto para medir el factor de potencia del aceite como del aislamiento sólido y pasatapas.

Un elevado valor en el Factor de Potencia es indicativo de que el aceite posee contaminantes como agua, productos de la oxidación, jabones metálicos, carbón, residuos de barniz, entre otros.

De acuerdo a la Doble Engineering Company junto con la aplicación de la norma ASTM D-924, el factor de potencia de un aceite nuevo no debe exceder un valor de 0.5 % a 25°C. Aceites en servicio con factores de potencia entre 0.5% y 1% a 25°C necesitaran una investigación adicional

para determinar el porque de estos valores (el aceite podría requerir tratamiento con tierra de Fuller). Si el factor de potencia esta entre 1% y 2% a 25°C, en el transformador podría producirse una falla interna debido al mal estado del aceite (la recuperación o reacondicionamiento del mismo sería necesario).

Se considerara como un peligro operacional un aceite con un factor de potencia superior a 2% a 25°C (la recuperación o el reemplazo del mismo sería necesario).

4.2.5. COLOR (ASTM D-1500).

Los aceites dieléctricos deben tener un color claro (transparente los nuevos), de manera que se pueda inspeccionar el interior del equipo al que protege.

Un cambio en el color del aceite de un transformador dentro de un periodo de tiempo corto es indicativo de que existe contaminación y/o deterioro en él. Un oscurecimiento en el color del aceite sin cambio significativo en la acidez del mismo es indicativo de que la contaminación del aceite proviene de alguna fuente externa.

El color de un aceite aislante es expresado por medio de un número, el cual esta basado en la comparación del color de la muestra con una serie de colores estándar contenidos en un colorímetro.

4.2.6. CONTENIDO DE HUMEDAD (ASTM D-1533).

Como se analizó en el capítulo dos, el agua puede presentarse de varias formas en un aceite aislante. La presencia de agua en forma libre o en suspensión puede ser determinada por una inspección visual de la muestra. La presencia de agua en forma disuelta es normalmente determinada por medios físicos o químicos. El contenido de agua en un aceite aislante puede estar dado en partes por millón (ppm) o en porcentaje de saturación.

El método más utilizado para la determinación de agua en un líquido aislante es el de Karl Fisher.

En la tabla II pueden verse valores limites para el contenido de agua de un aceite aislante en servicio con respecto al voltaje de operación del equipo.

4.2.7. GRAVEDAD ESPECÍFICA (ASTM D-1298).

La Gravedad Específica es simplemente la relación entre la masa de un volumen dado de aceite y la masa de un volumen igual de agua a la misma temperatura que la del aceite.

La Gravedad Específica provee una manera rápida para detectar la presencia de contaminantes. Para un aceite nuevo la gravedad específica esta alrededor de 0.875. Si la gravedad específica es superior a 1, es probable que el aceite posea algún contaminante (posiblemente el policlorhidrato de bifenilo, considerado un agente cancerígeno). Si la gravedad específica es menor a 0.84, es indicativo de que el aceite es parafínico.

4.2.8. INSPECCIÓN VISUAL (ASTM D-1524).

La prueba de inspección visual indica el color y la turbidez que presenta un aceite, lo que podría indicar la presencia de agua en estado libre o contaminantes sólidos.

Los resultados obtenidos en esta prueba podrían usarse como una sugerencia para solicitar pruebas adicionales al aceite.

4.2.9. INHIBIDOR DE OXIDACIÓN (ASTM D-2668).

Los aceites dieléctricos nuevos contienen pequeñas cantidades de ciertos compuestos químicos que actúan como inhibidores de oxidación. Estas sustancias naturales retardan la oxidación del aceite hasta que se consumen. La tasa de consumo de los inhibidores de oxidación en el aceite es dependiente de la cantidad de oxígeno existente, de la cantidad de contaminantes existentes en el aceite, de agentes catalíticos y de la temperatura del aceite.

A medida que la cantidad de inhibidor se reduce, la tasa de oxidación y de deterioro del aceite se incrementa. La recuperación del aceite mediante procesos químicos puede reestablecer el aceite, de manera que casi recupere sus características originales; sin embargo, estos procesos no tienen ningún efecto en la restauración de la acción que realizan los inhibidores en el aceite. De hecho, el proceso de recuperación del aceite con Tierra de Fuller remueve los inhibidores naturales contenidos en el aceite y el aceite recuperado, por ende, no tiene ninguna resistencia a la oxidación.

Para superar esta situación, a un aceite recuperado se le debe añadir inhibidores de oxidación sintéticos.

Uno de los inhibidores de oxidación sintéticos mas empleados es el 2-6 Di-tercio Butyl Para Cresol o DBPC.

Este material posee excelentes características que aun en pequeñas concentraciones, es muy estable y efectivo como antioxidante.

Es muy importante que, una vez que se halla realizado el proceso se recuperación a un aceite deteriorado se añada una cierta cantidad de DBPC o de algún otro inhibidor a él, evitándose así una oxidación rápida del mismo. La tabla XI contiene la cantidad de DBPC (porcentaje, kilogramos o libras) por cantidad de aceite (masa, 1000 litros o 100 litros).

Porcentaje de DBPC por masa de aceite	Kilogramos de DBPC por 1000 litros de aceite	Libras de DBPC por 100 galones de aceite
0,1	0,9	0,7
0,2	1,8	1,5
0,3	2,6	2,2
0,4	3,5	3
0,6	5,3	4,4
0,8	7,0	5,9

TABLA XI

4.3. PRUEBAS REALIZADAS AL AISLAMIENTO SÓLIDO.

Para verificar el estado del aislamiento se realizan las pruebas de Factor de Potencia, tanto al aislamiento como a los pasatapas, y la prueba de Resistencia de Aislamiento.

4.3.1. FACTOR DE POTENCIA.

Cualquier devanado en un transformador esta aislado de los otros y de tierra por medio del aislamiento sólido (papel, barniz, etc). El aislamiento sólido forma una red capacitiva como la que se muestra en la figura 4.3. En cada capacitancia existen perdidas dieléctricas, las cuales están representadas por los resistores en serie con cada capacitancia.

El factor de potencia del aislamiento es una mediada de las perdidas de potencia a través del sistema de aislamiento y tierra causados por una corriente de fuga.

El factor de potencia del aislamiento es comúnmente definido como la relación entre la resistencia y la impedancia de la combinación capacitancia-resistencia que

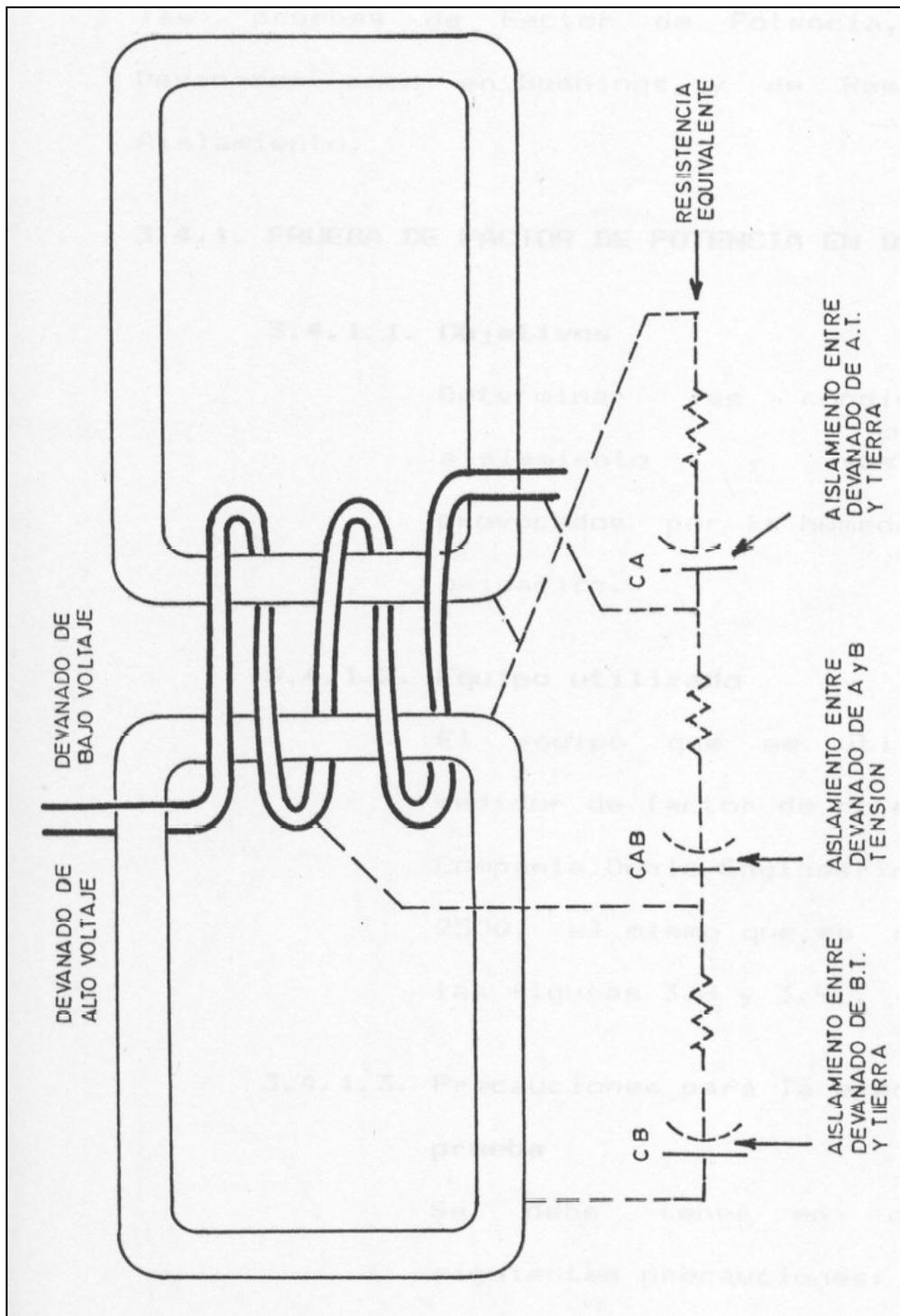


FIGURA 4.3. CIRCUITO EQUIVALENTE DEL AISLAMIENTO SÓLIDO EN EL INTERIOR DE UN TRANSFORMADOR.

se forma en el sistema de aislamiento.

Si el aislamiento fuera perfecto (condición teórica) no habría corriente de fuga, entonces el factor de potencia sería igual a cero. Como sabemos, ningún aislante es perfecto, por tanto la presencia de una corriente de fuga en él es posible. Mientras mayor sea dicha corriente de fuga las pérdidas de potencia en el aislamiento serán mayores y por ende se tendrá un mayor factor de potencia del aislamiento.

Hasta la actualidad no se han definido valores de factor de potencia del aislamiento, pero en la práctica se consideran valores normales entre 0.5% y 2% referidos a 20°C, a excepción de unidades nuevas en donde el factor de potencia del aislamiento debe estar por debajo del 0.05% a 20°C.

Adicionalmente a las pruebas de factor de potencia realizadas al aislamiento sólido y al aceite dieléctrico, también se le efectúa esta prueba a los pasatapas del transformador, los cuales deben estar libre de impurezas, ya

que la presencia de las mismas puede afectar los resultados de la prueba.

Un factor muy importante a considerar durante la realización de esta prueba es la temperatura. Se sabe que la magnitud del factor de potencia del aislamiento varía directamente con la temperatura. Debido a lo anterior existen factores de corrección por temperatura, de manera que se pueda llevar los valores de factor de potencia obtenidos en la prueba a una base de temperatura común (20°C) y de esta manera poder compararlos con los recomendados.

El factor de potencia del aislamiento ayuda a detectar: humedad, carbonización del aislamiento, pasatapas defectuosos, contaminación del aceite con materiales disueltos o partículas conductivas, núcleos no aterrizados o mal aterrizados, entre otros.

4.3.2. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

La prueba de resistencia de aislamiento es una prueba no destructiva que ayuda a diagnosticar el estado del aislamiento. La resistencia de aislamiento de un aislante

eléctrico se define como la resistencia, en megaohmios ($M\Omega$), que ofrece el aislante a la aplicación de un voltaje directo.

La medición de la resistencia de aislamiento para el caso de los transformadores se la realiza entre devanados y entre devanados y tierra, durante intervalos de tiempo de entre un minuto a diez minutos.

Para realizar esta medición se utiliza un equipo llamado *Medidor de Resistencia de Aislamiento* (llamado comúnmente MEGGER), el cual puede funcionar de forma manual o por medio de baterías, siendo analógico o digital.

Este aparato posee un generador DC, el cual genera un alto voltaje DC que produce una pequeña corriente, llamada corriente de aislamiento, la cual consta de dos componentes principales: la componente que fluye a través del aislamiento y la componente que fluye sobre el aislamiento.

La corriente que fluye a través del aislamiento esta formada por las siguientes corrientes:

a) **Corriente de carga capacitiva**, la cual posee una elevada magnitud y es de corta duración (normalmente desaparece cuando los primeros datos son tomados). Esta corriente no afecta a los valores de la medición.

b) **Corriente de absorción**, la cual decae a una tasa decreciente desde un valor comparativamente alto hasta cercanamente cero. Usualmente la resistencia medida en los primeros minutos de la prueba es ampliamente influenciada por la corriente de absorción.

La corriente que fluye sobre el aislamiento consta de la **Corriente de fuga**, la cual es la más importante a la hora de evaluar la condición del aislamiento. Teóricamente, esta corriente debe permanecer constante en el tiempo para cualquier valor de voltaje aplicado al aislamiento. Un valor constante de esta corriente en el tiempo es sinónimo de que el aislamiento bajo prueba está en buenas condiciones y libre de contaminantes.

En la figura 4.4 pueden observarse la variación de las magnitudes de las corrientes de aislamiento, de carga capacitiva, de absorción y de fuga a través del tiempo.

La resistencia de aislamiento es considerada como una indicación confiable de la presencia de o ausencia de contaminantes dañinos y/o degradación. Sin embargo, los valores de la resistencia de aislamiento son sensibles a pequeños cambios debido a diferentes factores como:

- **Humedad:** La absorción de humedad por parte del aislamiento tendrá un gran efecto (reducción) en la resistencia del aislamiento.

- **Temperatura:** La resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura, es por esto que existen factores de corrección por temperatura para la resistencia de aislamiento.

- **Potencial aplicado:** Si la resistencia de aislamiento decrece significativamente con un incremento del potencial aplicado, lo anterior puede ser indicativo de la existencia de

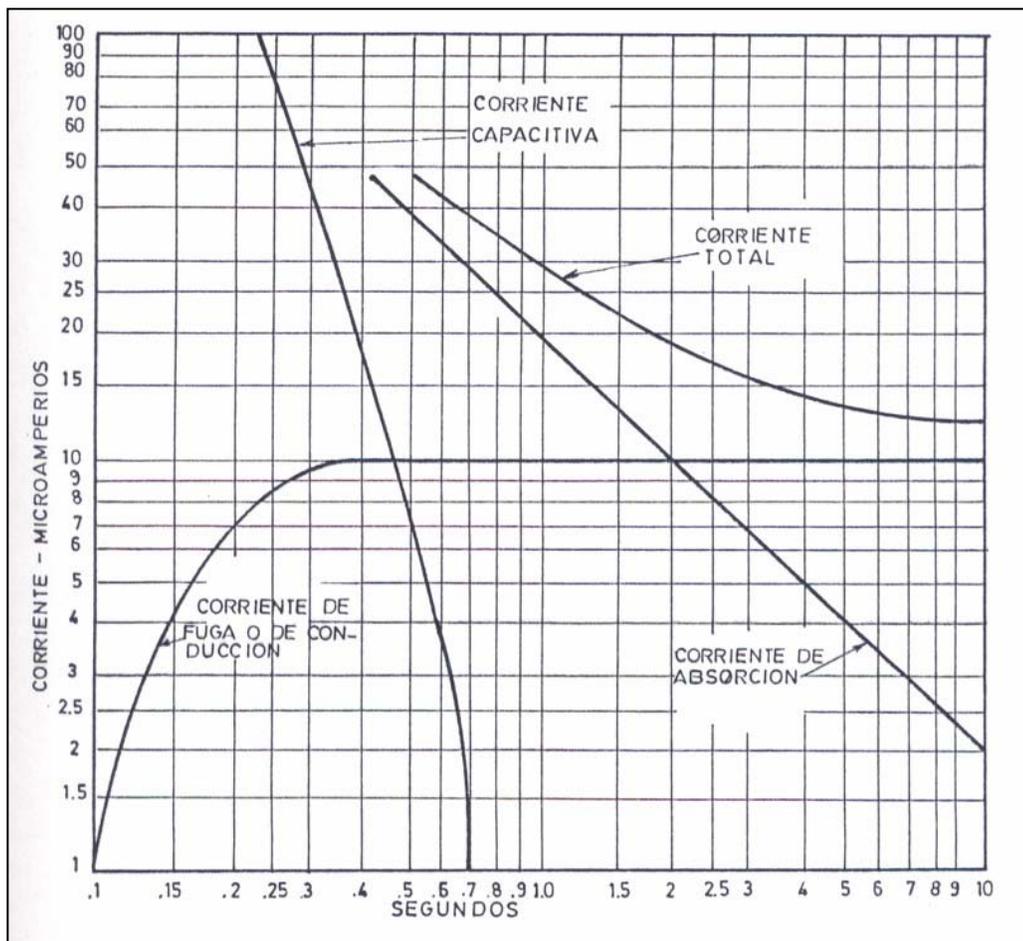


FIGURA 4.4. COMPONENTES DE LA CORRIENTE DE AISLAMIENTO DURANTE UNA PRUEBA DE DC DE AISLACION

imperfecciones o fracturas en el aislamiento, agravadas por la presencia de contaminantes o humedad.

- **Duración de la prueba:** El valor de la resistencia de aislamiento de un devanado normalmente aumenta en el tiempo con la aplicación del voltaje de prueba. El incremento normalmente es rápido al principio y las lecturas gradualmente se aproximan a un valor constante. Para un devanado seco, la resistencia de aislamiento se incrementara por horas, sin embargo podríamos decir que se hace constante entre los primeros 10 y 15 minutos de prueba. Si el devanado posee humedad, a los pocos minutos (1 a 2) la resistencia de aislamiento alcanzara un valor estable. El cambio en la resistencia de aislamiento con la duración de la prueba puede ser útil en la apreciación de cuan limpio y libre de humedad se encuentra el aislamiento.

- **Fugas externas por pasatapas defectuosos o con polvo.**

4.3.2.1. ABSORCIÓN DIELECTRICA.

A la curva obtenida cuando se grafica en papel log-log (figura 4.5) los valores de la resistencia de aislamiento en función del tiempo de duración de la prueba, se la denomina *Curva de Absorción dieléctrica* y su pendiente indica cuan libre de contaminantes esta el aislamiento.

Si el aislamiento esta húmedo o con contaminantes se alcanzará un valor estable en la resistencia de aislamiento en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba, por ende se obtendrá una curva con una pendiente baja. Si el aislamiento está seco y libre de contaminantes, la resistencia de aislamiento alcanzará un valor estable alrededor de los diez minutos de haber empezado la prueba y se obtendrá una curva con una pendiente pronunciada.

4.3.2.2. ÍNDICES DE ABSORCIÓN Y POLARIZACIÓN.

La pendiente de la curva de absorción dieléctrica puede expresarse mediante la relación de dos

lecturas de resistencia de aislamiento, tomadas a diferentes intervalos de tiempo durante la prueba.

A la relación entre los valores de resistencia de aislamiento medidos a los 30 segundos y 60 segundos se la conoce como el *Índice de Absorción*. A la relación entre los valores de resistencia de aislamiento medidos a los 60 segundos y 10 minutos se la conoce como el *Índice de Polarización*.

El Índice de Polarización es muy útil para evaluar el estado del aislamiento de los transformadores y otros equipos eléctricos.

4.4. PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

La corriente de excitación de un transformador de potencia suele ser poco intensa.

Los valores de esta corriente normalmente están entre el 4 y el 8 % de la corriente nominal del transformador, sin embargo se puede asumir un valor promedio de la misma en 5 % de la corriente nominal.

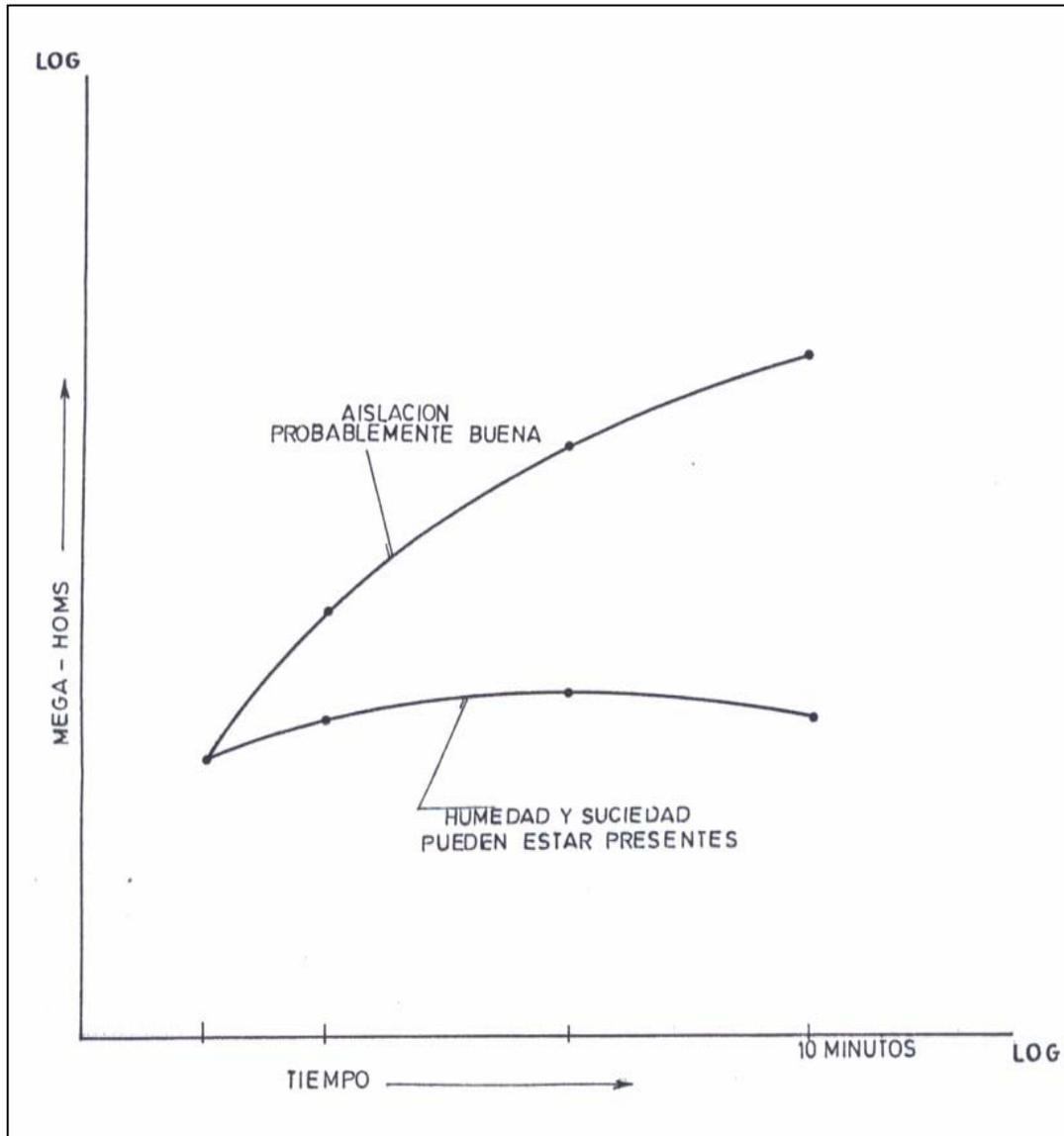


FIGURA 4.5. CURVA TIPICA DE ABSORCION DIELECTRICA

Valores en la corriente de excitación mayores al 10 % de la corriente nominal del transformador son sospechosos de la existencia de un problema interno (posiblemente en el circuito magnético).

La prueba de Corriente de Excitación permite detectar fallas en el circuito magnético y devanados, tales como cortocircuitos entre espiras, fallas en el aislamiento de los pernos de sujeción del núcleo, mal contacto en el cambiador de taps, fallas en el aislamiento entre laminas del núcleo, mal contacto entre laminaciones sueltas, sobrecalentamiento, mala puesta a tierra, entre otras.

4.5. PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

El objetivo de la prueba de relación de Transformación es la de verificar la relación del número de vueltas entre los devanados primario y secundario de un transformador, comparando los resultados con los datos de placa o con resultados obtenidos en pruebas anteriores (los valores obtenidos en la prueba de relación de transformación, para considerarse satisfactorios deberán estar dentro del 0.5% de los valores de placa).

En el análisis de los resultados obtenidos en esta prueba se puede detectar defectos en el transformador como vueltas cortocircuitadas en sus devanados, errores en el número de espiras, espiras abiertas, fallas entre contactos del tap, entre otros.

Para la realización de esta prueba se utiliza un equipo denominado *Medidor de relación de Transformación*, comúnmente llamado TTR, por las siglas del ingles de Transformer Turns Ratio.

4.6. PRUEBA DE RESISTENCIA (DC) DE DEVANADOS.

La prueba de Resistencia de devanados indicará un cambio en la resistencia DC de los devanados en el caso de que existiesen vueltas cortocircuitadas, empalmes sueltos o malos contactos.

Los resultados obtenidos al realizar esta prueba deberán ser comparados con los proporcionados por el fabricante del equipo o con los resultados obtenidos en pruebas anteriores.

Para la medición de la resistencia DC de devanados se utiliza un equipo denominado *Microohmetro*, el cual puede funcionar de forma manual o por medio de baterías, siendo analógico o digital.

4.7. PRUEBA DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA.

Una de las técnicas de mantenimiento predictivo que a lo largo de los últimos años ha pasado a ser una de las más utilizadas por parte de las empresas que realizan mantenimiento a instalaciones industriales es la *Termografía infrarroja*.

Esta técnica permite detectar, sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier falla que se manifieste en un cambio de temperatura sobre la base de medir los niveles de radiación dentro del campo infrarrojo.

En general, una falla electromecánica antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

Si es posible detectar, comparar y determinar dicha variación, entonces se podría detectar fallas que comienzan a gestarse y que pueden producir en el futuro cercano o a mediano plazo una parada de planta y/o un siniestro afectando a personas e instalaciones. Esto permite la reducción de los tiempos de parada al minimizar la probabilidad de salidas de servicio imprevistas, no

programadas, gracias a su aporte en cuanto a la planificación de las reparaciones y del mantenimiento.

Los beneficios de reducción de costos incluyen ahorros de energía, protección de los equipos, velocidad de inspección y diagnóstico, verificación rápida y sencilla de la reparación, etc.

La inspección termográfica en sistemas eléctricos tiene como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de su resistencia ohmica. Las causas que pueden originar estos defectos, entre otras, son:

- Conexiones flojas
- Conexiones afectadas por corrosión
- Suciedad en contactos
- Degradación de materiales aislantes

Con la técnica tradicional de “limpiar y apretar” se efectúan acciones para corregir conexiones flojas y contactos pobres, de esta forma todas las conexiones, empalmes y puntos de contacto reciben físicamente mantenimiento lo necesiten o no, por lo tanto generalmente no se sabe si se corrigió una falla. Con termografía

se focalizan los problemas que deben ser corregidos bajo las técnicas convencionales y además se puede encontrar otros problemas que en circunstancias normales no serian detectados.

En el proceso de inspección termográfica es posible definir, en general, las siguientes etapas:

- Planificación de la inspección en los periodos de máxima demanda.
- Evaluación y clasificación de los calentamientos detectados.
- Emisión de informe, con identificación de fallas y el grado de urgencia de reparación.
- Seguimiento de la reparación.
- Revisión termográfica para evaluar la efectividad del mantenimiento correctivo realizado.

En la figura 4.6 la realización de una prueba de termografía infrarroja a un bushing de un transformador.

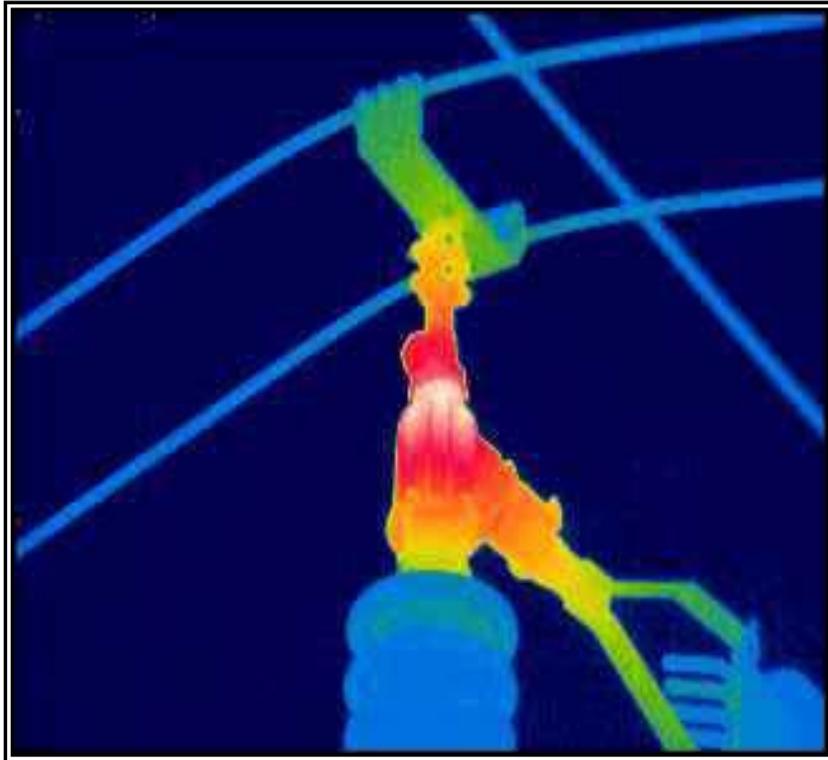


FIGURA 4.6. PRUEBA DE TERMOGRAFIA INFRARROJA REALIZADA A UN PASATAPA DE UN TRANSFORMADOR

En la figura 4.7 se puede observar una prueba de termografía infrarroja realizada a los radiadores del mismo transformador.

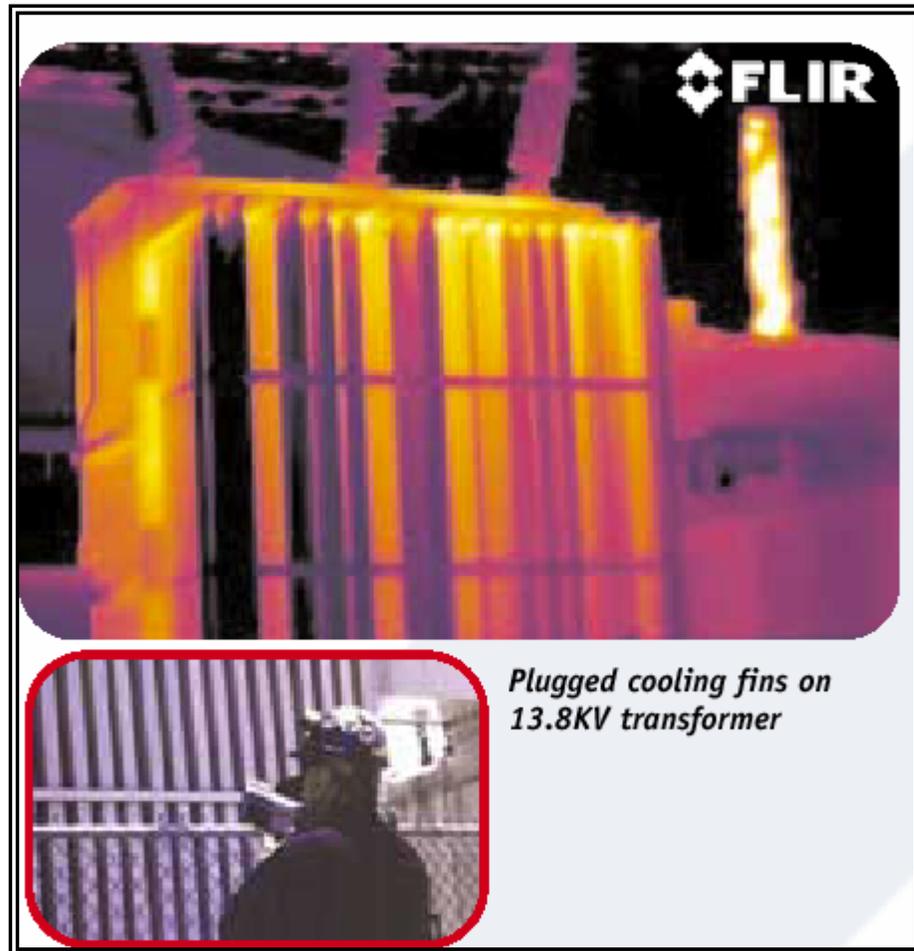


FIGURA 4.7. PRUEBA DE TERMOGRAFIA INFRARROJA REALIZADA A LOS RADIADORES DE UN TRANSFORMADOR

Para la realización de esta prueba se utiliza una cámara especial, compacta y ligera (figura 4.8), con una batería de litio que le proporciona la autonomía necesaria, una pantalla de 5" a color, un software y una tarjeta de video para visualizar, analizar y grabar cada imagen. La imagen térmica grabada puede ser analizada en la cámara o en una computadora personal con un Software Especifico de análisis que opera bajo el programa de computadora Windows, versiones 95,98 o NT.

