

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**Análisis de causas y efectos producidos por el deterioro del
aceite dieléctrico para transformadores pad mounted y su
relación con el índice de fallas**

PRESENTADO POR:

CARLOS EDUARDO ARGUETA RIVAS

FRANCISCO RENE CONTRERAS RECINOS

OSCAR MAURICIO GUARDADO TAMAYO

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, JULIO 2017

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

MSc. ROGER ARMANDO ARIAS

SECRETARIO GENERAL :

LIC. CRISTOBAL HERNAN RIOS BENITEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**Análisis de causas y efectos producidos por el deterioro del
aceite dieléctrico para transformadores pad mounted y su
relación con el índice de fallas**

Presentado por :

**CARLOS EDUARDO ARGUETA RIVAS
FRANCISCO RENE CONTRERAS RECINOS
OSCAR MAURICIO GUARDADO TAMAYO**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

ING. GERARDO MARVIN JORGE HERNÁNDEZ

San Salvador, Julio 2017

Trabajo de Graduación Aprobado por:

ING. GERARDO MARVIN JORGE HERNÁNDEZ

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, viernes 27 de julio 2017, en la Sala de lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 4:30 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director

Firma:


2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

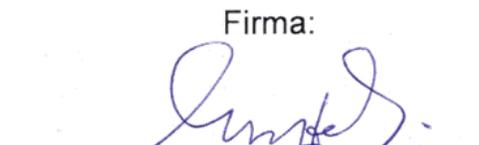
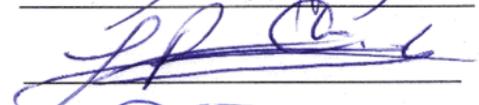
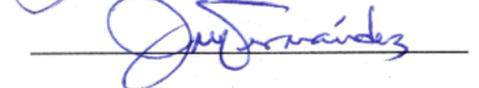
Firma:


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

1- Ing. Gerardo Marvin Jorge Hernández
(Docente Asesor)

2- Msc. Luis Roberto Chevez Paz

3- Ing. José Miguel Hernández

Firma:




Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ANÁLISIS DE CAUSAS Y EFECTOS PRODUCIDOS POR EL DETERIORO DEL ACEITE DIELECTRICO PARA TRANSFORMADORES PAD MOUNTED Y SU RELACIÓN CON EL ÍNDICE DE FALLAS

A cargo de los Bachilleres:

- ARGUETA RIVAS CARLOS EDUARDO
- CONTRERAS RECINOS FRANCISCO RENE
- GUARDADO TAMAYO OSCAR MAURICIO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.7

(ocho punto siete)

A Dios, por brindarme la sabiduría necesaria a lo largo de mi carrera, a mis padres Sara Tamayo y Edgar Guardado por su abnegado esfuerzo, dedicación y consejos, los cuales me han ayudado en cada momento de mi vida, a mis hermanas y amigos su apoyo incondicional.

Oscar Tamayo

Primeramente a Dios, por cuidarme y ayudarme a lo largo de mi carrera, a mis padres Rene Contreras y Gladys Recinos por su amor y consejos, los cuales me han ayudado en cada momento de mi vida, a mi hermano Rodolfo y mi novia Jazmin Fernandez por su apoyo incondicional.

Francisco Contreras

Agradecimientos

Señor, gracias por darnos la fuerza y la convicción necesaria para completar una tarea más en nuestras vidas.

Gracias por guiarnos de una manera impecable a través de los tantos obstáculos que tuvimos en el camino y por mantenernos firmes cuando todo parecía estar perdido.

Gracias por tu protección y por tus muchas señales a lo largo del camino. Gracias por lo que tenemos y por lo que no tenemos.

Gracias por nuestras familias y amigos que has puesto en el camino y por favor cuídalos y guíalos de la misma manera como lo has hecho con nosotros.

Agradecemos a los ingenieros de la escuela de ingeniería eléctrica por su apoyo incondicional durante toda la carrera y en nuestro proceso de formación profesional, Gracias porque impartieron y compartieron sus conocimientos durante años y así terminar con éxito este proyecto; agradecemos a nuestros padres, hermanos y demás familiares por estar con nosotros, siendo ellos los que motivan en nosotros, seguir creciendo profesionalmente.

A nuestros amigos y amigas que siempre estuvieron presentes en nuestras ideas y por estar siempre con esa palabra de aliento para hacer que todo se vea un poco más sencillo y productivo.

Agradecemos a los señores Salvador Posada y Juan Sánchez, por la confianza, la paciencia, la amistad y por la ayuda que me brindaron para realizar los laboratorios en la Escuela de Ingeniería Eléctrica.

A nuestro asesor Ing. Gerardo Marvin Jorge Hernández por su participación y guiarnos en la culminación exitosa de este esfuerzo.

Muchas gracias a todos y que Dios les llene de bendiciones.

CARLOS EDUARDO ARGUETA RIVAS

FRANCISCO RENE CONTRERAS RECINOS

OSCAR MAURICIO GUARDADO TAMAYO

Contenido

1. CAPÍTULO I.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	2
1.3. NATURALEZA Y ALCANCE DEL TRABAJO.....	2
2. CAPITULO II: GENERALIDADES	3
2.1. TRANSFORMADOR	3
2.2. PARTES DE UN TRANSFORMADOR.....	3
2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS TRASNFORMADORES.....	5
2.3.1. Por potencia manejada	5
2.3.2. Por su utilización	6
2.3.3. Por el tipo de aíslamiento	7
2.4. SISTEMA DE AÍSLAMIENTO.....	9
2.4.1. Aceite aislante.	9
2.4.2. Uso del aceite dieléctrico en transformadores de potencia	10
2.4.3. Clasificación de aceites por su origen.	10
2.5. TIPOS DE ACEITES DIELECTRICOS	10
2.5.1. Aceites sintéticos. pcb's	10
2.5.2. Aceites siliconados	11
2.5.3. El aceite vegetal.....	11
2.5.4. Aceite mineral	11
2.6. UTILIDAD Y APLICACIÓN DEL ACEITE AÍSLANTE.	12
2.6.1. El aceite dieléctrico como refrigerante.....	13
2.6.2. Los aceites y los arcos eléctricos	13
2.7. PROPIEDADES DE LOS ACEITES MINERALES SEGÚN ANSI/ASTM.....	14
2.7.1. Propiedades físicas.....	14
2.7.2. Propiedades eléctricas.	15
2.7.3. Propiedades químicas.	15
2.8. ACEITE DIELECTRICO NUEVO PARA TRANSFORMADORES.....	16
2.8.1. Shell Diala AX (división de aceites dieléctricos para transformadores)	17
2.8.2. Repsol Electra 3X (industria)	18

2.8.3.	UNO ITEO Aceite inhibido para transformadores	20
2.9.	PROCESO DE DESCOMPOSICIÓN DEL ACEITE DIELECTRICO.....	21
2.10.	CONTAMINACIÓN DEL ACEITE DIELECTRICO	22
2.11.	PAPEL AÍSLANTE, FUNCIONES, Y CARACTERÍSTICAS	24
2.11.1.	Composición.....	24
2.11.2.	Envejecimiento del papel aislante.....	25
2.11.3.	Envejecimiento mediante hidrólisis	26
2.11.4.	Envejecimiento mediante oxidación.....	27
2.11.5.	Envejecimiento mediante pirólisis	27
3.	CAPÍTULO III: CONSIDERACIONES GENERALES PARA REALIZAR EXTRACCIONES DE ACEITE EN TRANSFORMADORES.....	28
3.1.	BUENAS MUESTRAS	28
3.2.	MUESTRAS CONTAMINADAS	29
3.3.	ERROR EN RESULTADOS.....	29
3.4.	RECIPIENTES:.....	30
3.5.	QUÉ TIPO DE RECIPIENTE UTILIZAR.....	30
3.5.1.	Recipientes de vidrio -claro o ámbar-	30
3.5.2.	Recipientes metálicos.....	31
3.5.3.	Recipientes plásticos	31
3.6.	IDENTIFICACIÓN DE MUESTRAS:.....	32
3.7.	ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE:	32
3.8.	EXTRACCIÓN DE ACEITE PARA ANÁLISIS	32
3.8.1.	Precauciones de seguridad.....	32
3.9.	INDICADORES A TENER EN CUENTA AL MOMENTO DE TOMAR LA MUESTRA.....	33
3.9.1.	Indicador de temperatura del líquido.	34
3.9.2.	Indicador de nivel de aceite	34
3.9.3.	Indicador de presión-vacío.....	34
3.9.4.	Indicador de temperatura de las bobinas.....	35
3.10.	DAÑO AMBIENTAL.....	35
3.10.1.	Inspección final – post muestreo –	35
3.10.2.	Extracción.....	36
3.11.	TOMA DE MUESTRAS	37

3.11.1.	Procedimiento para la toma de muestras en botes de aluminio.....	37
3.11.2.	Procedimiento para la toma de muestras en depósitos de vidrio	38
3.11.3.	Procedimiento para la toma de muestras en jeringas de vidrio	38
4.	CAPÍTULO IV: PROCEDIMIENTO Y CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO EN TRANSFORMADORES PAD MOUNTED.....	40
4.1.	TOMA DE MUESTRA PARA EL MÉTODO DE RIGIDEZ DIELECTRICA.	40
4.1.1.	Toma de muestra del aceite por medio de la norma ASTM D877:.....	40
4.1.2.	Toma de la muestra del aceite por medio de la norma ASTM D1816:	40
4.2.	TOMA DE MUESTRA PARA CONTENIDO DE HUMEDAD RELATIVA (KARL FISHER).....	41
4.3.	TOMA DE MUESTRA PARA COLOR	41
4.4.	TOMA DE MUESTRA PARA FACTOR DE POTENCIA.....	42
4.5.	TOMA DE MUESTRA DE NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN.....	43
4.6.	TOMA DE MUESTRA PARA TENSIÓN INTERFACIAL	43
5.	CAPÍTULO V: DIAGNÓSTICO DEL ACEITE MINERAL EN OPERACIÓN	45
5.1.	PROCEDIMIENTO PARA EL DIAGNÓSTICO POR MEDIO DE LA NORMA DE RIGIDEZ DIELECTRICA ASTM D-877 y ASTM D1816	45
5.1.1.	Procedimiento para el diagnóstico por medio de la norma ASTM D – 877	46
5.1.2.	Procedimiento por medio de la norma ASTM D-1816	47
5.1.3.	Rangos para la aprobación o rechazo de la muestra	48
5.2.	PROCEDIMIENTO PARA EL NÚMERO DE ÁCIDEZ POR MEDIO DE LA NORMA ASTM D-974.....	50
5.2.1.	Procedimiento para el número base.....	50
5.2.2.	Calculo de los diferentes números de acidez.....	51
5.2.3.	Control de calidad en el procedimiento.....	52
5.2.4.	Rangos para la aprobación o rechazo de la muestra.	53
5.3.	PROCEDIMIENTO PARA DIAGNÓSTICO DE TENSIÓN INTERFACIAL.....	54
5.3.1.	Proceso de medición de la tensión interfacial:	54
5.3.2.	Fórmula para calcular la tensión interfacial:.....	55
5.3.3.	Rango para dar la aceptación y denegación de la muestra	56
5.4.	PROCEDIMIENTO PARA DIAGNÓSTICO DE COLOR NORMA ASTM D-1500.....	56
5.4.1.	Precisión de la norma ASTM D-1500.....	56
5.4.2.	Rango para aceptar y denegar la muestra	57

5.5. PROCEDIMIENTO SOBRE EL DIAGNÓSTICO DE HUMEDAD DE KARL FISHER NORMA ASTM D-1533.....	57
5.5.1. Cálculo para el diagnóstico.....	58
5.5.2. Rango para aceptar o rechazar la muestra	58
5.6. DIAGNÓSTICO DE LA DENSIDAD RELATIVA NORMA ASTM D-1298	59
5.6.1. Para líquidos viscosos opacos, permita que el hidrómetro se estabilice despacio en el líquido.....	60
5.6.2. Rango para aceptar o rechazar la muestra	62
5.7. PROCEDIMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA	63
5.7.1. Celda de prueba	63
5.7.2. Celda termorreguladora automática:	63
5.7.3. Aparato.....	63
5.7.4. Temperatura de la prueba	64
5.7.5. Tensión de prueba.....	65
5.7.6. Preparación de la muestra y la célula de prueba de llenado	65
5.7.7. Recomendaciones para evitar errores	66
5.8. ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE DIELECTRICO DE TRANSFORMADORES – IEEE Std C57.104.2008-	66
5.8.1. Interpretación del análisis de gases combustibles.....	68
5.8.2. Procedimientos a seguir utilizando la detección y análisis de gases combustibles	69
5.8.3. Generación de gases combustibles (razón de cambio).....	69
5.8.4. Monitoreo del deterioro del aislamiento utilizando volumen de gas disuelto	70
5.8.5. Diagnóstico de la condición de operación del transformador utilizando concentraciones individuales de gases TDGC	70
5.8.6. Procedimientos de operación e intervalos de muestreo a partir de los niveles de gases combustibles	73
5.8.7. Evaluación de posibles métodos de fallas utilizando el método de los gases clave	75
5.8.8. Evaluación de posibles fallas por análisis individuales de gases combustibles	76
5.9. EVALUACIÓN DE POSIBLES TIPOS DE FALLAS POR EL MÉTODO DE RELACIONES DE DOERNENBURG.....	77
5.9.1. Evaluación de posibles tipos de fallas por el método de relaciones de Rogers	80

5.10.	EVALUACIÓN DE POSIBLES TIPOS DE FALLAS POR EL MÉTODO DE DUVAL – MÉTODO AUXILIAR-	83
5.10.1.	Triángulo de Duval	83
5.11.	Análisis de Furanos ASTM D-5837.....	85
5.11.1.	Grado de Polimerización.	87
5.11.2.	Métodos de Diagnóstico.	88
5.11.3.	Cromatografía líquida de alta resolución (HCLP)	90
5.11.4.	Estabilidad de los compuestos furánicos	92
5.11.5.	Límites de los compuestos furánicos en función de la edad del transformador	93
5.11.6.	Diagnóstico del estado del transformador en base a los compuestos furánicos	94
5.11.7.	Principales fórmulas para la estimación del tiempo de vida del transformador en función de los compuestos furánicos	97
6.	CAPÍTULO VI: PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS SOBRE PRUEBAS REALIZADAS EN LABORATORIO.	103
6.1.	RESULTADOS OBTENIDOS EN LABORATORIO.	103
6.1.1.	Caso 1:	103
6.1.2.	Análisis dieléctrico a muestra de aceite	103
6.1.3.	Interpretación de resultados respecto al análisis dieléctrico tx6	104
6.1.4.	Caso 2:	104
6.1.5.	Análisis dieléctrico a muestra de aceite	105
6.1.6.	Interpretación de resultados respecto al análisis dieléctrico tx6	105
6.1.7.	Caso 3:	105
6.1.8.	Análisis dieléctrico a muestra de aceite	106
6.1.9.	Interpretación de resultados respecto al análisis dieléctrico tx6	106
6.1.10.	Caso 4:	107
6.1.11.	Análisis dieléctrico a muestra de aceite	107
6.1.12.	Interpretación de resultados respecto al análisis dieléctrico tx6	107
6.2.	CAUSAS QUE CREAN ANOMALÍAS EN ACEITE DIELECTRICO.	108
6.3.	RESULTADOS DE LOS ENSAYOS REALIZADOS.....	108
6.3.1.	Total de gases combustibles disueltos en aceite	109
6.3.2.	TX-1 – howard industries 2,000 kva	109
6.4.	COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON LÍMITES IEEE	109

6.4.1.	Proporción relativa de gases	110
6.4.2.	Análisis de Dornenburg	111
6.4.3.	Interpretación de resultados de acuerdo a Dornenburg	112
6.4.4.	Análisis de Rogers.....	112
6.4.5.	Interpretación de resultados de acuerdo a Dornenburg	112
6.4.6.	Triángulo de Duval	114
6.5.	TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES DISUELTOS EN ACEITE	115
6.5.1.	TX- 2 – ABB 630 kVA.....	116
6.6.	COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON LÍMITES IEEE	116
6.6.1.	Proporción relativa de gases	116
6.6.2.	Análisis de Dornenburg	117
6.6.3.	Interpretación de resultados de acuerdo a Dornenburg	118
6.6.4.	Análisis de Rogers.....	118
6.6.5.	Triángulo de Duval	120
6.7.	TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES DISUELTOS EN ACEITE	121
6.7.1.	TX- 3 – ABB 1,000 kVA.....	121
6.7.2.	Comparación de resultados con límites IEEE	121
6.7.3.	Proporción relativa de gases	122
6.7.4.	Análisis de Dornenburg	123
6.7.5.	Análisis de Rogers.....	124
6.7.6.	Triángulo de Duval	126
6.8.	ANÁLISIS DE COMPUESTOS FURÁNICOS.....	127
6.8.1.	Transformador 1.....	127
6.8.2.	Transformador 2.....	128
6.8.3.	Transformador 3.....	130
6.8.4.	Transformador 4.....	132
6.8.5.	Transformador 5.....	133
7.	CONCLUSIONES	136
8.	Bibliografía	137
9.	ANEXOS	140
9.1.	EQUIPO A UTILIZAR:	140
9.2.	Tabla resumen para la toma de muestra por cada norma.....	144

9.3. Transformador a utilizar.....	145
------------------------------------	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Muestra la parte interior de un transformador pad mounted.....	3
Figura 2.2 Muestra el núcleo de un transformador pad mounted.	3
Figura 2.3 Muestra el cobre enrollado a través del núcleo.	4
Figura 2.4 Contenedor de protección llamado tanque o depósito.	4
Figura 2.5 Boquillas de terminales (Bushing).....	4
Figura 2.6 Variedad de transformadores para diferentes aplicaciones.....	5
Figura 2.7 Transformador de distribución.....	5
Figura 2.8 Transformador sumergible.....	6
Figura 2.9 Transformador de potencia.....	6
Figura 2.10 Transformadores de instrumentos.....	7
Figura 2.11 Diferentes tonalidades de aceite dieléctrico.....	9
Figura 2.12 Proceso de extracción del aceite dieléctrico.....	12
Figura 2.13 Efectos de transferencia de calor.....	13
Figura 2.14 Descomposición del aceite dieléctrico.....	21
Figura 2.15 Estructura química de la celulosa.....	25
Figura 2.16 Estructura polimérica de la celulosa.....	25
Figura 2.17 proceso de descomposición de la celulosa.....	26
Figura 3.1 Indicador de temperatura líquido.....	34
Figura 3.2 Indicador de nivel de aceite.	34
Figura 3.3 Indicador de presión - vacío.....	35
Figura 3.4 Indicador de temperatura de las bobinas.	35
Figura 3.5 Procedimiento para la toma de muestra en botes de aluminio.	37
Figura 3.6 Procedimiento para toma de muestra en botes de vidrio.....	38
Figura 3.7 Procedimiento para la toma de muestra en jeringas de vidrio.	39
Figura 5.1 Muestra a la izquierda los electrodos cara plana utilizados para la norma astm D-877 y por el lado de la derecha muestra los electrodos cara esférica para la norma astm D-1816.	45
Figura 5.2 Lectura de la Escala del Hidrómetro para líquidos transparentes.....	61
Figura 5.3 Lectura de Escala del Hidrómetro para Fluidos Opacos.....	62
Figura 5.4 Celda de prueba.	63
Figura 5.5 Muestra una vista en sección de la cámara de ensayo con una celda de prueba de tres electrodos en su lugar y con cables de prueba conectados.....	64
Figura 5.6 Flujo grama de Doernenburg.....	78
Figura 5.7 Triángulo de Duval.....	84
Figura 5.8 Diferentes degradaciones de los polímeros.	86
Figura 5.9 Gráfica de variación de resultados.....	89

Figura 5.10 Grafica de estimación del Dp.	99
Figura 5.11 Grafica de cálculo basado en total de furanos.....	99

Figura 6.1 Grafica de Gas clave proporción relativa.....	111
Figura 6.2 Grafica de Gas clave proporción relativa vs Proporción relativa.....	117
Figura 6.3 Grafica de Gas clave proporción relativa vs Proporción relativa.....	123

Anexos

Figura A.1 Muestra el equipo de valoración de Karl-Fischer el cual es un método estándar específico para la determinación del contenido de agua y proporciona resultados exactos y precisos en cuestión minutos.....	140
Figura A.2 Muestra el equipo BAUR DTL C ofrece la información más reciente y más precisa para la gestión eficiente de aceite en las plantas de la industria eléctrica, la industria médica y seguridad.....	141
Figura A.3 Un espectrómetro FTIR recoge simultáneamente datos de alta resolución espectral en un amplio intervalo espectral. Esto confiere una ventaja significativa sobre un dispersivo espectrómetro que mide la intensidad sobre una gama estrecha de longitudes de onda a la vez.	141
Figura A.4	142
Figura A.5 Muestra el equipo de sistema óptico que ofrece la medición simultánea y longitud de onda completa (UV y visible) la cobertura de gama	142
Figura A.6 Equipo utilizado para determinar la resistencia dieléctrica del líquido aislantes, tales como los aceites aislantes utilizados en transformadores y otros aparatos eléctricos. (Son transportables y adecuados para uso en laboratorio, así como pruebas en el sitio).....	143
Figura A.7 Equipo HP 5890 Series II GC con FID y TCD	143
Figura A.8 Equipo para Cromatografía.....	144
Figura A. 9 Muestra las válvulas y el equipo de seguridad utilizados en la extracción del aceite.	145

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Fabricante Shell Diala AX (División de aceites dieléctricos para transformadores).	17
Tabla 2.2 Fabricante Repsol Electra 3X (industria).	18
Tabla 2.3 Fabricante Mobil 1 Univolt N61B	19
Tabla 2.4 Fabricante UNO ITEO Aceite inhibido para transformadores	20
Tabla 2.5 Vida útil del aceite en función de la temperatura.	23

Tabla 5.1 Muestra la diferencia entre cada electrodo.....	45
---	----

Tabla 5.2 Rigidez dieléctrica para 1 mm de separación según norma ASTM D-1816	48
Tabla 5.3 Rigidez dieléctrica para 2mm según norma ASTM D-1816.	49
Tabla 5.4 Valores de tensión para rigidez dieléctrica según norma ASTM D-877	49
Tabla 5.5 Tamaño de muestras.	50
Tabla 5.6 Rangos para evaluar el número de neutralización según la norma ASTM D-3487.....	53
Tabla 5.7 Rangos según IEEE (62-1995).....	53
Tabla 5.8 Valores de tensión interfacial tomada de la Guía para el mantenimiento del transformador S.D. Myers, pag. 129 (Forestieri)	56
Tabla 5.9 Valores normalizados de los vidrios según norma ASTM D-1500	57
Tabla 5.10 Valores según la tabla 7, IEEE Std 62-1995.....	59
Tabla 5.11 Concentraciones de gases disueltos en aceite – Fuente, IEEE C54.104.2008	72
Tabla 5.12 Acciones basadas en TDGC – fuente IEEE C57.104.2008 tabla 3, pag.12	74
Tabla 5.13 Tipos de gases para fallas comunes.	75
Tabla 5.14 Tipos de gases para fallas comunes.	76
Tabla 5.15 Concentración límites para gases clave.	79
Tabla 5.16 Valores sugeridos por Doernenburg y coinciden con los del IEEE	80
Tabla 5.17 Método de Rogers.....	81
Tabla 5.18 Flujo grama de Rogers.....	82
Tabla 5.19 Valores límites de gases combustibles en porcentaje.	84
Tabla 5.20 Compuestos furanicos.....	86
Tabla 5.21 Abreviaturas y sinonimos	87
Tabla 5.22 Volumen de inyeccion	91
Tabla 5.23 Componente Furanico.....	91
Tabla 5.24 Indicativo de pérdidas.	93
Tabla 5.25 compuesto y diagnostico propuesto	96
Tabla 5.26 Contenido de furano.....	96
Tabla 5.27 Parametros y constante	101
Tabla 5.28 Autor y ecuaciones.....	102
Tabla 6.1 Datos generales para el caso 1 según el transformador Tx1.....	103
Tabla 6.2 Resultados de la muestra dieléctrica para el caso 1.....	104
Tabla 6.3 Muestra los datos generales sobre el transformador del caso 2.....	104
Tabla 6.4 Resultados obtenidos para el caso 2.....	105
Tabla 6.5 Datos generales sobre el transformador del caso 3.	106
Tabla 6.6 Resultados obtenidos para el caso 3.....	106
Tabla 6.7 Datos generales para el transformador del caso 4	107
Tabla 6.8 Resultados obtenidos para el caso 4.....	107
Tabla 6.9 Causas que crean anomalías en el aceite dieléctrico según cada uno de las normas ASTM	108
Tabla 6.10 Datos generales para Transformador para análisis de DGA.....	109

Tabla 6.11 Datos obtenidos y límites según IEEE.....	110
Tabla 6.12 Proporción relativa de gases.....	110
Tabla 6.13 Valores sugeridos para la interpretación de dornenburg.....	112
Tabla 6.14 Valores sugeridos según IEEE de acuerdo a Rogers.....	113
Tabla 6.15 Resultados obtenidos sobre el primer análisis.....	113
Tabla 6.16 Averías en el triángulo de duval.....	115
Tabla 6.17 Datos generales sobre el transformador ABB 630 kVA.....	115
Tabla 6.18 Comparación de los resultados con los límites según IEEE.....	116
Tabla 6.19 Proporción relativa de gases.....	116
Tabla 6.20 Valores sugeridos por la IEEE.....	118
Tabla 6.21 Valores sugeridos por la IEE para Dornenburg.....	119
Tabla 6.22 Resultados obtenidos.....	119
Tabla 6.23 Averías en el triángulo de duval.....	120
Tabla 6.24 Datos generales para DGA Tx3.....	121
Tabla 6.25 Limite según la IEEE.....	122
Tabla 6.26 Proporción relativa de gases.....	122
Tabla 6.27 Valores sugeridos por la IEEE.....	124
Tabla 6.28 Valores sugeridos por la IEEE.....	125
Tabla 6.29 Resultados obtenidos por el análisis.....	126
Tabla 6.30 Averias en el triangulo de duval.....	127
Tabla 6.31 Dp, % de vida restante y vida transcurrida.....	128
Tabla 6.32 Dp, % de vida restante y vida transcurrida.....	129
Tabla 6.33 Dp, % de vida restante y vida transcurrida.....	131
Tabla 6.34 Dp, % de vida restante y vida transcurrida.....	133
Tabla 6.35 Dp, % de vida restante y vida transcurrida.....	134
Tabla A.1 Recipiente específico para cada toma de muestra.....	145



1. CAPÍTULO I

1.1. INTRODUCCIÓN

Un transformador de distribución tipo Pad Mounted es un dispositivo muy confiable que está diseñado para instalaciones del tipo subterráneas, esto para diversas aplicaciones como edificios habitacionales, centros comerciales, edificios de oficinas, industrias, siendo uno de los principales beneficios el que esté instalado sobre el piso para que su mantenimiento sea más sencillo. Para lograr una vida útil de 20-35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 °C y 95 °C. Aunque en la práctica la vida de un transformador depende de su mantenimiento preventivo correctivo.

En nuestro país y a raíz de los muchos proyectos que se están manejando casi por norma se instala un Pad Mounted, ya que dependiendo del requerimiento del cliente y la necesidad el transformador puede cumplir con las normas ASTM, IEC, ANSI además los accesorios de media tensión utilizados en los transformadores tipo pedestal o Pad Mounted son del tipo elastoméricos premoldeados, de operación bajo carga (a excepción de los de 600A) y frente muerto, lo que permite una operación segura, lo que beneficia a los operarios. La alimentación se realiza a través de un seccionador interno de operación bajo carga y conjuntos bayonetas o canister que ofrecen un completo esquema de protección con fusibles, lo anterior y el hecho de que puede ser trifásico y sus capacidades en kVA pueden ser grandes como pequeñas lo convierten en una opción muy competitiva ante los transformadores tipo poste en banco o individuales los cuales tienen precios más elevados regularmente al necesitar herrajes y postes.

Es claro que los transformadores forman una parte esencial en el sistema eléctrico y es por esto su costo en sí y a las pérdidas que representan al fallar que se le debe de prestar una atención especial al mantenimiento de éstos.

El presente trabajo, es una investigación sobre las opciones de mantenimiento y se encarga de mostrar una alternativa al mantenimiento predictivo de transformadores, para poder minimizar así los tiempos fuera de línea de los equipos, ya que éstos representan pérdidas a los consumidores finales de energía eléctrica con valores muchas veces mayores a los del transformador, teniendo complicaciones ya que por lo regular no existen empresas en el país que tengan transformadores de este tipo para la entrega inmediata, pueden pasar semanas para tener uno nuevamente.