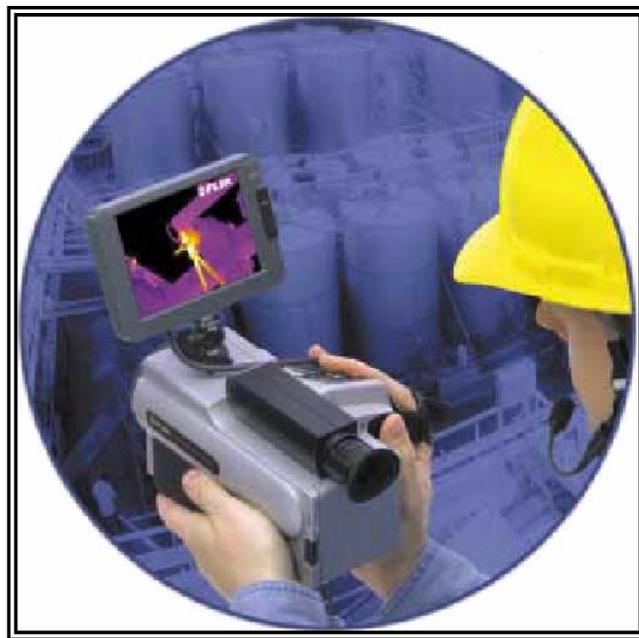


FIGURA 4.8. CAMARA ESPECIAL PARA REALIZAR PRUEBAS DE TERMOGRAFIA INFRARROJA

La tabla XII contiene los rangos de temperaturas que deberán considerarse para un análisis por termografía infrarroja de acuerdo a la IEEE en su “Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus-Part1: oil filled power transformers, regulators and reactors”.

Incremento de la temperatura sobre la de ambiente °C	Recomendaciones
0 a 10	Reparaciones dentro del mantenimiento programado;muy poca probabilidad de daño físico
11 a 39	Reparaciones dentro de un futuro cercano.Inspeccione daño físico
40 a 75	Reparaciones dentro de un futuro inmediato. Realice una revisión por un probable daño físico
> 76	Problema critico. Repare inmediatamente

TABLA XII

CAPITULO 5

MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

5.1. INTRODUCCION

Es conocido que los transformadores requieren menor cuidado, en lo que a mantenimiento se refiere, comparado con otros equipos eléctricos. El grado de inspección y mantenimiento necesarios para la buena operación de un transformador depende de su capacidad, de la importancia dentro del sistema eléctrico, del lugar de instalación en el sistema, de las condiciones climatológicas y ambientales, y en general de las condiciones de operación.

Es el deseo que el contenido de este capítulo como el de los anteriores sirva a aquellos que están a cargo de la operación, control y mantenimiento de un transformador de potencia en aceite, con el objeto de que dicho equipo opere en forma satisfactoria y se alargue su vida útil.

5.2. DEFINICIONES

A continuación se darán las definiciones de Mantenimiento Preventivo, Mantenimiento Predictivo y Mantenimiento Correctivo, que aunque son definiciones generales de estos tipos de mantenimiento, se aplican al mantenimiento de los transformadores.

Mantenimiento Preventivo: Es un conjunto de actividades (inspecciones, pruebas, ajustes, reparaciones, toma de muestras, etc.) regularmente programadas y aplicadas a los equipos de una instalación determinada, con el objeto de minimizar su “degradación” o pérdida de vida útil.

Mantenimiento Predictivo: Es una técnica que consiste en monitorear regularmente (más seguido que en el mantenimiento preventivo) los parámetros “claves” de un equipo en operación, con la finalidad de detectar y/o corregir a tiempo un problema potencial antes de que se produzca la falla del equipo.

Mantenimiento Correctivo: Cuando se detecta que el desempeño de algún equipo comienza a disminuir y se presume las posibles causas de este bajo desempeño, se debe atacar a

dichas causas y realizar un mantenimiento del equipo para evitar que el problema se agrave. El mantenimiento realizado en este tipo de circunstancias se lo conoce como Mantenimiento correctivo.

5.3. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL TRANSFORMADOR

Existen opiniones que manifiestan que la primera clave en el mantenimiento preventivo de un transformador, es un análisis anual de su aceite. El propósito de lo anterior es señalar la condición del sistema de aislamiento del transformador para que se evite la formación de lodos en el interior del mismo. Sin embargo, la ejecución de inspecciones periódicas de los componentes y parámetros de operación del transformador, en especial del aceite dieléctrico, será más saludable para la vida del equipo. Cabe destacar que, el mantenimiento y la inspección conllevan un trabajo peligroso, de ahí que, debe hacerse de antemano un programa que contenga los pasos a seguir para la realización de las inspecciones y/o mantenimiento, poniendo especial atención a la seguridad de las personas y del equipo.

Dentro de las inspecciones realizadas periódicamente al transformador, es muy importante que se registren las lecturas de

los medidores instalados en él, ya que dichos datos son de mucha utilidad. Cuando las lecturas sean muy diferentes de las obtenidas en condiciones normales, es necesario realizar una cuidadosa verificación de las mismas. Adicionalmente, se debe prestar mucha atención a los fenómenos anormales tales como ruido, cambio de olor o de color, que pudieran detectarse a través de los sentidos.

A continuación se darán algunos puntos críticos que deben ser tomados en cuenta a la hora de realizar las inspecciones y/o mantenimiento del transformador.

1. Temperatura

La temperatura del transformador esta directamente relacionada con la vida de los materiales del sistema de aislamiento, por lo que es necesario que se le preste mucha atención.

En el caso de transformadores construidos de acuerdo con las normas ANSI (American National Standard Institute), la temperatura máxima permitida para el aceite es de 90°C y para el punto más caliente es de 110°C.

Las lecturas de la temperatura del aceite deberán ser regularmente registradas y comparadas con la carga del

transformador. Los indicadores de temperatura máxima en los medidores de temperatura del transformador deberán ser regresados hasta la lectura de temperatura de operación al momento de la inspección, una vez que las lecturas hayan sido tomadas.

2. Nivel de aceite

El nivel de aceite tiene que ser siempre verificado desde el punto de vista del aislamiento y de la refrigeración. El nivel de aceite variará con la temperatura, por ende las lecturas de temperatura deberán ser consideradas cuando se tomen los datos del nivel de aceite. Cuando el nivel de aceite fluctúe notoriamente en relación con la temperatura, se debe detectar la causa para tomar un correctivo oportunamente.

Si los pasatapas son equipados con mirillas o poseen medidores de nivel de aceite, dicho nivel deberá ser revisado con el objeto de detectar fugas en el pasatapas.

3. Nivel de ruido

En algunos casos se puede percibir algún ruido anormal, cuando se está familiarizado con el sonido que el transformador produce durante la operación normal, lo cual puede ayudar a

detectar alguna falla. Las siguientes son posibles causas de un ruido anormal del transformador:

- a) Resonancia del tanque y de los radiadores debida a cambios anormales en la frecuencia de la fuente de potencia.
- b) Un defecto en el mecanismo de ajuste del núcleo.
- c) Un defecto en la estructura central, es posible que se encuentren flojos los pernos de sujeción de las bridas.
- d) Aflojamiento de las piezas de anclaje.
- e) Ruido anormal por descarga estática, debido a partes metálicas carentes de tierra o de imperfección en la puesta a tierra.

Ya que un transformador no es necesariamente simétrico, no es lógico tomar una lectura del nivel de ruido de un transformador con ayuda de algún aparato para el efecto y llamar a esta lectura, el nivel de ruido del transformador.

Para obtener el nivel de ruido real de un transformador es necesario tomar varias lecturas alrededor del mismo y promediarlas, de manera que el resultado sea el nivel de ruido del transformador. Es recomendable que se consulten los siguientes estándares con la finalidad de alcanzar mejores

resultados a la hora obtener el nivel de ruido de un transformador: ANSI C57-12-90 o NEMA TRI-2-068-1954.

4. Aflojamiento de las piezas de fijación y de las válvulas.

Cuando encuentre los terminales de tierra flojos, desenergice el transformador y apriételes enseguida. Los pernos de los cimientos que estén sujetos a grandes cargas, deben ser reapretados firmemente para evitar el desplazamiento del transformador.

En algunos casos las válvulas se aflojan debido a vibraciones, apriételes nuevamente.

5. Fugas de aceite

Las fugas de aceite pueden ser causadas por el deterioro de alguna empaquetadura o por el mal posicionamiento de la misma; algunas tardaran en descubrirse, por ende, debe verificarse cuidadosamente las válvulas y los empaques.

6. Presión de nitrógeno

Para el caso de transformadores del tipo sellado, una lectura de cero en el medidor de presión/vacío por una extensión de tiempo dada, es una indicación de la existencia de alguna

fuga en el sistema de sellado. El medidor de presión/vacío siempre debe mostrar una presión positiva (mayor a 2 psi). Humedad y contaminantes pueden ingresar al transformador si desarrolla un vacío en él.

7. Ventiladores

Los ventiladores deberán ser accionados de forma manual para asegurar que todas las unidades están operando satisfactoriamente.

8. Respiradores de Silica Gel.

Si el transformador esta provisto de un respirador de silica gel, el respirador deberá ser revisado con el objeto de detectar si existe una decoloración (de azul a rosado o blanco) en el, la cual será indicativa de una saturación de humedad y contaminantes en el respirador.

9. Superficie del tanque.

Es muy importante detectar la presencia de herrumbre y corrosión en la superficie del tanque del transformador. La presencia de manchas de aceite serán consideras sinónimo de existencia de fugas hasta que se demuestre lo contrario.

Las aletas de los radiadores deberán ser revisadas con la finalidad de detectar algún defecto.

5.3.1. MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL ACEITE

Los métodos para juzgar el deterioro de un aceite dieléctrico son aquellos que miden el grado de oxidación, la densidad relativa, la tensión interfacial, el factor de potencia y la rigidez dieléctrica.

La ASTM posee un listado que contiene 33 pruebas realizables a los aceites dieléctricos. Sin embargo, las 9 pruebas más útiles para diagnosticar el estado de un transformador y de su aceite dieléctrico son:

- Rigidez dieléctrica (D877-D1816)
- Número de neutralización (D974)
- Tensión interfacial (D971-D2285)
- Color (D1500)
- Contenido de agua (D1533)
- Densidad relativa (D1298)
- Factor de potencia (D924)
- Inspección visual (D1524)

- Cromatografía de gases (D3612)

Cuando se practica un monitoreo anual del aceite basado en las anteriores pruebas, la presencia de contaminantes polares es detectada mucho antes de que se formen lodos. Si no se realiza este monitoreo, los lodos se depositaran en el aislamiento sin ser detectados y se reducirá la vida del sistema de aislamiento.

5.3.2. MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LOS PASATAPAS

Existen algunas actividades que deben tomarse en cuenta a la hora de la realización del mantenimiento o de las inspecciones periódicas a los pasatapas, tanto de alta como de baja tensión, del transformador. Dichas actividades deberán ser realizadas periódicamente de una manera efectiva, ya que es la única manera que permite determinar cuando el aislador constituye un riesgo para la continuidad del servicio. Las actividades que deben realizarse durante los mantenimientos o durante las inspecciones de los pasatapas son las siguientes:

- Revisión de la temperatura de los terminales de los pasatapas, ya que podría existir sobrecalentamiento en este punto si los aprietes no están firmemente ajustados.
- Limpieza de completa. Cuando haya mucho polvo o cualquier otra impureza ambiental se debe efectuar una limpieza del pasatapas con agua, amoníaco, tetracloruro de carbono o ácido hidroclicórico diluido 40 o más veces en agua. Cuando se empleen soluciones químicas para la limpieza de los pasatapas, deberá tenerse cuidado de no tocar ninguna parte metálica con ellas; adicionalmente después de la limpieza, las partes de porcelana deben neutralizarse con agua que contenga bicarbonato de sodio en una proporción de 30 gramos por litro. La limpieza de los pasatapas se la realizara solo si el transformador se encuentra desenergizado.
- Verificación de la existencia de daños menores, chisporroteos o fisuras. En el primer caso se tendría expuesta al medio ambiente la parte áspera de la

porcelana, por lo que deberá sellarse dicha parte con algún barniz con el objeto de evitar el ingreso de humedad. En el caso de fisuras, el pasatapa deberá ser repuesto por otro. Para el caso del chisporroteo es necesario realizarle pruebas de factor de potencia y resistencia de aislamiento. Si los valores obtenidos son deficientes, deberá preverse el cambio del pasatapa.

- Inspección completa del pasatapa con el objeto de detectar la presencia de fugas de aceite. Si existiese fuga por los empaques de apriete, ajústelos o cámbielos. Si los pasatapa son del tipo inmerso en aceite y si existe fuga de dicho aceite, informe al fabricante.
- Evaluación del estado del aislamiento. Los métodos para detectar el deterioro del aislamiento son la medición de la resistencia de aislamiento y el factor de potencia del aislamiento. La medición de la resistencia de aislamiento y del factor de potencia del aislamiento de los pasatapas no es sencilla, ya que el pasatapa y los devanados deben independizarse para el efecto; no

obstante la medición deberá realizarse lo mejor posible.

5.3.3. MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL SISTEMA DE VENTILACION.

El sistema de ventilación es la parte más importante en el funcionamiento diario normal de un transformador. Es necesario tener un cuidado especial en su inspección y mantenimiento, ya que, cualquier anomalía puede reducir la vida útil del transformador o causar defectos serios.

Verifique la existencia de fuga de aceite en los tubos colectores o en las aletas de los radiadores. Revise el estado de la pintura; realice una limpieza del polvo y suciedad que se acumula en ellos, especialmente en la zona de unión entre las aletas y los tubos colectores. La limpieza de dicha suciedad es muy importante, ya que esta resta eficiencia a la acción del radiador y con el tiempo puede dar origen a un proceso de oxidación del metal. Si los radiadores son del tipo desmontable, verifique que las válvulas se abran correctamente.

Para el caso de los ventiladores y bombas de circulación se recomienda revisar: temperatura, vibración, ruido, falta de fijación, oxidación y estado de la pintura. Es recomendable también, que una vez al año se desmonte los rodamientos del motor que los acciona y reemplazar la grasa vieja; paralelamente a lo anterior se deberá realizar también una prueba de resistencia del asilamiento de dicho motor.

Si se perciben ruidos inusuales diferentes a los de operación normal de estos equipos, deberán ser desmontados y sujetos a revisión.

5.3.4. MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LOS MEDIDORES DE TEMPERATURA.

Es muy importante que se verifique la temperatura del transformador cuando se encuentra en servicio, ya que ello es indicativo de las condiciones de funcionamiento. Por tanto, deberá revisarse y mantenerse en buen estado los medidores de temperatura, de manera que sea confiable la lectura que están proporcionando.

La mayoría de los transformadores modernos poseen medidores de temperatura tipo reloj, el cual es un tipo de medidor de presión con un bulbo de Bourdon que contiene un líquido o un gas especial sellado y conectado con un tubo muy fino. Dicho tubo mueve la aguja por expansión o contracción del fluido. Después de muchos años de uso, el bulbo se desgasta, al igual que el piñón y el soporte, por lo que pueden darse indicaciones de temperatura erróneas. Es recomendable que se verifique la lectura de temperatura con un termómetro de mercurio confiable.

Para comprobar la calibración del termómetro es necesario desmontarlo del transformador. Una vez desmontado, coloque el bulbo en agua hirviendo (100°C) o en un baño de agua con temperatura homogénea y utilizando un termómetro de mercurio confiable para comparar la temperatura obtenida, mida las temperaturas en ambos termómetros después de 15 minutos de haber colocado el bulbo en el agua. Si fuese necesario ajustar la aguja, gire con cuidado el tornillo de la misma y ajústela. Si el error es superior a 5°C es recomendable contactar al proveedor o al fabricante del termómetro.

Si el cristal de protección esta empañado por la humedad que penetra, quite la tapa del cristal y cambie el empaque.

5.3.5. MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LOS MEDIDORES DE NIVEL DE ACEITE.

El medidor de nivel de aceite requiere el mismo cuidado que cualquier instrumento ordinario. Además, como un indicador con flotador metálico, requiere atención cuando hay una indicación incorrecta debida a la penetración de aceite al flotador causada por vibraciones o por un funcionamiento durante un tiempo largo.

Para realizar una revisión del medidor, retire el mecanismo exterior del medidor sin necesidad de reducir el nivel de aceite. Luego de haber removido la parte exterior del medidor, sostenga un imán en la parte posterior del mecanismo y hágalo rotar; si el dial indicador no se mueve junto con la rotación del imán, podría existir un mal funcionamiento del medidor. Realice una revisión del mismo o en el peor de los casos reemplácelo.

Es posible que exista un circuito de control que haga sonar una alarma o produzca la desconexión del transformador cuando el nivel de aceite se encuentra por debajo de un nivel predeterminado. Dicho circuito, deberá ser probado con un ohmiómetro con el objeto de determinar su estado. Además, los circuitos de alarma y desconexión deberán ser probados manualmente para ver si las respuestas de alarma y desconexión son obtenidas.

5.3.6. MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL RELE BUCHHOLZ.

El mantenimiento del Relé Buchholz deberá realizarse siempre que el transformador se encuentre desenergizado. Al efectuarse el mantenimiento deberá verificarse el correcto funcionamiento de los flotadores y controlar el nivel de aceite.

Con el objeto de comprobar el correcto funcionamiento de los flotadores, se bombea aire por la válvula de evacuación de gases, ya sea por medio de una manguera con aire comprimido o con una bomba de aire de bicicleta. La acción anterior se la realiza con la finalidad de bajar el

nivel de aceite en el relé, el cual puede ser controlado por medio de las mirillas que posee el rele para el efecto.

Al enviar lentamente aire al interior del rele el flotador superior o de alarma desciende, debiéndose en este momento activar el circuito de alarma. Una vez terminada la comprobación se deberá dejar escapar el aire del relé Buchholz y luego cerrar la válvula de evacuación.

El flotador inferior y el circuito de desconexión no pueden ser probados mediante la inyección de aire a presión al relé. En algunos relés se provee de una varilla que permite activar ambos flotadores hasta que el circuito de disparo sea activado. De ser posible verifique que el interruptor de protección opere al realizarse esta acción.

5.3.7. MANTENIMIENTO E INSPECCION DE LA VALVULA DE SOBREPRESION.

El mantenimiento que se le efectúa a la válvula de sobrepresión es el cambio del diafragma de vidrio. En el caso de que este se rompiera accidentalmente o por un aumento de presión en el transformador, deberá ser

cambiado inmediatamente con otro del mismo espesor y de las mismas dimensiones, ya que un diafragma dañado permite el ingreso de oxígeno y humedad al transformador.

Para saber si la válvula se ha activado, observe si un indicador color amarillo o azul se encuentra alrededor de 2 pulgadas sobre el nivel de la parte superior de la válvula de sobrepreción.

Cada 3 a 5 años deberá realizarse una revisión alrededor de la válvula de sobrepreción. Si se observan manchas de aceite en la periferia de la misma, la empaquetadura de la válvula deberá ser reemplazada.

5.3.8. MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL TANQUE.

Ya que el mantenimiento que requiere el tanque del transformador es escaso, comparado con las otras partes que lo constituyen, cada vez que se encuentre desenergizado deberá hacerse las siguientes actividades:

- Revisión de las uniones que tienen empaquetaduras en sus juntas con al finalidad de observar si no existen fugas de aceite en ellas. En caso de fuga, los pernos de ajuste deberán ser reapretados o en el peor de los casos las empaquetaduras deberán ser reemplazadas.
- Verificación de la limpieza y ajuste de los puntos de puesta a tierra del tanque.
- Revisión del estado de la pintura del tanque en toda su superficie, especialmente en las esquinas, cordones de soldadura y en los bordes expuestos de los empaques. De encontrarse anormalidades con respecto a la pintura, deberá planificarse en la próxima parada del equipo la corrección de dichas anormalidades.

5.3.9. MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL RESPIRADOR DE SILICA GEL.

El único mantenimiento que requiere el respirador de sílica gel, una vez que se ha detectado un cambio en su coloración, es la regeneración de la sílica gel, donde se eliminará la humedad absorbida por ella. Para

regenerarla, coloque la sílica en una cubeta o en una charola limpia y agítela mientras se calienta a una temperatura de 100 a 140°C. Continúe el calentamiento hasta que el color cambie de rosado a azul.

Adicionalmente a lo anterior, deberá revisarse que la empaquetadura existente entre el recipiente y las partes metálicas de fijación del respirador estén en buen estado y correctamente sujetas, de manera que se evite que el transformador tenga una fuente de aire que no sea la de la parte inferior del recipiente del respirador.

5.3.10. MANTENIMIENTO E INSPECCION DEL CAMBIADOR DE TAPS.

Como se estudió en el capítulo 1, existen dos tipos de cambiador de taps, uno sin tensión y otro bajo carga. El mantenimiento que requiere el cambiador de taps sin tensión es mínimo, por no decir que es prácticamente nulo. Sin embargo, es recomendable que cada vez que se realice un mantenimiento preventivo general del transformador se verifique su correcto funcionamiento.

Los factores principales que determinan cuando se le debe realizar mantenimiento al cambiador de taps bajo carga son: el número de operaciones del cambiador y la magnitud de la corriente de carga a la que está sometido.

El aceite contenido en los compartimentos del cambiador de taps bajo carga deberá ser revisado cada año. Si la rigidez dieléctrica de dicho aceite se encuentra por debajo de los 22 KV, deberá ser regenerado o cambiado por uno nuevo. Cuando el aceite sea retirado para realizar una inspección o un mantenimiento al cambiador, es recomendable que se tomen las siguientes precauciones:

1. Este seguro de que los tanques donde se va a colocar el aceite estén limpios y secos.
2. Este seguro de que el aceite ha sido regenerado antes del ingreso a los compartimentos del cambiador.

3. Revise que, previo al ingreso del aceite, el mismo este libre de partículas de carbón y que los compartimentos estén limpios.
4. Luego de que se haya llenado el cambiador con aceite y antes de la energización del transformador, realice una prueba de rigidez dieléctrica al aceite. Los resultados deberán ser superiores a 28 KV.
5. El cambiador de taps no deberá ser energizado si la rigidez dieléctrica del aceite esta por debajo de los 22 KV, o, 26 KV para las unidades que operan en voltajes extra altos.

Dentro del mantenimiento deberá también revisarse los contactos de derivación que no tengan picaduras; en el caso de haberlas, estas deberán ser cepilladas para garantizar un buen contacto y una buena conducción. Así mismo deberán ser revisados los ejes de accionamiento mecánico y los topes de fin de carrera del motor del equipo.

5.3.11. PRUEBAS ADICIONALES DENTRO DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Existen algunas pruebas adicionales que deberán realizarse durante el mantenimiento preventivo del transformador. Dichas pruebas deberán ser realizadas con los equipos adecuados para el efecto y con el personal calificado para el trabajo. Las pruebas son las siguientes:

- Prueba de resistencia de aislamiento
- Prueba de resistencia DC de devanados
- Prueba de relación de transformación
- Prueba de factor de potencia del aislamiento
- Prueba de corriente de excitación
- Prueba de núcleo a tierra

La tabla XIII contiene un listado de las partes de un transformador que deben ser sometidas a inspección y/o pruebas. La tabla XIV contiene los trabajos, inspecciones y pruebas que deben realizarse periódicamente dentro del mantenimiento preventivo de un transformador de potencia en aceite.

5.4. MANTENIMIENTO CORRECTIVO DEL TRANSFORMADOR

Cuando el mantenimiento preventivo del transformador muestra que posee problemas de humedad, gases combustibles y/o productos de la oxidación, fugas de aceite, puntos de oxidación, ente otros, ciertos trabajos de mantenimiento correctivo deben ser realizados.

La presencia de agua en el aislamiento de celulosa detectada por una baja resistencia de aislamiento (o por un elevado factor de potencia del aislamiento) y confirmada por el contenido de agua en el aceite, demandara la deshidratación del sistema de aislamiento del transformador.

La remoción de gases combustibles disueltos en el aceite, detectados por la prueba de cromatografía de gases, generalmente requerirá una reparación y/o desgasificación de la unidad.

COMPONENTES CLAVES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE DENTRO DE SU MANTENIMIENTO PREVENTIVO

COMPONENTE	INSPECCION Y/O PRUEBAS
Devanados	Resistencia DC Relación de transformación Corriente de excitación en todos los taps Resistencia de aislamiento Factor de potencia del aislamiento
Pasatapas	Factor de potencia del aislamiento Temperatura (termografía infrarroja) Nivel de aceite Inspección visual (rajaduras-limpieza)
Aceite dieléctrico	Cromatografía de gases Rigidez dieléctrica Tensión interfacial Número de neutralización Inspección visual Color Contenido de agua Factor de potencia Gravedad específica Sedimentos
Cambiador de taps bajo carga	Temperatura (termografía infrarroja) Relación de transformación en todos los taps Corriente del motor de accionamiento Inspección a contactos -continuidad Rigidez dieléctrica del aceite
Cambiador de taps - desenergizado	Inspección a contactos -continuidad Relación de transformación en todos los taps Temperatura (termografía infrarroja)
Núcleo	Resistencia de aislamiento del núcleo al tanque Núcleo a tierra
Tanque y equipos asociados	Medidores de presión/temperatura/vacío - calibración Temperatura (termografía infrarroja) Inspección visual (fugas y corrosión)
Tanque conservador	Inspección visual (fugas y corrosión)
Respirador deshidratante	Color característico Válvulas en la posición correcta
Válvula de sobrepresión	Inspección visual
Rele Buchholz	Correcto desempeño
Radiadores	Temperatura (termografía infrarroja) Inspección visual (fugas, limpieza, libre paso de aire y corrosión)
Ventiladores	Controles Inspección visual - ruido inusual
Bombas de circulación	Rotación Medidor de flujo Corriente de carga del motor

TABLA XIII

**ACTIVIDADES A REALIZAR DENTRO DEL MANTENIMIENTO
PREVENTIVO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN
ACEITE *1**

INTERVALO	ACTIVIDADES A REALIZAR
Diariamente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tome lecturas de las corrientes y de los voltajes de carga 2. Tome lecturas de la temperatura del aceite y de la temperatura de devanados (si el transformador tuviere medidor de temperatura de devanados) 3. Tome lecturas de las temperaturas del aceite entrante y saliente (ventilación por aceite forzado). Tome lecturas de las temperaturas del agua entrante y saliente (refrigeración por agua) 4. Tome lecturas de la presión del colchón de nitrógeno (variará bajo las condiciones de carga y temperatura del ambiente) 5. Sonidos inusuales 6. Observe las bombas de circulación y los ventiladores (deberían estar operando a esas temperaturas?)
Semanalmente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fugas (especialmente en aceites con PCB) 2. Nivel de aceite en el tanque y en los pasatapas (si estos fueren en aceite) 3. Revise los tubos de ventilación; note cambios de temperatura
Mensualmente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inspeccione todos los medidores que posea el transformador junto con los pasatapas tanto de alta como de baja tensión. Revise la existencia de fugas de aceite del tanque, uniones y tuberías. 2. Realice una inspección general del transformador. Tome nota del número de operaciones del cambiador de tap bajo carga (si el transformador estuviere equipado con uno) 3. Revise las alarmas de protección. Revise el medidor de presión/vacío. Compare las lecturas con las del fabricante 4. Revise el estado del respirador deshidratante (esta saturado de humedad?)
3 meses	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realice las nueve pruebas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite (>90°C <100°C)*2 2. Revise si la válvula de sobrepresión ha operado (indicador de color amarillo o azul) 3. Realice una cromatografía de gases del aceite*2 4. Revise la existencia de fugas de aceite o agua
Semestralmente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realice las nueve pruebas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite; rango 80° *2 2. Realice una inspección visual de los pasatapas/aisladores y pararrayos en busca de rajaduras, grado de limpieza, contaminación o existencia de fogoneo. 3. Revise el sistema de puesta a tierra en busca de malos contactos, conexiones rotas o corroídas 4. Realice una cromatografía de gases del aceite* 2

TABLA XIV

Anualmente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realice las nueve pruebas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite < 80° *2 2. Limpieza de los pasatapas/aisladores. 3. Realice una prueba de termografía infrarroja en busca de "puntos calientes", conexiones malas, porcelana rota, etc. 4. Inspeccione los puentes del transformador a las barras o equipos en busca de deformación y/o envejecimiento 5. Revise los circuitos de control 6. Realice la medición de la resistencia de puesta a tierra del sistema (< 5 ohms) *3 7. Revise la calibración de los reles *3 8. Realice una cromatografía de gases del aceite* 2
Anualmente (Opcional)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inspeccione los equipos de desconexión del transformador. Lubrique los mecanismos 2. Inspeccione la tapa principal del transformador en busca de humedad, polvo, oxido, fugas de aceite y depósitos de lodo 3. Realice una inspección visual de los pararrayos; realice una limpieza de los mismos 4. Inspeccione los equipos del sistema de refrigeración (ventiladores, bombas, etc.) 5. Realice pruebas de factor de potencia de aislamiento al aceite y a los pasatapas 6. Inspeccione el cambiador de taps bajo carga en busca de fugas de aceite, desgaste, corrosión o malos contactos 7. Realice reparaciones menores (cambio de pernos en mal estado, cambio de empaquetaduras en mal estado, ajuste de conexiones y pernos, etc.) 8. Efectúe las pruebas eléctricas básicas al transformador (incluyendo factor de potencia y resistencia de aislamiento)
24 meses	<ol style="list-style-type: none"> 1. Limpieza de los pasatapas/aisladores. 2. Realice la prueba de factor de potencia del aislamiento a todos los pasatapas
3 años	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realice una serie completa de pruebas eléctricas al transformador 2. Realice pruebas eléctricas al cambiador de taps bajo carga (factor de potencia del aislamiento y resistencia DC) para cada tap 3. Efectúe una limpieza completa de los equipos de desconexión del transformador junto con la lubricación de los mismos. Realice prueba de resistencia de aislamiento a ellos 4. Realice una inspección de la válvula de sobrepresión (incluyendo su diafragma)
6 años	<ol style="list-style-type: none"> 1. Efectúe prueba de resistencia de aislamiento a los cables aislados 2. Efectúe una inspección interna al transformador. Revise las partes mecánicas y eléctricas internas, especialmente los contactos del cambiador de taps

*1 Las unidades en las que se sospeche de algún problema interno o si alguno de sus componentes presenta corrosión, humedad, polvo o vibración excesiva, doble la frecuencia de inspección (Ej.: si el análisis del aceite se lo realiza anualmente, ahora realícelo semestralmente).

Para transformadores con capacidades de menos de 300 MVA realice una cromatografía de gases al aceite inmediatamente antes del inicio de la operación, 1 mes después, 6 meses después, 1 año después del inicio de operación, luego anualmente.

Para transformadores con capacidades de más de 300 MVA realice una cromatografía de gases al aceite inmediatamente antes del inicio de la operación, 1 mes después, 3 meses después, 6 meses después del inicio de operación, luego semestralmente.

*2 Todas las recomendaciones asumen el uso de refrigeración auxiliar; de otra manera las pruebas se deberán realizar mas seguido.

*3 Solo personal calificado

TABLA XIV (FINAL)

Finalmente, la presencia de productos de la oxidación en forma de lodo en el interior del transformador demandara algún grado de remoción de dichos sedimentos.