1.2. JUSTIFICACIÓN

Los aceites dieléctricos debido a sus características son ampliamente utilizados en el sector eléctrico, especialmente en transformadores de potencia, ya sea en mediana o alta tensión, el cual desempeña un factor clave para la vida útil del mismo. El aceite cumple la función de conductor térmico, pero a la vez debe de mantener sus propiedades dieléctricas, ya que en medianas y altas tensiones leves variaciones en la conductividad del fluido resultarían en una ruptura por arco eléctrico (por lo que se diferencia de otras aplicaciones).

Los aceites dieléctricos poseen una alta resistencia a la oxidación, lo que permite funcionar por largos períodos, tanto en transformadores de potencia y de distribución como en interruptores. Pero dicha resistencia a la oxidación no lo excluye al aceite dieléctrico de verse afectado por la pérdida de pureza de su composición; La contaminación de estos aceites se da por diversas razones dentro de la carcasa del transformador, como por ejemplo oxidación, filtraciones de agua y desprendimiento de partículas de metal y pintura, que provocan un aumento de la conductividad eléctrica y pérdidas en las propiedades de conducción térmica.

En la actualidad, en el país, no existe ningún laboratorio que realice pruebas de análisis de gases disueltos ni tampoco que sean capaces de determinar la presencia de compuestos furánicos, dichas pruebas permiten conocer con mayor exactitud el estado del aceite dieléctrico del transformador a analizar, por lo que conocer los métodos utilizados para realizar dichos análisis se vuelve de suma importancia si se desea brindar un diagnóstico del estado del transformador.

1.3. NATURALEZA Y ALCANCE DEL TRABAJO

En el presente trabajo proporciona la recopilación de información con el fin de dar a conocer la importancia que tiene el aceite dieléctrico en los transformadores, ya sea como medio refrigerante, aislante o como indicativo de la condición de operación. De igual manera se describen las normas o lineamientos que deben seguirse para identificar posibles fallas o anomalías en el funcionamiento del equipo.

Se tiene también como finalidad comparar los resultados de laboratorio, la formulación teórica frente a mediciones de campo y determinar la viabilidad de las sugerencias citadas por el IEEE y/o estándares similares. Se describe el proceso de deterioro del aceite, sus posibles causas y efectos en los transformadores.

La finalidad del trabajo no es ratificar o rechazar las normas, si no, aplicar los criterios y sugerencias a equipos que operan en la región. A partir de esto se busca la toma de decisiones prácticas y eficientes que permitan (por los medios disponibles) apostar por la mejor de las conjeturas.



2. CAPITULO II: GENERALIDADES

2.1. TRANSFORMADOR

El transformador es un dispositivo que mediante la acción de un campo magnético convierte energía eléctrica alterna de un nivel de tensión, en energía eléctrica alterna a otro nivel de tensión, está construido por arrollamientos, primario y secundario de bobinas de alambre aisladas eléctricamente entre si y enrolladas en un núcleo de material ferromagnético.



Figura 2.1 Muestra la parte interior de un transformador pad mounted.

2.2. PARTES DE UN TRANSFORMADOR

Un transformador es una máquina compuesta por diferentes elementos, los cuales cada uno de ellos desarrolla una función importante para el proceso de reducir o aumentar el nivel de tensión según sea el caso: entre las partes más importante se pueden mencionar:

El núcleo: Este elemento está constituido por chapas de acero las cuales se encuentran aisladas las unas de las otras. El núcleo de los transformadores está compuesto por las columnas, que es la parte donde se montan los devanados, y las culatas, que es la parte donde se realiza la unión entre las columnas. El núcleo realiza la función de conducir el flujo magnético, ya que es un gran conductor magnético.



Figura 2.2 Muestra el núcleo de un transformador pad mounted.



Devanados: El devanado está compuesto por un hilo de cobre enrollado a través del núcleo en uno de sus extremos y recubiertos por una capa aislante, que suele ser barniz. Está compuesto por dos o a veces tres bobinas, la primaria y la secundaria. La relación de vueltas del hilo de cobre entre el primario y el secundario nos indicará la relación de transformación. El nombre de primario y secundario es totalmente simbólico ya que dependerá de donde apliquemos la tensión de entrada (allá donde apliquemos la tensión de entrada será el primario y donde obtengamos la tensión de salida será el secundario).



Figura 2.3 Muestra los devanados.

Tanque o depósito: sirve como contenedor de protección para las partes activas del transformador el cual está compuesto por un tanque de acero con recubrimiento en polvo y una junta sellada además tiene un aceite mineral no conductor inerte, el cual sirve como refrigerante y protección contra la humedad; en dicho aceite se sumergen las bobinas y el núcleo.



Figura 2.4 Contenedor de protección llamado tanque o depósito.

Sistema de refrigeración: Al existir pérdidas en el sistema de transformación de energía, cierta cantidad de esta energía se convierte en calor, el cual si no se mantiene controlado puede llegar a dañar la vida útil de los aislamientos de los devanados, por lo cual es necesaria la existencia de un sistema de refrigeración adecuado. Existen dos modalidades de aislamiento, el tipo seco o aire se refiere a una evacuación de calor en la superficie externa (en potencias pequeñas) y el tipo baño de aceite cumple con una doble misión de refrigerante y aislante, ya que posee una capacidad interna térmica y una rigidez dieléctrica superior a la del aire.

Boquillas Terminales (Bushing): Las boquillas se emplean para pasar de un conductor de alta tensión a través de una superficie aterrizada, como son el caso del tanque de un transformador. Las boquillas deben ser capaces de transportar las corrientes de los equipos en régimen nominal y de sobrecarga, de mantener el aislamiento tanto para tensión nominal como para sobretensiones y de resistir también esfuerzos mecánicos.

Las boquillas de acuerdo a las funciones desempeñadas se pueden clasificar en:

- Boquillas de terminales de línea
- Boquillas de terminales en neutro
- Boquillas de terciario



Figura 2.5 Boquillas de terminales (Bushing).

2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES



Figura 2.6 Variedad de transformadores para diferentes aplicaciones.

Los transformadores se pueden clasificar de diferentes formas, ya que éstos pueden variar en sus características eléctricas, sus aplicaciones como también sus formas físicas. Entre esa variedad de clasificaciones se abordarán a continuación: por la potencia manejada, por utilización y de acuerdo al tipo de aislamiento.

2.3.1. Por potencia manejada

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores de distribución son la última fase para la utilización de energía eléctrica, en alta o baja tensión, se define como un aparato estático que tiene una capacidad nominal de 5 hasta 500 kVA y una tensión eléctrica nominal de hasta 67,000 voltios, tantos monofásicos como trifásicos, en El Salvador se manejan en tensiones 7.6/13.2kV hasta 14.4/24.9 kV.

TRANSFORMADORES SUMERGIBLES

Los transformadores sumergibles, son usados principalmente en circuitos de distribución subterráneos susceptibles a ambientes corrosivos e inundaciones temporales o prolongadas.

Los transformadores sumergibles están contruidos para operar en una cámara o bóveda, bajo el nivel del suelo y sujetos a posibles inundaciones bajo condiciones predeterminadas de presión y tiempo



Figura 2.7 Transformador de distribución.



(24 horas bajo una columna de agua de hasta 40 cm por encima de la parte superior del transformador).



Potencias (kVA):

Monofásicos: desde 15 kVA hasta 500 kVA

Trifásicos: desde 30 kVA hasta 2500 kVA

Nivel de Tensión: Desde BIL 95 kV hasta BIL 150 kV

Figura 2.8 Transformador sumergible.

TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Son utilizados para transmisión y subtransmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Usualmente utilizados en subestaciones, Centrales de generación y en usuarios con características especiales, entre las características que se pueden mencionar sobre este tipo de transformadores están: Se construyen en potencias normalizadas desde 1.25 hasta 100MVA, en tensiones de 13.2 hasta 132KV y frecuencias de 50 y 60Hz según sea el caso.



Figura 2.9 Transformador de potencia.

2.3.2. Por su utilización

TRANSFORMADORES DE GENERACIÓN

Los transformadores elevadores suelen funcionar a tiempo completo ya que son los dispositivos que enlazan las generadoras eléctricas con la red de transmisión. Se deben diseñar para que resistan a una carga térmica extrema sin envejecimiento prematuro.

TRANSFORMADORES PARA SUBESTACIÓN.

Los transformadores para subestación también conocidos como transformadores de potencia son aquellos transformadores utilizados para la transmisión y subtransmisión de la energía eléctrica, en alta y media tensión.



TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Como se ha mencionado en el apartado anterior, los transformadores de distribución son la última etapa para la utilización de la energía eléctrica, ya que son éstos los encargados de transformar la energía de un nivel de alta tensión a un nivel de baja tensión.

TRANSFORMADORES ESPECIALES

Los transformadores especiales de aplicación general son transformadores de distribución de tipo seco que usan con los primarios conectados a los circuitos de distribución de baja tensión, para alimentar cargas de alumbrado y pequeñas cargas a tensiones todavía más bajas. Existen transformadores para tensiones del primario de, 120, 240, 480 y 600 V, con potencias nominales comprendidas entre 25 VA y 500kVA, a 60 Hz.

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

También conocidos como transformadores de potencial (TP) y transformadores de corriente (TC), son un tipo especial de transformadores los cuales son utilizados para tomar muestras de la magnitud a medir de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.



Figura 2.10 Transformadores de instrumentos.

2.3.3. Por el tipo de aislamiento

Existen transformadores sumergidos en aceite y de tipo seco; Los transformadores sumergidos en aceite tiene sus bobinas inmersas en un medio aislante (normalmente en aceite), el cual además de servir como aislante eléctrico se convierte en un medio que permite eliminar los excesos de calor. La IEEE en su norma C57.12.00-2000 aprobó la utilización de cuatro letras para clasificar el tipo de refrigerante y el mecanismo de circulación de este.

1. **Primera letra:** un medio de refrigeración interna en contacto con los devanados
 - O: aceite mineral o líquido aislante sintético con punto de combustión <300°C.
 - K: líquido aislante con un punto de combustión >300°C.
 - L: líquido aislante sin punto de combustión medible.
2. **Segunda letra:** mecanismo de circulación del medio de refrigeración interno.
 - N: flujo de convección natural a través de equipos de refrigeración y devanados.
 - F: Circulación forzada a través de equipos de refrigeración (bombas de refrigeración), el flujo de convección natural en los devanados (flujo no directo).
 - D: Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, dirigido desde el equipo de enfriamiento hasta los devanados principales
3. **Tercera letra:** medio de enfriamiento externo
 - A: Aire



- W: Agua
- 4. **Cuarta letra:** Mecanismo para el medio de enfriamiento externo
 - N: La convección natural
 - F: La convección forzada

A continuación, se muestran algunos ejemplos de los tipos de refrigeración en transformadores de acuerdo a la norma ANSI/IEEE C57.12.00-2000

TIPO ONAN (OA)

Sumergido en aceite, con enfriamiento natural. Éste es el enfriamiento más comúnmente usado y el que frecuentemente resulta más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones. En estos transformadores, los devanados y el núcleo están sumergidos en el aceite y son auto-enfriados por circulación natural del aire alrededor del tanque donde éstos se encuentran. Las aletas o radiadores pueden estar unidos a la carcasa ayudando así a la refrigeración.

TIPO ONAN/ONAF (OA/FA)

Sumergido en aceite con enfriamiento propio y con enfriamiento de aire forzado. Este tipo de transformadores es básicamente una unidad OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento y, por lo tanto, aumentar los kVA de salida; los ventiladores pueden activarse a una temperatura preestablecida.

TIPO ONAN/ONAF/OFAF (OA/FA/FOA)

Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento de aceite forzado-aire forzado, con enfriamiento aceite forzado-aire forzado.

El régimen del transformador tipo OA, sumergido en aceite puede ser aumentado por el empleo combinado de bombas y ventiladores. En la construcción se usan los radiadores desprendibles normales con la adición de ventiladores montados sobre dichos radiadores y bombas de aceite conectados a los cabezales de los radiadores. El aumento de capacidad se hace en dos pasos: en el primero se usan la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas para lograr un aumento de 1.333 veces sobre diseño OA; en el segundo se hace trabajar a la totalidad de los radiadores y bombas con lo que se consigue un aumento de 1.667 veces el régimen OA.

TIPO OFAF (FOA)

Sumergidos en aceite, con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de aire forzado.

El transformador se enfría mediante el bombeo de aceite (aceite forzado) a través de un radiador normalmente unido al exterior del tanque. Además, el aire es forzado por los



ventiladores sobre la superficie de enfriamiento. Su diseño está destinado a usarse únicamente con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando continuamente.

TIPO ONWF (OW)

Sumergidos en aceite, con enfriamiento por agua. Este tipo de transformador está equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque, el agua de enfriamiento circula en el interior de los tubos y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente. El aceite fluye naturalmente, como el aceite se calienta por los devanados, este se eleva a la parte superior y sale por la tubería hacia el radiador. Cuando se enfría, el aceite desciende a través del radiador y vuelve a entrar en el tanque del transformador por la parte inferior.

TIPO FOW

Sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada.

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

2.4. SISTEMA DE AISLAMIENTO.

El aislamiento eléctrico es el que evita la circulación de la corriente entre dos puntos que tiene diferente potencial eléctrico. Éste es parte constitutiva de todos los equipos e instrumentos eléctricos, además se puede decir, que es la base de la vida del equipo y se puede encontrar en generadores, pararrayos, disyuntores, transformadores, conductores, etc. La vida útil de los transformadores de potencia depende de la temperatura de los devanados, porque ésta influye directamente en el deterioro del aislamiento del transformador.

2.4.1. Aceite aislante.

El aceite para transformadores, es un aceite que se utiliza en general en equipos eléctricos y que exhibe propiedades dieléctricas características y esenciales para oponerse al paso de la corriente eléctrica. Su contenido en la mayoría de los transformadores consta principalmente de dos tipos de materiales aislante que son aceite y papel.



Figura 2.11 Diferentes tonalidades de aceite dieléctrico



2.4.2. Uso del aceite dieléctrico en transformadores de potencia

Los primeros transformadores no empleaban el aceite como medio aislante, si no que utilizaban el aire como medio dieléctrico, El aceite dieléctrico es un componente muy importante del aislamiento del transformador.

Elihu Thomson patentó el uso del aceite mineral en 1887 y aproximadamente cinco años más tarde, se utilizaba el aceite como aislante dieléctrico en el ámbito comercial.

El aceite dieléctrico es no corrosivo (el deber ser) a las partes metálicas del transformador y baja solubilidad frente a las pinturas y barnices en el interior del transformador.