Al hablar del mantenimiento correctivo de un transformador de potencia en aceite nos centraremos básicamente en tres actividades:

- Deshidratación del transformador
- Desgasificación del transformador
- Remoción de sedimentos (desenlazar el transformador)

5.4.1. DESHIDRATACION DEL TRANSFORMADOR

Todos los métodos de deshidratación persiguen un objetivo común “La remoción de agua en estado libre o disuelto de la celulosa y del fluido aislante”.

Algunos de los factores que se deben de tomar en cuenta a la hora de elegir el método de deshidratación a usar son:

- Tipo de transformador
- Temperaturas de ambiente y de operación

- Limitaciones de tiempo
- Espesor de las piezas de aislamiento
- Humedad del ambiente

La deshidratación de un transformador puede ser realizada en un taller de reparación o en el sitio donde se encuentra instalado; el transformador podrá estar energizado o desenergizado. Como medio de eliminación de humedad se puede emplear calor, vacío o la combinación de ambos.

Cada uno de los métodos que se verán a continuación requiere de una atención y monitoreo regular, en especial la temperatura. Un transformador al que se le está aplicando un proceso de deshidratación no debe de quedar sin una persona que vigile el proceso.

1. Deshidratación por medio de calor

- a. Secado en hornos.** Si los trabajos de reparación se están llevando a cabo en un taller de servicio, el núcleo y los devanados pueden ser retirados del tanque y ser secados en un horno como un conjunto.

La figura 5.1 muestra dos hornos empleados para el secado de la parte activa de transformadores de pequeña potencia.



FIGURA 5.1. HORNOS EMPLEADOS EN EL SECADO DE LA PARTE ACTIVA DE TRANSFORMADORES DE PEQUEÑA POTENCIA

b. Secado por circulación de aire caliente. El aire caliente ha tenido buenos resultados en diseños de transformadores antiguos, pero puede ser empleado en transformadores modernos. Para obtener buenos resultados al emplear este método, la humedad relativa del ambiente debe de tener un valor menor a 25%.

Con el aceite fuera del transformador, el tanque es cobijado con materiales que evitan la excesiva pérdida de calor y mantienen una temperatura uniforme, de manera que se evite la condensación del vapor de agua en el interior del tanque. Un conjunto de ductos junto con un equipo que inyecte aire caliente (90°C máximo) y seco (el aire seco debe de tener por lo menos 19% de oxígeno y menos de 100 ppm de humedad) son instalados al tanque del transformador. Con dichos elementos el aire se distribuye en el interior del transformador, alcanzando a las bobinas y núcleo, removiendo la humedad de ellos.

c. Secado mediante circulación de aceite caliente.

Este método requiere un sistema de calentamiento externo que eleve la temperatura del aceite a 85°C en promedio. Dicho sistema debe incluir también filtros para el aceite y un removedor de humedad por medio de vacío. La circulación del aceite se realiza hasta que el secado sea lo más satisfactorio posible.

Adicionalmente al sistema de calentamiento externo se puede cortocircuitar uno de los devanados del

transformador (generalmente el de baja tensión) y mantenerlo energizado, por medio de una fuente externa, hasta alcanzar la temperatura deseada.

d. Secado mediante resistores inmersos en el aceite. El método consiste en el secado de todo el sistema de aislamiento contenido en el tanque del transformador mediante resistores especialmente contruidos para el efecto. Los resistores son colocados simétricamente en el interior del tanque, de manera que el calor se distribuya uniformemente en el interior del tanque. La alimentación de los resistores puede ser DC o monofásica AC de bajo voltaje.

Este método tiene un uso particular en sitios donde los sistemas móviles no son disponibles, además los resistores focalizan el calor donde más se lo necesita (aceite y secciones exteriores del aislamiento sólido).

2. Deshidratación mediante vacío

Para efectuar la deshidratación de un transformador mediante vacío se emplea: una bomba de vacío que sea capaz de realizar un vacío de por lo menos 0.05 mmHg y

pueda manejar grandes volúmenes de vapor junto con una “trampa fría” acoplada al tanque del transformador, la cual nos ayudara a capturar el agua removida del aislamiento.

Esta técnica deberá ser aplicada solo cuando el transformador esta desenergizado. Una vez que se ha desenergizado el transformador, el aceite es bombeado fuera de él y se realiza la conexión del equipo que realizará el vacío del transformador.

La remoción del agua del aislamiento comienza cuando la presión del vapor residual es menor a la presión del agua presente en el aislamiento. Aire cargado con vapor de agua es bombeado fuera del transformador, el cual está completamente sellado por un vacío elevado. Dicho aire al ser bombeado fuera del transformador queda atrapado en la trampa fría, donde se condensa. El secado continua hasta que la humedad residual este dentro del nivel deseado (los fabricantes recomiendan continuar el secado hasta que la cantidad de agua removida por un periodo de 6 horas de tratamiento sea 1 ½ onzas).

3. Deshidratación mediante calor y vacío

Las figuras 5.2 y 5.3 muestran dos esquemas que contienen la disposición de los equipos empleados en esta técnica. Cuando esta técnica se aplique a transformadores energizados, el equipo que realice el proceso deberá tener ciertas medidas de precaución como las que se dan a continuación:

- Mangueras con cables de tierra para eliminar las cargas estáticas. Detectores de nivel y controles automáticos que ayuden a mantener un nivel constante en ambos, es decir, en el transformador y en el equipo.
- Reguladores automáticos de calor que mantengan la temperatura del aceite para que no se eleve demasiado, es decir, como para quemarlo (o al punto de dañar el aislamiento).
- Alarmas que envíen señales cuando los valores de temperatura, presión o flujo de aceite se desvíen de los límites predeterminados.

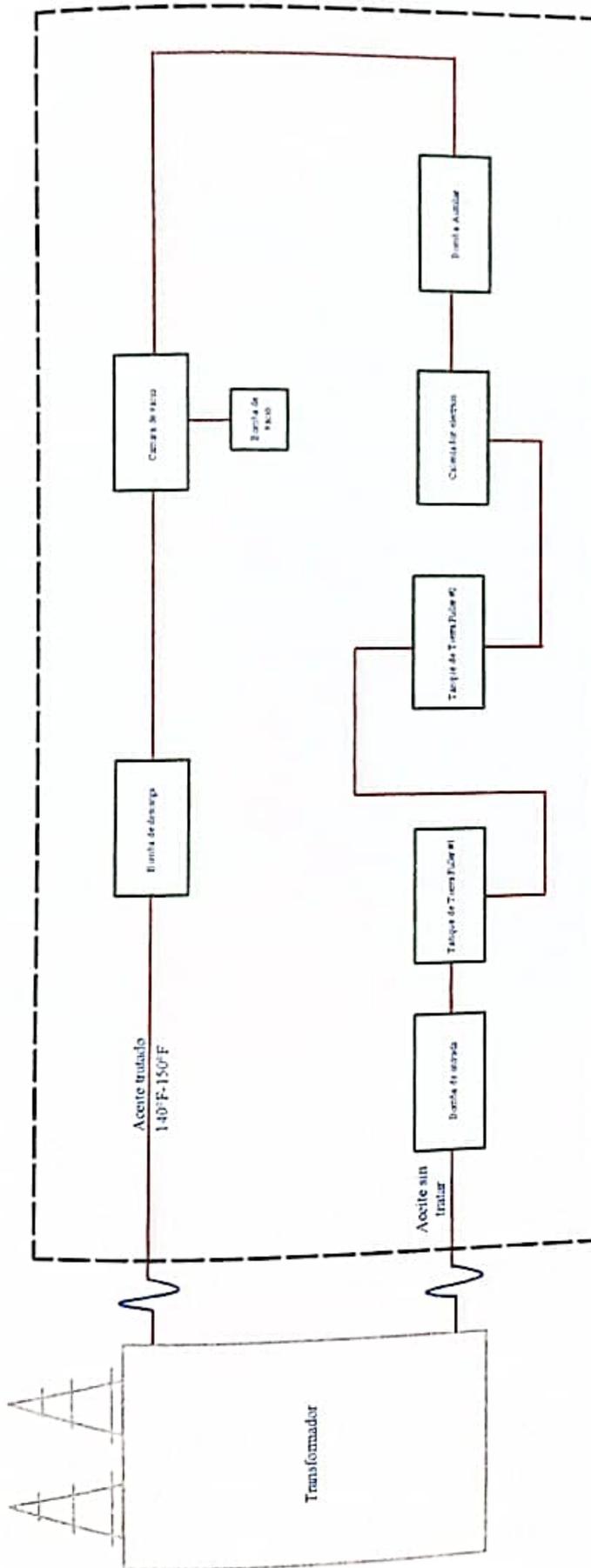


FIGURA 5.2 ESQUEMA DE FILTRADO DE ACEITES DIELECTRICOS DE CFC HONAN-CRANE

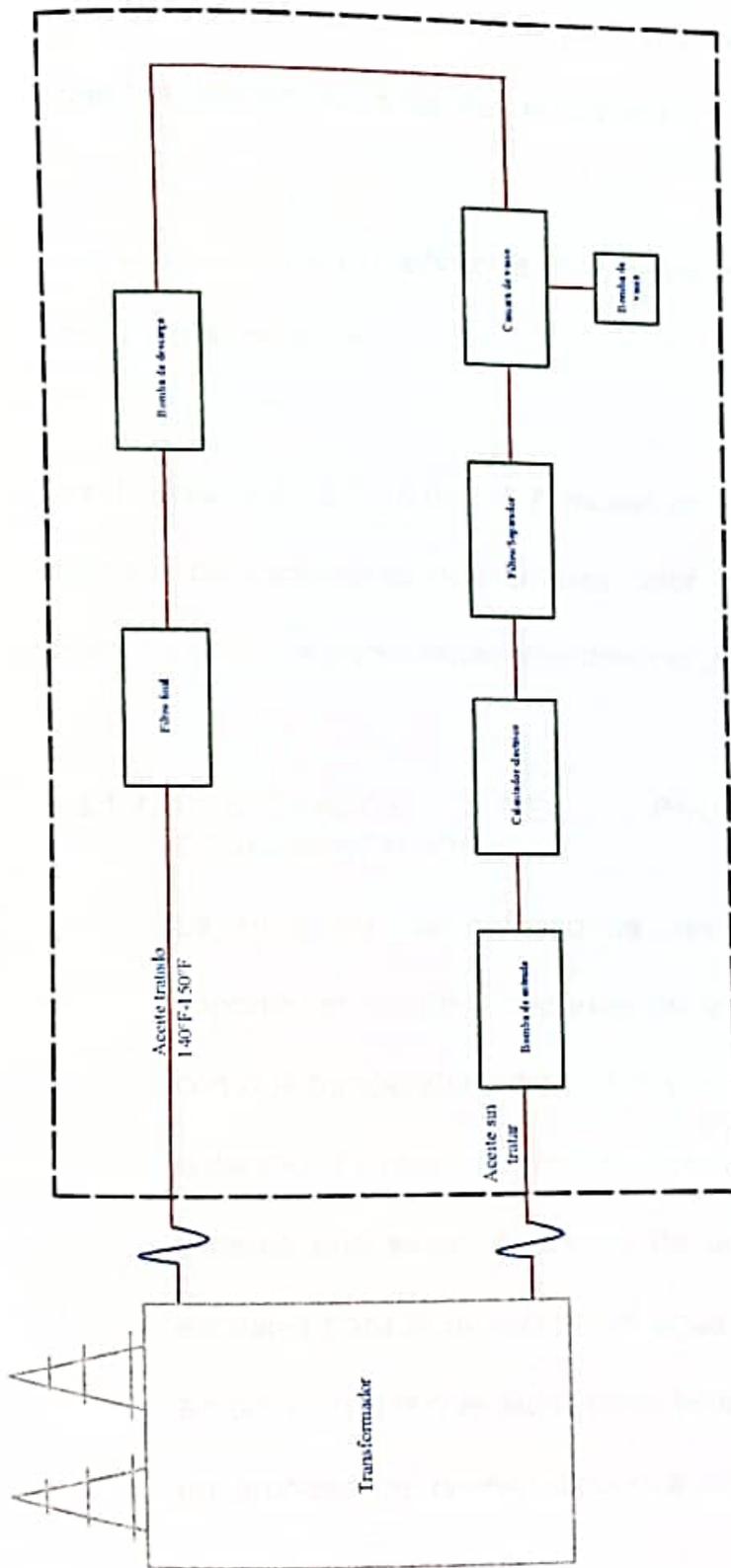


FIGURA 5.3 ESQUEMA DEL METODO DE FILTRADO DE KEENE MEDIANTE ALTO VACIO

- Filtros en la descarga de todas las bombas de circulación, con el objeto de atrapar las partículas metálicas que puedan desprenderse de sus engranajes.
- Un equipo con un diseño que aplique vacío al proceso y no al transformador.

Las figuras 5.4, 5.5, 5.6 y 5.7 muestran partes de una maquina de tratamiento que emplea calor y vacío para la deshidratación de transformadores desenergizados.

5.4.1.1. RESULTADOS DEL PROCESO DE DESHIDRATACION

La eficiencia del proceso de deshidratación, sin importar el método, depende de algunos factores como la temperatura del aceite y el grado de vacío obtenido. El reto del proceso consiste en usar un sistema que evite el empleo de una temperatura excesiva para la remoción del agua del sistema de aislamiento, sin que sufra daño este. Si al finalizar un proceso de deshidratación a un transformador

se obtienen los siguientes valores, se dirá que el proceso fue eficiente y satisfactorio.

- Contenido de agua = 10 ppm máximo
- Contenido de gases combustibles = 0.25% máximo
- Rigidez dieléctrica = 40 KV mínimo

5.4.2. DESGASIFICACION DEL ACEITE.

La deshidratación del aceite empleando vacío, en contraste con el uso de solo calor para eliminar la humedad del transformador, tiene la ventaja de la desgasificación del aceite. Esta ventaja no se la adquiere con los demás métodos de deshidratación. Un alto grado de desgasificación del aceite brinda algunos beneficios, tales como:

- Remoción del oxígeno
- Remoción de los gases combustibles

- Minimiza el efecto de las descargas parciales en el interior del transformador
- Contribuye al secado del aceite

5.4.3. REMOCION DE SEDIMENTOS (EL PROBLEMA DEL LODO)

Previo al análisis de los métodos existentes para remover de manera efectiva los sedimentos que se forman dentro del transformador cuando el grado de oxidación del aceite es avanzado, se debe primero entender la diferencia



FIGURA 5.4. CAMARA DE VACIO



FIGURA 5.5. FILTROS DE CARTUCHO Y MEDIDOR DE FLUJO

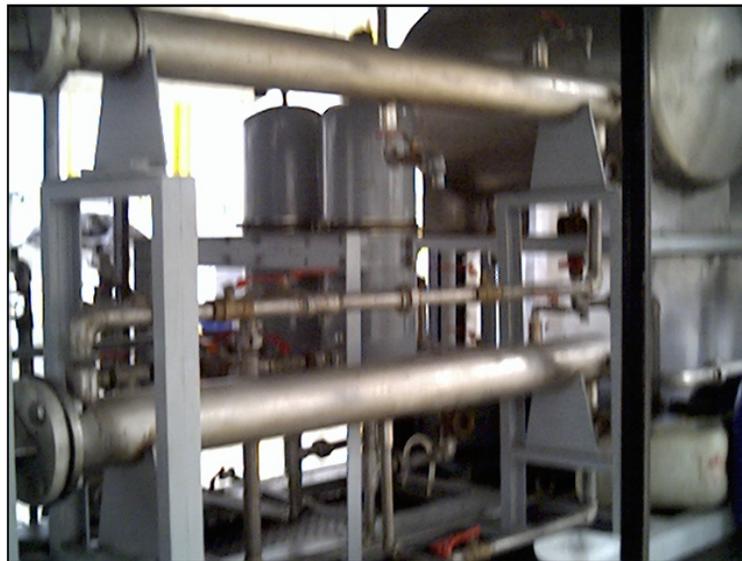


FIGURA 5.6. CALENTADORES ELECTRICOS



FIGURA 5.7. BOMBA DE VACÍO

que existe entre reacondicionar un aceite dieléctrico y recuperar un aceite dieléctrico. Ambas definiciones son dadas a continuación:

- **Reacondicionamiento de un aceite dieléctrico:** El reacondicionamiento de un aceite dieléctrico involucra la remoción de agua, materiales sólidos y gases disueltos a través de medios mecánicos (diferentes tipos de filtro, centrifugas y deshidratadores mediante vacío).

- **Recuperación de un aceite dieléctrico:** La recuperación de un aceite dieléctrico consiste en la remoción de los productos de la oxidación, tales como los ácidos orgánicos y lodo, a través de medios químicos o absorbentes.

Si el objetivo de la persona encargada de la operación y mantenimiento de un transformador es mantenerlo libre de lodo durante la vida operativa del mismo, se requiere entonces de acciones positivas mucho antes de que le lodo aparezca.

A continuación se desarrollan 6 alternativas que permiten lidiar con esta situación:

a) Ignorar la situación. Históricamente esto es lo que se ha hecho debido a la ignorancia de los métodos disponibles. Esta decisión es similar a la ruleta, donde la única cosa segura es una prematura falla del transformador.

b) Reemplazar el aceite viejo por aceite nuevo. Esta no es una solución al problema ya que se estima que un diez

por ciento del aceite del transformador es capturado por la celulosa y como se sabe, basta un volumen pequeño de aceite contaminado para dañar un volumen grande de aceite nuevo. Al colocar el aceite nuevo, el aceite viejo atrapado en la celulosa dañara el aceite nuevo y poco tiempo después de haber colocado el aceite nuevo el nivel de contaminación del mismo será igual al del aceite viejo, habiéndose hecho en vano la adquisición del aceite nuevo.

c) Lavado rápido en un taller de servicio. El desencubar un transformador en un taller de servicio para un lavado de su parte activa solo removerá el lodo de las capas externas. Ni el lavado a presión, ni el lavado a mano podrán remover todo el lodo que se encuentra atrapado en el aislamiento sólido. Se estima que un 25% de la superficie de los devanados del transformador serán alcanzados por este método, es decir, este método solamente podrá remover parcialmente el lodo existente en el transformador, no siendo esta una solución definitiva al problema.

d) Reacondicionamiento del aceite. Los medios mecánicos que se emplean comúnmente para el reacondicionamiento de un aceite dieléctrico son:

1.- Filtro prensa. En este equipo el aceite se dirige a presión a través de una serie de materiales absorbentes (papel Kraft o blanqueado) hechos de celulosa y fibras de algodón. Los contaminantes que elimina este equipo son: agua en estado libre, carbón, fibras de celulosa, contaminantes sólidos y hasta cierto punto agua en estado disuelto (dependiendo del grado de sequedad del papel filtro y de la temperatura a la que se está realizando el proceso, siendo el rango más conveniente entre 20°C y 40°C). El filtro prensa tiene problemas con el aire, ya que no lo remueve, más bien tiende a airear el aceite. Además, si el papel no está lo suficientemente seco, el agua migrará del papel al aceite, existiendo un equilibrio entre la agua en el aceite y en el filtro. Por lo anterior es necesario cambiar los papeles que hacen de filtro cuando estos se encuentran muy mojados.

La figura 5.8 muestra un filtro prensa empleado para el reacondicionamiento de aceites dieléctricos.



FIGURA 5.8 FILTRO PRENSA

2. Centrífuga. La centrífuga es un medio mecánico para separar grandes cantidades de agua y carbón, en estado libre o en suspensión, del aceite. La centrífuga se utiliza junto con el filtro prensa (primero la centrífuga) en el proceso de reacondicionamiento de aceites dieléctricos para aprovechar las cualidades de ambos equipos, es decir, durante el proceso el aceite pasa primero por la centrífuga para remover la mayor cantidad de contaminantes; luego

pasa por el filtro prensa para remover la contaminación remanente. La figura 5.9 muestra una centrífuga empleada en el tratamiento de aceites dieléctricos.



FIGURA 5.9. CENTRIFUGA

3. Deshidratador mediante vacío (figura 5.4). El deshidratador mediante vacío es muy eficiente a la hora de reducir el agua y los gases existentes en el aceite; así mismo puede remover hasta cierto punto algunos ácidos volátiles presentes en el aceite. En el caso de que el aceite contenga contaminantes sólidos, el aceite deberá pasar primero por algún filtro que elimine dichos contaminantes.

e) Recuperación del aceite. El proceso de recuperación de un aceite dieléctrico por algún medio absorbente, como la Tierra de Fuller, tiene la finalidad de remover la mayoría de los productos de la oxidación, “betunar el aceite” y reestablecerle (con suficiente antioxidante) las características de operación de un aceite nuevo.

En la actualidad existen cuatro métodos para recuperar un aceite dieléctrico deteriorado: Filtrado del aceite a través de arcilla ordinaria por gravedad o presión, Método de contacto entre el aceite precalentado con arcilla finamente comprimida, Método de recuperación por Fosfato Trisódico y Método de recuperación por carbón activado y silicato de sodio.

Para el caso del empleo de la Tierra de Fuller, la cual es una arcilla en forma natural, como medio de tratamiento de aceites aislantes deteriorados, la tecnología tradicional utiliza la Tierra de Fuller en una sola oportunidad. Dicha tecnología posee dos métodos que permiten recuperar los aceites, los cuales se dan a continuación:

1.- Filtrado del aceite a través de arcilla ordinaria por gravedad o presión. En ambos tipos de filtrado, por presión o por gravedad, existe una o varias cámaras que contienen la arcilla en su parte inferior, mientras que por la parte superior se inyecta el aceite a ser recuperado. El aceite pasará por el absorbente para luego ser descargado por el orificio de vaciado. La figura 5.10 muestra una cámara empleada en este proceso.

En el filtrado por presión, el aceite a ser recuperado es forzado a través del absorbente por medio de una bomba, siendo breve el paso del aceite por el absorbente. Este método es mayormente empleado cuando se requiere filtrar grandes volúmenes de aceite, por ende la arcilla debe ser cambiada frecuentemente ya que la cantidad de la misma es relativamente pequeña comparada con la de aceite. La figura 5.11 muestra un esquema de este método, donde se incluyen los componentes del mismo.

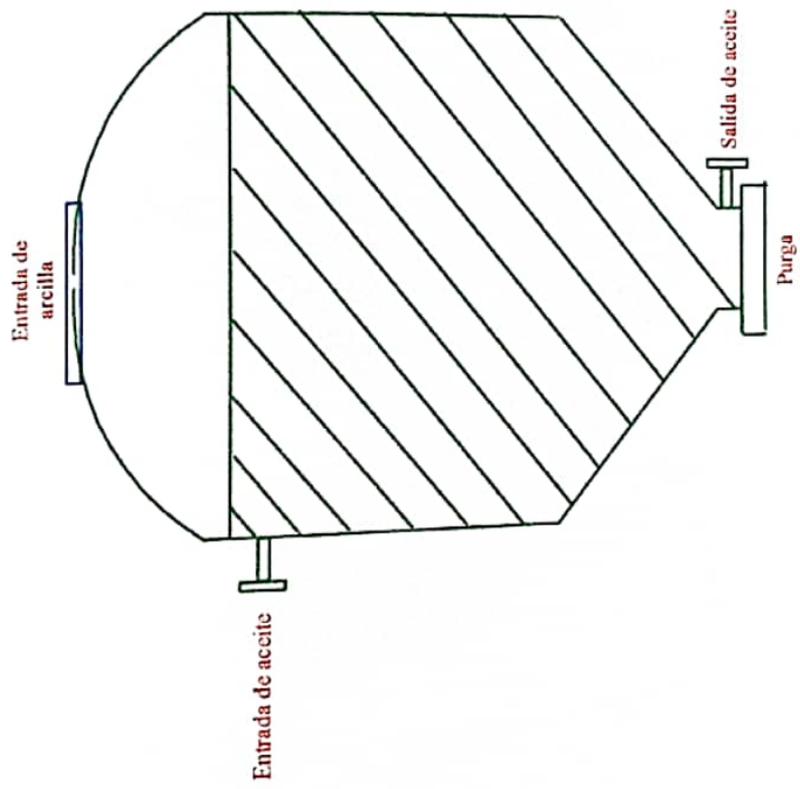


FIGURA 5.10 CAMARA EMPLEADA PARA EL FILTRADO DE ACEITE A TRAVES DE ARCILLA ORDINARIA (POR PRESION O POR GRAVEDAD)

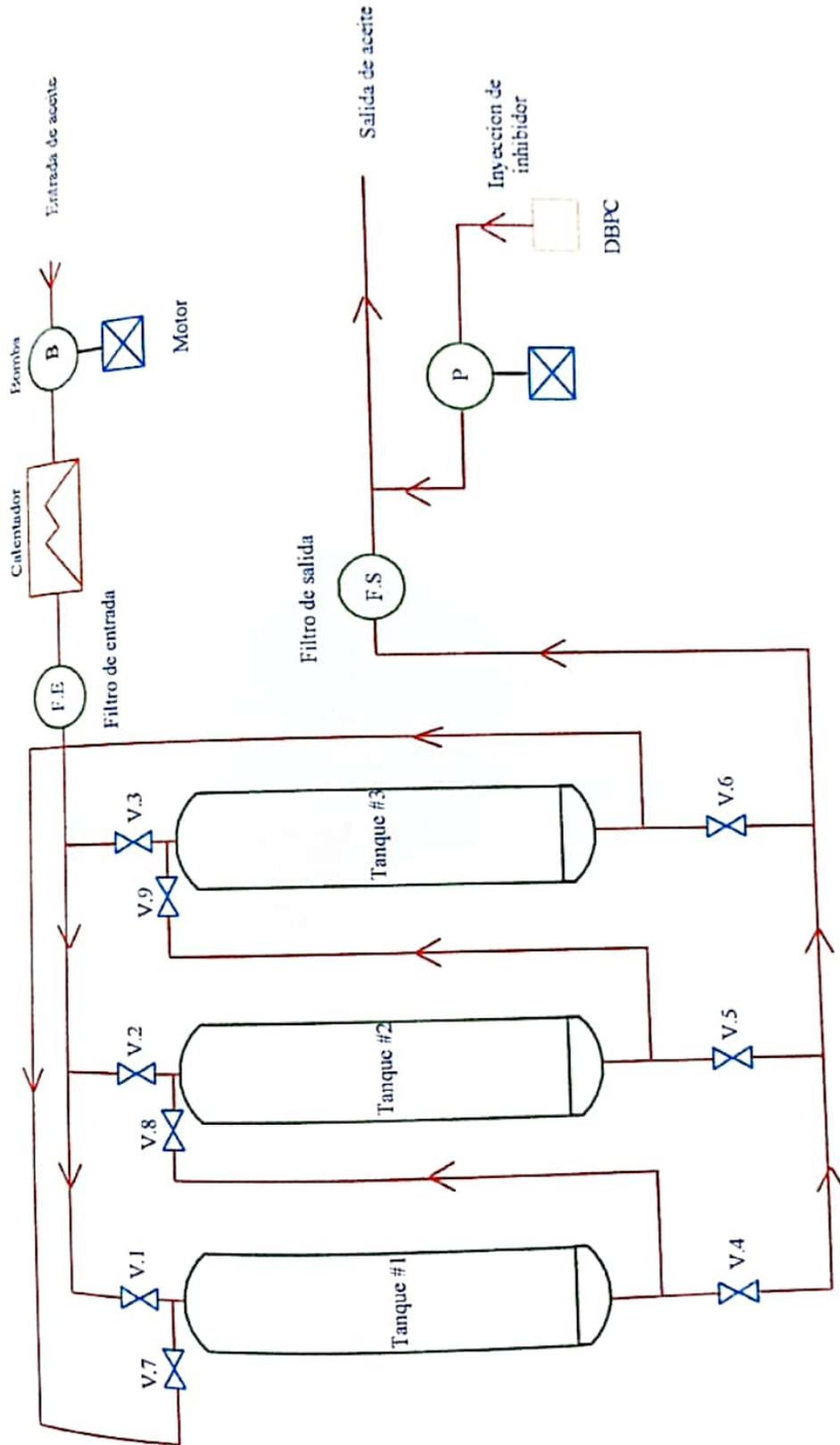


FIGURA 5.11 ESQUEMA DEL FILTRADO A PRESION DE ACEITES DIELECTRICOS MEDIANTE TIERRA DE FULLER

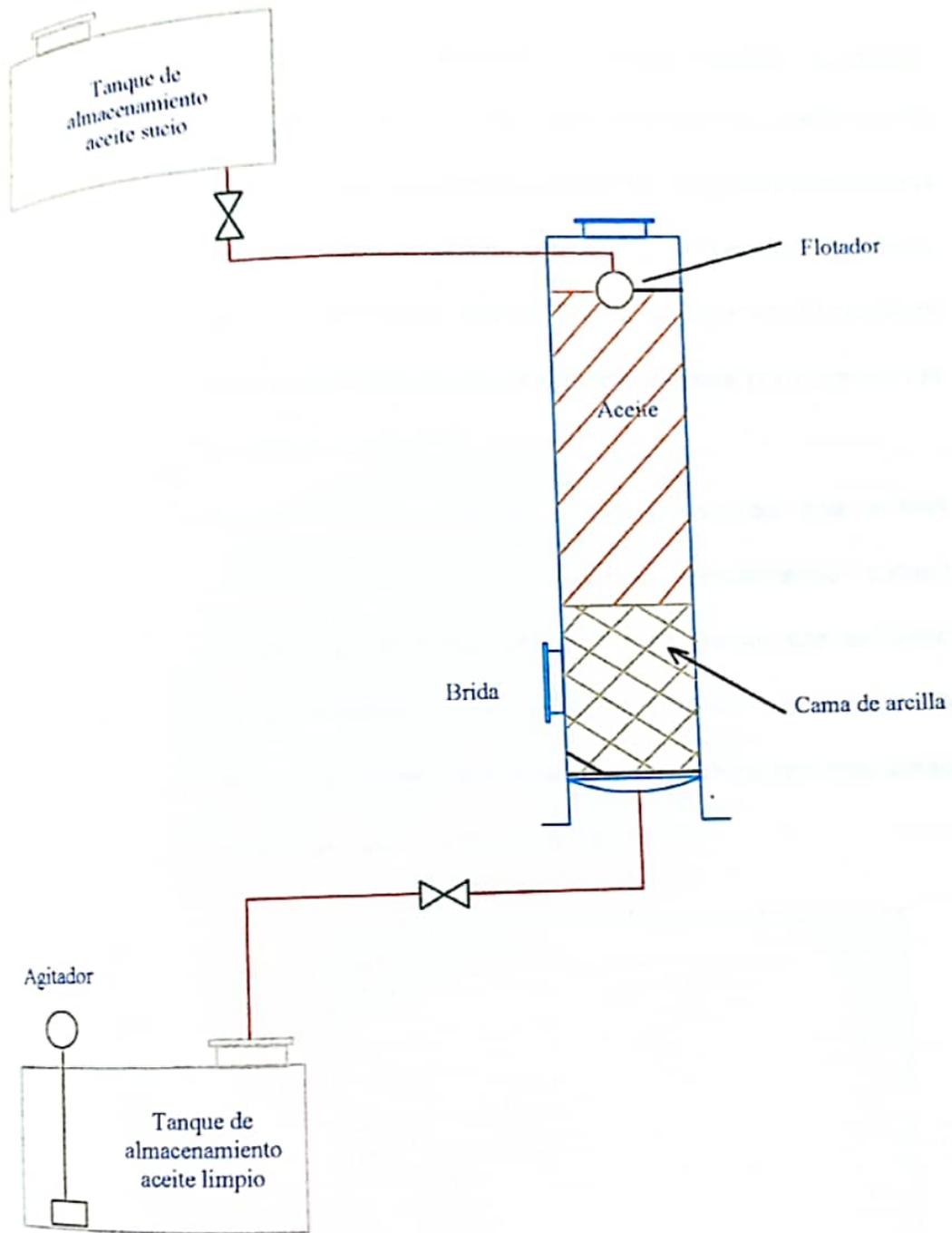


FIGURA 5.12 ESQUEMA DEL FILTRADO POR GRAVEDAD DE ACEITES DIELECTRICOS MEDIANTE TIERRA DE FULLER

El filtrado por gravedad, como su nombre lo indica, utiliza la gravedad para forzar el paso del aceite por la columna que contiene la arcilla. Un flujo lento del aceite es obtenido con este método, permitiendo un mayor contacto del aceite con la arcilla. La figura 5.12 muestra este proceso junto con los componentes principales que lo conforman

La tendencia actual es hacia el uso de dos o tres columnas cilíndricas (llamadas comúnmente torres) conectadas en serie por medio de tuberías, con el objeto de aprovechar mejor la arcilla y reducir el tiempo de recuperación de un aceite. Una estructura con tres torres puede verse en la figura 5.13.



FIGURA 5.13. ESTRUCTURA CON TRES COLUMNAS QUE CONTIENEN TIERRA DE FULLER

2. Método de contacto entre el aceite precalentado con arcilla finamente comprimida. En este método el aceite es calentado hasta altas temperaturas (80°C en promedio) para luego ser mezclado con tierra de Fuller finamente comprimida. Esta mezcla es colocada en un recipiente y luego bombeada a través de filtros con el objeto de eliminar la arcilla contenida en el aceite.

Como se dijo en un párrafo anterior, la tecnología tradicional emplea la Tierra de Fuller en una sola oportunidad durante el proceso de tratamiento. Para entender mejor lo anterior analicemos lo siguiente:

Se sabe que, la cantidad de Tierra de Fuller que es necesaria dentro del proceso de tratamiento, dependerá de la cantidad de aceite a tratar, del estado del aceite, del método a emplear y del equipo a ser usado en el proceso.

La figura 5.14 muestra una grafica que pretende, de manera general, determinar la cantidad de Tierra de Fuller necesaria para recuperar un aceite deteriorado en base a su acidez.

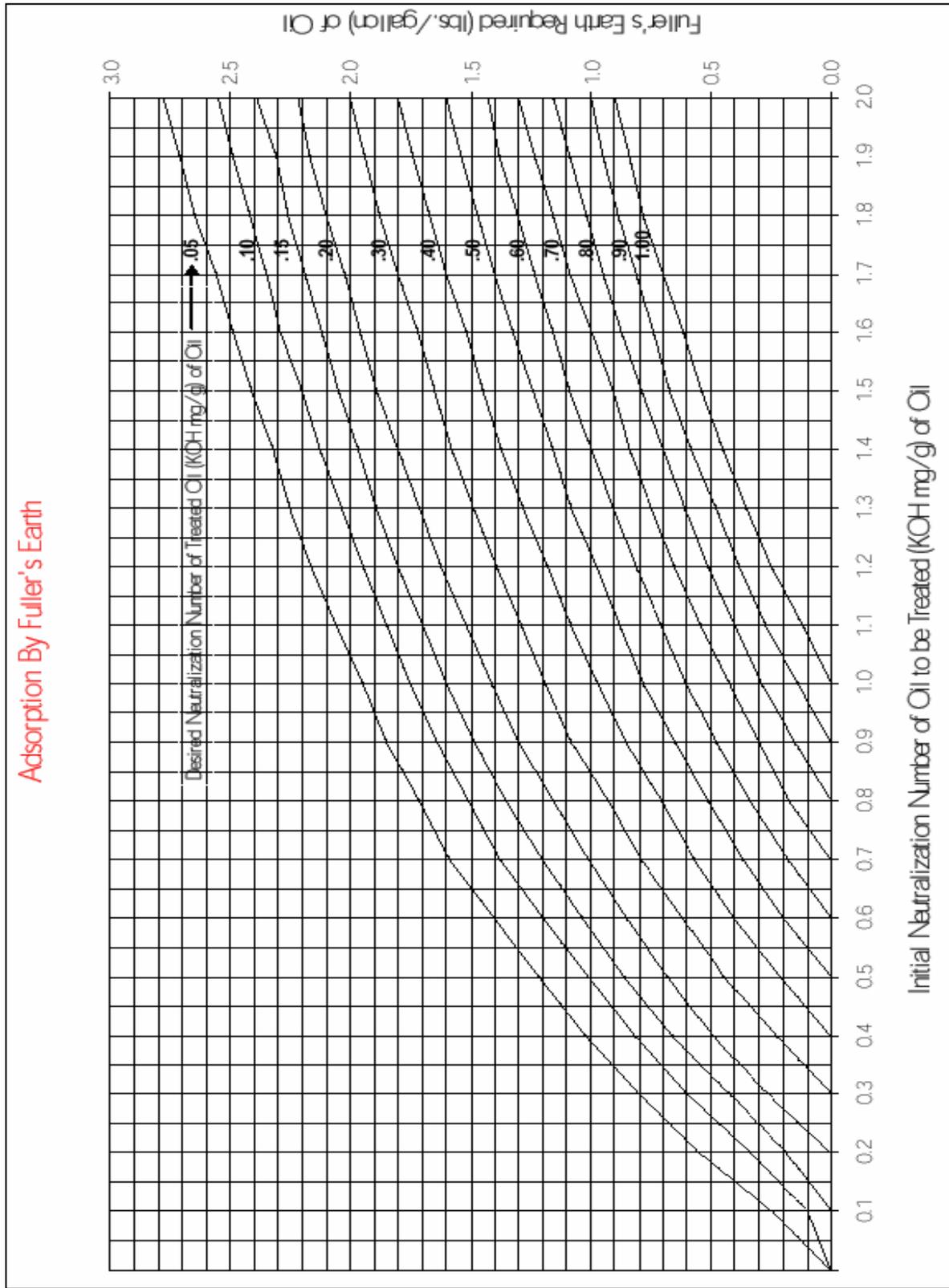


FIGURA 5.14 GRAFICA PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE TIERRA FULLER EN BASE A LA ACIDEZ DEL ACEITE A SER TRATADO

De acuerdo a lo anterior, por ejemplo, para tratar 50000 litros de aceite con una acidez de 0.2 mgKOH/gr por medio de la tecnología tradicional, se necesitaran aproximadamente 5000 kilogramos de Tierra de Fuller.

Posterior al tratamiento, se deberán acarrear y eliminar aproximadamente 8000 kilogramos de desperdicios, consistentes de Tierra de Fuller aceitosa saturada con contaminantes. Dicho proceso se resume en la figura 5.15.

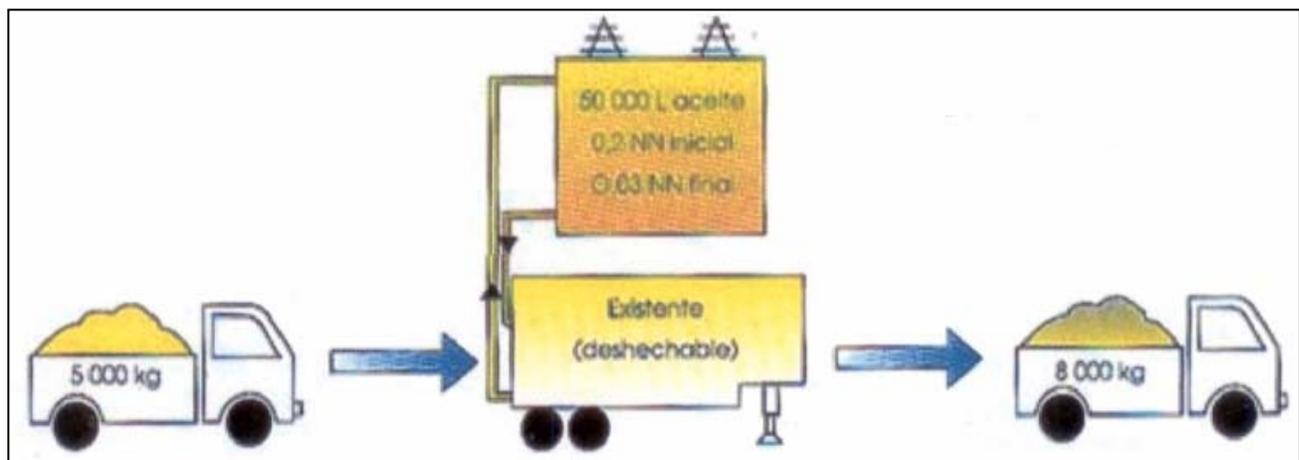


FIGURA 5.15. TRATAMIENTO DE 50000 LITROS DE ACEITE CON UNA ACIDEZ DE 0.2 MG DE KOH/GR

En la actualidad se han desarrollado plantas de tratamiento que contienen Tierra de Fuller en forma permanente, es decir, dichas plantas de tratamiento poseen mecanismos que permiten la reactivación de la Tierra de Fuller una vez que ha sido empleada dentro del proceso de tratamiento. Algo importante que vale la pena destacar es que, con estas modernas plantas de tratamiento, los desperdicios (no tóxicos y neutralizados) se reducen notablemente.

La figura 5.16 muestra un equipo de tratamiento moderno de la marca Enervac.



FIGURA 5.16 EQUIPO DE TRATAMIENTO CON TIERRA DE FULLER MARCA ENERVAC

3. Método de recuperación por Fosfato Trisódico. El proceso a seguirse se visualiza en la figura 5.17. Se mezcla al aceite con fosfato trisódico, compuesto que es calentado por una hora hasta alcanzar una temperatura de 80°C, para luego ser separado por drenaje a través de tierra de Fuller. La cantidad de fosfato trisódico que no se puede remover del aceite es eliminada por medio de un chorro de agua pulverizada; una vez realizado lo anterior se pasa el aceite por una centrifugadora, después se lo recalienta y posteriormente es pasado otra vez por la tierra de Fuller. Finalizado el proceso anterior, se mezcla el aceite con la tierra fuller por un periodo aproximado de 15 minutos, procediéndose al drenaje del aceite, el mismo que es otra vez lavado con agua pulverizada, pasado por una centrifugadora y por un deshidratador, para finalmente llegar a un reservorio de aceite limpio.

4. Método de recuperación por carbón activado y silicato de sodio. En este método, el aceite es calentado hasta una temperatura de 85°C y pasado a través de carbón activado, para luego ser filtrado y

mezclado con una solución de silicato de sodio. Esta mezcla es centrifugada con el objeto de remover el silicato de sodio. Posteriormente el aceite es mezclado con tierra de Fuller, compuesto que es llevado a través de otra centrifugadora. Se deja que el aceite se enfríe para luego filtrarlo y terminar con el proceso de recuperación.

f) Limpieza del transformador con aceite caliente. La recuperación de un aceite que contiene productos de la oxidación, agua y contaminantes sólidos es mas saludable y económico para el transformador que cambiar el aceite deteriorado por uno nuevo. Sin embargo, la solución para mejorar la “salud” de un transformador no solo consiste en recuperar su aceite. Los lodos contenidos en el deben ser disueltos y eliminados. Es aparente entonces que las soluciones al tratar con el problema del mantenimiento correctivo del sistema de aislamiento del transformador fallan a la hora de tratar problema del lodo. Lo que se necesita para tratar con el problema anterior es un solvente.

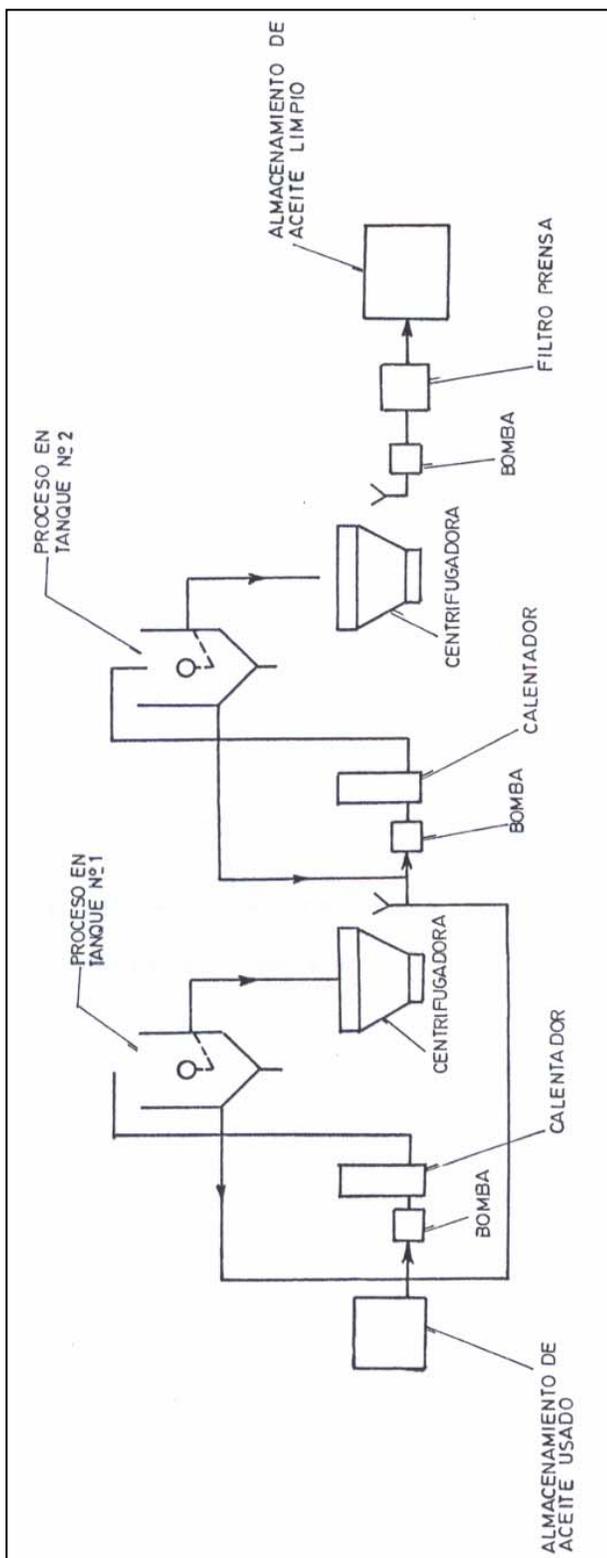


FIGURA 5.17 PROCESO DEL METODO DE RECUPERACION POR FOSFATO TRISODICO

Desafortunadamente la mayoría de los solventes que disuelven el lodo atacan a los materiales del aislamiento del transformador, produciendo daño en ellos. Para nuestra suerte, el aceite para transformadores calentado hasta cierta temperatura es un excelente solvente de sus productos decadentes. La temperatura necesaria para el efecto es indicada por la temperatura del punto de anilina. Las especificaciones para el aceite para transformador muestran un punto de anilina entre 72 y 82°C (160 -180°F).

Podemos decir ahora que mientras el proceso de recuperación limpia el aceite, el lavado de la parte activa con aceite caliente elimina el lodo del transformador. Entonces el método de la remoción del lodo mediante aceite caliente posee tres puntos claves: calor, absorción y vacío.

Para obtener el máximo de provecho de este método se debe de tener en cuenta lo siguiente:

- Se debe de tratar de mantener la temperatura del aceite y del transformador entre 70 y 80°C.

- El tiempo que se requiere para que el aceite alcance los 80°C depende de la temperatura del ambiente, del tipo de transformador y de la humedad del ambiente.
- El vacío requerido esta entre 25 y 29 plgHg
- La temperatura y el vacío deben ser monitoreados continuamente para evitar un daño en el sistema de aislamiento.
- En la ultima pasada del aceite por el equipo de filtrado se debe añadir el inhibidor al aceite para asegurar el alargamiento de la vida del mismo.

En la figura 5.18 puede verse un diagrama de bloques del proceso de la remoción del lodo del transformador empleando este método. La figura 5.19 muestra un diagrama de flujo que resume el mantenimiento de un transformador de potencia en aceite.

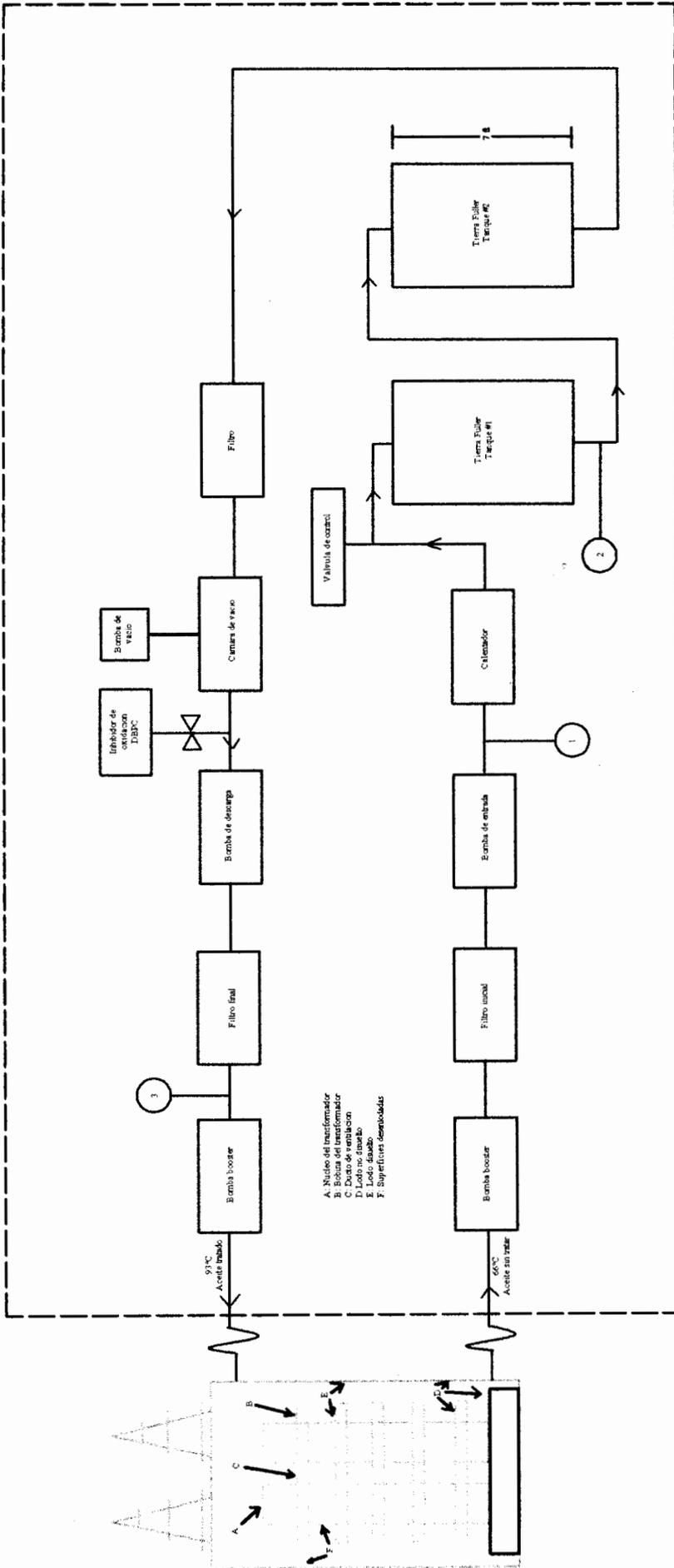


FIGURA 5.18 ESQUEMA MOSTRANDO EL PROCESO DE RECONDICIONAMIENTO Y RECUPERACION DEL ACEITE DIELECTRICO JUNTO CON LA REMOCION DEL LODO DEL TRANSFORMADOR

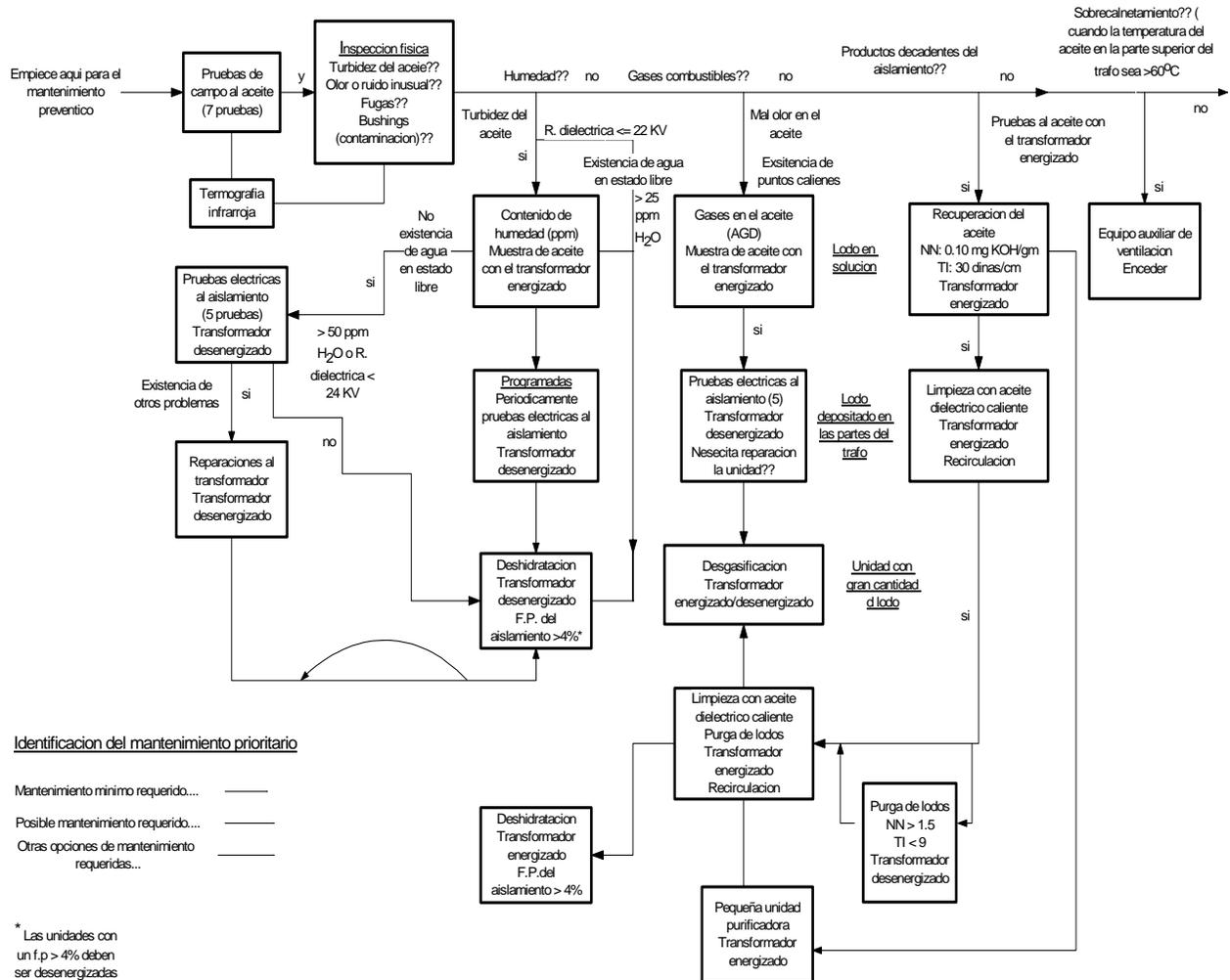


FIGURA 5.19 RESUMEN DEL MANTENIMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE

CAPITULO 6

ASKARELES

6.1. INTRODUCCION

Los fluidos que contienen Policlorhidrato de Bifenilo (PCB), conocidos genéricamente como ASKARELES, han sido empleados por más de 50 años como fluidos aislantes en equipos eléctricos que requieren un aislante con un alto grado de resistencia al fuego. Algunos fabricantes de este tipo de fluidos se dan en la tabla XV.

6.2. CARACTERÍSTICAS DEL ASKAREL

Askarel es el término que se utiliza para describir una amplia gama de fluidos minerales no inflamables, sintéticos y clorados empleados en equipos eléctricos. Los askareles están compuestos de PCB's (Policlorhidrato de Bifenilo).

Los PCB's son moléculas compuestas de átomos de carbono, hidrógeno y cloro. Se producen sustituyendo entre uno y diez átomos de hidrógeno por átomos de cloro en la molécula bifenil. Esto da como resultado un potencial de 209 combinaciones posibles de estos átomos (isómeros o compuestos de PCB); sin

embargo, en el comercio, por lo general, se empleaban mucho menos isómeros de PCB.

Compañías como Monsanto en los Estados Unidos clasificaban a sus PCB's comerciales, conocidos como Arocloros, de acuerdo con su contenidos de cloro. Por ejemplo, el Aroclor 1254 se refiere a un PCB con 54% de cloro. Los Arocloros más empleados para la fabricación de fluidos dieléctricos (Askareles) eran los Arocloros 1254, 1242 y 1260.

Algunas características del Askarel se dan a continuación:

- Mayor peso molecular que el agua
- Mayor rigidez dieléctrica que el aceite mineral
- No inflamable
- No explosivo
- No es susceptible al deterioro por oxidación
- Menor coeficiente de expansión que el aceite mineral
- A temperaturas de operación ordinarias su viscosidad es aproximadamente la misma que la del aceite mineral
- Como en el caso del aceite mineral, su rigidez dieléctrica se ve afectada por la presencia de humedad

Nombre	Fabricante
Aroclor	Monsanto
Asbestol	American Corp
Chlorextol	Allis Chalmers
Diactor	Sangamo Electric
Dykanol	Cornell Dubilier
Elemex	McGraw Edison
Hyvol	Aerovox
Inerteen	Westinghouse Electric
No-flanol	Wagner Electric
Pyronol	General Electric
Saf-T-Kuhl	Kuhlman Electric
Clophen	Bayer (Alemania)
DK	Caffaro (Italia)
Fenclor	Caffaro (Italia)
Kennechlor	Mitsubishi (Japon)
Phenoclor	Prodelec (Francia)
Pyralene	Prodelec (Francia)
Santotherm	Mitsubishi (Japon)

Nota: Askarel es el nombre genérico usado en fluidos aislantes de capacitares y transformadores que contienen aproximadamente 50% de PCB's

TABLA XV

6.3. DISEÑO DE TRANSFORMADORES QUE UTILIZAN ASKAREL COMO LIQUIDO AISLANTE.

Los transformadores en los que se emplea Askarel como liquido aislante difieren en diseño de los transformadores en aceite convencionales. En dichos transformadores se utilizan materiales aislantes especiales que no se ven afectados por el Askarel.

Ya que el Askarel tiene una mayor rigidez dieléctrica que los aceites minerales, las distancias entre partes vivas pueden

disminuir en comparación con las de los transformadores convencionales. Además, debido al elevado costo del Askarel, los transformadores que lo emplean son diseñados para ser más eficientes que los transformadores convencionales, incrementando el costo del cobre y del acero, pero disminuyendo el volumen del líquido aislante.

Como recomendación, no se debe emplear Askarel como medio aislante en transformadores diseñados para ser llenados con aceite mineral. Así mismo, no se debe emplear aceite mineral en transformadores con diseño para el uso de Askarel como medio aislante.

6.4. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES CON ASKAREL

La Agencia de Protección Ambiental o EPA, por sus siglas en inglés, regula el uso de Askarel en transformadores. Dentro de las regulaciones se permite tomar muestra del fluido para la realización de pruebas, el filtrado del fluido y el reemplazo de empaques defectuosos; las regulaciones prohíben la reconstrucción del transformador.

6.4.1. INSPECCION

Dentro del mantenimiento de los transformadores con Askarel, se incluyen las pruebas de Rigidez dieléctrica e Inspección visual, efectuadas dentro de un intervalo regular de 3 años.

Cuando la inspección visual del Askarel revela que posee un color amarillo pálido o un café claro, es indicativo de que el Askarel se encuentra en buenas condiciones. La presencia de un color verde, rojo o azul junto con una elevada turbidez en el Askarel, es indicativo de que el Askarel se encuentra contaminado con materiales del aislante sólido y/o humedad, debiéndose realizar otras pruebas para confirmar lo anterior. Si la muestra de Askarel presenta un color negro o se evidencian partículas de carbón en suspensión, es posible que haya existido un arco en el interior del transformador, debiéndose realizar una inspección interna del mismo.

Debido a los problemas ambientales que se presentan a la hora de manejar los trabajos con Askarel, se recomienda que dicho fluido no sea rutinariamente inspeccionado.

6.4.2. TOMA DE MUESTRAS (ASTM D-117)

Las muestras de Askarel deben ser tomadas en una jeringa de 0.001 m³, hecha de acero inoxidable, similar a la que se emplea para la toma de muestras de los aceites minerales.

Cuando la muestra vaya a ser llevada al laboratorio, es necesario que se tome nota de la temperatura que poseía el Askarel a la hora que se tomo la muestra.

Es recomendable que la muestra de Askarel sea tomada cuando la humedad relativa del ambiente sea baja. Además, la muestra deberá ser tomada, de ser posible, lo mas cerca posible del nivel superior del fluido, ya que el Askarel es más pesado que el agua y al tomar la muestra se podrá obtener una buena estimación de la cantidad de agua que existe en el sistema de aislamiento del transformador.

6.4.3. PRUEBAS DE DIAGNOSTICO

El procedimiento de prueba del Askarel es el mismo que se sigue para el aceite mineral, debiéndose tener cuidado de

que no exista rastros de aceite mineral en el envase para la muestra.

La prueba de Rigidez dieléctrica es la más importante a la hora de diagnosticar el estado del Askarel. Una elevada rigidez dieléctrica en el Askarel es indicativo de que su eficiencia como dieléctrico es buena y que la turbidez del mismo, si la tuviere, no es debida a la contaminación por humedad. En el caso de que se observe una reducción en el valor de rigidez dieléctrica, con respecto a valores anteriores, las tomas de muestra y los análisis de las mismas deberán realizarse a intervalos mas frecuentes, con el objeto de obtener un mejor diagnóstico del estado del transformador.

Un elevado valor en el factor de potencia del Askarel, por si solo, es insuficiente a la hora de decidir si se reemplaza o se reacondiciona el Askarel; sin embargo si se obtiene un valor de rigidez dieléctrica bajo, se podría esperar un valor de factor de potencia alto. Factores de potencia de 20 por ciento se han encontrado durante la vida operacional de algunos transformadores, sin que esto fuera un peligro operacional para los mismos. El reacondicionamiento del

Askarel para obtener un bajo factor de potencia no se justifica normalmente.

En la tabla XVI contiene las pruebas que se realizan dentro del mantenimiento preventivo de un transformador con Askarel.

6.4.4. CONTAMINACION

El agua es el mayor causante de la reducción de la rigidez dieléctrica del Askarel. Por lo anterior, es recomendable que se inspeccione el transformador en busca de lugares por donde pueda absorber humedad; planifique su reparación.

6.4.5. REACONDICIONAMIENTO DEL ASKAREL

Debido al hecho de que los tanques de los transformadores en Askarel son generalmente sellados y que cualquier condensación existente flotara sobre el Askarel, hace que el filtrado del mismo para remover la humedad contenida en el se realizada con algún filtro absorbente (Ej. filtro prensa).

El Askarel no debe ser filtrado en el equipo que es usado para el filtrado de aceite mineral, debido a la posibilidad de contaminar el dicho aceite con PCB's.

PRUEBAS BASICAS PARA LOS TRANSFORMADORES EN ASKAREL			
PRUEBA	FRECUENCIA	VALOR LIMITE	INFORMACION QUE PROVEE LA PRUEBA
Rigidez Dielectrica ASTM D-877	intervalos de 6,9,12 meses	> 26 KV (minimo)	Absorcion de humedad. Arco
Contenido de Humedad (ppm) ASTM D-1533	Cuando la rigidez dielectrica < 26 KV o intervalos de 6,9,12 meses	70 ppm (maximo)	Si el contenido de humedad es > 70 ppm se requerira una deshidratacion del transformador
Color ASTM D-2129	intervalos de 6,9,12 meses	De amarillo palido a café claro	Un color negro o gris es indicativo de un arco
Inspccion visual ASTM D-1702	intervalos de 6,9,12 meses	No sedimentos o carbon en suspencion	Severidad del Arco
Contenido de PCB (D-4059)	-	-	Obtenga los niveles de la EPA y la regulaciones del manejo del Askarel

TABLA XVI

Una centrifuga, usada para el filtrado de aceites minerales, no funcionara con el Askarel. Existen en el mercado equipos que combinan arcillas purificadoras y filtros absorbentes que son diseñados para el tratamiento de askareles.

6.5. MANEJO Y DESECHADO DEL ASKAREL

6.5.1. PRECAUCIONES DE SEGURIDAD

El Askarel ha sido fabricado y manejado durante de 50 años, pero el potencial peligro que representa para la salud de los seres vivos no fue reconocido sino hasta la actualidad. Basados en experimentos realizados a animales, las autoridades en materia de salud han identificado a los PCB's como "agentes cancerigenos". Por ende, cuando se trabaje con Askarel deben tenerse las siguientes precauciones:

1. El contacto con la piel deberá ser evitado. Utilice guantes de neopreno, botas de neopreno, mandil, protector de ojos o protector facial.
2. El calentamiento del Askarel esta prohibido, a menos que el sistema este completamente sellado y que el contacto con los vapores este controlado.