2.4.3. Clasificación de aceites por su origen.

1. ACEITES SINTÉTICOS PCBs Conocidos como ASKARELES
2. ACEITES SILICONADOS
3. ACEITES MINERALES Clasificados en:
 - PARAFÍNICOS
 - NAFTÉNICOS
 - AROMÁTICOS
4. ACEITES VEGETALES

2.5. TIPOS DE ACEITES DIELECTRICOS

2.5.1. Aceites sintéticos. pcb's

Los aceites bifenilos policlorados, también conocidos como askareles o PCB's, son compuestos químicos formados por cloro, carbono e hidrógeno. En 1929, la empresa Monsanto (EE.UU.) inició la producción industrial. El PCB es resistente al fuego, muy estable, no conduce electricidad y tiene baja volatilidad a temperaturas normales.

Los PCB's se utilizaron anteriormente como aislantes para equipos eléctricos como transformadores, capacitores y termostatos. El riesgo ocurre si los transformadores explotan o se prenden fuego, en ese caso, el PCB se transforma en un producto químico denominado dioxina (es un producto tóxico de desecho que se forma cuando se queman desperdicios que contienen cloro), éstas son las sustancias más dañinas que se conocen, se ha comprobado que son cancerígenos.

En 1976, la OMS recomendó la prohibición de la fabricación, comercialización y uso de los BPC's a nivel mundial.



2.5.2. Aceites siliconados

Este tipo de aceite es a base de silicona dimetílica (polímero de dimetil siloxano compuesta por cadenas alternadas de átomos de silicio y oxígeno y grupos de metilo unidos a los átomos de silicio), en la actualidad es uno de los compuestos menos peligrosos y uno de los mejores sustitutos de los PCB's.

Este tipo de aceite es altamente estable, con una capacidad de resistencia al fuego más alta que los aceites minerales y además es un refrigerante dieléctrico y no contaminante.

Si a un transformador proyectado para aceite mineral o PCB se lo refrigera con líquido siliconado, la potencia del transformador se reduce en 5-10% debido a su mayor viscosidad.

Se han empleado fluidos sintéticos a base de silicona en aplicaciones especiales donde un alto grado de seguridad y muy amplio tiempo de servicio es requerido. (Gamez, 2016)

2.5.3. El aceite vegetal

Está basado en semillas oleaginosas y aditivos de mejoría de desempeño de clase comestible. Es un refrigerante dieléctrico que se degrada rápido y totalmente en el suelo y en ambientes acuáticos. Es de color verde para destacar su perfil ambiental favorable, y distinguirlo del aceite mineral.

Un ejemplo de aceite dieléctrico vegetal es el fluido Envirotemp FR3. Las ventajas de éste aceite entre otras es que posee alta rigidez dieléctrica, características térmicas mejoradas, viscosidad baja y excelente estabilidad química.

Debido a sus excelentes características ambientales, de seguridad contra incendio y de desempeño, las aplicaciones del aceite vegetal se han extendido a una variedad de equipos, incluyendo transformadores de potencia. (Gamez, 2016)

2.5.4. Aceite mineral

Los aceites dieléctricos de origen mineral se obtienen de derivados del petróleo, que posee propiedades eléctricas aislantes.

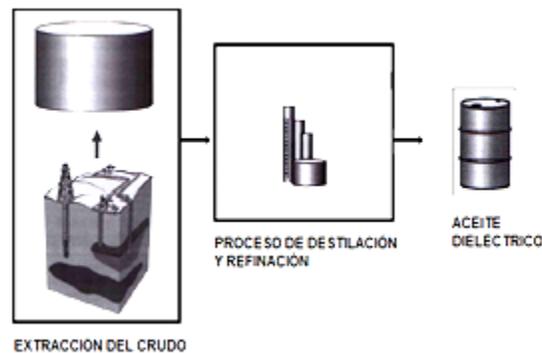


Figura 2.12 Proceso de extracción del aceite dieléctrico.

Está formado por compuestos de hidrocarburos y no-hidrocarburos.

Hidrocarburos: Los compuestos de hidrocarburos son el mayor constituyente del aceite mineral y pueden ser divididos en tres grandes grupos.

- Parafínicos
- Nafténicos
- Aromáticos
- No- Hidrocarburos

Los compuestos no-hidrocarburos en el aceite mineral pueden ser compuestos de azufre, compuestos de nitrógeno, compuestos con oxígeno. (Gamez, 2016)

2.6. UTILIDAD Y APLICACIÓN DEL ACEITE AÍSLANTE.

Los aceites aislantes se utilizan en la operación de transformadores, interruptores, reactores, capacitores, motores y otros tipos de equipo eléctrico. Sin embargo el uso más extenso de éstos es en transformadores, es por esta razón se conocen como aceite para transformador.

En los transformadores, un aceite dieléctrico tiene dos funciones básicas. Como primera función actúa como un medio de enfriamiento, para disipar el calor generado por el transformador, y como segunda se comporta como aislante eléctrico.



2.6.1. El aceite dieléctrico como refrigerante.

La propiedad de conducción de calor, se dificulta en los transformadores cuando, luego de un periodo prolongado de inactividad, la unidad se pone en servicio. Es en ese punto cuando las pérdidas por calor son mayores y el aceite es más viscoso debido a que su temperatura es muy parecida a la temperatura ambiente. La propiedad del aceite que tiene un gran efecto sobre la eficiencia de la transferencia de calor, es la viscosidad. Un incremento en la viscosidad provoca un menor coeficiente de transferencia de calor. Al mismo tiempo, una alta viscosidad dificulta la circulación del aceite por los radiadores.

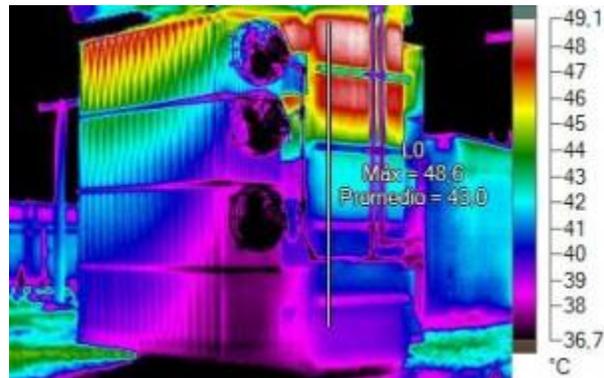


Figura 2.13 Efectos de transferencia de calor.

El coeficiente de transferencia de calor también se reduce por la formación de lodos causados por la oxidación del aceite. Los lodos causados por la oxidación del aceite. Los lodos no solo restringen el flujo del aceite a través de los conductores de enfriamiento, sino cubre la superficie de estos, formando una capa indeseable de aislamiento térmico. Ambos efectos dan como resultado un incremento en las temperaturas de operación y un deterioro del aceite. Una buena estabilidad ante la oxidación es una propiedad que se consigue agregando aditivos que permiten que el aceite forme una película que se adhiere para evitar la corrosión.

2.6.2. Los aceites y los arcos eléctricos

En los interruptores, los aceites aislantes tienen, como función adicional, extinguir los arcos eléctricos que se forman cuando se abren o se cierran los contactos bajo carga. El calor generado por el arco causa una descomposición del aceite, formando carbón e hidrógeno. El carbón se precipita en el recipiente que contiene el aceite. El hidrógeno gaseoso ayuda a enfriar el arco ya que actúa como medio de transferencia de calor. El flujo del gas hacia la superficie del aceite ayuda de forma mecánica, a prolongar el arco, de tal manera que se extingue. El hidrógeno se ventea a la atmósfera. Es importante que el aceite forme hidrógeno gaseoso cuando se forme un arco a través de él, pero también es importante que el aceite no se preste a una degradación excesiva que provocaría una disminución de la vida útil de este. (Florian, 1997)



2.7. PROPIEDADES DE LOS ACEITES MINERALES SEGÚN ANSI/ASTM.

La norma para aceites minerales dieléctricos que son subproductos del petróleo es la ANSI/ASTM 3487. Estos aceites son para uso como medio aislante y refrigerante en dispositivos electrónicos. Esta norma es válida desde 1976 tanto para el ANSI y la ASTM. Además es aceptado por el IEEE y otras entidades.

Esta norma aplica, únicamente a aceites dieléctricos minerales nuevos. Además, define a los aceites aislantes como intercambiables entre sí de acuerdo con los existentes en el mercado, además de ser compatibles con los equipos de actualidad. Así mismo, con el mantenimiento adecuado, cumplirán con sus especificaciones.

Las propiedades funcionales del aceite se dividen en tres categorías: Las propiedades físicas, las eléctricas y las químicas.

1. PROPIEDADES FÍSICAS

- Viscosidad.
- Punto de fluidez.
- Punto de inflamación.
- Tensión interfacial.
- Punto de anilina.
- Color.
- Densidad.

2. PROPIEDADES QUÍMICAS

- Estabilidad a la oxidación.
- Contenido de agua.
- Numero de Neutralización.

3. PROPIEDADES ELÉCTRICAS

- Factor de potencia
- Rigidez dieléctrica

2.7.1. Propiedades físicas.

Color (ASTM D1500).

Un bajo valor, de acuerdo con la escala ASTM 1500, indica un color claro lo cual es un aceite relativamente nuevo. El equipo debe ser inspeccionado visualmente antes de agregar el aceite. Si se tiene un número alto indica el deterioro del aceite.



Densidad relativa del aceite (ASTM D1298)

La densidad relativa es una propiedad física del aceite aislante y simplemente es la relación de la masa de un volumen específico de aceite con la masa del mismo volumen de agua a igual temperatura.

Viscosidad (ASTM D88/D445)

La viscosidad influye directamente en el coeficiente de transferencia de calor, lo cual conduce a un incremento en la temperatura de operación en los dispositivos. Además, una viscosidad alta puede provocar una reducción de la velocidad en partes móviles en dispositivos como cambiadores de derivación en transformadores, bombas, interruptores, reguladores, etc. Además, con una viscosidad alta se dificulta el arranque de los dispositivos en los climas fríos.

Tensión interfacial. (ASTM D971)

Un valor alto es necesario para una operación segura de los equipos.

2.7.2. Propiedades eléctricas.

Rigidez dieléctrica (ASTM D877)

La rigidez dieléctrica indica la capacidad del aceite de resistir la formación de un arco entre dos puntos de alta diferencia potencial a la frecuencia de operación. La rigidez dieléctrica es conocida porque es el voltaje mínimo al cual se forma un arco entre dos electrodos sumergido en aceite.

Factor de potencia (ASTM D924 aceite)

Factor de potencia o factor de disipación es un indicador de las pérdidas dieléctricas en un aceite. Contrario a un circuito eléctrico, un bajo factor de potencia indica pocas pérdidas y baja concentración de contaminantes solubles de aceite.

2.7.3. Propiedades químicas.

Sulfuros corrosivos (ASTM 1275)

Azufre estable e inestable contenido en mezclas deben evitarse para prevenir la corrosión de ciertos metales como la plata y el cobre que se encuentran en contacto con el aceite.

Contenido de agua (ASTM1315)

Un bajo contenido de agua es necesario para obtener una rigidez dieléctrica adecuada y a la vez bajas pérdidas dieléctricas, para maximizar la vida del sistema de aislamiento y minimizar la corrosión de los metales.



Acidez (número de neutralización) (ASTM D974)

Un bajo número es necesario para minimizar la conductancia eléctrica y corrosión de los metales a la vez que maximiza la vida del sistema de aislamiento.

2.8. ACEITE DIELECTRICO NUEVO PARA TRANSFORMADORES

De las principales funciones del aceite dieléctrico y el porqué de su uso en transformadores podemos destacar las siguientes:

- 1- Buen aislante
- 2- Suprime el efecto corona
- 3- Suprime el arco eléctrico y las descargas parciales
- 4- Buen refrigerante

El aceite mineral para transformadores es altamente refinado y debe cumplir con los más altos estándares de la industria e incluso así mantener precios competitivos, sin llegar a comprometer la calidad del producto, por esta razón se crean una serie de normas y estándares que el aceite dieléctrico debe cumplir.

A la fecha cumplir y/o exceder los estándares queda a disposición del fabricante como ejemplo se citan a continuación algunos fabricantes de aceite dieléctrico para transformadores y los estándares que cumplen:



2.8.1. Shell Diala AX (división de aceites dieléctricos para transformadores)

	Método ASTM	Valores mínimos para aceite ANSI/ ASTM NEMA Valores límite Tipo II	Shell Diala AX
Punto de anilina, °C	D-611	63-84	75
Color	D-1500	0.5 máx.	<0.5
Punto de inflamación, °C	D-92	145 min	154
Tensión interfacial 25°C, dinas/cm	D-971	40 min	46
Punto de Fluidez, °C	D-97	-40 min	-40
Densidad a 60°F, kg/l°C	D-1298		0.8746
Viscosidad:			
@0°C	cSt	76.0 máx.	46.95
@40°C	cSt	12.0 máx. 3.0	8.38
@100°C	cSt	Máx.	2.23
Aspecto visual	D-1524	Claro y brillante	Claro y brillante
Rigidez dieléctrica	D-1816	28 kV min	>28kV
Factor de potencia @100°C	D-924	0.30 máx.	0.198
Agua, ppm	D-1533	35 máx.	22
Numero de neutralización, mg KOH/gr	D-974	0.03 máx.	0.0013

Tabla 2.1 Fabricante Shell Diala AX (División de aceites dieléctricos para transformadores).



2.8.2. Repsol Electra 3X (industria)

	Método ASTM	Valores mínimos para aceite ANSI/ ASTM NEMA Valores límite Tipo II	REPSOL ELECTRA 3X													
Punto de anilina, °C	D-611	63-84	-----													
Color	D-1500	0.5 máx.	<0.5													
Punto de inflamación, °C	D-92	145 min	160													
Tensión interfacial 25°C, dinas/cm	D-971	40 min	40													
Punto de Fluidez, °C	D-97	-40 min	-40													
Densidad a 60°F, kg/l°C	D-1298		0.845@20°C													
Viscosidad: <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;">@0°C</td> <td style="width: 20%;">cSt</td> <td rowspan="3" style="width: 20%; text-align: center;">D-445</td> <td style="width: 20%; text-align: center;">76.0 máx.</td> <td style="width: 20%; text-align: center;">1800@-30°C</td> </tr> <tr> <td>@40°C</td> <td>cSt</td> <td style="text-align: center;">12.0 máx. 3.0</td> <td style="text-align: center;">12.0</td> </tr> <tr> <td>@100°C</td> <td>cSt</td> <td style="text-align: center;">Máx.</td> <td style="text-align: center;">-----</td> </tr> </table>	@0°C	cSt	D-445	76.0 máx.	1800@-30°C	@40°C	cSt	12.0 máx. 3.0	12.0	@100°C	cSt	Máx.	-----			
@0°C	cSt	D-445		76.0 máx.	1800@-30°C											
@40°C	cSt			12.0 máx. 3.0	12.0											
@100°C	cSt		Máx.	-----												
Aspecto visual	D-1524	Claro y brillante	Claro y brillante													
Rigidez dieléctrica	D-1816	28 kV min	30													
Factor de potencia @100°C	D-924	0.30 máx.	0.03 @90°C													
Agua, ppm	D-1533	35 máx.	-----													
Numero de neutralización, mg KOH/gr	D-974	0.03 máx.	0.5													

Tabla 2.2 Fabricante Repsol Electra 3X (industria).