En el caso de que se necesiten primeros auxilios, deberán seguirse las siguientes recomendaciones:

1. Contacto con la piel. Lave el área de contacto con agua y jabón tan pronto como sea posible.
2. Contacto con los ojos. Lave el ojo con agua por 15 minutos y consulte a un medico.
3. Contacto respiratorio. Vaya a un lugar donde exista alguna fuente de aire fresco y consulte a un medico.
4. Contacto con la ropa. Remueva la ropa, lávela, séquela, límpiela o deséchela.
5. En caso de que una persona ingiera accidentalmente Askarel deberá consultarse a un medico.
6. Antes de comer, beber, fumar o usar instalaciones sanitarias deberá lavarse las manos con agua tibia.

6.5.2. ETIQUETADO DE EQUIPOS.

Cada uno de los siguientes equipos deberán ser etiquetados con un aviso similar al que se muestra en la figura 6.1, el cual tiene 152 mm en cada lado. Si el equipo es muy pequeño como para colocar este aviso se podrá usar un aviso de 25 por 50 mm, pudiéndose reducir este hasta un mínimo de 10 por 20 mm.

1. Contenedores con PCB
2. Transformadores con PCB
3. Capacitores con PCB
4. Motores que empleen PCB como medio de enfriamiento
5. Sistemas hidráulicos que utilicen PCB como fluido hidráulico.
6. Contenedores que posean en su interior cualquiera de los equipos anteriores.

7. Cualquier área de almacenamiento que contenga alguno de los equipos dados anteriormente.
8. Cualquier vehículo que transporte o que este cargado con contenedores que tengan en su interior más de 45 Kg. de PCB, uno o varios transformadores en Askarel.

6.5.3. DESECHADO DEL ASKAREL

Durante los anteriores 50 años de uso, los PCB's han sido ampliamente dispersos a través del ambiente. Se ha demostrado que los PCB's pueden tener efectos al ambiente. Los PCB's, así como el arsénico y el mercurio están sujetos a la bioacumulacion, la cual se define como el proceso por el cual los organismos vivos concentran un elemento o compuesto hasta niveles que son dañinos para ellos. Debido a estos efectos, los PCB's han sido declarados como un desecho peligroso.

En la actualidad existen regulaciones para el manejo, almacenamiento, etiquetado y desechado de los productos o equipos que contengan PCB's

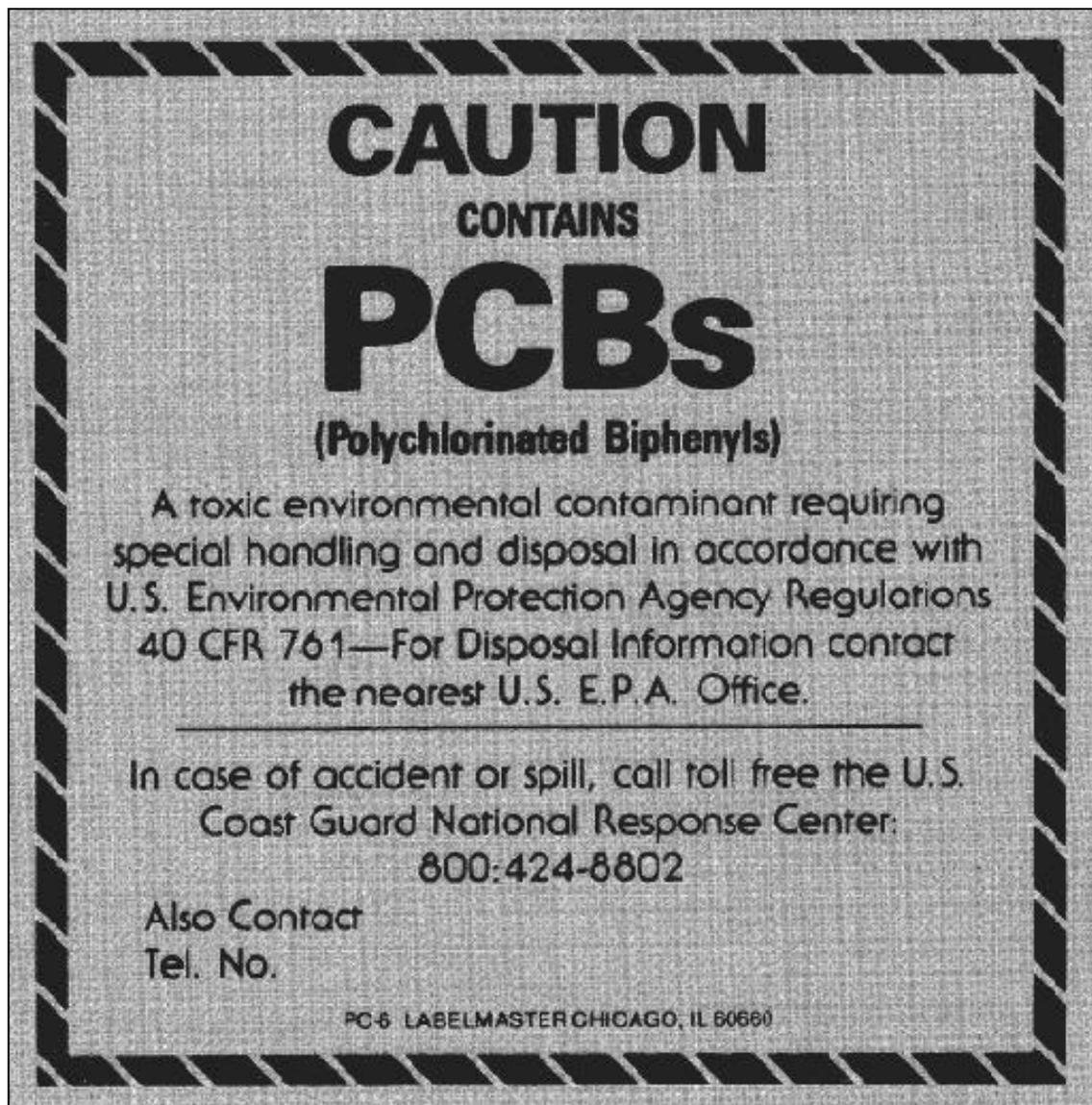


FIGURA 6.1. ETIQUETA PARA EQUIPO CON PCB

Dichas regulaciones, publicadas el 31 de mayo de 1979 con el nombre de “Actos de control de sustancias toxicas”, definen las siguientes clases de transformadores que contienen fluidos dieléctricos, junto con los requerimientos de desecho de los fluidos:

1. *Transformador con PCB.* Se define como transformadores con PCB a aquellos que contienen un fluido dieléctrico con más de 500 mg/l de PCB. Estos transformadores no deberán ser reparados o reconstruidos. El fluido dieléctrico deberá ser colocado en un incinerador que cumpla con el Anexo 1 de las regulaciones para sustancias toxicas. El transformador deberá también ser incinerado en la misma manera que el fluido o podrá ser depositado en un campo de desechos químicos que cumpla con el Anexo II de las regulaciones para sustancias toxicas.
2. *Transformador contaminado con PCB.* Se define a los transformadores contaminados con PCB, a aquellos que poseen un fluido dieléctrico con concentraciones de PCB entre 50 y 500 mg/l. A estos transformadores se los

puede reconstruir y no requieren tener un nivel de advertencia de askarel. El fluido proveniente de un transformador considerado como contaminado con PCB deberá ser incinerado de acuerdo al Anexo I, desechado de acuerdo al Anexo II o desechado en una caldera de alta eficiencia, de acuerdo a los criterios de la EPA.

3. *Transformadores que no contienen PCB.* Se definen a los transformadores que no contienen PCB a aquellos que contienen menos de 50 mg/l de PCB. Las regulaciones de la EPA no se aplican a los transformadores que no contienen PCB.

Es recomendable que a todos los transformadores en aceite se les realice, previo a desechar el transformador o el fluido aislante, la prueba para determinar si el fluido aislante está contaminado con PCB. Aunque las regulaciones de la EPA no requieren que esta prueba sea efectuada, ellas establecen que el fluido será considerado como contaminado con PCB si la prueba no es realizada, por ende las regulaciones de la EPA con respecto al desecho del fluido serán aplicadas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. La presente tesis pretende constituirse en una guía para el personal de Ingenieros y Técnicos pertenecientes al área de mantenimiento de las diferentes Empresas Eléctricas e Industrias, con la cual, se desea hacer conocer las distintas actividades (pruebas, toma de muestras, reparaciones, reajustes, calibraciones, etc.) que deben realizarse dentro del mantenimiento de un transformador de potencia aislado en aceite, ya que, el desconocimiento o la no ejecución de las mismas podría llevar a un acortamiento de la vida útil del transformador o en el peor de los casos a un daño del mismo.
2. Una vez analizadas y estudiadas las diferentes pruebas eléctricas, físicas y químicas realizadas al sistema de aislamiento de un transformador en aceite se puede concluir que, como un hemograma completo de la sangre de una persona, el análisis cromatografico del aceite de un transformador constituye una herramienta poderosa a la hora de emitir un diagnóstico del estado del transformador, pasando a ser esta prueba, la más importante

dentro del mantenimiento preventivo periódico de un transformador en aceite.

3. El mantenimiento preventivo del transformador es esencial para un alargamiento de su vida útil. Se puede concluir que, de acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de diagnóstico realizadas a los transformadores en aceite, la mayoría de las fallas producidas en estos equipos pueden ser atribuidas al deterioro de su sistema de aislamiento. Sin embargo, este “talón de Aquiles” puede ser fortalecido si se mantiene un programa completo de mantenimiento preventivo periódico orientado a combatir a los factores (humedad, oxígeno, calor y contaminación) que inciden en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.

4. Habiéndose hecho un estudio de los diferentes procesos que ayudan a eliminar la humedad del sistema de aislamiento de un transformador, se puede concluir que el más efectivo es aquel que aplica calor y vacío a dicho sistema. Adicionalmente a la eliminación de la humedad, este proceso elimina el oxígeno existente en el interior del transformador, reduciendo así la posibilidad de que ocurra la oxidación del aceite de manera más acelerada.

5. El empleo de equipos modernos dentro del diagnóstico del estado del transformador, como las cámaras infrarrojas, ayudan a focalizar las acciones correctivas donde más se las requiere, las cuales permiten un alargamiento de la vida útil del transformador y garantizan, hasta cierto punto, la continuidad del servicio.

6. Habiendo analizado los diferentes métodos de recuperación de aceites dieléctricos deteriorados, se puede concluir que los mismos devuelven hasta cierto punto las características que poseen los aceites nuevos. Sin embargo, estos métodos no devuelven el “escudo” que poseen los aceites nuevos contra la oxidación, es decir, los antioxidantes naturales. Es por lo anterior que, la adición de un antioxidante sintético es necesaria para evitar la temprana oxidación del aceite y de esta forma alargar su tiempo de vida útil.

RECOMENDACIONES

1. Con el objeto de que los resultados de las pruebas de diagnóstico puedan ser comparados con datos anteriores, es necesario que todas las pruebas se realicen, de ser posible, con el mismo equipo y en las mismas condiciones. En adición, los equipos de prueba deberán ser periódicamente calibrados de acuerdo a las

recomendaciones del fabricante, de manera que los datos obtenidos sean confiables.

2. Si bien el objetivo de esta tesis no fue el realizar un análisis del tipo económico del conjunto de actividades dentro del mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, de un transformador de potencia aislado en aceite, es recomendable que este estudio sea efectuado con la finalidad de complementar al aspecto técnico estudiado en esta tesis, de manera que la persona a cargo del mantenimiento del transformador pueda escoger la alternativa más conveniente.
3. Es necesario que se tome conciencia con respecto a la reutilización del aceite del transformador, ya que como sabemos el aceite dieléctrico utilizado en transformadores y otros equipos eléctricos proviene del petróleo, que no es un recurso renovable. Pero, para la reutilización del aceite del transformador se deberá seguir un mantenimiento preventivo del mismo, evitando el deterioro prolongado del mismo.
4. Es recomendable que los trabajos de mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, sean realizados por personal calificado para el efecto junto con un estricto conjunto de medidas de

seguridad, para de esta manera evitar incidentes lamentables. Así mismo, cuando se realicen trabajos en equipos que contienen ASKAREL, se deberá tener mucho cuidado al realizar estas labores, para lo cual se seguirán como guía las recomendaciones dadas en el capítulo 6, literal 6.5 de este trabajo.

5. Los valores contenidos en las tablas que sirven de base para el diagnóstico del estado del transformador, no deberán ser tomados de forma absoluta, el buen criterio y el sentido común deberán primar en todo momento sobre dichos valores.

6. Es recomendable que, previo a la ejecución de las pruebas de diagnóstico, se revisen las medidas de precaución enunciadas en el desarrollo de cada una de las pruebas con la finalidad de evitar pérdidas humanas o daños en los equipos.

ANEXO A

PROCEDIMIENTOS Y CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA EJECUCION DE LAS PRUEBAS DE DIAGNOSTICO

A.1. INTRODUCCION

En este anexo se verán de manera general los procedimientos y consideraciones generales para la ejecución de las pruebas de diagnóstico existentes dentro del mantenimiento preventivo de un transformador de potencia en aceite (véase capítulo 4).

Se ha tomado a las normas americanas ASTM (American Society for Testing and Materials) como base para el desarrollo de las pruebas realizadas al aceite dieléctrico que se verán en este anexo.

A.2. PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA

A.2.1. Métodos recomendados

Para la ejecución de la prueba de rigidez dieléctrica de un aceite dieléctrico, las normas ASTM poseen dos métodos dados a continuación:

- Método D-877. Este método emplea una cuba con dos electrodos de disco plano, espaciados entre si una distancia de 0.1” y con una tasa de crecimiento de voltaje de 3 KV/seg.
- Método D-1816. Este método emplea una cuba con dos electrodos semiesféricos, espaciados entre si una distancia de 0.04” o 0.08” y con una tasa de crecimiento de 0.5 KV/seg.

Las especificaciones de estos métodos con respecto a los electrodos pueden verse en las normas ASTM, en el volumen con título “Electrical Insulating Liquids and Gases; Electrical Protective Equipment.

A.2.2. Equipo empleado

Para la ejecución de esta prueba se puede utilizar cualquier Medidor de Rigidez dieléctrica cuyos componentes principales (transformador, equipo de interrupción, voltímetro y cuba) cumplan con los requerimientos de los métodos antes citados. En las figura A.1 puede observarse un medidor de rigidez dieléctrica que cumple con las

especificaciones del método D-1816. En la figura A.2 puede verse la celda de un medidor de rigidez dieléctrica que cumple con la norma D-877.

A.2.3. Precauciones para la ejecución de la prueba

- Se deberá verificar que la temperatura de la muestra sea la misma que la del cuarto donde se va a efectuar la prueba, pero la temperatura del cuarto no deberá ser menor que 20°C (68°F). La realización de esta prueba con la temperatura del cuarto menor a 20°C da resultados variables e insatisfactorios.

- Se deberá limpiar la celda y los electrodos con liencillo seco y que no deje residuos, para luego enjuagar la celda con un solvente seco como el thinner.

- Al inicio de cada día de trabajo con el medidor de rigidez dieléctrica, se deberá revisar la separación de los electrodos y calibrarla si fuere necesario. Así mismo, después de realizar una limpieza de la celda deberá revisarse dicha separación.



FIGURA A.1 MEDIDOR DE RIGIDEZ DIELECTRICA CON CUBA PARA PRUEBAS BAJO NORMA ASTM D-1816



FIGURA A.2 CUBA QUE CUMPLE CON LAS ESPECIFICACIONES DE LA NORMA ASTM D-877

- Deberá tenerse cuidado de no tocar el interior de la celda ni los electrodos luego de realizada limpieza de la cuba.
Previo al llenado de la cuba, invierta y gire suavemente el recipiente con la muestra varias veces con el propósito de distribuir las impurezas contenidas en la muestra, para luego enjuagar la cuba con una pequeña porción de la muestra.

- Enjuague la cuba con una pequeña cantidad de aceite de la muestra y luego deséchelo a un reservorio para el efecto. Por ningún motivo vierta el aceite al sistema de aguas servidas.

A.2.4. Ejecución de la prueba

a. Método D-877

- Llenar lentamente la cuba del medidor de rigidez para evitar el atrapamiento de aire. El llenado se lo realizara hasta un nivel no menor 20 mm o 0.8 plg sobre la parte superior de los electrodos.

- Colocar la cuba en el probador del medidor de rigidez y permita que el liquido repose por un periodo de no menos de 2 minutos, pero no mas de 3 minutos.

- Aplique el voltaje de prueba con una tasa de crecimiento de 3 KV /seg hasta que ocurra al ruptura del aceite. Anote el valor de rigidez obtenido.

- Cuando se requiera determinar la rigidez dieléctrica de un aceite en base a rutina, es necesario realizar cinco mediciones de rigidez dieléctrica con intervalos de un minuto entre cada medición. El promedio de las cinco mediciones será considerado como el valor de la rigidez dieléctrica del aceite.

b. Método D-1816

- Llenar lentamente la cuba del medidor de rigidez, que para este método es cúbica y de mayor capacidad (1 lt aprox.) y provista de un agitador.

- Colocar la cuba en el probador del medidor de rigidez dieléctrica, agite la muestra y permita que el liquido

repose por un periodo de no menos de 2 minutos, pero no mas de 3 minutos.

- Aplique el voltaje de prueba con una tasa de crecimiento de 0.5 KV /seg hasta que ocurra al ruptura del aceite. Anote el valor de rigidez obtenido.

- Cuando se requiera determinar la rigidez dieléctrica de un aceite en base a rutina, es necesario realizar cinco mediciones de rigidez dieléctrica con intervalos de un minuto entre cada medición. El promedio de las cinco mediciones será considerado como el valor de la rigidez dieléctrica del aceite.

A.3. PRUEBA DE NUMERO DE NEUTRALIZACION

A.3.1. Métodos recomendados

Con el objeto de contar con un método definido y fácil ejecución para la determinación de la acidez de aceites aislantes usados, se adopta el método ASTM D-1534. Este método es apropiado para el campo. Si se requiere una determinación más exacta, deberá usarse los métodos ASTM D-974 y D-664, especiales para laboratorio.

A.3.2. Equipo empleado

Para el desarrollo de este método se utilizaran los siguientes equipos y sustancias químicas:

- a. Un recipiente cilíndrico de vidrio con una capacidad de 50 ml, calibrado a intervalos de 1 ml y provisto de un tapón.
- b. Un gotero y una jeringuilla hipodérmica calibrada a intervalos de 1 ml.
- c. Alcohol desnaturalizado y soluciones de fenolftaleína (indicador) e hidróxido de potasio (KOH) de normalidad conocida.

A.3.3. Precauciones para la ejecución de la prueba

Se considerara las siguientes precauciones:

- a. La solución de hidróxido de potasio debe ser recién preparada y tener una normalidad de 0.03, lo que se comprueba en el laboratorio.

- b. El recipiente cilíndrico debe ser primeramente enjuagado con alcohol desnaturalizado y luego con una porción de la muestra de aceite a analizar.

A.3.4. Ejecución de la prueba

Se debe realizar lo siguiente:

- a. Llenar el recipiente cilíndrico con el aceite a analizar hasta alcanzar la marca de 20 ml y añadir 2 gotas de solución fenolftaleína con el gotero.

- b. Para determinar si la acidez es mayor o menor que un valor fijado arbitrariamente, añada un volumen apropiado de solución de KOH (por ejemplo: 5 ml si el valor seleccionado es 0.5). Agite vigorosamente por varios segundos, déjese en reposo para permitir que se asiente y observe la película acuosa. Si no tiene rasgos de coloración rosa, la acidez es mayor que el valor prefijado.

- c. Para determinar la acidez total aproximada añádase en pequeños incrementos (0.25 ml) hasta que el color de la película acuosa, luego de agitarse y dejarse reposar, adquiera un tono rosa pálido.

A.3.5. Cálculos

Para el cálculo de la acidez total de un aceite mineral se realiza la siguiente operación:

$$\text{Valor de Acidez total} = (B-A)/10$$

Donde:

A = Mililitros del aceite usado para el análisis (en este caso 20 ml)

B = Mililitros añadidos de solución de KOH

En la figura A.3 pueden verse los equipos y materiales necesarios para la realización de la prueba de Acidez en base al método ASTM D-1534.

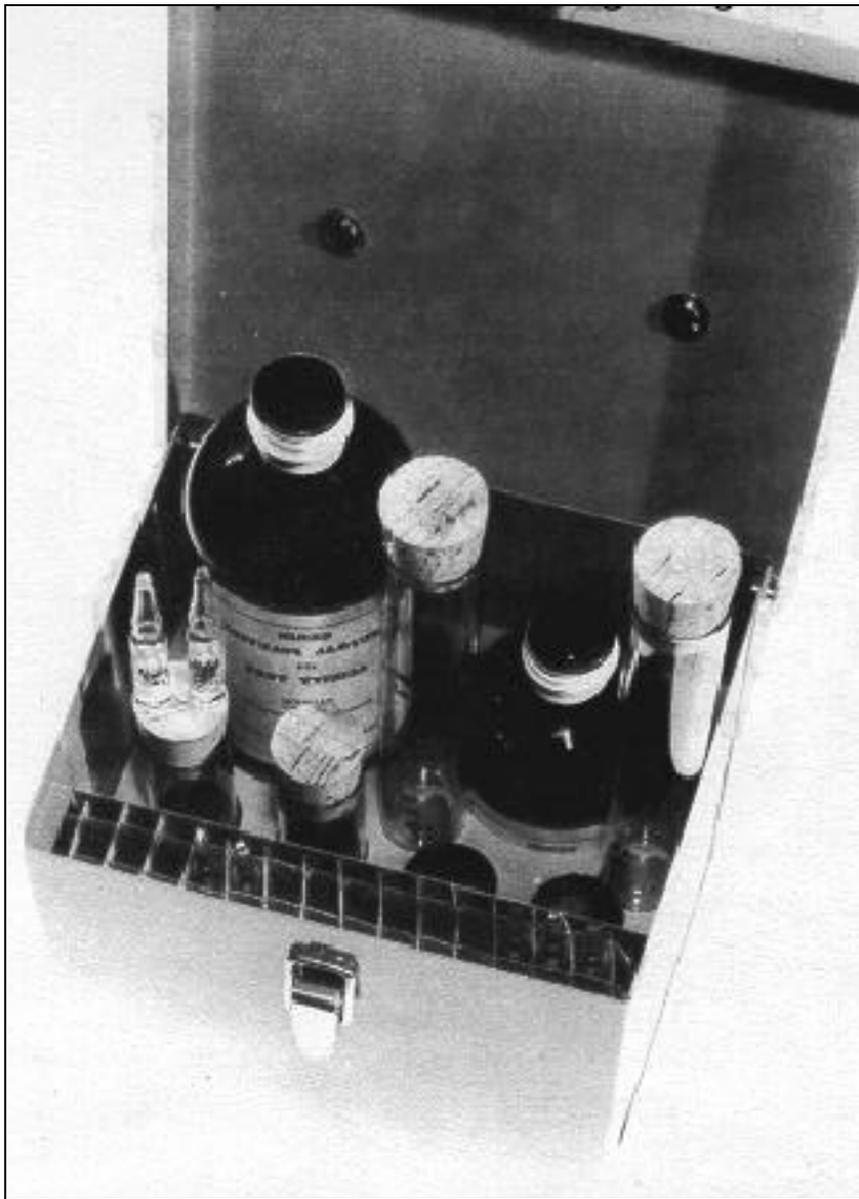


FIGURA A.3 EQUIPOS Y MATERIALES NECESARIOS PARA REALIZAR LA PRUEBA DE ACIDEZ DE UN ACEITE DIELECTRICO

A.4. PRUEBA DE TENSION INTERFACIAL

A.4.1. métodos recomendados

Con el objeto de contar con un método definido y fácil ejecución para la determinación de la tensión interfacial de aceites dieléctricos usados o nuevos, se adopta el método ASTM D-2285. Este método es apropiado para el campo. Si se requiere una determinación mas exacta, deberá usarse el método ASTM D-971, especial para laboratorio.

A.4.2. Equipo empleado

- a. Tensiometro. Este equipo provee de una forma sencilla de inyectar una cantidad determinada de agua en la muestra de aceite. La escala adjunta al pistón que forza el ingreso del agua a la muestra esta graduada en dynas/cm. La figura A.4 muestra un tensiometro utilizado para la realización de la prueba de tensión interfacial por el método de la gota de agua.

- b. Recipiente para contenido de muestra. Se utilizara un vaso de precipitación con un diámetro mínimo de 1 plg (figura.A.4).



FIGURA A.4 TENSIOMETRO CON EL QUE SE REALIZA LA PRUEBA DE TENSION INTERFACIAL SEGÚN LAS ESPECIFICACIONES DE LA NORMA ASTM-D2285

A.4.3. Precauciones para la ejecución de la prueba

- a. Limpie el orificio de la aguja del tensiometro con liencillo, evitando que fibras del mismo queden atrapadas en el orificio. No utilice solventes para la limpieza del orificio o de la aguja.

- b. Realice una limpieza del interior de la aguja forzando agua destilada por el interior de la misma.

- c. Limpie el vaso de precipitación utilizando nafta o benceno para el efecto, con el objeto de eliminar todo residuo de aceite; enseguida, se deberá lavar el recipiente con detergente, enjuagarse con agua potable y finalmente con agua destilada. A menos que se vaya a usar el recipiente de inmediato, se lo deberá dejar en posición invertida sobre un trapo limpio con la finalidad de que se seque.

A.4.4. Ejecución de la prueba

- a. La temperatura de ambos, muestra y tensiometro, deberán ser la misma, preferiblemente $25^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$.

- b. Llene el recipiente del tensiometro con agua destilada.

- c. Elimine el aire existente dentro del recipiente del tensiometro y acóplelo al tensiometro.

- d. Coloque el aceite de la muestra en el vaso de precipitación, por lo menos 1 plg (25.4 mm). Coloque el recipiente sobre la base del tensiometro para el efecto, de manera que el orificio de la aguja este inmerso aproximadamente $\frac{1}{2}$ plg (12.7 mm).

- e. Anote la lectura de inicial de la escala; enseguida expulse una gota de tanteo. Anote la diferencia entre la lectura actual y la anterior. Por ningún motivo gire en sentido contrario el pistón del tensiometro, ya que introducirá aceite en el recipiente con agua destilada, contaminándolo.

- f. Expulse cerca de $\frac{3}{4}$ del volumen de agua del recipiente, párrafo e, y permita que esta gota permanezca suspendida por cerca de 30 seg (envejeciéndose).

- g. Expulse lentamente suficiente agua para provocar que caiga la gota en forma tal que el tiempo total quede comprendido entre 45 y 60 seg.

- h. Anote el volumen de agua en la gota en términos de las unidades de escala. Esta lectura nos dará la tensión interfacial de la muestra de aceite.

A.5. PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

A.5.1. Métodos recomendados

Para el desarrollo de esta prueba se utilizara en conjunto el método recomendado por la compañía Doble Engineering Corp con el método ASTM D-924.

A.5.2. Equipo empleado

- a. En la actualidad existen una variedad de equipos para realizar la prueba del Factor de potencia de un aceite dieléctrico, los cuales pueden encontrarse tanto en el mercado nacional como internacional. Algunas de las compañías que fabrican estos equipos son: Doble Engineering Corp, Avo – Biddle, Megabras, Nansen, entre otras. La figura A.5 muestra un medidor de factor de potencia de aislamiento marca Biddle.

- b. Celda especial, que es esencialmente un capacitor en el cual el aceite es el dieléctrico. La figura A.6 muestra un modelo de la celda de prueba.

A.5.3. Toma de muestra

Para la toma de la muestra se sigue el mismo procedimiento efectuado para la prueba de rigidez dieléctrica, según numeral A.2.3.

A.5.4. Precauciones para la ejecución de la prueba

- a. Antes de realizar las mediciones, el interior de la celda y las superficies que encajan deberán ser limpiadas con un trapo suave, libre de pelusas, humedecido con un solvente desengrasante. Cuando se limpia y llena la celda se debe tener extremo cuidado de no arañar el electrodo, el anillo de resguardo o el interior del recipiente. Cualquier arañazo producirá áreas de elevado estrés pudiendo ocasionar una prueba incorrecta.

- b. La celda debe ser desarmada simplemente sosteniendo la sección de la base y girando la sección superior en



FIGURA A.5 MEDIDOR DE FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO MARCA BIDDLE



FIGURA A.6. CELDA PARA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DE ACEITES DIELECTRICOS, SEGÚN NORMA ASTM D-924

sentido antihorario (refiérase a la figura A.7). Cuando arme la celda no ajuste excesivamente sus partes.

- i. Algo muy importante que se debe tener en cuenta es que la celda es pequeña y usa solamente 20 ml de aceite para la prueba. Por lo tanto, la limpieza de la celda es muy importante para obtener resultados confiables.

A.5.5. Ejecución de la prueba

Para la ejecución de la prueba se sigue el siguiente procedimiento:

- a. Se debe tener listo y en condiciones de prueba el equipo de medición de factor de potencia.
- b. Llenar la celda de prueba con el aceite a ser probado, hasta una altura aproximada de $\frac{3}{4}$ " del tope superior, para luego tapar la celda apropiadamente.

- c. Colocar la celda en una superficie aislante plana, nivelada, evitando que la superficie del líquido quede a desnivel, para luego dejar reposar la muestra por un periodo de 5 minutos.

- d. Realizar las conexiones del equipo a la celda de prueba de acuerdo a la figura A.7. Se conecta el gancho del cable de alta tensión a la manija de la celda, el terminal de baja tensión al cilindro metálico de la celda y el cable de guarda del cable de alta tensión al tornillo de guarda de la celda.

- e. Una vez hechas las conexiones, se prepara los controles del equipo de medición de factor de potencia y se energiza la celda de prueba que contiene el aceite a probarse.

- f. Se procederá a leer los valores obtenidos de los voltios-amperios de carga obtenidos y las pérdidas en vatios del aceite bajo prueba. Con estos valores se

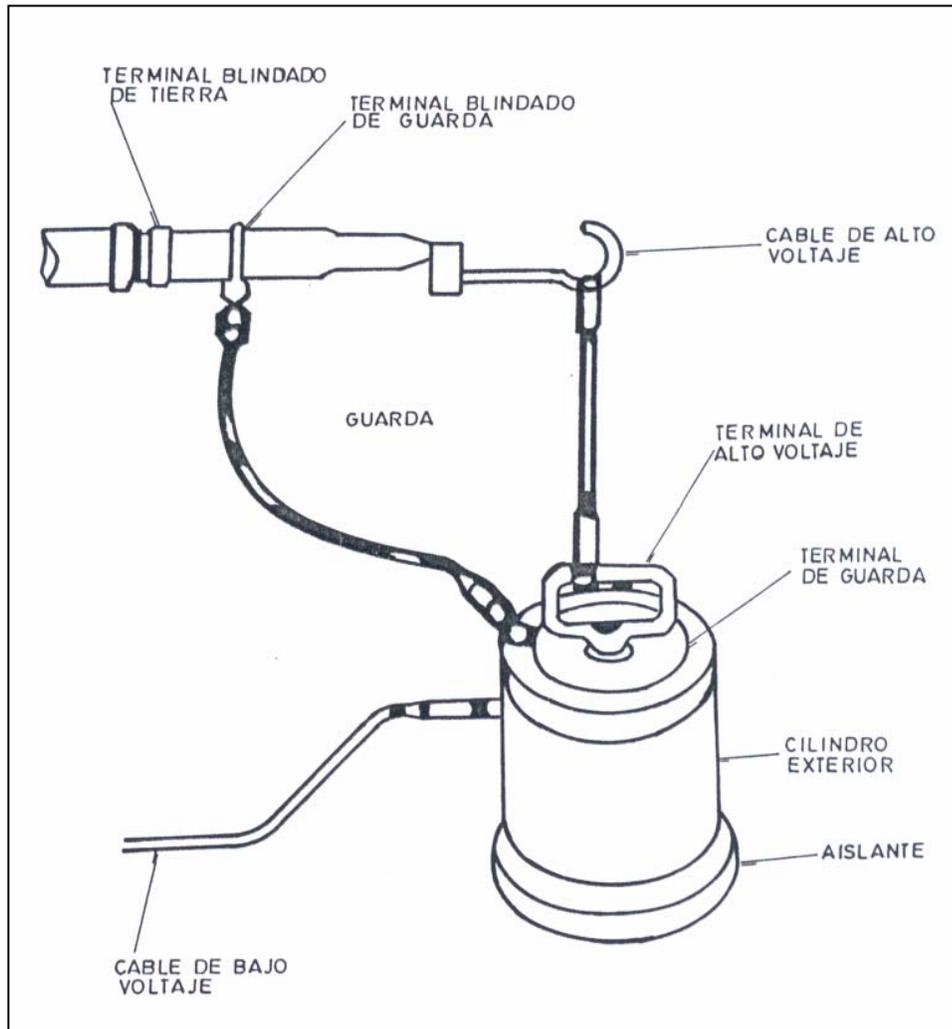


FIGURA A.7 CONEXIONES PARA LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DEL ACEITE DIELECTRICO

calcula el factor de potencia de acuerdo a la siguiente

formula:

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

Inmediatamente después de que la muestra ha sido probada, en la misma celda de prueba deberá tomarse la temperatura del aceite con al finalidad de corregir el valor del factor de potencia obtenido a la temperatura base de 20°C (refiérase a la tabla XVII para los factores de corrección por temperatura).

A.6. PRUEBA DE COLOR

A.6.1. Método recomendado

Para el desarrollo de esta prueba se empleara el método ASTM D-1500.

A.6.2. Equipo empleado

- a. Colorímetro. Es un equipo especial que posee discos con los colores normalizados por la ASTM, listados desde el 0.5 al 8 en intervalos de 0.5 unidades. Este aparato posee un compartimiento que permite sostener el recipiente que contiene la muestra de aceite mientras se

Factores de correccion a 20°C del Factor de potencia de Aceites Aislantes			
Temperatura (°C)	Factor de corrección	Temperatura (°C)	Factor de corrección
10	1,38	35	0,51
14	1,24	37	0,47
16	1,16	38	0,45
18	1,08	39	0,44
20	1,00	40	0,42
21	0,96	42	0,38
22	0,91	44	0,36
23	0,87	46	0,33
24	0,83	48	0,3
25	0,79	50	0,28
26	0,76	52	0,26
27	0,73	54	0,23
28	0,70	56	0,21
29	0,67	58	0,19
30	0,63	60	0,17
31	0,60	64	0,15
32	0,58	68	0,13
33	0,56	70	0,12
34	0,53		

TABLA XVII

realiza la comparación de los colores. La figura A.8 muestra un colorímetro que posee los colores ASTM.



FIGURA A.8 COLORIMETRO CON COLORES ASTM

- b. Recipiente para contenido de muestra. Se utilizara un tubo de ensayo con fondo plano, con un diámetro entre 30 y 33.5 mm y con una altura entre 115 y 125 mm.

A.6.3. Precauciones para la ejecución de la prueba

La principal actividad que deberá realizarse antes de realizar la prueba es la limpieza del tubo de ensayo donde ira contenida la muestra de aceite para el análisis, el cual podrá ser enjuagado con una pequeña cantidad del aceite a ser probado.

A.6.4. Ejecución de la prueba.

- a. Coloque una cantidad del aceite de muestra en el tubo de ensayo hasta obtener un nivel de aceite de por lo menos 50 mm de altura en el tubo.
- b. Coloque el tubo de ensayo con aceite en el compartimiento del colorímetro para el efecto.
- c. Encienda una fuente de luz y con ayuda de ella compare el color de la muestra de aceite con los colores del colorímetro.

A.6.5. Reporte de valores obtenidos

- a. Se reportara como el color de la muestra el que coincida con alguno de los colores del colorímetro, por ejemplo; “color 7.5 ASTM”.

- b. Si el color de la muestra se encuentra intermedio entre dos de los colores del colorímetro, se reportara el color mas oscuro de los precedido de una letra L, por ejemplo; “color L7.5 ASTM”.

- c. Si el color de la muestra es mayor que 8, según los colores en el colorímetro, se reportara el numero 8 precedido de una letra D, es decir: “color D8 ASTM”.

A.7. PRUBA DE CONTENIDO DE HUMEDAD

La prueba de contenido de humedad es exclusivamente realizada en Laboratorios Químicos e indica la cantidad de agua en partes por millón (p.p.m), que esta presente en el aceite.

El método más común para determinar el contenido de humedad en un aceite dieléctrico es el de Karl Fisher - ASTM D-1533. Puede verse en las normas ASTM el desarrollo de este método.

A.8. PRUEBAS DE GRAVEDAD ESPECIFICA E INSPECCION VISUAL

El método comúnmente empleado para determinar la gravedad específica de un aceite dieléctrico es el ASTM D-1298. Mientras que para realizar una inspección visual del estado del aceite se utilizara el método ASTM D-1524. Ambos métodos pueden ser consultados en el volumen de las normas ASTM con el título "Electrical Insulating Liquids and Gases; Electrical Protective Equipment".

A.9. CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA TOMA DE MUESTRAS

Con el objeto de obtener una muestra representativa del aceite, de la cual se puedan obtener resultados confiables al realizar las pruebas, se aceptara el procedimiento recomendado por la norma ASTM D-923 para el muestreo de aceite. Algunas consideraciones generales para la toma de muestra de aceite se dan a continuación:

- La muestra de aceite deberá ser tomada desde el fondo del tanque, a través de la válvula de muestreo.

- El recipiente para la muestra deberá ser preparado, de tal manera que quede libre de contaminantes y humedad.

- La muestra deberá ser tomada en un día seco cuando la temperatura del aceite sea mayor que la del ambiente; lo anterior con al finalidad de evitar que exista condensación en el aceite.

- Se deberá limpiar cuidadosamente la válvula de muestreo, realizando para el efecto un drenaje previo con una pequeña cantidad de aceite para eliminar todo posible contaminante.

- No se deberá tomar muestras de aceite si al humedad relativa del ambiente es mayor a 50%. De la misma manera, no se deberá tomar muestras de aceite si esta lloviendo.

- Se evitará el contacto del recipiente para muestras en su parte interior con la válvula de muestreo, con los dedos u otros cuerpos extraños.

- Se deberá enjuagar el recipiente para pruebas por lo menos una vez con el aceite que se va a investigar.

La tabla XVIII posee los valores límites para mantener un control preventivo del estado del aceite de un transformador.

A.10. PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS

A.10.1. Equipo empleado

En la actualidad existen una variedad de equipos para realizar la prueba del Factor de potencia de los devanados de un transformador, los cuales pueden encontrarse tanto en el mercado nacional como internacional. Algunas de las compañías que fabrican estos equipos son: Doble Engineering Copr, Avo – Biddle, Megabras, Nansen, entre otras. En la figura A.5 se muestra un medidor de factor de potencia de aislamiento marca Nansen.

A.10.2. Precauciones para la ejecución de la prueba

Para la ejecución de esta prueba se deberán tener en cuenta las siguientes precauciones:

- a. Se deberá verificar que el transformador esta totalmente desenergizado y aislado del sistema.

Pruebas	Aceite nuevo		Satisfactorio		A reacondicionar		A recuperar		Luego de tratamiento	
	En tanques	En equipo	<= 69KV	<= 230KV y >69 KV	<= 69KV	<= 230KV y >69 KV	<= 69KV	<= 230KV y >69 KV	<= 69KV	<= 230KV y >69 KV
<i>Rigidez dielectrica</i> ASTM D1816 0,04" : 0,081" :	> 26 -	> 30 > 48	> 23 > 34	> 26 > 45	- -	20 - 24 40 - 48	- -	< 20 < 40	> 38 -	> 38 > 50
<i>Rigidez dielectrica</i> ASTM D877 KV	> 30	> 30	> 26	> 30	24	25 - 30	< 22	< 25	> 28	-
<i>Factor de potencia</i> ASTM D924 25°C %	< 0,05	< 0,1	< 0,5	< 0,5	0,5 - 1,0	> 1,0	> 1,0	> 1,0	< 0,5	< 0,5
<i>Tension interfacial</i> ASTM D971 dynas/cm	> 40	> 36	> 25	> 26	21	< 21	< 20	< 20	> 40	> 40
<i>Color</i> ASTM D1500	< 0,5	< 1,0	< 2,0	< 2,0	2,0 - 4,0	2,0 - 4,0	> 4,0	> 4,0	< 1,0	< 1,0
<i>Contenido de humedad</i> ASTM D1533 ppm	< 30	< 20	< 35	< 25	35	> 35	> 40	< 20	< 10	< 10
<i>Acidez</i> ASTM D974 mgKOH/g	< 0,03	< 0,09	< 0,2	< 0,15	0,4	> 0,4	> 0,4	> 0,4	< 0,15	< 0,15

TABLA XVIII

- b. En lo posible se dejara que el transformador se enfríe hasta alcanzar una temperatura cercana a la del ambiente, de manera que los valores obtenidos sean más confiables.
- c. Se deberá desconectar todas las conexiones del transformador, es decir, retirar de los terminales de los bushings todos los conductores o barras, tanto del lado de la fuente de potencia como del lado de la carga.
- d. Se pondrá a tierra momentáneamente los terminales del transformador para eliminar las cargas residuales.
- e. Se desconectara la tierra del neutro de cada devanado. Así mismo, el tanque del transformador deberá quedar aterrizado.
- f. Se deberá cortocircuitar los terminales de cada devanado y se dejara aterrizado el tanque del transformador.

- g. El voltaje de prueba no deberá exceder de la tensión nominal fase-fase para devanados conectados en delta o fase-neutro para devanados conectados en estrella.

A.10.3. Ejecución de la prueba.

Para la ejecución de la prueba deberán seguirse los siguientes pasos:

- a. Se deberá tener listo y en condiciones de prueba el equipo de medición de factor de potencia.

- b. Se deberá realizar las conexiones del equipo a los devanados a probarse, de acuerdo a las tablas XX y XXI, según sea un transformador de dos o tres devanados, tal como se indica en las figuras A.9 y A.10. En las figuras A.11 y A.12 se muestran algunas conexiones de las tablas XX y XXI

- c. Los valores obtenidos de acuerdo a las conexiones indicadas deberán ser corregidos, si fuese necesario, a la temperatura de 20°C para efecto comparación. Los

valores para corrección por temperatura del factor de potencia de devanados se incluyen en la tabla XIX.

Temperatura de prueba (°C)	Factor de correccion
10	0,80
15	0,90
20	1,00
25	1,12
30	1,25
35	1,40
40	1,55
45	1,75
50	1,95
55	2,18
60	2,42
65	2,70
70	3,00

Nota: Para realizar la corrección del factor de potencia por temperatura se debe dividir el valor obtenido en la prueba para el factor de corrección, de acuerdo a la temperatura a la que fue realizada la prueba.

TABLA XIX

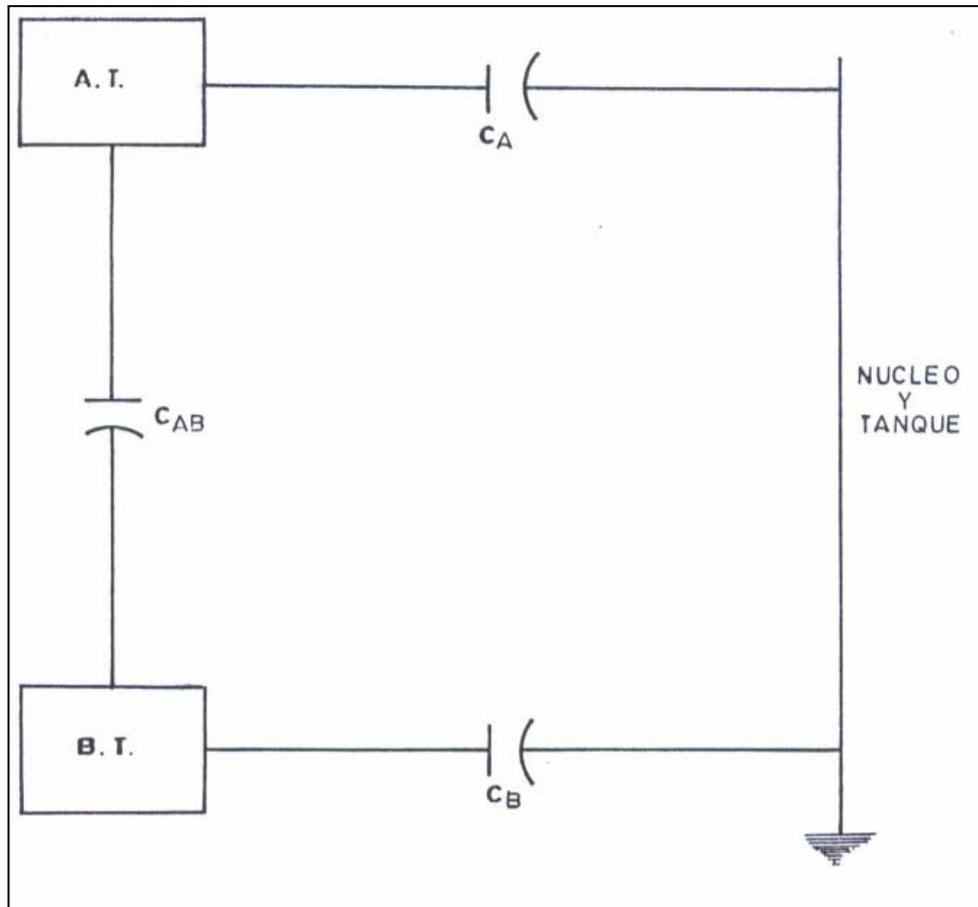


FIGURA A.9 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS

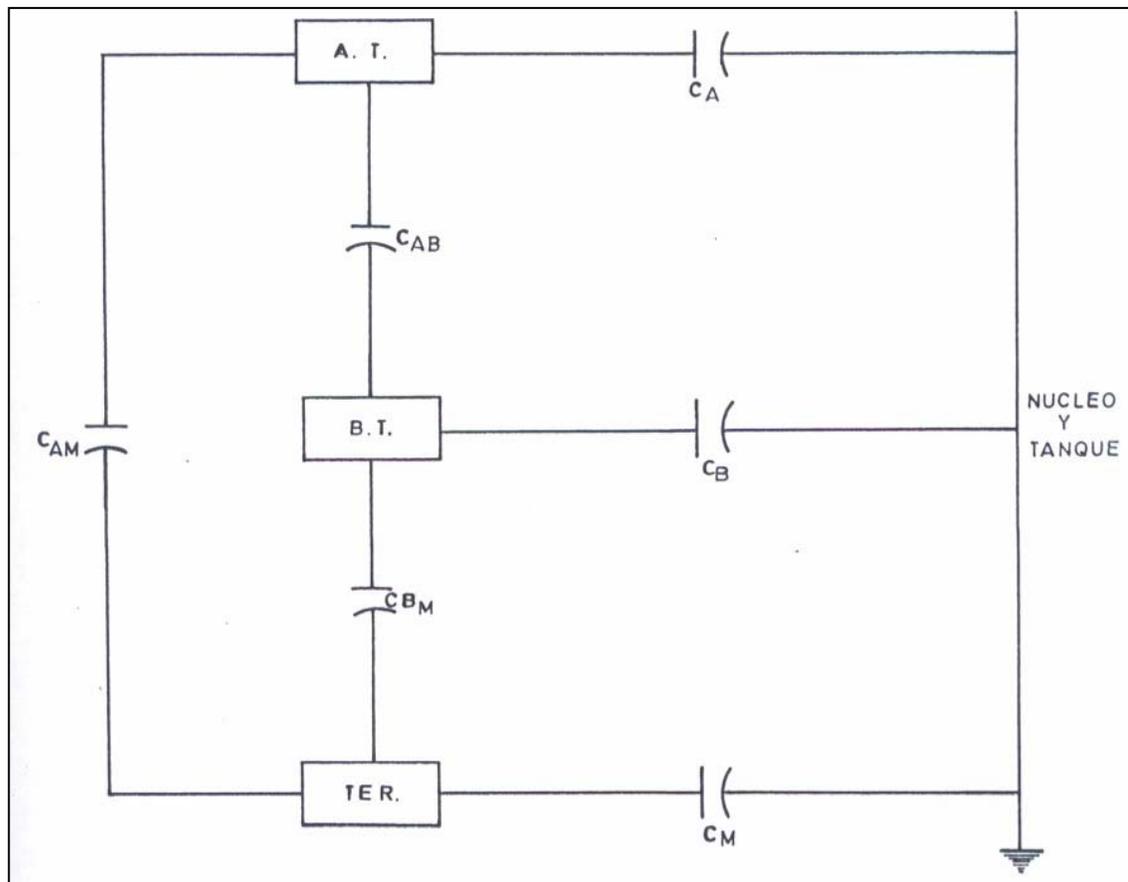


FIGURA A.10 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS

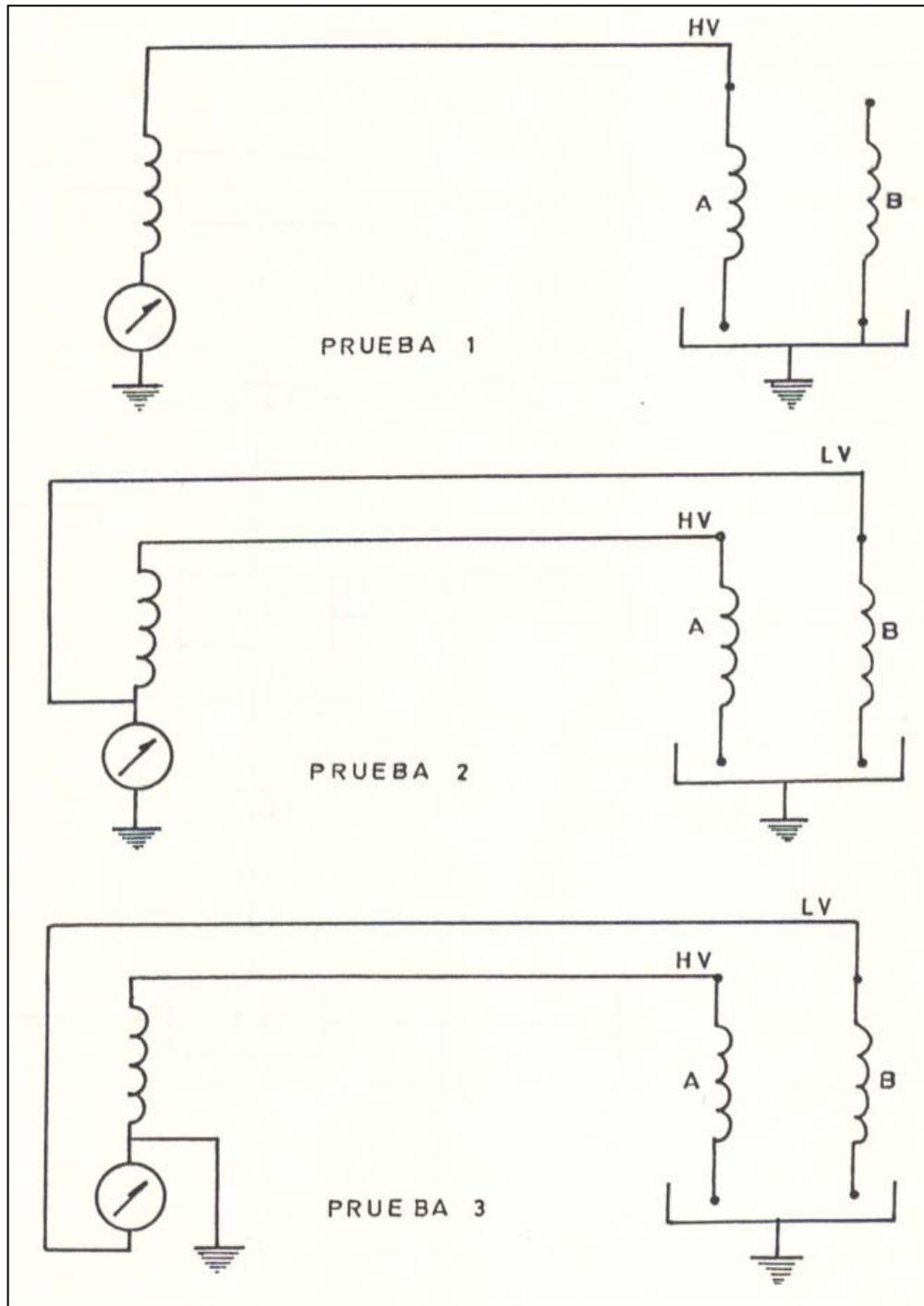
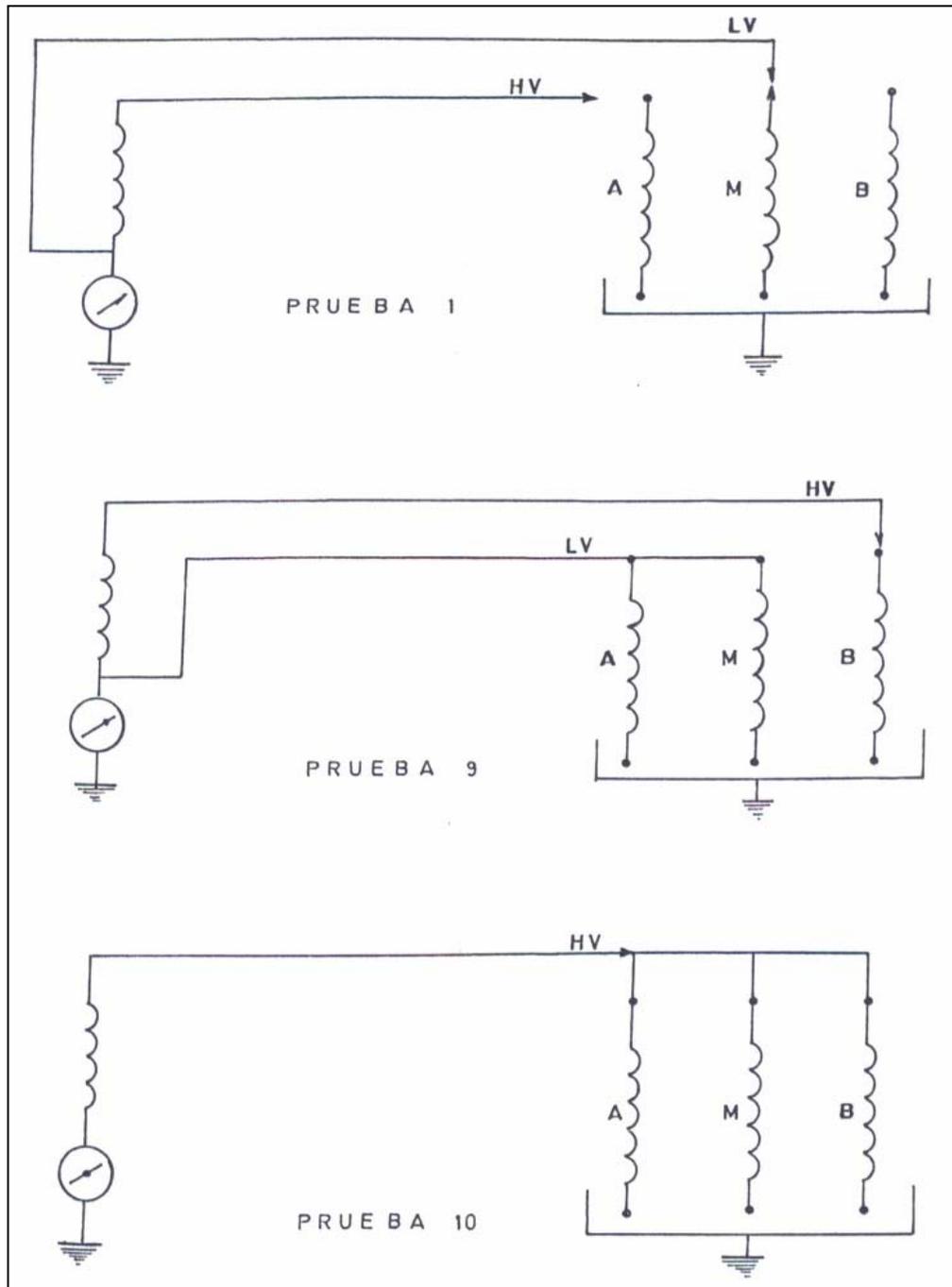


FIGURA A.11 CONEXIONES PARA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DE DOS DEVANADOS.

FIGURA A.12 CONEXIONES PARA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DE TRES DEVANADOS.



Conexiones para pruebas de factor de potencia en transformadores de dos devanados				
Prueba	Conexion del equipo al transformador		Posicion del selector LV	Aislamiento medido
	Cable HV del equipo	Cable LV del equipo		
1	Alta	Baja	Tierra	CA+CBA
2	Alta	Baja	Guarda	CA
3	Alta	Baja	UST	CAB
4	Baja	Alta	Tierra	CB+CAB
5	Baja	Alta	Guarda	CB
6	Alta-Baja	Carcaza	Tierra	CA+CB

TABLA XX

Conexiones para pruebas de factor de potencia en transformadores de tres devanados					
Prueba	Conexion del equipo al transformador		Devanado aterrizado aparte	Posicion del selector LV	Aislamiento medido
	Cable HV del equipo	Cable LV del equipo			
1	Alta	Media	Baja	Guarda	CA+CAB
2	Alta	Media	Baja	UST	CAM
3	Alta	Media+baja	-	Guarda	CA
4	Alta	Baja	Media	UST	CAB
5	Media	Alta	Baja	Guarda	CM+CMB
6	Media	Baja	Alta	UST	CMB
7	Media	Alta+baja	-	Guarda	CM
8	Media	Baja	Alta	Guarda	CM+CAM
9	Baja	Alta+Media	-	Guarda	CB
10	Alta-media-baja	Carcaza	-	Tierra	CA+CM+CB

TABLA XXI

A.11. PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DE PASATAPAS

A.11.1. Equipo empleado

En la actualidad existen una variedad de equipos para realizar la prueba del Factor de potencia de los bushings de un transformador, los cuales pueden encontrarse tanto en el mercado nacional como internacional. Algunas de las compañías que fabrican estos equipos son: Doble Engineering Copr, Avo – Biddle, Megabras, Nansen, entre otras. En la figura A.5 se muestra un medidor de factor de potencia de aislamiento marca Nansen.

A.11.2. Método recomendado

Se utilizará los siguientes métodos recomendados por la Compañía Doble Engineering:

- a. Método UST (Ungrounded Specimen Test = prueba de muestra no puesta a tierra). En este método se aísla el bushing con respecto a tierra, eliminando el aislamiento de los devanados, los efectos de las capacitancias parásitas entre el conductor del bushing y tierra. Es eliminada también la superficie de fuga de la porcelana.

Con este método solamente se mide el factor de potencia del bushing, es decir, el aislamiento entre el conductor del bushing y el tap de prueba; en caso contrario se medirá el aislamiento entre el conductor del bushing y tierra. Concretamente, se mide la condición del aislamiento principal del bushing.

El conductor del bushing es energizado por el terminal HV y el terminal LV, que está con el selector en UST, se conecta al tap de prueba. En caso de que el bushing no posea tap de prueba, el terminal LV se conectará al flange inferior del bushing, el mismo que deberá estar aislando de la cubierta.

- b. Método GST (Grounded Specimen Test = Prueba de muestra a tierra). En este método el conductor del bushing es energizado por el terminal HV y el terminal LV, que está con el selector en GST, se conecta al tap de prueba. En caso de que el bushing no posea tap de prueba, el terminal LV se aterrizará.

- c. Método del collar caliente. Este método consiste en aplicar uno o más collares (bandas metálicas o de hule semiconductor) alrededor del bushing por debajo de las faldas del mismo, aterrizando el conductor central del bushing y aplicando el voltaje de prueba entre el collar o collares y tierra.

Este método es empleado cuando se obtengan resultados dudosos con los dos métodos anteriores, o cuando la ejecución de los mismos sea imposible de realizarla.

Con el método del collar caliente se puede detectar niveles bajos de aceite o compound. Este método localiza también espacios vacíos, deterioro progresivo o contaminación a lo largo de la longitud de los bushings llenos de compuesto.

A.11.3. Precauciones para la ejecución de la prueba

Para la ejecución de esta prueba se deberán tener en cuenta las siguientes precauciones:

- a. El bushing debe estar completamente aislado.

- b. Para efectuar la prueba se debe asegurar que la humedad relativa en el ambiente sea menor al 70%.

- c. Se deberá limpiar minuciosamente la porcelana del bushing con un solvente para el efecto, con la finalidad de retirar de la superficie de la porcelana cualquier contaminante residual posible. Luego de la limpieza con el solvente se deberá secar el bushing con un paño limpio y seco que no deje pelusas.

- d. El voltaje de prueba en la toma esta condicionada si la toma es exclusiva para medición de factor e potencia o toma capacitiva, por lo que hay que verificar cual es el voltaje permitido para la ejecución de la prueba. De acuerdo con algunos fabricantes de bushings se tiene los siguientes valores de voltajes a aplicar: 2000, 500 y 250 Voltios.

A.11.4. Ejecución de la prueba.

a. Conectar el equipo de factor de potencia al bushing bajo prueba de acuerdo a las figuras A.13, A.14 y A.15, usando el método más conveniente.

b. Los valores obtenidos de mVA y mW deberán ser anotados y posteriormente corregidos en la forma siguiente:

$$mVA' = 0.16 (mVA \text{ medidos}) (KV \text{ prueba})^2$$

$$mW' = 0.16 (mW' \text{ medidos}) (KV \text{ prueba})^2$$

y el cálculo del factor de potencia se lo realizará con la siguiente fórmula

$$\% F.P = (mW'/mVA') * 100$$

La corrección anterior se la realizará siempre y cuando el voltaje de prueba que ha sido utilizado sea menor a 2.5 KV, ya que la capacitancia del bushing así lo requiere.

c. Los resultados de la prueba serán corregidos a la temperatura base de 20°C usando factores de corrección de la tabla XXII.

Temperatura (°C)	Aisladores						
	General electric		Westinghouse Lapp		Ohio Brass		
	Clase		Clase		Clase		
	LC	U	S	POC	L	GK	LK
0	1,00	1,02	1,61	1,00	1,29	0,90	0,85
5	1,00	1,02	1,40	1,00	1,22	0,91	0,83
10	1,00	1,01	1,23	1,00	1,16	0,93	0,92
15	1,00	1,00	1,11	1,00	1,07	0,96	0,96
20	1,00	1,00	1,00	1,00	1	1,00	1,00
25	0,99	1,00	0,90	1,00	0,93	1,05	1,05
30	0,96	0,99	0,81	1,00	0,86	1,11	1,10
35	0,94	0,99	0,72	1,00	0,79	1,16	1,15
40	0,89	0,98	0,64	1,00	0,72	1,21	1,18
45	0,84	0,98	0,57	1,00	-	1,25	1,21
50	0,80	0,97	0,51	1,00	-	1,29	1,22
56	0,77	0,96	0,47	1,00	-	1,33	1,22
60	0,74	0,96	0,45	1,00	-	1,35	1,21
66	0,70	-	0,42	-	-	-	-
68	0,69	-	0,41	-	-	-	-
70	0,66	-	0,40	-	-	-	-
72	-	-	-	-	-	-	-
76	-	-	-	-	-	-	-
78	-	-	-	-	-	-	-
80	-	-	-	-	-	-	-

TABLA XXII

- d. Si los pasatapas son de procedencia distinta a la que se indica en la tabla XXII, los valores obtenidos en la prueba de factor de potencia no deberán ser corregidos.

Según criterio de la Doble Engineering, la tabla XXIII incluye algunos valores que permiten determinar el estado de los bushings de un transformador en función de las pérdidas dieléctricas.