Mobil 1 Univolt N61B

	Método ASTM	Valores mínimos para aceite ANSI/ ASTM NEMA Valores límite Tipo II	Univolt N61B						
Punto de anilina, °C	D-611	63-84	75.8						
Color	D-1500	0.5 máx.	<0.5						
Punto de inflamación, °C	D-92	145 min	151						
Tensión interfacial 25°C, dinas/cm	D-971	40 min	48						
Punto de Fluidez, °C	D-97	-40 min	-50						
Densidad a 60°F, kg/l°C	D-1298		-----						
Viscosidad: <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td>@0°C</td> <td>cSt</td> </tr> <tr> <td>@40°C</td> <td>cSt</td> </tr> <tr> <td>@100°C</td> <td>cSt</td> </tr> </table>	@0°C	cSt	@40°C	cSt	@100°C	cSt	D-445	76.0 máx.	-----
	@0°C	cSt							
	@40°C	cSt							
	@100°C	cSt							
	12.0 máx. 3.0	9.0							
	Máx.	2.3							
Aspecto visual	D-1524	Claro y brillante	Claro y brillante						
Rigidez dieléctrica	D-1816	28 kV min	30						
Factor de potencia @ 100°C	D-924	0.30 máx.	-----						
Agua, ppm	D-1533	35 máx.	35						
Numero de neutralización, mg KOH/gr	D-974	0.03 máx.	0.013						

Tabla 2.3 Fabricante Mobil 1 Univolt N61B



2.8.3. UNO ITEO Aceite inhibido para transformadores

	Método ASTM	Valores mínimos para aceite ANSI/ ASTM NEMA Valores límite Tipo II	ITEO
Punto de anilina, °C	D-611	63-84	78.9
Color	D-1500	0.5 máx.	<0.5
Punto de inflamación, °C	D-92	145 min	149
Tensión interfacial 25°C, dinas/cm	D-971	40 min	48
Punto de Fluidez, °C	D-97	-40 min	-55
Densidad a 60°F, kg/l°C	D-1298		0.8745@15°C
Viscosidad:			
@0°C	D-445	76.0 máx.	59.97 máx.
@40°C		12.0 máx. 3.0	8.84
@100°C		Máx.	2.28
Aspecto visual	D-1524	Claro y brillante	Claro y brillante
Rigidez dieléctrica	D-1816	28 kV min	30
Factor de potencia @100°C	D-924	0.30 máx.	0.06
Agua, ppm	D-1533	35 máx.	16
Numero de neutralización, mg KOH/gr	D-974	0.03 máx.	0.013

Tabla 2.4 Fabricante UNO ITEO Aceite inhibido para transformadores



Analizando los datos que facilitan los fabricantes sobre sus productos podemos notar que:

Cada uno de ellos cumple de manera diferente con los estándares requeridos por la industria. Los valores mostrados en las tablas se consideran promedios entre los lotes de aceite fabricados, existen maneras de mejorar las características del aceite nuevo por ejemplo aplicando tratamientos térmicos con vacío y filtrado de esta manera el aceite nuevo puede superar los valores promedios esperados por los fabricantes

2.9. PROCESO DE DESCOMPOSICIÓN DEL ACEITE DIELECTRICO



Figura 2.14 Descomposición del aceite dieléctrico.

A pesar de las características que los fabricantes deben cumplir al momento de la manufactura del aceite dieléctrico este sigue siendo sensible a las condiciones en las cuales se almacena y puede contaminarse al absorber humedad por parte del ambiente. Otra forma de deterioro surge como parte de uso, es decir, una vez que el aceite se encuentra dentro de los transformadores (sin importar el tipo de transformador) este inicia el proceso de deterioro relacionado a cambios de presión, cambios de temperatura, fugas o fallas eléctricas. La descomposición del aceite conlleva serios cambios en su composición físico-química.

El proceso de deterioro está relacionado a la oxidación del aceite, la operación de los equipos a altas temperaturas favorece la generación de hidrocarburos que reaccionan con el oxígeno, se describe a continuación los efectos de la oxidación del aceite:

a) Activación de átomos de hidrógeno

Los átomos de hidrógeno reaccionan al calor, la luz solar y a los campos magnéticos, esto hace que los átomos de hidrógeno situados en periferia de las moléculas de hidrocarburos se desprendan de manera momentánea de ellas generando energía durante el movimiento y alterando la composición de la molécula. Este fenómeno se conoce como resonancia del átomo de hidrógeno, como consecuencia se produce un zumbido en los transformadores y el muy conocido efecto corona.



b) Radicales

Si el grado de activación alcanza cierto nivel de energía tal que el átomo de hidrogeno se excite, este puede desprenderse de las moléculas de hidrocarburos y originan así los radicales libres.

c) Combinación de radicales

Los radicales por su naturaleza son inestables por lo que reaccionan con facilidad y se combinan con el oxígeno presente en el transformador para formar moléculas de agua y moléculas de hidrogeno menos activas químicamente. Los compuestos que se forman por la oxidación del aceite son de naturaleza ácida, por lo que el grado de oxidación del aceite se mide en miligramos de hidróxido de potasio (KOH).

d) Oxidación

Cuando da inicio el proceso de oxidación del aceite dieléctrico, los compuestos que se generan sirven como catalizadores (metales, papel y demás elementos que constituyen el transformador) y facilitan las posteriores reacciones con los hidrocarburos.

e) Formación de lodos

La continua hidratación (agregar moléculas de agua) y oxidación permiten la formación de lodos en aceites dieléctricos.

2.10. CONTAMINACIÓN DEL ACEITE DIELECTRICO

- Contenido de oxigeno

Alto niveles de oxígeno aceleran la reacción de oxidación que ocurre en el transformador. La mayor parte del oxígeno contenido en el transformador es de origen atmosférico, el aire es 20% oxígeno (entre otros elementos), el cual se mezcla con el aceite expuesto. Las fallas herméticas en los transformadores pueden incrementar la cantidad de aire que ingresa al equipo y de la misma manera la cantidad de oxígeno que existe en las recámaras, a temperaturas superiores a los 70°C este oxígeno (alojado en recámaras) puede reaccionar con el aceite acelerando su proceso de envejecimiento (por formación de lodos y cambio en su composición).

Transformadores con libre respiración o abiertos a la atmósfera pueden alcanzar concentraciones de oxígeno de hasta 30,000 ppm disuelto en aceite. Una unidad sellada a la cual se le ha realizado vacío y presurización con nitrógeno, cuyo aceite ha sido desgasificado con vacío o termovacío, puede tener concentraciones de 3,000 ppm de oxígeno lo que equivale a una reducción significativa (90%). Existen medios para tratar la recámara de gas presentes en los transformadores para reducir hasta en un 99% la cantidad de oxígeno en el equipo.



La cantidad mínima necesaria para iniciar el proceso de oxidación de manera significativa oscila entre 1,000 y 2,000 ppm. Si la cantidad de oxígeno presente en el transformador supera estos límites debe considerarse el desgasificado del aceite y la aplicación de vacío.

- Calor (alta temperatura)

Condiciones de operación en alta temperatura no solo conllevan cambios significantes en la composición química del aceite, sino también el deterioro del aislamiento sólido. El calor contribuye (en forma de energía) en la formación de radicales libres activando los átomos de hidrógeno, así a mayor temperatura existe mayor cantidad de electrones libres y por tanto mayor oportunidad de que se formen reacciones de oxidación (lodos).

La vida útil del aceite dieléctrico se reduce rápidamente a mayores temperaturas. En vista de lo expuesto anteriormente es conveniente mantener temperaturas de operación no superiores a los 60°C en transformadores inmersos en aceite.

Vida útil del aceite en función de la temperatura	
Temperatura (°C)	Vida útil del aceite (estimada)
60	20 años
70	10 años
80	5 años
90	2.5 años
100	1.2 años
110	0.5 años

Tabla 2.5 Vida útil del aceite en función de la temperatura.

- Metales en aceite

La humedad en el aceite es proporcional a la velocidad del proceso de oxidación, es decir a mayor contenido de humedad mayor velocidad en la oxidación del aceite. Así el hierro y el cobre actúan como catalizadores, es decir aceleran la formación de los debidos a la oxidación.

- Celulosa (papel aislante)

Es sabido que la descomposición del papel aislante desencadena reacciones químicas en el aceite, funcionando como catalizador (cediendo electrones a las moléculas del aceite). El papel por su naturaleza organiza forma ácidos que de manera agresiva destruyen las moléculas de la celulosa.



El papel aislante absorbe agua y los derivador ácidos que se generan como producto del deterioro del aceite, formando enlaces de hidrógeno que debilitan el papel pero lo vuelven resistente a la remoción del agua.

- Oxidación (derivados)

La oxidación del aceite es un proceso gradual, que se ve agravado por la temperatura y el nivel de oxígeno que se encuentre en el aceite, cuando este alcanza valores críticos 0.25mg KOH/g (miligramos de hidróxido de potasio por gramo de aceite), éste se acelera de manera violenta y difícil de controlar.

2.11. PAPEL AÍSLANTE, FUNCIONES, Y CARACTERÍSTICAS

El papel utilizado en los transformadores es conocido como papel Pressboard, el cual consiste en un cartón prensado de muy alta calidad fabricado 100% de pulpas de madera seleccionadas mediante el proceso Kraft. Dicho proceso permite que el aceite se impregne de una manera excelente, brindando un alto rendimiento con los campos eléctricos. Entre las propiedades físicas, mecánicas o químicas, se pueden mencionar: maleabilidad, alta densidad, uniforme, alta rigidez mecánica, alta rigidez dieléctrica (mayor que la del aceite mineral) y es, con mucho, el aislamiento sólido más económico para la refrigeración en aceite de transformadores de potencia.

Uno de los factores que rigen la vida de los transformadores es el deterioro de las propiedades del papel, por lo cual será necesario el grado de deterioro que dicho elemento presenta.

2.11.1. Composición

El papel aislante es un material formado por fibras compactas, las cuales pueden ser de origen natural (celulosa, algodón, lino) o de origen sintético (nylon, Nomex) (Walczak, K., 2004).

La celulosa para la producción de papel aislante se obtiene de la madera, ésta contiene aproximadamente entre el 50% y 56% de celulosa alpha (1200 unidades de glucosa en una cadena), entre el 15% y el 25% de hemicelulosa (por debajo de las 200 cadenas de glucosa en una cadena) y entre 27% y 29 % de lignina, un cemento químico que une entre sí las fibras. Tanto la hemicelulosa como la lignina son sustancias amorfas. En el proceso de fabricación de celulosa, la hemicelulosa y lignina son parcialmente eliminados. La composición típica de kraft sin blanquear es en torno a 75%-85% de celulosa, 10%-20% de hemicelulosa, 2%-6% de lignina y menos del 0.5% de compuestos inorgánicos (Walczak, K., 2004).

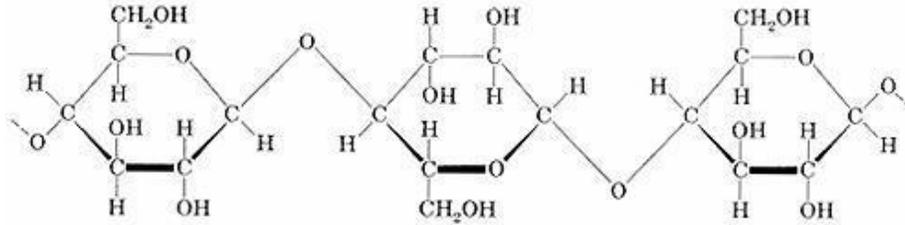


Figura 2.15 Estructura química de la celulosa.

El grado de polimerización puede ser tan alto como 14,000 en celulosa nativa, pero los procedimientos de purificación, por lo general lo reducen al orden de 1200 (kraft blanqueada de madera blanda). La celulosa va formando microfibrillas, para después ir formando macrofibrillas para dar como resultado las fibras de celulosa, que pueden tener un largo de 1 a 20 mm y un diámetro de 20 μ m.

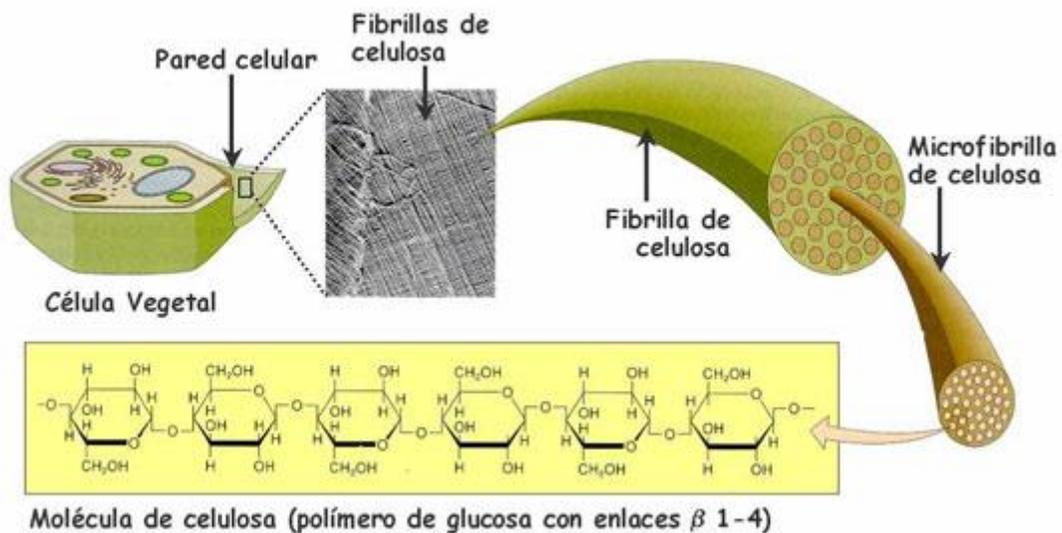


Figura 2.16 Estructura polimérica de la celulosa.