Tensión de prueba (KV)	Perdidas	Evaluación
	Hasta 3,0 mW	Bueno
2,5	De 3,0 a 6,0 mW	Investigar
	Sobre 6,0 mW	Malo
	Hasta 0,05 mW	Bueno
10	De 0,05 a 0,1 mW	Investigar
	Sobre 0,1 mW	Malo

TABLA XXIII

A.12. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

A.12.1. Equipo empleado

El equipo a utilizarse para el desarrollo de esta pruebas es un medidor de resistencia de aislamiento, llamado comúnmente Megger, con un

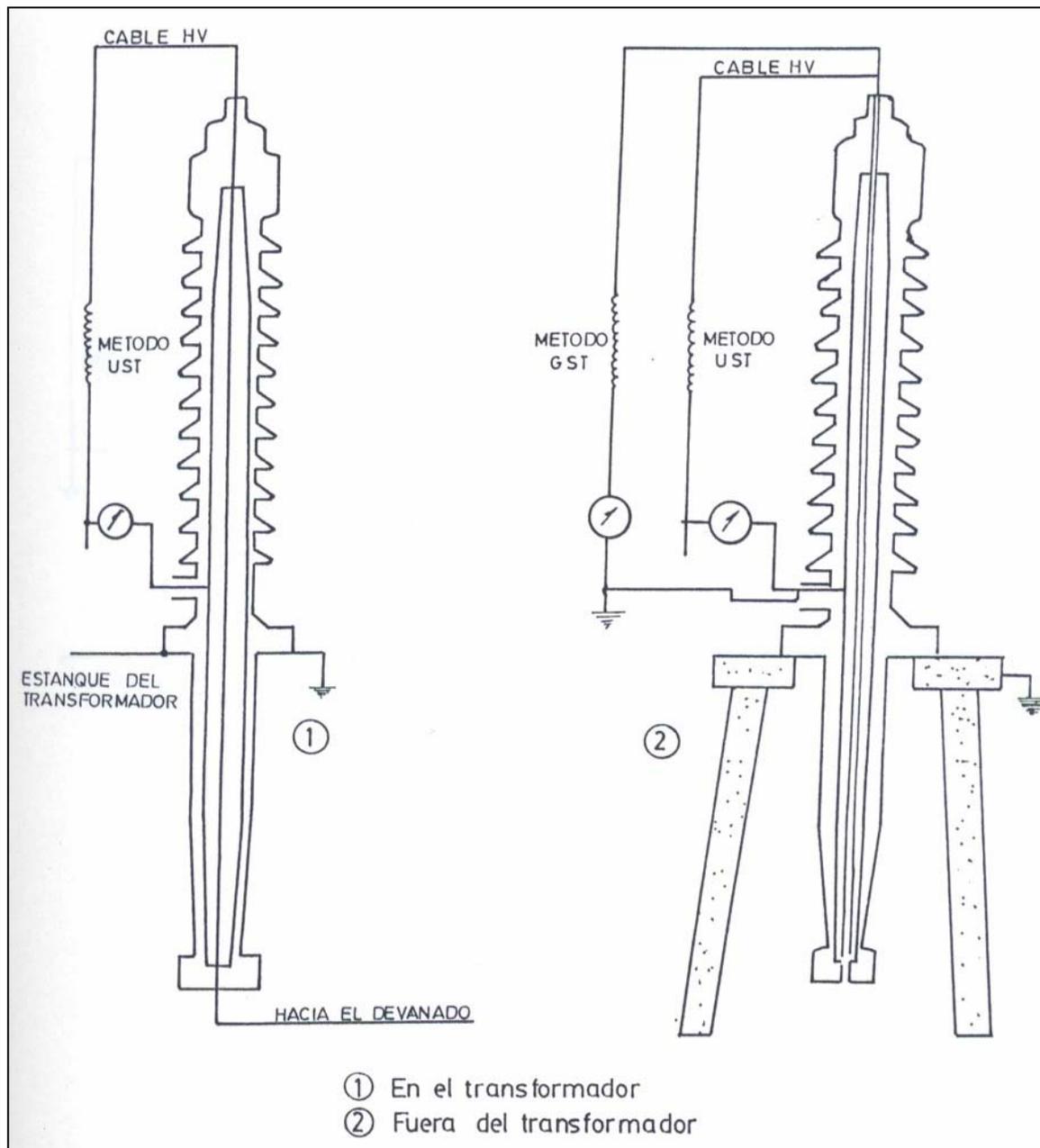
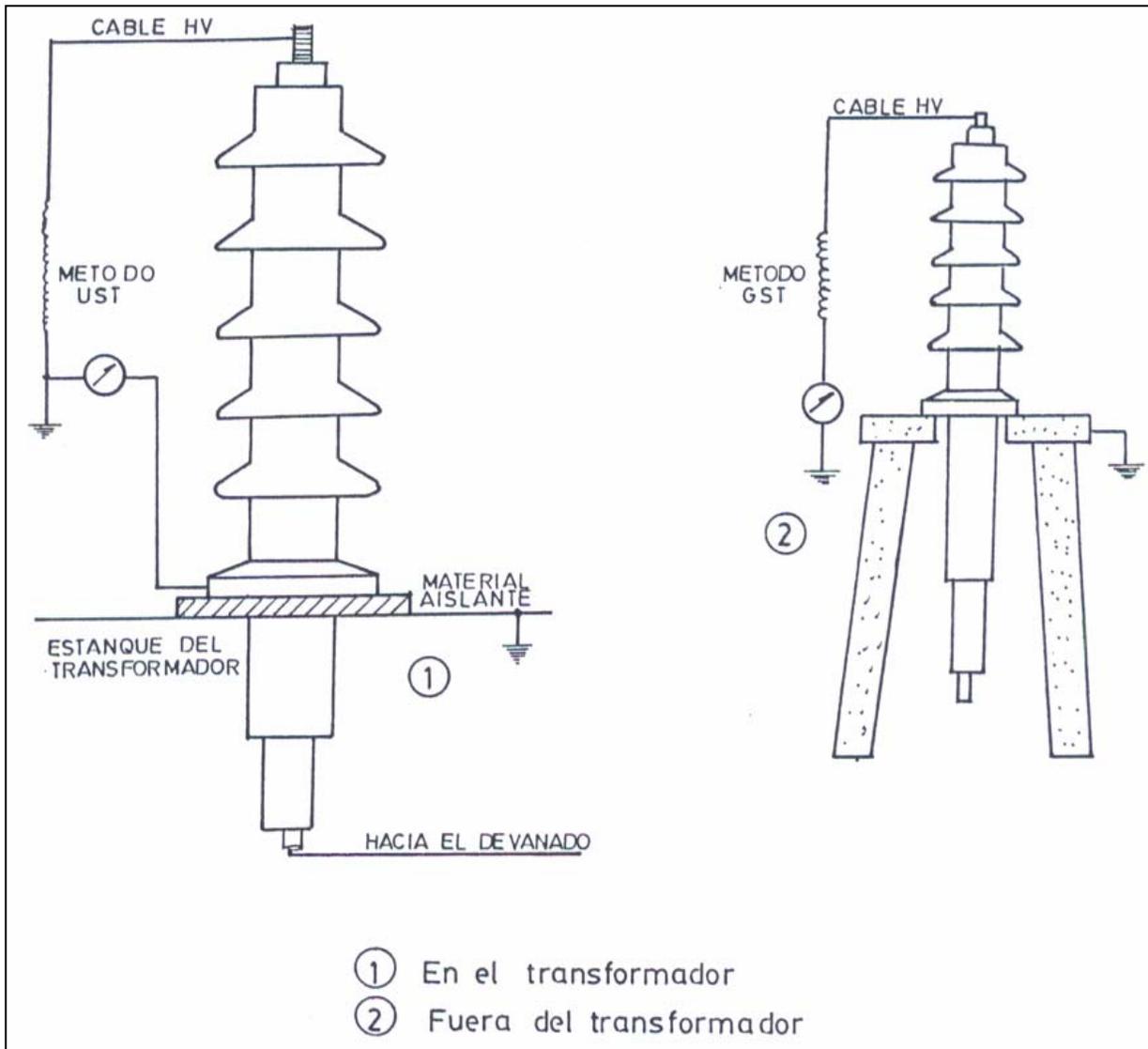


FIGURA A.13 CONEXIONES PARA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA EN PASATAPA CON TAP

FIGURA A.14 CONEXIONES PARA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA EN BUSHING SIN TAP



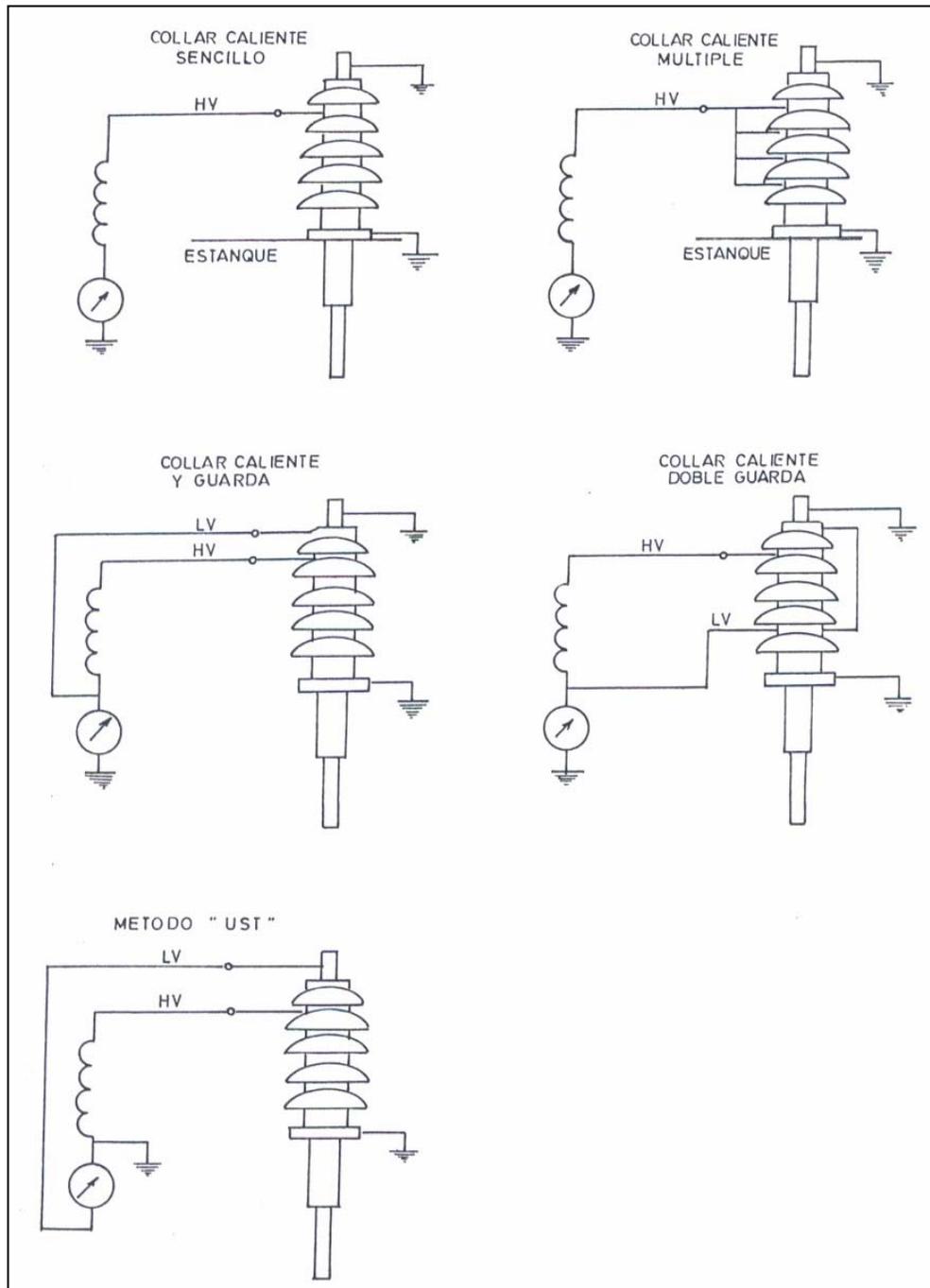


FIGURA A.15 CONEXIONES PARA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA EN BUSHING DE ACUERDO AL MÉTODO DEL COLLAR CALIENTE

voltaje de prueba de por lo menos 1 KV. En la figura A.16 se puede observar un Megger de 15 KV marca Megabras.

A.12.2. Método recomendado

Para la realización de esta prueba se utilizara el método Tiempo-resistencia también llamado Absorción dieléctrica, el cual consiste en aplicar un voltaje de prueba durante un periodo de 10 minutos, registrando las lecturas de 15, 30, 45 y 60 segundos juntos con las lecturas de 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, y 10 minutos.

A.12.2. Consideraciones generales

Se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a. No se realizará la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores que estén abiertos, que no estén sellados o que estén con el respiradero abierto en un ambiente con humedad elevada.

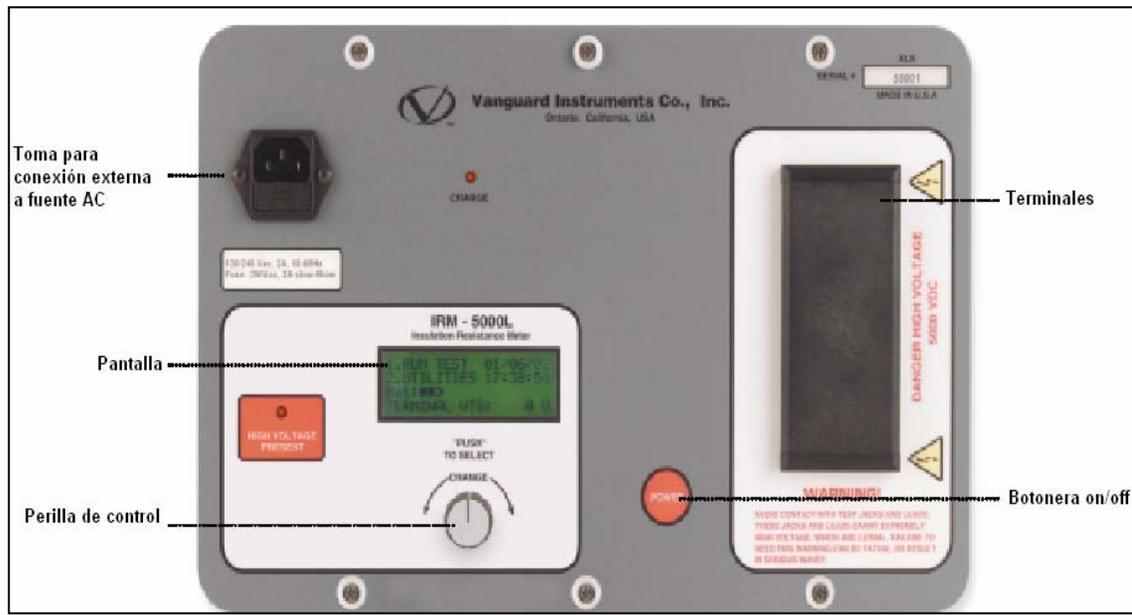


FIGURA A.16 MEGGER DE 5KV MARCA VANGUARD INSTRUMENTS

- b. La prueba no deberá ser realizada cuando el transformador se encuentre bajo vacío, ya que se reduce la resistencia de aislamiento del aire.
- c. Cuando el aceite ha sido drenado del tanque del transformador no se deberá realizar la prueba, ya que el valor de la resistencia de aislamiento de un devanado tomado con el transformador lleno de aceite es $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ del valor tomado en el aire.

- d. En caso de que el neutro de un devanado este solidamente aterrizado y que no se pueda sacar su conexión de tierra, la resistencia de aislamiento no podrá ser medida.

A.12.3. Precauciones para la ejecución de la prueba

Para la realización de la prueba se deberá tener en cuenta las siguientes precauciones:

- a. Se deberá verificar que el transformador esta completamente desenergizado.
- b. Se deberá desconectar todas las conexiones al transformador, es decir, retirar los conductores y/o barras de los terminales de los bushings, tanto del lado de alta tensión como del lado de baja tensión.
- c. Se deberá aterrizar los terminales de los bushings del transformador con la finalidad de eliminar las cargas residuales.

- d. Se deberá retirar la tierra del neutro de cada devanado y asegurarse de que el tanque quede aterrizado.
- e. Se deberá cortocircuitar cada devanado del transformador en los terminales de los bushings con su terminal de neutro correspondiente, si o tuviere.
- f. Antes de comenzar las mediciones se deberá limpiar la porcelana de los bushings, quitando polvo, suciedad, etc.
- g. Se deberá colocar el Megger en una base firme, bien nivelada y se verificara que la aguja se deflecta hasta el infinito.
- h. La prueba solo se la podrá realizar si la humedad relativa del ambiente es menor a 75%.

- i. Los cables de prueba no deberán tocarse entre sí, ni tocar ningún otro elemento de la instalación.

A.12.4. Ejecución de la prueba

- a. Conectar el Megger al transformador de acuerdo a las tablas XXIV y XXV. Es recomendable que con la finalidad de reducir el gradiente de temperatura se realicen las mediciones por lo menos una hora después de haber quedado desenergizado el transformador.

Conexiones para prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de dos devanados				
Prueba	Línea (L)	Tierra (E)	Guarda (G)	Resistencia de aislamiento medida
1	Alta	Carcaza	Baja	RA
2	Alta	Baja	Carcaza	RAB
3	Baja	Carcaza	Alta	RB
4	Alta+Baja	Carcaza	-	RA // RB

TABLA XXIV

Conexiones para prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de tres devanados				
Prueba	Linea (L)	Tierra (E)	Guarda (G)	Resistencia de aislamiento medida
1	Alta	Carcaza	B+M	RA
2	Alta	Media	B+C	RAM
3	Alta	Baja	M+C	RAB
4	Media	Carcaza	A+B	RM
5	Media	Baja	A+C	RMB
6	Baja	Carcaza	A+M	RB
7	A+M+B	Carcaza	-	RA//RM//RB

TABLA XXV

- c. Se usará el máximo voltaje de prueba del Megger, tomando en cuenta el voltaje nominal del devanado del transformador bajo prueba.
- d. Los resultados de la prueba, es decir las lecturas de los 10 minutos, deberán ser corregidas a la temperatura base (20°C) por medio de los factores de corrección de la tabla XXVI.

En el caso de que no se posean valores de resistencia de aislamiento anteriores, es aconsejable calcular los valores mínimos de la resistencia de aislamiento y compararlos con los obtenidos

Factores de corrección de temperatura a 20°C para prueba de resistencia de aislamiento de transformadores en aceite							
Temperatura °C	Factor de corrección	Temperatura °C	Factor de corrección	Temperatura °C	Factor de corrección	Temperatura °C	Factor de corrección
0	0,250	2	0,290	4	0,334	6	0,380
8	0,440	10	0,500	12	0,580	14	0,665
16	0,765	18	0,875	20	1,000	22	1,145
24	1,310	26	1,510	28	1,730	30	1,980
32	2,280	34	2,620	36	3,000	38	3,440
40	3,950	42	4,500	44	5,220	46	5,980
48	6,850	50	7,850	52	9,100	54	10,400
56	12,050	58	13,800	60	15,850	362	18,200
64	21,000	66	24,200	68	27,700	70	31,750
72	36,400	73	39,600	74	41,700	75	44,700
76	48,730	77	52,200	78	56,000	80	63,750

TABLA XXVI

en la prueba. Para el efecto, se podrá emplear la siguiente formula dado por la Biddle Instruments, fabricante del Megger:

$$R = \frac{CE}{\sqrt{KVA}}$$

donde

R = Resistencia de aislamiento en megaohmios medida durante un minuto entre el devanado bajo prueba y tierra, con el otro devanado u otros devanados en guarda, o entre devanados con el núcleo aterrizado.

C = Constante para medidas a 20°C. (1.5 para transformadores en aceite)

E = Voltaje nominal del devanado bajo prueba, fase-fase para conexiones delta y fase-neutro para conexiones estrella.

KVA = Capacidad nominal del devanado bajo prueba

La formula anterior es aplicable cuando en un transformador trifásico sus devanados son probados individualmente. Para el caso en que los devanados sean probados como uno solo se tendrá que:

E = Voltaje nominal de uno de los devanados bajo prueba, fase-fase para conexiones delta y fase-neutro para conexiones estrella.

KVA = Capacidad nominal total del devanado bajo prueba, es decir potencia nominal del transformador

Adicionalmente a los valores calculados de la formula anterior, los valores obtenidos en al realizar la prueba pueden ser comparados con los dados por la Westinghouse Electric Co. en base a la experiencia en el diseño y fabricación de transformadores que ellos poseen; dichos valores se dan en la tabla XXVII.

Para tener una idea de cómo se encuentra el aislamiento de un transformador en base a los índices de absorción y de polarización, la tabla XXVIII posee valores comparativos para el efecto.

Valores mínimos de resistencia de aislamiento según la Westinghouse	
Voltaje Línea a Línea (KV)	Resistencia de aislamiento (Mohm)
1,20	32
2,50	68
5,00	135
8,66	230
15,0	410
25,0	670
34,50	930
46,0	1240
69,0	1860
138,0	3120
230,0	6200

TABLA XXVII

Comparación del aislamiento según la absorción dieléctrica		
Condición del aislamiento	Índice de absorción	Índice de polarización
Peligroso	-	< 1,00
Cuestionable	1,00 a 1,25	1,00 a 2,00
Bueno	1,30 a 1,60	2,00 a 4,00
Excelente	> 1,60	> 4,00

TABLA XXVIII

A.13. PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN

A.13.1. Método recomendado

El método consiste simplemente en la medición de una corriente monofásica en el lado energizado de un transformador, usualmente el lado de alto tensión, con el otro lado en vacío (con excepción del neutro aterrizado). Los transformadores trifásicos son probados aplicando un voltaje monofásico a una fase a la vez.

La prueba deberá ser realizada con el mayor voltaje posible sin exceder el voltaje nominal del devanado del transformador bajo prueba. Las conexiones para esta prueba se muestran en la figura A.17.

A.13.2. Precauciones para la ejecución de la prueba

- a. El transformador debe estar desenergizado y sus bushings desconectados de los terminales de la fuente y de la carga.
- b. Se deberá aterrizar los terminales del transformador con la finalidad de realizar la descarga de posibles cargas residuales, verificando también que el tanque del transformador este aterrizado correctamente.

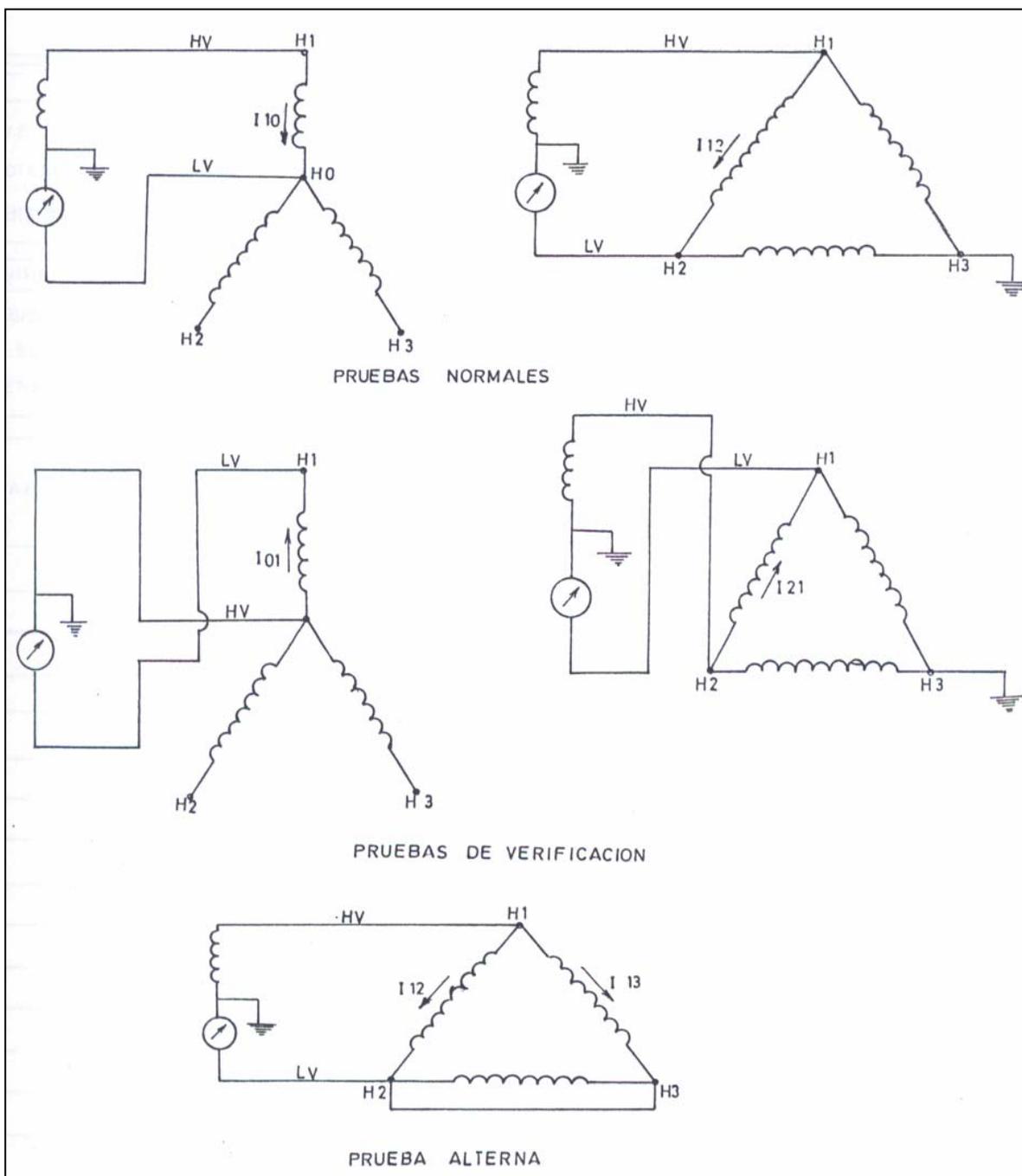


FIGURA A.17 CONEXIONES PARA LA PRUEBA DE CORRIENTE DE EXITACION

- c. Los terminales de los devanados que estén puestos a tierra en servicio deberán permanecer en esas condiciones.
- d. El voltaje de prueba no deberá exceder al voltaje nominal fase-fase para devanados conectados en delta y fase-neutro para devanados conectados en estrella.
- e. El voltaje de prueba deberá ser siempre el mismo para cada medición que se realice.
- f. Debido a que al aplicar el voltaje de prueba se inducirá un voltaje en los terminales del devanado en vacío, se requiere que estos estén libres de toda proximidad de personas, cables, etc.

A.13.3. Consideraciones generales

El núcleo del transformador puede tener un magnetismo residual presente como resultado de la desconexión del sistema de alimentación, o como es frecuentemente el

caso, como resultado de las mediciones de resistencia de devanados. El magnetismo remanente afectara en las lecturas de la corriente de magnetización, dando un valor mayor que el normal. Es por lo anterior que se deberá neutralizar el magnetismo remanente, existiendo dos métodos comúnmente usados. El primero aplica una corriente alterna en disminución a uno de los devanados. El otro método consiste en el uso de corriente directa. Para tener una mejor visión de ambos métodos puede consultarse con [12].

A.15. PRUEBA DE REALCION DE TRANSFORMACION

A.15.1 Equipo empleado

El equipo que se empleara para la ejecución de esta prueba es el Medidor de Relación de Transformación o T.T.R, de la Biddle Instruments. En al figura A.18 puede verse un T.T.R de este tipo.

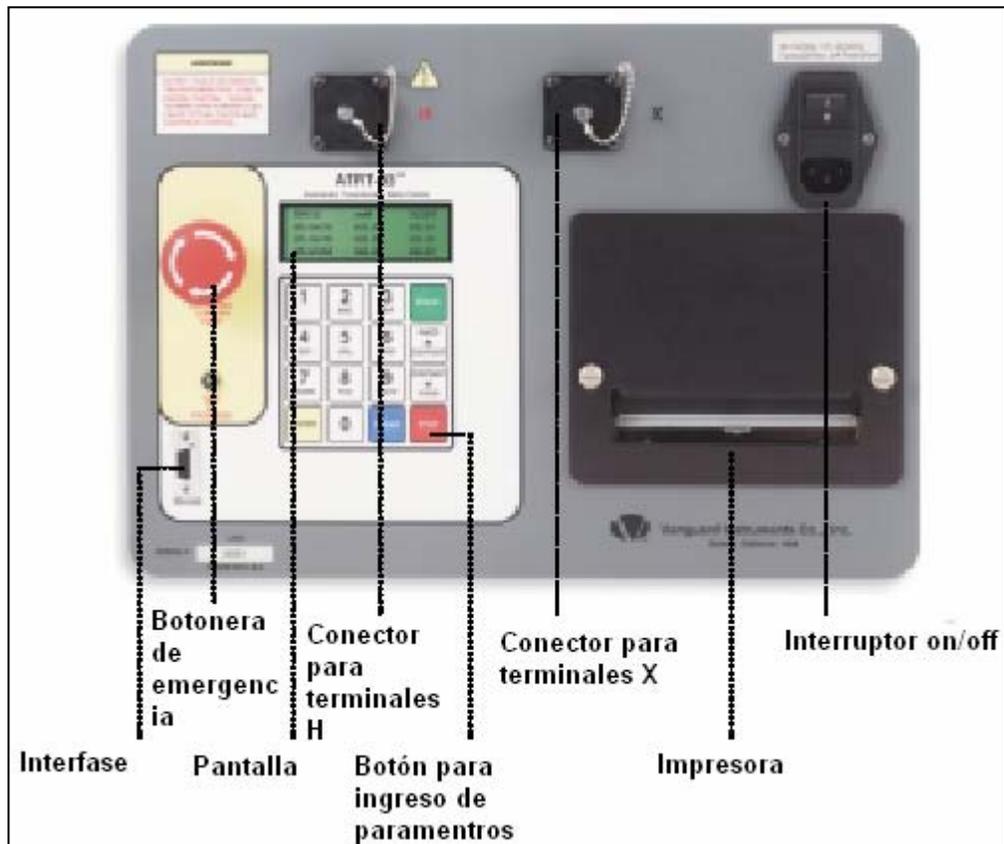


FIGURA A.18 EQUIPO PARA MEDICION DE RELACION DE TRANSFORMACION MARCA VANGUARD INSTRUMENTS

A.15.2 Precauciones para la ejecución de la prueba

- a. Se deberá asegurar de que el transformador a probarse este desenergizado y aislado del sistema.
- b. En caso de existir equipos y/o líneas de alta tensión energizados en la proximidad del transformador a probarse, ponga a tierra un terminal de cada uno de

los devanados, así como también el T.T.R utilizando su propio terminal de aterrizamiento.

A.15.3 Ejecución de la prueba

- a. Consulte con el instructivo de manejo del T.T.R. Identifique las terminales de alta y baja tensión, tanto del transformador en prueba como del T.T.R.
- b. Identifique con los datos de placa, el diagrama de conexiones. En caso de que no se poseer los datos de placa, tentativamente identifique alguno de los cuatro casos de la tabla figura A.19, valiéndose del número de terminales de alta y baja tensión.
- c. De acuerdo a al diagrama, escriba los pares de terminales que corresponden a una misma fase.
- d. Identifique la posición física de cada uno de los terminales de acuerdo a la figura A.20.

- e. Conecte los cables del T.T.R según sean de alta y baja tensión a los terminales que corresponden a la primera fase y obtenga la relación de transformación.
- f. Repita la prueba para la segunda y tercera fase sucesivamente y obtenga las respectivas relaciones de transformación.

A.16. PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

A.16.1 Equipo empleado

Para el desarrollo de esta prueba se usara un equipo conocido como microohmetro. En la figura A.21 puede verse un microohmetro electrónico marca Megabras.

A.16.2 Desarrollo de la prueba

- a. Consulte el instructivo de manejo del microohmetro.
- b. Identifique los terminales de alta y baja tensión del transformador.