2.11.2. Envejecimiento del papel aislante

El proceso de envejecimiento del papel inicia cuando los enlaces entre las cadenas de celulosa se rompen, lo cual provoca una reducción en el grado de polimerización y al mismo tiempo una pérdida proporcional de la resistencia mecánica. Como se había mencionado con anterioridad, el grado de polimerización (DP) al momento de la obtención del papel es de aproximadamente 1200, el cual luego de ser sometido a diferentes procesos de secado puede llegar a reducirse a un valor entre 800-1000, con un contenido de agua del 0.5%; de



la misma manera la resistencia mecánica se reduce en torno a un 20% de su valor original (Lundgaard, 2004).

Las reacciones químicas que pueden provocar la despolimerización de la celulosa son la acido-hidrólisis, pirólisis y la oxidación. Por tanto, los principales factores que influyen en el envejecimiento de la celulosa en los transformadores son la temperatura, la humedad y el oxígeno (Saha, 2013).

2.11.3. Envejecimiento mediante hidrólisis

La hidrólisis se puede definir como: la destrucción o alteración de una sustancia química por acción de moléculas de agua, y aplicándolo al tema desarrollado en esta investigación se puede decir que el envejecimiento del papel aislante mediante hidrolisis es la degradación o alteración de la estructura de la celulosa por su interacción con las moléculas de agua. Los compuestos producidos por dicha degradación son la glucosa y las pentosas como productos intermedios y los compuestos furánicos o furfurales como productos de la reacción (Hogmagk, 2008).

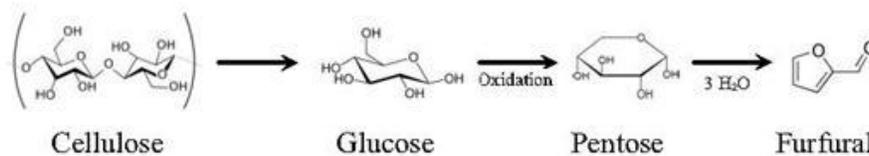


Figura 2.17 proceso de descomposición de la celulosa

La hidrólisis de una cadena de celulosa además de dar cadenas más pequeñas, da lugar a tres moléculas de agua por lo que el contenido de agua del aislamiento de un transformador va aumentando a lo largo de su vida pudiendo constituir un gran porcentaje en peso de la masa total del aislamiento sólido del cual por lo general menos del 1% de la cantidad total del agua se disuelve en el aceite. Al comienzo de la vida de un transformador, el aislamiento de papel Kraft contiene en torno a un 0,5% de agua, pero con el pasar del tiempo los niveles de agua en el transformador pueden aumentar hasta un 5% durante su vida útil (Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers, 2007).

Como ya se mencionó, la hidrólisis tiene como productos finales los compuestos furánicos o furfurales, dichos compuestos son productos del envejecimiento del papel y no del aceite como muchas veces se puede llegar a pensar, es ahí donde radica la importancia del análisis de furanos como buen método para conocer el grado de envejecimiento de un transformador.



2.11.4. Envejecimiento mediante oxidación

Otra de las principales causas del envejecimiento del papel aislante (Lundgaard, 2004), es el oxígeno, el envejecimiento por oxidación es esencialmente una forma de pirólisis o combustión lenta, ya que sus productos finales son el agua y el dióxido de carbono.

El oxígeno debilita el enlace de los grupos hidroxilo (OH) en la celulosa, dando lugar a la formación de grupos carbonilo (CO) que junto con los hidroxilos forman grupos carboxilo (COOH) y productos como 2-furfural, hidroximetilfuraldehído. Además de estos productos existen otros que pareciera que son exclusivos del proceso oxidativo y la identificación de estos es de suma importancia para el diagnóstico a realizar, estos productos son: 5-metil-2furaldehído, 2 acetil-fúrano y el alcohol fufurílico.

Existen catalizadores los cuales aceleran la despolimerización oxidativa, dicha despolimerización se ve influenciada en gran medida por los radicales hidroxilo, los cuales son producidos por la descomposición del peróxido de Hidrógeno (H₂O₂) y de Hidroperóxidos orgánicos (ROOH), esta es a su vez catalizada por tazas de Fe³⁺ y otros metales activos junto con pequeñas cantidades de compuestos auto-oxidables como los fenoles o aminas aromáticas o tioles.

2.11.5. Envejecimiento mediante pirólisis

Debe entenderse por Pirólisis a un proceso que puede tener lugar sin acceso de agua u oxígeno o cualquier otro agente que pueda iniciar la descomposición. A temperatura normal o sobrecarga (=140°C)



3. CAPÍTULO III: CONSIDERACIONES GENERALES PARA REALIZAR EXTRACCIONES DE ACEITE EN TRANSFORMADORES

Los resultados obtenidos a través del análisis de una muestra pueden brindar gran cantidad de información sobre la calidad de los materiales aislantes, vida útil y condiciones de operación de los equipos. Sin embargo, una muestra que no es representativa puede llevar a conclusiones incorrectas que fácilmente conducen a mal interpretaciones sobre los resultados y las verdaderas condiciones en la que los equipos funcionan. El muestreo como tal es un arte de gran valor, en muchas ocasiones uno de los aspectos que pasa desapercibido es el recipiente utilizado para contener o almacenar el aceite, desafortunadamente existen muchas ocasiones en las cuales la mala selección del recipiente afecta la calidad de los resultados.

¿Para qué sirve el muestreo?

Para los equipos eléctricos en servicio, la toma de muestras del aceite brinda un método para determinar el estado del aislamiento de este, así como el estado del equipo sin la necesidad de abrirlo o desenergizarlo. Esto es debido a que en los actuales entornos industriales, el sacar estos equipos de servicio o hacer una pausa en la proceso de producción puede representar grandes pérdidas de dinero. El muestreo proporciona un medio para verificar el estado del aceite, ya sea nuevo o usado y también nos ayuda a verificar si cumple con las especificaciones de las diferentes normas y parámetros necesarios para el buen funcionamiento de los equipos. Además, la buena práctica en la toma de muestras puede ayudar a determinar algunos factores como:

1. Si se ha producido una mezcla accidental de dieléctricos diferentes;
2. Si el método de transporte contaminó el aceite;
3. Si el equipo de manipulación para transferir el aceite contaminó el producto.

3.1. BUENAS MUESTRAS

En general una buena muestra es aquella representativa del contenido total de aceite almacenado en el tanque de los transformadores, como las muestras de aceite son usualmente extraídas a través de válvulas de drenaje o de dispositivos de drenaje en los transformadores, preparar el área es esencial para evitar la contaminación de la muestra y/o evitar la contaminación del suelo con aceite que pudiera derramarse como consecuencia del muestreo.

La mayor parte de la contaminación en el aceite (muestra) consiste en sedimentos o partículas de agua, que con el tiempo se alojan en el fondo del recipiente. Por esta razón es primordial realizar la limpieza de los mecanismos de drenaje a utilizarse.



3.2. MUESTRAS CONTAMINADAS

En algunas ocasiones es evidente para el laboratorio desarrollando los análisis al aceite que la muestra no fue adquirida de la manera correcta. Por ejemplo, la presencia de agua y agentes contaminantes, tales como insectos, sellos de válvulas o tuberías, son fuertes indicadores de que la válvula de drenaje no fue correctamente preparada para la extracción de aceite. Empezado el análisis se detecta que existe una baja capacidad dieléctrica del aceite como aislante (relacionado a la contaminación directa por agua). Con todos los otros resultados de análisis siendo aceptables, esto sugiere que los métodos o técnica utilizados para realizar la extracción de aceite no fueron adecuados. Puede incluso indicar que algunas reacciones químicas tomaron lugar en la válvula de drenaje y por lo tanto la muestra no se considera representativa, lo que puede llevar a la incorrecta suposición de las condiciones de operación del equipo.

3.3. ERROR EN RESULTADOS

Como ya se indicó con anterioridad, la prueba analítica que generalmente se ve afectada por técnicas incorrectas de muestreo es la de rigidez dieléctrica del aceite y contenido de agua en aceite, esto es principalmente debido a que las válvulas para drenaje se encuentran instaladas en la parte inferior de los equipos, donde la acumulación de agua normalmente ocurre. El agua o humedad también puede estar presente como resultado de condensación que ocurre en la válvula de drenaje como resultado de su posición en el tanque. En la mayoría de los casos las válvulas sobresalen del tanque por longitudes de entre 15 y 30 cm (se estima que el aceite alojado en estas zonas puede variar su temperatura entre 8 y 15 grados centígrados respecto de la temperatura del aceite en el tanque. Cuando el aceite o aire tiene una saturación relativamente alta de humedad y existe una refrigeración considerable, la condensación de agua tiene mayor probabilidad de ocurrir. Otras pruebas analíticas afectadas fácilmente afectadas por el muestro son metales disueltos, cantidad de partículas, gases disueltos en aceite, factor de potencia, etc.

La concentración de metales ya sea disueltos (en aceite), o en estado de partículas son específicamente afectados por la cantidad de limpieza efectuada en el área y la cantidad de aceite que es drenado como enjuague

La prueba de gases disueltos en aceite también se ve afectada por la forma en la que se realiza el muestreo, cuando se utilizan extensiones galvánicas o recubiertas de zinc la reacción galvánica con el agua puede causar altas concentraciones de hidrogeno. Si este residuo no es adecuadamente drenado será transferido a la muestra llevando a la mala interpretación de resultados, para evitar este efecto, debe utilizarse únicamente, latón, bronce, acero inoxidable o hierro negro. Además empalmes en tubería o nipleria debe realizarse únicamente con este tipo de materiales para evitar la corrosión.



3.4. *RECIPIENTES:*

Son utilizados para realizar las extracciones de aceite y almacenar el mismo. Es importante que sean capaces de prevenir la contaminación de la muestra y proveer el mejor medio posible para realizar cada una de las pruebas. Las prácticas descritas en los estándares D923 y D3613, o el libro sobre líquidos y gases aislantes, así como los métodos descritos en IEC 60475 y 60567 deben ser consultados antes de elegir el recipiente a utilizar.

Existen algunas características que los recipientes deben cumplir:

- Ser lo suficientemente grandes para almacenar todo el líquido requerido para realizar las pruebas.
- No imprimir sobre el aceite ningún tipo de contaminación, ya sea esta química o en forma de partículas.
- Sellar la muestra de contaminación exterior
- Proteger la muestra de incidencia directa de luz solar para prevenir la fotodegradación, esto también puede llevarse a cabo por medios externos al recipiente (recubrimiento)
- Prevenir la pérdida o acumulación de gases y/o agua cuando estas propiedades sean analizadas.

El volumen de la muestra es de suma importancia pues varios tipos de pruebas requieren diferentes cantidades de aceite, por ejemplo las pruebas para inhibidores solo requiere unos cuantos milímetros mientras que las pruebas para respuesta al impulso requiere de 2 a 4 litros, en general se recomienda realizar la extracción de aceite necesaria para la prueba más un 10%.

3.5. *QUÉ TIPO DE RECIPIENTE UTILIZAR*

Existen diferentes tipos de recipientes en el mercado, vidrios, plásticos, metálicos, que pueden ser utilizados para la disposición del aceite. Debe considerarse para la correcta selección del mismo las necesidades de la muestra y las formas en las que podría ser contaminada por el recipiente.

3.5.1. **Recipientes de vidrio -claro o ámbar-**

Las botellas con tonos ámbar proveen protección contra la luz ultravioleta evitando así la fotodegradación del aceite. En botellas claras este inconveniente puede solucionarse recubriendo el recipiente con protectores. De igual manera los tapones para los recipientes deben ser elaborados a partir de materiales para evitar la contaminación de la muestra, por ejemplo tapones de papel o que contengan pegamento solubles en el aceite no son apropiados. Forros elaborados a partir de teflón o polietileno se consideran seguros.

El recipiente más apropiado para tomar muestra para pruebas de gases combustibles (DGA) y de humedad o agua en aceite, además de la más sencilla de manipular es la jeringa



de vidrio y embolo presentan alta tolerancia a la presión además de mantenerla. Este tipo de jeringas previene de manera satisfactoria el ingreso de gases o humedad a la muestra de la misma manera que previene la salida de estos componentes desde la muestra.

El cuidado relacionado a las jeringas para asegurar su correcto funcionamiento está relacionado a la válvula que se utilice para ingresar el aceite, normalmente en posición de cerrado una vez haya sido extraído la muestra. De igual manera las muestras extraídas en jeringas de vidrio deben protegerse rápidamente de la luz solar para evitar la fotodegradación utilizando cajas o protectores adecuados.

3.5.2. Recipientes metálicos

Son utilizados debido a su resistencia mecánica, sin embargo algunos recipientes con sellos soldados o con compuestos pueden contaminar la muestra. Recipientes elaborados a partir de aluminio y acero inoxidable son utilizados como contenedores para muestras sobre la calidad del aceite.

3.5.3. Recipientes plásticos

Su uso se ha masificado en las últimas décadas, como los recipientes metálicos pueden tener alta resistencia mecánica, proteger la muestra de la incidencia directa de la luz solar, son recipientes apropiados cuando se busca evaluar la calidad del aceite. Muestras para humedad no deben almacenarse en este tipo de recipientes, puesto que el la humedad puede ingresar o salir de estos recipientes en unas cuantas horas. No todo el plástico es compatible con aceite, todas las sustancias fabricadas a partir de polipropileno, policloruro de vinilo (PVC) y específicamente poliestireno no son apropiados. Pruebas tales como el factor de potencia pueden ser afectadas por el material no compatible con el aceite, debido a la reacción que toma lugar entre el recipiente y la muestra. Causando así pérdidas en las cualidades dieléctricas del aceite.

Recipientes fabricados a partir de polietileno de alta densidad han sido probados y resultan adecuados para análisis de contenidos furánicos, pruebas electroestáticas o tendencias de carga. En el caso de análisis de componentes furánicos el polietileno de alta densidad no contiene los grupos de silanol que pueden ser encontrados en recipientes de vidrio y que pueden afectar los resultados atrayendo los componentes furánicos semipolares hacia las paredes de vidrio y eliminándolas de la muestra.

Todos los recipientes para disposición de aceite dieléctrico deben ser esterilizados para evitar que partículas que puedan generarse al momento de su manufactura alteren los resultados, como prácticas comunes se tiene a bien realizar la limpieza de los recipientes con alcohol isopropílico, metilpropano u en su defecto con thinner, además durante el momento de la extracción de aceite pueden realizarse “bombeos” para homogenizar el recipiente y limpiar residuos que pueden existir en las válvulas.