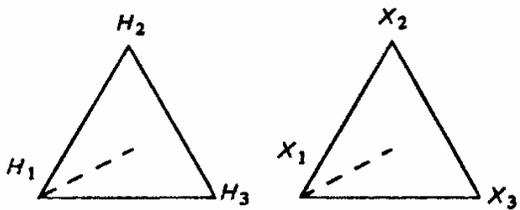
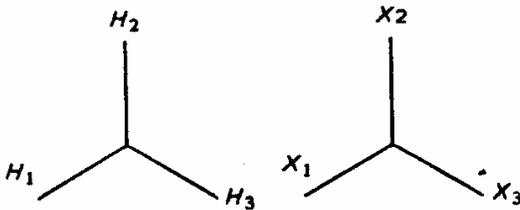
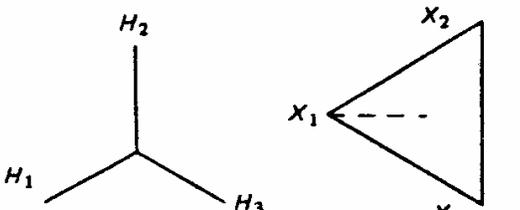
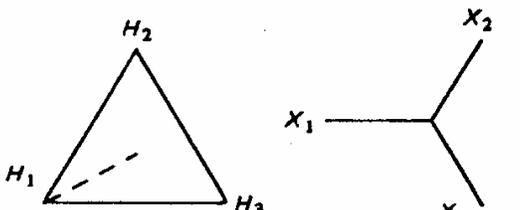
Diagramas de conexiones	Terminales de la misma fase	
	Alta tensión	Baja tensión
	$H_1 - H_2$	$X_1 - X_2$
	$H_2 - H_3$	$X_2 - X_3$
	$H_3 - H_1$	$X_3 - X_1$
	$H_1 - H_0$	$X_1 - X_0$
	$H_2 - H_0$	$X_2 - X_0$
	$H_3 - H_0$	$X_3 - X_0$
	$H_1 - H_0$	$X_1 - X_2$
	$H_2 - H_0$	$X_2 - X_3$
	$H_3 - H_0$	$X_3 - X_1$
	$H_1 - H_2$	$X_0 - X_2$
	$H_2 - H_3$	$X_0 - X_3$
	$H_3 - H_1$	$X_0 - X_1$

FIGURA A.19 IDENTIFICACION DE TERMINALES DE UNA MISMA FASE

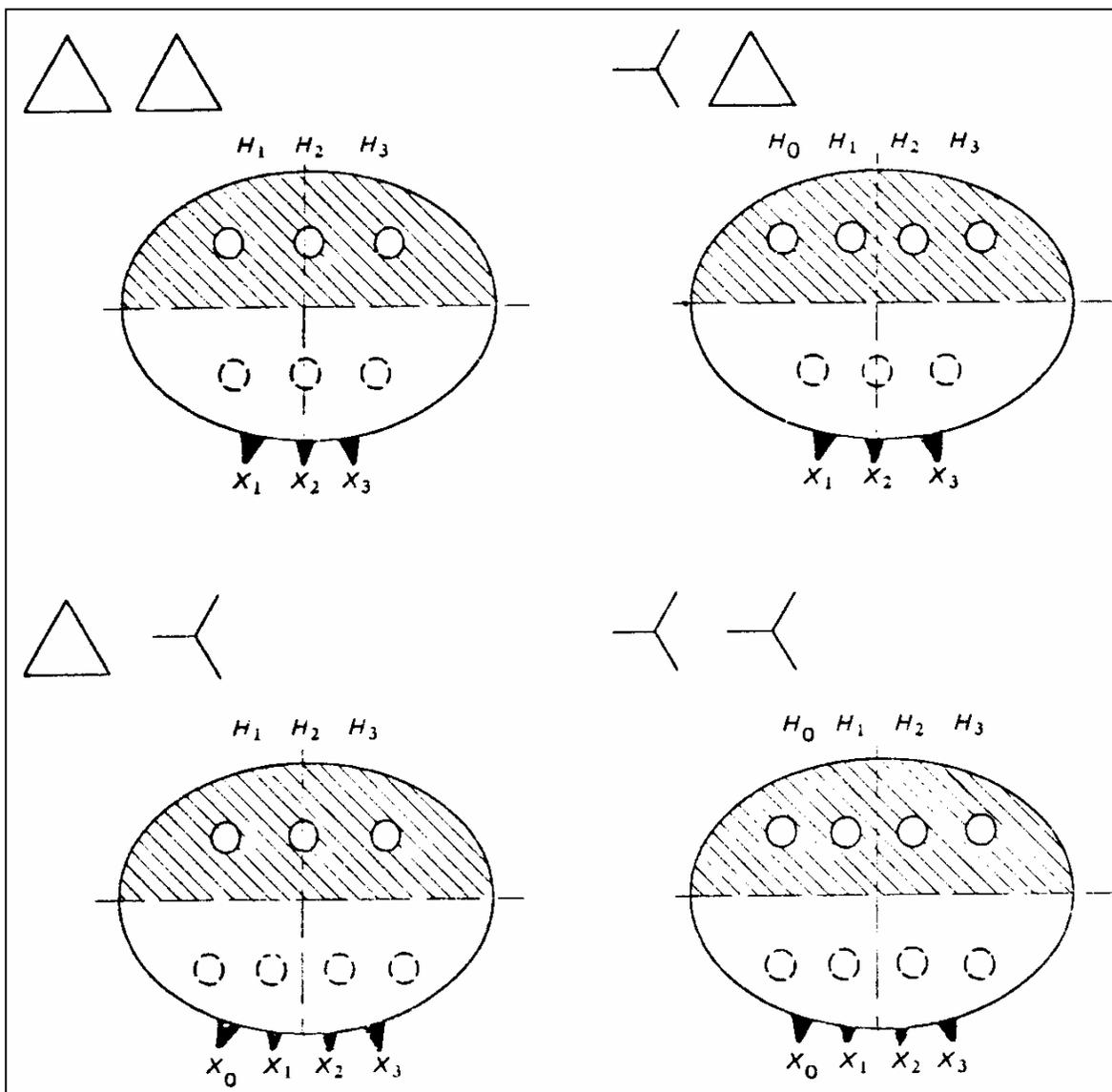


FIGURA A.20 ARREGLO NORMALIZADO DE TERMINALES EN TRANSFORMADORES TRIFASICOS



FIGURA A.21 MICROOHMETRO ELECTRONICO MARCA MEGABRAS

- c. Conecte el microohmetro a dos de los terminales de alta tensión de acuerdo a la figura A.22. ó A.23 según sea el caso.

- e. Tome la lectura y repita la medición para los demás pares de terminales de alta tensión y baja tensión de acuerdo a las figuras A.22 y A.23, tome estas lecturas.

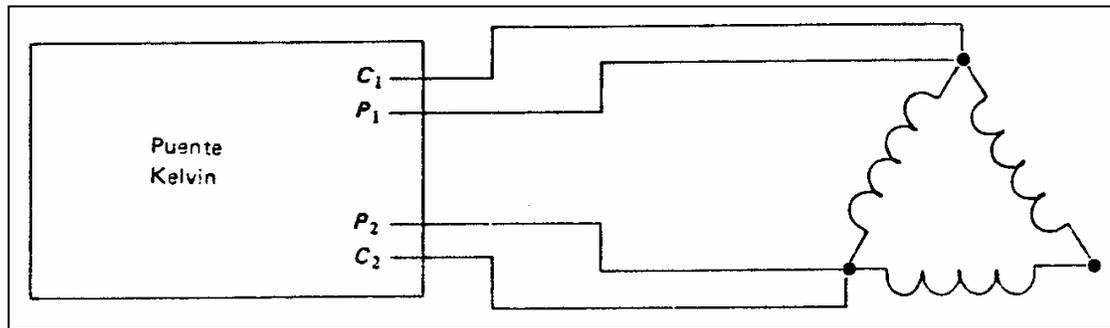


FIGURA A.22 CONEXIONES DEL MICROOHMETRO PARA LA MEDICION DE LA RESISTENCIA OHMICA DEL DEVANADO DE UN TRANSFORMADOR CONECTADO EN DELTA.

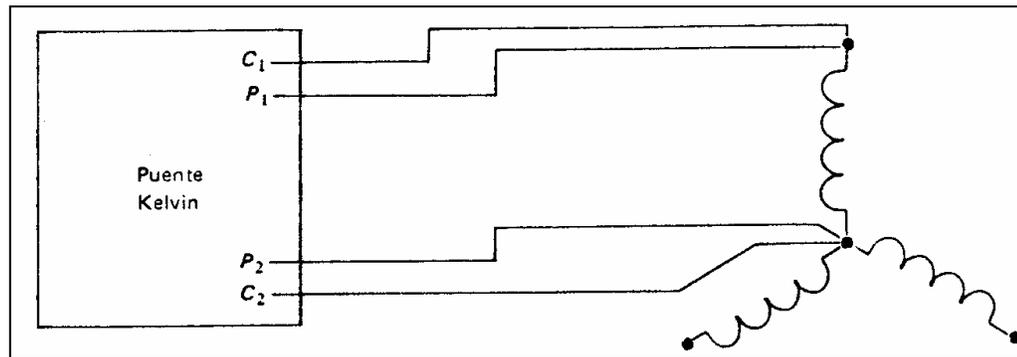


FIGURA A.23 CONEXIONES DEL MICROOHMETRO PARA LA MEDICION DE LA RESISTENCIA OHMICA DEL DEVANADO DE UN TRANSFORMADOR CONECTADO EN ESTRELLA

ANEXO B

APLICACIÓN PRACTICA: MANTENIMIENTO CORRECTIVO A UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE LA GENERADORA ELECTROQUIL S.A

B.1. INTRODUCCION

En este anexo se desarrollará, como un ejemplo práctico, las pruebas de diagnóstico y los trabajos de mantenimiento correctivo de un transformador de 56 MVA perteneciente a la generadora Electroquil S.A

B.2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EQUIPO

El transformador que se ha escogido para nuestra aplicación práctica posee las siguientes características:

MARCA:	US TRANSFORMER WEST INC
CAPACIDAD:	30/40/50 MVA 55°C 33.6/44.8/56 MVA 65°C
VOLTAJE:	138000GRDY/79674-13800 voltios
FRECUENCIA:	60 Hz
CONEXIÓN:	Estrella-Delta
Nº. DE SERIE:	15141296
CLASE:	OA/FA/FOA
VOLUMEN DE ACEITE:	12000 gls
IMPEDANCIA:	9.7%

B.3. PRUEBAS EFECTUADAS ANTES DE LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

B.3.1. Análisis Cromatográfico del aceite dieléctrico

Con el fin de tener un panorama claro del estado de sus transformadores, Electroquil S.A realizo pruebas de análisis cromatográfico a los aceites dieléctricos de dichos transformadores. La prueba de análisis cromatográfico, realizada el 27 de marzo del 2002 al transformador que esta siendo objeto de nuestra aplicación, arrojó los siguientes resultados:

Gases	Concentración (ppm en aceite)	% Gases combustibles
Oxígeno(O ₂)	6490,46	0,00%
Nitrógeno(N ₂)	41265,25	0,00%
Hidrógeno(H ₂)	7,62	1,37%
Monóxido de carbono(CO)	377,96	68,07%
Metano(CH ₄)	61,68	11,11%
Etileno(C ₂ H ₄)	74,7	13,45%
Etano(C ₂ H ₆)	33,32	6,00%
Acetileno(C ₂ H ₂)	0,00	0,00%
Dióxido de carbono(CO ₂)	19765,63	0,00%
Subtotal Gases combustibles (ppm)	555,29	100,00%
Total Gases combustibles (ppm)	68076,63	

TABLA XXIX

Al comparar los valores de las concentraciones de los gases individuales obtenidos en esta prueba con los de la tabla IV,

se encuentra que solo las concentraciones de CO y CO₂ se encuentran en el rango de la condición 2 de dicha tabla, por ende asumiremos en primera instancia que el transformador se encuentra en dicha condición.

De acuerdo a la tabla VI, para la condición 2, el monitoreo del transformador deberá hacerse cuatrimestralmente o mensualmente de acuerdo a la tasa de generación de los gases.

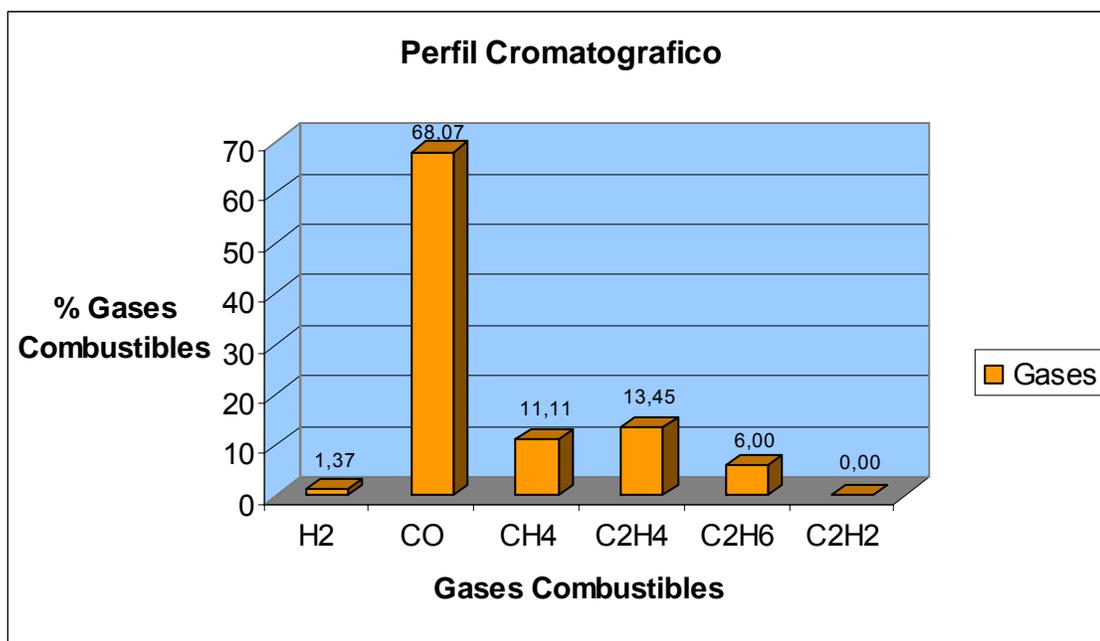


FIGURA B.1 PERFIL CROMATOGRAFICO DEL TRANSFORMADOR DE 56 MVA, SERIE 15141296

Con la finalidad de emitir un diagnóstico, se recurrió al Método del Gas característico (figura B1) y al Método de las Relaciones de Rogers. Los valores de las relaciones se dan a continuación:

$$(R_1) \text{ C}_2\text{H}_2 / \text{C}_2\text{H}_4 = 0.00$$

$$(R_2) \text{ CH}_4 / \text{H}_2 = 8.091$$

$$(R_5) \text{ C}_2\text{H}_4 / \text{C}_2\text{H}_6 = 2.242$$

Como puede verse en la figura B.1 el gas que posee la mayor concentración es el monóxido de carbono. Sabemos del capítulo tres que, cuando los niveles de CO y CO₂ están por encima de los valores normales, el transformador podría presentar un sobrecalentamiento que involucra al papel.

De acuerdo a los valores de las relaciones de Rogers y con ayuda de la tabla IX, se puede ver que nuestros valores caen dentro de los rangos del caso cuatro (Falla térmica < 700°C) de dicha tabla.

Podemos hacer uso de la relación CO₂ / CO para estar un poco más seguros de dicha presunción, la cual nos da:

$$\text{CO}_2 / \text{CO} = 52.29$$

que es mayor que 10, por ende podemos estar un poco más seguros de que ha existido un sobrecalentamiento que involucra al papel.

Juntando los tres criterios podemos decir que existe un posible sobrecalentamiento del transformador, el cual está afectando al papel aislante. Dicho sobrecalentamiento puede ser causado por una sobrecarga prolongada del transformador, un mal funcionamiento del sistema de ventilación o por la existencia de corrientes circulantes en el núcleo y tanque.

Habiéndose realizado el diagnóstico se recomendó un monitoreo de la carga del transformador, así como la revisión del sistema de ventilación y una nueva cromatografía después de 12 meses de realizada la presente.

B.3.2. Pruebas al aceite dieléctrico

Para continuar con la visualización del estado del transformador, Electroquil S.A realizó pruebas eléctricas y físico – químicas a los aceites de sus transformadores, los cuales se realizaron el día 20 de junio del 2002. Los valores obtenidos en las pruebas realizadas para nuestro caso de estudio se dan a continuación:

Prueba	Valor obtenido
<i>Rigidez dielectrica KV (ASTM D-877)</i>	22
<i>Color (ASTM D -1500)</i>	1,5
<i>Tension Interfacial dynas/cm (ASTM D-2285)</i>	34
<i>Acidez mgKOH/gr (ASTM D-974)</i>	0,09
<i>Densidad Relativa (ASTM D-1298)</i>	0,886
<i>Indice de Myers</i>	377

TABLA XXX

Puede verse que el valor de la rigidez dieléctrica se encuentra por debajo del máximo (tabla XVIII) valor recomendado de rigidez dieléctrica para transformadores con este nivel de voltaje. El resto de parámetros presentan valores satisfactorios.

B.3.3. Pruebas eléctricas al aislamiento sólido

Para completar el diagnóstico del estado del transformador hay que tener en cuenta los resultados obtenidos en las pruebas eléctricas realizadas al transformador en agosto del 2001.

B.3.3.1. Prueba de resistencia de aislamiento

Utilizando un Megger de 15000 voltios junto con el método de la absorción dieléctrica, se obtuvo los siguientes valores de resistencia de aislamiento en MΩ:

Tiempo	AT - Tierra (15 KV) Mohm	AT - BT (15 KV) Mohm	BT - Tierra (5 KV) Mohm
15 seg.	33600	10500	7840
30 seg.	36960	12060	8960
45 seg.	36960	12180	9520
1 min.	37800	12600	10080
2 min.	38640	13020	10220
3 min.	40320	13272	10220
4 min.	43680	13440	10640
5 min.	43680	13440	10640
6 min.	45200	13440	10340
7 min.	45200	13440	10340
8 min.	45200	13440	10340
9 min.	45200	13860	10396
10 min.	45200	13860	10396

TABLA XXXI

Los valores de la tabla XXXI fueron corregidos a una temperatura de 20°C, ya que fueron tomados cuando el transformador poseía una temperatura de 35°C.

Con los datos obtenidos en la tabla XXXI se realizó el cálculo los índices de absorción y polarización que poseía el aislamiento del transformador, los cuales se dan a continuación:

Indice	AT - Tierra	AT - BT	BT - Tierra
Abosorción	1,02	1,04	1,13
Polarización	1,20	1,10	1,03

TABLA XXXII

Se puede observar que a pesar de que los valores de la resistencia de aislamiento se encuentran por encima de los valores recomendados para un transformador con estos niveles de voltajes (tabla XXVIII), los valores de los índices de absorción y polarización no son satisfactorios, lo que podría sugerir la presencia de humedad en el aislamiento del transformador.

B.3.3.2. Prueba de factor de potencia de aislamiento y pasatapas

Las pruebas de factor de potencia de aislamiento y pasatapas fueron realizadas cuando el transformador poseía una temperatura de 33°C, junto con una humedad relativa del ambiente de 52%. Los resultados de estas pruebas se dan en las tablas XXXIII y XXXIV.

Haciendo un análisis de los datos dados en las tablas nombradas anteriormente, se puede ver que los valores de factor de potencia de aislamiento se encuentran levemente por encima del valor promedio para transformadores en operación (0.2%), sin embargo, se encuentra por debajo del límite recomendado (0.5%). Los valores obtenidos para el caso de los bushings se encuentran por debajo del límite de referencia sugerido (potencia disipada < 3 mW)

Factor de potencia del aislamiento											
Línea No.	CONEXION BOBINADO			Voltaje (KV)	EQUIVALENTE 2.5 MVA						Factor de Potencia
	Energizado	Tierra	Guarda		MILIVOLTAMPERES			MILIWATTS			
					Lectura	Multiplicador	MVA	Lectura	Multiplicador	MW	Medición
1	Alta	Baja		2.5	33	1000	33000	6	20	120	0.36%
2	Alta		Baja	2.5	22	1000	22000	3	20	60	0.27%
3	Baja	Alta		2.5	38	1000	38000	6	20	120	0.31%

TABLA XXXII

Factor de potencia de bushings									
Línea No.	Bushing N°	Voltaje (KV)	EQUIVALENTE 2.5 MVA						Factor de Potencia Medición
			MILIVOLTAMPERES			MILIWATTS			
			Lectura	Multiplicador	MVA	Lectura	Multiplicador	MW	
1	H1	2.5	52	20	1040	11	0,2	2,2	1,50%
2	H2	2.5	51	20	1020	7	0,2	1,4	1,50%
3	H3	2.5	51	20	1020	6	0,2	1,2	1,50%

TABLA XXXIII

B.3.3.3. Prueba resistencia DC de devanados

Utilizando un microohmetro, se realizo la prueba de resistencia DC de los devanados del transformador. Los resultados de esta prueba se muestran en la tabla XXXV.

CONEXIONES	Prueba +	Prueba -	Promedio
$H_1 - H_2$ (Ω)	1.852	1.828	1.840
$H_2 - H_3$ (Ω)	1.834	1.834	1.834
$H_3 - H_1$ (Ω)	1.841	1.847	1.844
$H_1 - H_0$ (m Ω)	904.3	904.9	904.6
$H_2 - H_0$ (m Ω)	919.1	919.5	919.3
$H_3 - H_0$ (m Ω)	916.1	918.6	917.4
$X_1 - X_2$ (m Ω)	34.59	34.64	34.62
$X_2 - X_3$ (m Ω)	34.61	34.44	34.53
$X_3 - X_1$ (m Ω)	34.51	34.60	34.56

TABLA XXXV

Como puede verse, de acuerdo a los resultados obtenidos en esta prueba el transformador no presenta ningun problema en sus devanados.

B.3.3.4. Prueba relación de transformación

Utilizando el equipo TTR, se realizo la prueba de relación de transformación en cada uno de los taps del transformador. Los resultados de esta prueba se muestran en la tabla XXXVI.

Primera medición: $H_1 - H_0$ con $X_1 - X_2$

Segunda medición: $H_2 - H_0$ con $X_2 - X_3$

Tercera medición: $H_3 - H_0$ con $X_3 - X_1$

Medición	TAP 1	TAP 2	TAP 3	TAP 4	TAP 5
1	6.058	5.912	5.766	5.613	5.472
2	6.062	5.914	5.769	5.620	5.476
3	6.058	5.910	5.764	5.619	5.473

TABLA XXXVI

Se puede ver que los valores obtenidos al realizar la prueba de relación de transformación se encuentran dentro del +/- 0.5% de los valores de placa del transformador, no existiendo por ende problemas en su devanados.

B.4. TRABAJOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

De acuerdo a los resultados de las pruebas vistas en el literal B.3 de este anexo, se concluyo que el transformador necesitaba un reacondicionamiento de su aceite junto con una revisión de su sistema de ventilación.

La realización de los trabajos de mantenimiento del aceite y del sistema de ventilación se los empezó el 1 de septiembre del 2002.

El reacondicionamiento del aceite se lo realizo utilizando calor y vacío con ayuda de una maquina de filtrado marca Vacudyne de 9600 lts/hr durante un periodo de 48 horas consecutivas.

Conjuntamente con el filtrado del aceite del tanque principal, se filtro el aceite del tanque de conservación durante un periodo de 12 horas consecutivas. En la figura B.2 se puede observar parte de la maquina que se utilizo para el desarrollo de los trabajos de filtrado.



FIGURA B.2 PARTE INTERNA DE UNA MAQUINA DE FILTRADO DE ACEITES DIELECTRICOS

Para aprovechar mejor el calor que producen los calentadores eléctricos de la maquina se forró los radiadores y el tanque del transformador con plástico, reduciendo así el tiempo de tratamiento.

El tratamiento del aceite culmino cuando se obtuvieron los parámetros deseados, es decir:

Rigidez dieléctrica > 30 KV

Contenido de humedad < 10 p.p.m

Paralelamente a los trabajos de filtrado del aceite se revisó y se dio mantenimiento al conjunto de ventiladores que posee el transformador, no encontrandose novedad en ninguno de ellos. Las bombas de circulación se las reviso luego del tratamiento del aceite junto con su sistema de control, no encontrandose novedad en ninguna de ellas.

Ya que no existió ningun problema en el sistema de ventilación del transformador, es muy posible que las elevadas concentraciones de CO y CO₂ que se detectaron en la cromatografía de gases realizada al aceite del transformador hayan sido causadas por una sobrecarga continua del mismo.

B.5. PRUEBAS EFECTUADAS DESPUES DE LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

B.5.1. Pruebas al aceite dieléctrico

Una vez concluido el filtrado del aceite del transformador se realizaron pruebas eléctricas, físicas y químicas al mismo con la finalidad de conocer su estado luego de dichos trabajos. Los resultados de las pruebas una vez concluido el filtrado del aceite son los siguientes:

Prueba	Valor obtenido
<i>Rigidez dielectrica</i> KV (ASTM D-877)	63
<i>Color</i> (ASTM D -1500)	1,5
<i>Tension Interfacial</i> dynas/cm (ASTM D-2285)	37
<i>Acidez</i> mgKOH/gr (ASTM D-974)	0,09
<i>Densidad Relativa</i> (ASTM D-1298)	0,886
<i>Indice de Myers</i>	411

TABLA XXXVII

Se puede ver que los valores de rigidez dieléctrica y tensión interfacial son mejores que los valores obtenidos en las pruebas realizadas antes del filtrado del aceite, sugiriendo lo anterior que el reacondicionamiento del aceite fue realizado efectivamente.

B.5.2. Pruebas eléctricas al aislamiento sólido

Siguiendo con el conjunto de pruebas realizadas al transformador, veremos a continuación las pruebas eléctricas realizadas al mismo.

B.5.2.1. Prueba de resistencia de aislamiento

Utilizando un Megger de 15000 voltios junto con el método de la absorción dieléctrica, se obtuvo los siguientes valores de resistencia de aislamiento en MΩ:

Tiempo	AT - Tierra (15 KV) Mohm	AT - BT (15 KV) Mohm	BT - Tierra (5 KV) Mohm
15 seg.	31800	13992	9540
30 seg.	36560	14164	9823
45 seg.	41340	15900	10176
1 min.	42310	16536	10600
2 min.	45792	17808	11024
3 min.	46428	18126	11660
4 min.	47700	18444	11660
5 min.	50880	18444	12296
6 min.	50880	18762	12296
7 min.	50880	18762	12508
8 min.	51880	19080	12508
9 min.	52315	19080	12720
10 min.	52630	19226	12720

TABLA XXXVIII

Los valores de la tabla XXXVIII fueron corregidos a una temperatura de 20°C, ya que fueron tomados cuando el transformador poseía una temperatura de 31°C.

Con los datos obtenidos en la tabla XXXVIII se realizó el cálculo los índices de absorción y polarización que poseía el aislamiento del transformador, los cuales se dan a continuación:

Indice	AT - Tierra	AT - BT	BT - Tierra
Abosorción	1,16	1,17	1,08
Polarización	1,24	1,16	1,20

TABLA XXXIX

Se puede ver que los índices de absorción y de polarización de la tabla XXXIX aumentaron con respecto a los de la tabla XXXII, lo que nos sugiere que conjuntamente con la absorción de humedad del aceite se absorbió humedad del aislamiento sólido a lo largo del proceso de tratamiento del

aceite, mejorándose por ende la resistencia del aislamiento del transformador.

B.5.2.2. Prueba de factor de potencia de aislamiento

Las pruebas de factor de potencia de aislamiento fueron realizadas cuando el transformador poseía una temperatura de 28°C, junto con una humedad relativa del ambiente de 51%. Los resultados de estas pruebas se dan en la tabla XXXIII.

Haciendo un análisis de los datos contenidos en la tabla XXXX, se puede ver que los valores de factor de potencia de aislamiento mejoraron con respecto a los datos en la tabla XXXIII, lo que indica que en el proceso de tratamiento del aceite se absorbió humedad del aislamiento sólido.

B.3.5.3. Prueba resistencia DC de devanados

Utilizando un microohmetro digital, se realizó la prueba de resistencia DC de los devanados del transformador.

Línea No.	CONEXIÓN BOBINADO			VOLTAJE KV	CORRIENTE MA	WATIOS W	Factor de Potencia	Factor de Disipación	Capacitancia
	Energizado	Tierra	Guarda						
1	Alta	Baja		2.5	8.625	0.0574	0.27 %	0.27 %	9094.1 pF
2	Alta		Baja	2.5	11.96	0.086	0.29 %	0.29 %	12527 pF
3	Alta	Baja		2.5	3.285	0.032	0.39 %	0.39 %	3441 pF
4	Baja	Alta		2.5	8.769	0.0596	0.27 %	0.27 %	9093.5 pF
5	Baja		Alta	2.5	20.10	0.164	0.32 %	0.32 %	20713 pF
6	Baja	Alta		2.5	11.23	0.105	0.37 %	0.37 %	11619 pF

TABLA XXXIX

Los resultados de esta prueba se muestran en la tabla XXXXI.

CONEXIONES	Prueba +	Prueba -	Promedio
$H_1 - H_2$ (Ω)	1,849	1,830	1,840
$H_2 - H_3$ (Ω)	1,831	1,831	1,831
$H_3 - H_1$ (Ω)	1,845	1,848	1,847
$H_1 - H_0$ (m Ω)	904,7	904,5	904,6
$H_2 - H_0$ (m Ω)	919,0	918,7	918,9
$H_3 - H_0$ (m Ω)	919,1	919,5	919,3
$X_1 - X_2$ (m Ω)	34,55	34,20	31,38
$X_2 - X_3$ (m Ω)	34,70	34,60	34,65
$X_3 - X_1$ (m Ω)	34,61	34,60	34,61

TABLA XXXXI

Puede verse que los valores de la tabla XXXXI son muy parecidos a los de la tabla XXXV, lo que indica que no existe problema alguno en los devanados del transformador.

B.3.5.4. Prueba relación de transformación

Utilizando el equipo TTR, se realizó la prueba de relación de transformación en cada uno de los taps

del transformador. Los resultados de esta prueba se muestran en la tabla XXXXII.

Primera medición: $H_1 - H_0$ con $X_1 - X_2$

Segunda medición: $H_2 - H_0$ con $X_2 - X_3$

Tercera medición: $H_3 - H_0$ con $X_3 - X_1$

Medición	TAP 1	TAP 2	TAP 3	TAP 4	TAP 5
1	6,056	5,914	5,767	5,612	5,470
2	6,055	5,909	5,764	5,613	5,472
3	6.058	5,914	5,765	5,620	5,475

TABLA XXXXII

Puede verse que los valores de la tabla XXXX son muy parecidos a los de la tabla XXXVI, lo que indica que no existe problema alguno en los devanados del transformador.

B.6. NOVEDADES ENCONTRADAS

Durante el desarrollo de los trabajos de filtrado del aceite y revisión del sistema de ventilación se encontró las siguientes novedades:

- El transformador presentaba pequeñas fugas de aceite por los empaques de uno de los conmutadores.

Paralelamente con los trabajos de filtrado del aceite y revisión del sistema de ventilación del transformador se realizó la corrección de la fuga antes mencionada.

- El medidor de temperatura del aceite se encuentra descalibrado.

- La válvula inferior de toma de muestra se encuentra dañada.

B.7. CONSLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE LA APLICACIÓN PRACTICA

Una vez realizados los trabajos descritos en el literal B.4 de ese anexo se encuentra que, las condiciones del transformador son óptimas para continuar en operación. Sin embargo es necesario que se tomen en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Es de vital importancia que se realice un control anual de las condiciones operativas del transformador, ya que, sin bien es cierto que la resistencia del aislamiento junto con los valores del factor de potencia del aislamiento son satisfactorios, los índices de absorción y polarización no lo son, sugiriendo lo anterior un deterioro del aislamiento del transformador como producto del envejecimiento.

- Debe tomarse correctivos con respecto a las fugas de aceite que presenta uno de los conmutadores y al mal funcionamiento del medidor de temperatura del aceite.

BIBLIOGRAFIA

- 1 Biddle Instruments, Manual on Electrical Insulation testing for the practical man, PA. 19422
- 2 Westinghouse Electric Co, Electrical Maintenance Hints, 1976
- 3 IEEE, Guide for the acceptance and maintenance of insulating oil in equipment, C57.106.1991
- 4 Ernesto Gallo Martínez, Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo, Transequipos (Colombia), 1996
- 5 IEEE, Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers, C57.104.1991
- 6 www.fist.org, Transformer maintenance, Bureau of reclamation, United States Department of interior, Denver Colorado, October 2000
- 7 www.fist.org, Maintenance of liquid insulation (mineral oils and askarels), Bureau of reclamation, United States Department of interior, Denver Colorado, Julio 2000
- 8 www.enervac.com, Enervac corporation, Cambridge-Ontario-Canada
- 9 S.D Myers, J.J Kelly, R.H Parrish, A guide to transformer maintenance, Transformer maintenance institute, 1981
- 10 Antonio Sobrevilla, Máquinas eléctricas, editorial Alsina, 2000

- 11 MIT, Circuitos magnéticos y transformadores, editorial Reverte, 1965
- 12 ASTM standards, Electrical insulating liquids and gases; electrical protective equipment, 1995
- 13 Duber Medina M, Pruebas de Diagnóstico en el Mantenimiento de Transformadores de Potencia (Tesis, Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1989).