3.6. IDENTIFICACIÓN DE MUESTRAS:

La identificación de las muestras es un aspecto vital del proceso de muestreo, y la marca o identificación esta usualmente ligada al recipiente. Muchos laboratorios reciben pruebas que no pueden ser relacionadas a ninguna muestra específica debido a su carente identificación. Así, incluso si el manejo de la muestra ha sido el adecuado la falta de información la vuelve inservible por que no puede asociarse a un dispositivo en concreto.

3.7. ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE:

Las muestras no deben almacenarse más que unos cuantos días antes de enviarse al laboratorio para análisis, las propiedades dieléctricas del aceite tienden a decaer con el tiempo, de la misma forma los gases en el aceite pueden disminuir o incrementar su condición con el tiempo. Por lo que existe una cantidad finita de tiempo durante el cual la muestra mantendrá todas sus cualidades.

La muestra debe ser representativa sobre el total de aceite, almacenarla demasiado tiempo cambiara sus propiedades. Deben almacenarse en recipientes que no permitan la incidencia de la luz solar, además de protegerlas de temperaturas extremas y ambientes húmedos.

3.8. EXTRACCIÓN DE ACEITE PARA ANÁLISIS

La persona encargada de realizar las extracciones de aceite debe prepararse para cualquier eventualidad que pueda ocurrir en el lugar de trabajo, por ejemplo artículos tales como bolsas plásticas, materiales absorbentes, bandejas y recipientes serán de gran utilidad para prevenir o limpiar cualquier derrame de aceite que pueda generarse durante el proceso.

3.8.1. Precauciones de seguridad

Existen algunas medidas que deben seguirse en orden de guardar el bienestar de los equipos y personas involucradas en el proceso. La muerte no es usual en el muestreo, pero ya ha ocurrido cuando los involucrados en el proceso no han seguido las medidas de seguridad. Algunas precauciones a tomar durante el muestreo de aceite son:

- **Asegurarse de que exista presión positiva en los equipos**

Realizar extracciones de aceite con presión negativa puede llevar a la formación de burbujas (dependiendo de la ubicación de la válvula de drenaje) y/o cambios extremos en la presión interna de los equipos, además cuando existen presiones negativas por orden natural la presión de vacío será compensada por aire lo que implica el ingreso de humedad a los equipos.



- **Nivel de aceite**

Tomar en consideración el indicador de nivel de aceite, el líquido remanente después de la extracción para la muestra debe ser capaz de realizar sus funciones con normalidad, por lo que, si el nivel de aceite no es visible (puede ser necesario des-energizar) no deben realizarse extracciones.

- **Des-energización de instrumentos – inspección de riesgo-**

En algunas ocasiones debe considerarse realizar las extracciones de aceite cuando los equipos estén des energizados ya sea por seguridad del personal o el complicado acceso a los dispositivos de drenaje.

- **Riesgo eléctrico**

Cuando se realizan extracciones de aceite en equipos energizados, el riesgo eléctrico es latente. Por lo que el encargado debe evaluar la zona de trabajo y prepararse con los equipos adecuados pueden existir buses o barras energizados.

- **Asegurarse de cumplir con los requerimientos relacionados al trabajo (OSHA).**
🚧 **Evitar la extracción de aceite en condiciones de elevada humedad**

Como se mencionó, la inspección de la presión del equipo es vital y de suma importancia para asegurar que el equipo sobreviva el proceso de muestreo, realizar muestreo sobre equipos con presiones de vacío puede facilitar la generación de burbujas, estas burbujas presentan una baja resistencia dieléctrica y pueden causar fallas en equipos energizados.

Cuando sea necesario realizar extracciones de equipos con presión de vacío, es necesario inyectar nitrógeno a los equipos con el fin de romper o eliminar la presión de vacío o esperar a que el ambiente eleve la temperatura del aceite causando expansión térmica y elevando la presión interna.

3.9. INDICADORES A TENER EN CUENTA AL MOMENTO DE TOMAR LA MUESTRA.

Al momento de tomar una muestra del aceite dieléctrico, es necesario tener en cuenta una serie de parámetros que nos brindan diferentes accesorios instalados en el transformador, ya que conociendo que representan y como interpretarlos se puede prever algunos riesgos tanto para el equipo como para el personal que realizara dichas pruebas, entre estos parámetros se pueden mencionar: temperatura del líquido, nivel de líquido dentro del tanque, nivel de presión-vacío dentro del tanque, temperatura de las bobinas, por lo cual a continuación se detallan los elementos que nos brindan estos parámetros.



3.9.1. Indicador de temperatura del líquido.

El indicador de temperatura sirve para medir la temperatura a la cual se encuentra el líquido en el nivel superior del tanque. El dispositivo por lo general está compuesto por una aguja de color rojo la cual muestra la temperatura más alta alcanzada desde la última vez que se reajusto.



Figura 3.1 Indicador de temperatura líquido.

3.9.2. Indicador de nivel de aceite

El medidor de nivel de aceite como su nombre lo indica, muestra el nivel de aceite que se encuentra en el interior del tanque del transformador. Cuando el medidor o los medidores son instalados en la fábrica, el tanque se llena al nivel que corresponde a una temperatura del líquido igual a 25°C, el cual se considera el nivel normal.

Como se puede observar el medidor está compuesto por una aguja sobre un eje móvil, el cual el nivel a 25°C es el estado normal, al haber una variación en la cantidad de líquido esta aguja puede moverse hacia el nivel mínimo o máximo según sea el caso.



Figura 3.2 Indicador de nivel de aceite.

3.9.3. Indicador de presión-vacío

El medidor de presión-vacío indica la presión relativa a la presión atmosférica del espacio del gas dentro del tanque. Este elemento indica si el espacio de gas en el depósito está bajo presión positiva o negativa y solo se incluye en el equipo bajo pedido especial.

Es importante tener en cuenta que si el indicador de presión-vacío indica cero y no cambia bajo ninguna carga del transformador, el transformador debe de ser examinado por una posible fuga, la cual permitiría que la humedad y el aire entren en el transformador degradando consigo el aislamiento y el líquido



Figura 3.3 Indicador de presión - vacío.

3.9.4. Indicador de temperatura de las bobinas.

Este medidor es también conocido como termómetro análogo del punto más caliente. Simula el punto de mayor temperatura en las bobinas del transformador. Tiene en cuenta tanto la temperatura del líquido circundante, como la fuente de calor por corriente, que es proporcional a la corriente de carga; al igual que el indicador de temperatura, este posee con una aguja roja la cual indica la temperatura más alta que se alcanzó desde el último ajuste.



Figura 3.4 Indicador de temperatura de las bobinas.

3.10. DAÑO AMBIENTAL

El derrame de líquido aislante como resultado del muestreo es una preocupación ambiental, porque algunos de estos líquidos todavía pueden estar contaminados con PCB's incluso si el aceite no está contaminado existen regulaciones que afectan la disposición final del aceite.

Por esta razón cuando se realiza la extracción de aceite es usual colocar forros plásticos en las zonas para prevenir ya sea por accidenten o por descuido que existan derrames de aceite.

3.10.1. Inspección final – post muestreo –

Debe realizarse una estricta inspección sobre la zona de trabajo para asegurar que no existan residuos de aceite y/o derrames del mismo sin tratar. Además de seguir las siguientes recomendaciones:



- Inspección de presión del equipo (comprobar que no existan cambios drásticos en la presión)
- Usar los depósitos adecuados para cada prueba
- Marcar correctamente los depósitos incluyendo datos de campos como: presión del equipos, temperatura del aceite y ambiente, humedad relativa, etc.
- Proteger la muestra de contaminación exterior.
- Evitar la extracción de aceite en condiciones húmedas.

La presión del equipo es un elemento crítico al punto de que debe evaluarse antes y después de los muestreos (no debe pasarse por alto). Deben revirarse los recipientes para asegurar que están llenos con la cantidad correcta de líquido, en caso contrario, existe la posibilidad de que el análisis requerido no pueda llevarse a cabo.

Es recomendable realizar extracciones de aceite solamente cuando la humedad relativa del ambiente sea menor al 50%, para minimizar el impacto de humedad en el aceite.

3.10.2. Extracción

- Válvulas

Los transformadores tienen instalado en la parte inferior una válvula de drenaje (bronce o hierro) que facilita la extracción de la muestra, antes de llevar a cabo el muestreo es importante limpiar la sección de boquilla o empalme, esto puede hacerse con alcohol isopropílico, metilpropano o thinner.

- Acople o niple:

Son elementos de usos múltiples que permiten acoplar tubos o válvulas de distintas medidas, de igual manera los acoples deben someterse a procesos de limpieza para evitar que contaminen la muestra de aceite, otra consideración al momento de unir los acoples es agregar teflón (cinta o líquido) para evitar fugas.

- Recipiente según requerimiento

El recipiente en el que será almacenado el aceite después de su extracción puede variar, con base en la prueba, su tipo y la cantidad de aceite a utilizar.



3.11. TOMA DE MUESTRAS

3.11.1. Procedimiento para la toma de muestras en botes de aluminio

Las botellas de aluminio pueden utilizarse para el análisis de aceite en general y compuestos que son sensibles a la luz como peróxidos y furfurales. Una de las desventajas de utilizar este tipo de recipientes, es que el aluminio al ser un conductor puede alterar el estado de las muestras. El proceso a seguir para la toma de muestras en estés tipo de recipientes:

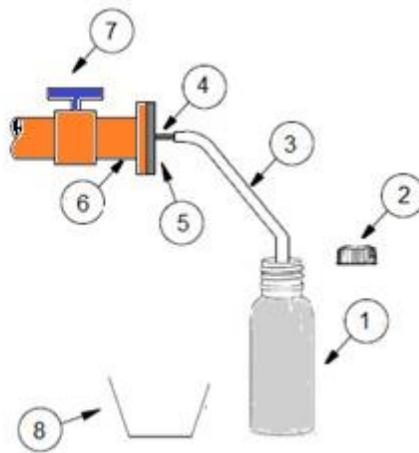


Figura 3.5 Procedimiento para la toma de muestra en botes de aluminio.

- 3 Retirar cualquier protección del punto de muestreo de salida (6) de un transformador.
- 4 Retirar toda la suciedad y polvo visibles del punto de muestreo (6).
- 5 Montar un adaptador adecuado (5) con la boquilla (4) en el punto de muestreo (6).
- 6 Fije una pieza de tubo de plástico (3) a la boquilla (4).
- 7 Abra la válvula de drenaje de aceite (7) y deje que al menos 2 litros de aceite fluyan lentamente hacia un contenedor de residuos (8).
- 8 Enjuague el interior de la botella de aluminio (1) con aceite.
- 9 Llene la botella de aluminio (1) con aceite.
- 10 Enjuague el tapón (2) con aceite.
- 11 Cierre de inmediato la botella de aluminio (1) y devuelva a su paquete.
- 12 Cierre la válvula de drenaje de aceite (7).



3.11.2. Procedimiento para la toma de muestras en depósitos de vidrio

Para la toma de muestras utilizando depósitos de vidrio, es necesario que dicho depósito haya sido secado a una temperatura de 105°C, que no haya sido abierto hasta segundos antes de la toma de la muestra y se deberá cerrar inmediatamente después de la toma. Esta muestra de aceite se utiliza para el análisis de agua, aspecto, recuento de partículas, factor de potencia y otros análisis que pueden ser afectados por la contaminación.

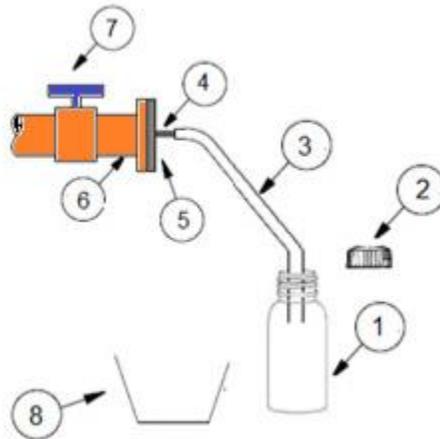


Figura 3.6 Procedimiento para toma de muestra en botes de vidrio.

1. Retire la pantalla del punto de muestreo de salida (6) de un transformador.
2. Retire toda la suciedad y polvo visibles del punto de muestreo (6).
3. Montar un adaptador adecuado (5) con la boquilla (4) en el punto de muestreo (6).
4. Fije una pieza de tubo de plástico (3) a la boquilla (4).
5. Abra la válvula de drenaje de aceite (7) y deje que al menos 2 litros de aceite fluyan lentamente hacia un contenedor de residuos (8).
6. Enjuague el interior de la botella de vidrio (1) con aceite.
7. Llene la botella de vidrio (1) hasta que se derrame aceite.
8. Enjuague el tapón (2) con aceite.
9. Cierre inmediatamente la botella de vidrio (1) y vuelva a devolverla a su paquete.
10. Cierre la válvula de drenaje de aceite (7).

3.11.3. Procedimiento para la toma de muestras en jeringas de vidrio

La jeringa de vidrio se utiliza para el análisis del gas disuelto en el aceite. Parte del oxígeno disuelto presente en la muestra de aceite puede consumirse en el proceso de oxidación y formar hidrocarburos y óxidos de carbono cuando el aceite se expone a la luz solar. Por lo tanto, la jeringa debe ser protegida en un paquete directo después del muestreo de aceite.

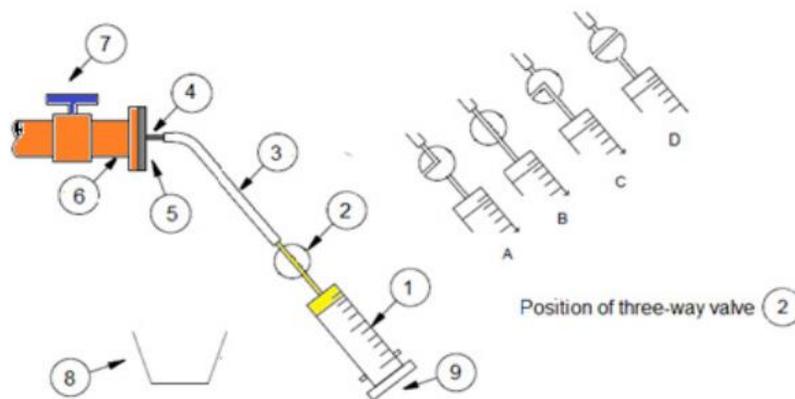


Figura 3.7 Procedimiento para la toma de muestra en jeringas de vidrio.

1. Retire la pantalla del punto de muestreo de salida (6) de un transformador.
2. Retire toda la suciedad y polvo visibles del punto de muestreo (6).
3. Montar un adaptador adecuado (5) con boquilla (4) en el punto de muestreo (6).
4. Fije una pieza de tubo de plástico (3) a la boquilla (4).
5. Abra la válvula de drenaje de aceite (7) y deje que al menos 2 litros de aceite fluyan lentamente hacia un contenedor de desechos (8). A continuación, ajuste la válvula de drenaje de aceite (7) a un flujo de aceite muy lento.
6. Ajustar la válvula de jeringa de tres vías (2) a la posición (A) y luego fijarla a la tubería de plástico (3). Deje que un poco de aceite se drene al contenedor de residuos (8).
7. Gire la válvula de jeringa de tres vías (2) a la posición (B) para permitir que el aceite entre en la jeringa (1). El émbolo (9) no debe ser retirado, sino que permite volver a la presión del aceite.
8. Gire la válvula de jeringa de tres vías (2) a la posición (C) para permitir que el aceite de la jeringa fluya hacia el recipiente de residuos (8) mientras se empuja el émbolo (9) para vaciar la mayor parte de aceite en la jeringa Aproximadamente vertical para asegurarse de que todas las burbujas de aire son expulsadas.
9. El procedimiento descrito en las etapas 7 y 8 se repite entonces hasta que no se presentan burbujas de gas.
10. Gire la válvula de jeringa de tres vías (2) a la posición (B) y llene la jeringa (1) con aceite hasta 50 ml.
11. A continuación, gire la válvula de jeringa de tres vías (2) a la posición (D) para cerrar el lado de la jeringa y desconéctelo de la tubería de plástico (3). Regrese la jeringa (1) con su válvula de jeringa de tres vías (2) al paquete.
12. Cierre la válvula de drenaje de aceite (7).



4. CAPÍTULO IV: PROCEDIMIENTO Y CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO EN TRANSFORMADORES PAD MOUNTED.

4.1. TOMA DE MUESTRA PARA EL MÉTODO DE RIGIDEZ DIELECTRICA.

4.1.1. Toma de muestra del aceite por medio de la norma ASTM D877:

Para iniciar la extracción del aceite se debe tener dentro de la sala una temperatura ambiente entre el rango de 20°C y 30°C para poder realizar el llenado de la cuba. El llenado se realiza hasta un nivel no menor de 20.3 mm o 0.8 pulgadas por encima de la parte superior de los electrodos. En caso de la aparición no deseable de burbujas luego de la agitación del líquido se debe extraer las burbujas por medio de una paleta de vidrio evitando la introducción de impurezas y se debe limpiar con el mismo aceite de la muestra. Luego con el fin de permitir el escape de aire se procede a colocar la cuba en el probador del medidor de la rigidez y se deja reposar el líquido por un periodo de no menos de 2 minutos ni mayor de 3 minutos.

Luego de tener preparado el aceite en la cuba e iniciar con la tensión en los electrodos en cero voltios se aplica el voltaje alterno con una frecuencia entre 45 y 65 Hz y una tasa de crecimiento de 3 kV/seg hasta que ocurra la ruptura del aceite, y podemos notar el valor rigidez obtenido. Luego procedemos a realizar 5 a 10 rupturas con intervalos de un minuto entre cada prueba o medición. El promedio de las mediciones se considera como el valor de la rigidez dieléctrica del aceite. (D877-02)

4.1.2. Toma de la muestra del aceite por medio de la norma ASTM D1816:

Proceder al llenado de la cuba con un rango de temperatura entre 20°C y 30°C. Luego se llena la cuba con la muestra de aceite, con una separación entre los electrodos de 1 mm se recomienda una cantidad de 0.5 litros y para la de 2 mm de 0.95 litros. Como se vio en la norma D877 se evita la exposición al burbujeo en el líquido en caso de que suceda se retiran las burbujas antes de iniciar el proceso.

Colocar la cuba en el probador del medidor de rigidez dieléctrica, agite la muestra y permita que el líquido repose por un periodo de no menos de 2 min, pero no más de 3 minutos.

Aplique una tensión de prueba con la tasa de crecimiento de 0.5 kV/seg hasta que ocurra la ruptura del aceite. Anote el valor de rigidez obtenido. Cuando se requiera determinar la rigidez 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 5 mediciones será considerado como valor de rigidez dieléctrica del aceite. (D1816-04)



4.2. TOMA DE MUESTRA PARA CONTENIDO DE HUMEDAD RELATIVA (KARL FISHER)

Como se presentó en el capítulo 2 el agua puede presentarse de varias formas en un aceite. 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. Este proceso puede estar limitado por la humedad del ambiente ya que si se contamina podría mostrar datos erróneos.

El procedimiento para la extracción de la muestra debe contener las siguientes medidas de precaución:

- ✓ El recipiente en el que se deposita la muestra de aceite debe estar completamente seco antes de llenarse con la muestra.
- ✓ La válvula de extracción o el elemento con el que se extrae la muestra debe estar libre de residuos y de humedad para evitar la contaminación de la muestra.
- ✓ El recipiente en el que se deposita la muestra debe ser impermeable, para evitar el ingreso de humedad en el trayecto de transporte desde el transformador hasta el laboratorio.

Al iniciar esta toma de muestra se utiliza una jeringa adecuada, la cual se enjuaga con el líquido a ser ensayado, se llena la misma hasta el volumen requerido (de 0 a 10 ppm se utiliza 20 ml de muestra, de 10 a 50 ppm se utilizara 10 ml de muestra y para 50 o más ppm se utilizara 5 ml de muestra), se pesa y se inyecta la muestra en el recipiente de titulación y después de la inyección se pesa nuevamente para determinar el peso de la muestra. La titulación de la muestra se realiza de acuerdo a las instrucciones del fabricante del equipo.

4.3. TOMA DE MUESTRA PARA COLOR

La principal actividad que se deberá realizar 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.

.El significado primario del color es la de observar una tasa de cambio a lo largo del tiempo en un transformador. Obscurecimientos del aceite en un período de tiempo, indica tanto la contaminación como el deterioro del aceite. Un color oscuro, sin haber cambios significativos en el número de neutralización ó de la viscosidad, usualmente indican contaminación con materiales extraños. El color de un aceite aislante, es determinada



mediante una luz transmitida y se expresa mediante un valor numérico comparado contra valores estándares en una tabla circular contenida dentro del equipo. (D1500-03)

Para desarrollar la prueba se sigue los siguientes pasos:

- a. Coloque una cantidad de 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 compartimento de colorimetría para el efecto.
- c. Encienda una fuente de luz con ayuda de ella compare el color de la muestra de aceite con los colores del colorímetro.

4.4. TOMA DE MUESTRA PARA FACTOR DE POTENCIA

Antes de realizar las mediciones, el interior de la celda y las superficies que encajan deberían ser limpiados 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.

La celda debe ser desarmada simplemente sosteniendo la sección de la base y girando la sección superior en sentido antihorario. Cuando se arme la celda no ajuste excesivamente sus partes.

Pasos a realizar:

Se debe tener listo y en condiciones de prueba el equipo de medición de factor de potencia.

Llenar la celda de prueba con el aceite a ser probado, hasta una altura aproximada de 3/4" del tope superior, para luego tapar la celda apropiadamente.

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 min.

Realizar las conexiones del equipo a la celda de prueba, 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 muestrear.

Se procede 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 calcula el factor de potencia de acuerdo a la siguiente fórmula:

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

ec. 1



Luego se medirá la temperatura del aceite la celda con la finalidad de corregir el valor de potencia obtenido a la temperatura base. (D924-03)

4.5. TOMA DE MUESTRA DE NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN.

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

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

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.

Para determinar si la acidez es mayor o menor que un valor fijado arbitrariamente, añada un volumen apropiado de solución de KOH. Agite vigorosamente por varios segundos, déjese en reposo para permitir que se siente y observe la película acuosa. Si no tiene rasgos de coloración rosa, la acidez es mayor que el valor prefijado.

Para determinar la acidez total aproximada añádase en pequeños incrementos hasta que el color de la película acuosa, luego de agitarse y dejarse reposar adquiera un tono rosa pálido. (D974)

4.6. TOMA DE MUESTRA PARA TENSION INTERFACIAL

Limpie el orificio de la aguja del tensiómetro evitando que fibras queden atrapadas en el orificio. No utilice solvente para la limpieza del orificio o de la aguja.

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

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

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

Llenar el recipiente del tensiómetro con agua destilada.

Elimine el aire existente dentro del recipiente del tensiómetro y acóplelo al tensiómetro.



Anote la lectura 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 tensiómetro, ya que introducirá aceite en el recipiente con agua destilada contaminándolo.

Expulse cerca de $\frac{3}{4}$ del volumen de agua del recipiente, y permita que esta gota permanezca suspendida por cerca de 30 seg. Expulse lentamente suficiente agua para provocar que caiga la gota en forma tal que el tiempo total quede comprendido entre 45 y 60 seg. Anotar el volumen de agua en la gota en términos de las unidades de escala. Esta lectura nos dará la tensión interfacial de la muestra. (D971-99)



5. CAPÍTULO V: DIAGNÓSTICO DEL ACEITE MINERAL EN OPERACIÓN

5.1. PROCEDIMIENTO PARA EL DIAGNÓSTICO POR MEDIO DE LA NORMA DE RIGIDEZ DIELECTRICA ASTM D-877 y ASTM D1816



Figura 5.1 Muestra a la izquierda los electrodos cara plana utilizados para la norma astm D-877 y por el lado de la derecha muestra los electrodos cara esférica para la norma astm D-1816.

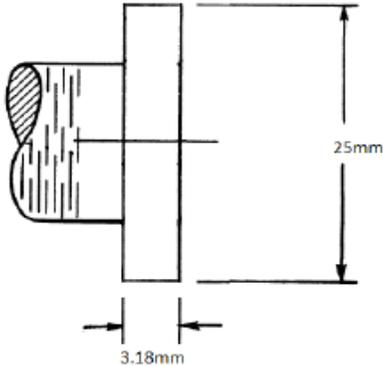
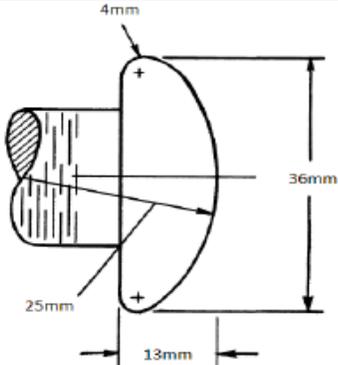
	ASTM D-877	ASTM D-1816
Dimensiones de cada electrodo.		
Separación	2.5mm	Entre 1 y 2mm
Rampa o de saltos de voltaje	3000V/s	500V/s
Alcance (kV)	Debajo de 6.9 kV	35-50 kV (1 mm separación) 80-90 kV (2 mm de separación)
Sensibilidad a la humedad	En el rango de 30 a 80 ppm o agua libre	Por debajo de 30 ppm
Aplicación recomendada según ASTM	Aceptación del aceite nuevo a granel o en barriles	Aceites filtrados, desgasificados y deshidratados antes y después del tratamiento. Aceites en operación.
Sensibilidad a fibra de celulosa	Menos sensible	Más sensible

Tabla 5.1 Muestra la diferencia entre cada electrodo.



5.1.1. Procedimiento para el diagnóstico por medio de la norma ASTM D – 877

Este procedimiento se divide en dos:

Procedimiento A.

Se utiliza para líquidos aislantes y refrigerantes en transformadores, cables y aparatos similares.

- ✚ Aceites de petróleo
- ✚ Hidrocarburos
- ✚ askarels (PCB)

Se trata de determinar la tensión de ruptura dieléctrica realizando cinco pruebas en una copa con intervalos de 1 minuto entre cada aplicación de voltaje.

La media de las cinco rupturas se considerará la tensión de ruptura dieléctrica de la muestra, siempre que se cumpla con el siguiente criterio:

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad \text{ec. 2}$$

Donde:

- \bar{X} = Media de los n valores individuales.
- n = Número de rupturas 5 o 10.
- X_i = valor de tensión de ruptura.

Luego se determina que el rango de las cinco rupturas no sea mayor a 92% del valor medio. Si el rango excede el 92% del valor medio de las cinco rupturas, entonces se realizara cinco pruebas adicionales y se obtiene el nuevo valor de ruptura promedio para las diez pruebas.

Al determinar el rango de las diez rupturas, el intervalo es inferior al 151% del valor medio de las diez rupturas, se procede a tomar este valor medio como la tensión de ruptura dieléctrica para la muestra. Téngase en cuenta que si excede el rango permitido, el error es demasiado grande y se tiene que investigar la causa del error y se debe repetir las pruebas.

Se conservaran todos los valores de prueba de ruptura. Si se requiere una segunda serie de cinco rupturas, llenar la copa con una nueva muestra. Durante las pruebas, mantenga al menos dos dígitos significativos para cada ruptura.

Procedimiento B.

Este procedimiento aplica para líquidos dieléctricos que contienen materiales insolubles, que se asientan de la muestra durante la prueba. Estos pueden incluir muestras tomadas



de interruptores automáticos, cambiadores de tomas de carga y otros líquidos fuertemente contaminados con material insoluble. Para determinar la ruptura dieléctrica o cuando se comparen los resultados de la descomposición con otros ensayos, hacer un ruptura de cada uno de las cinco pruebas sucesivamente de la copa de ensayo.

La media de las cinco rupturas puede ser reportada como la tensión de ruptura, siempre que se cumpla el criterio del procedimiento A.

Igual que en el procedimiento A se debe conservar todos los valores de ruptura. Durante las pruebas, mantenga al menos dos dígitos significativos para cada ruptura.

➤ **Precisión y varianza de la prueba de rigidez dieléctrica**

El coeficiente de varianza de una prueba compuesta por 5 rupturas es del 10.7%. Por lo tanto, los resultados de dos pruebas realizadas correctamente a la misma muestra no deben diferir en más del 30.3% de la media de las dos pruebas. El rango máximo permitido para la serie de 5 rupturas no debe exceder el 92% de la media de las 5 rupturas. El rango máximo permitido para la serie de 10 rupturas no debe exceder el 151% de la media de las 10 rupturas.

➤ **Precisión multilaboratorio:**

Se ha encontrado que el coeficiente de variación de los laboratorios múltiples es del 10.7%.

Por lo tanto, los resultados de dos ensayos debidamente realizados en diferentes laboratorios sobre la misma muestra de aceite no deben diferir en más del 30.3% de la media de los dos resultados. (D877-02)

5.1.2. Procedimiento por medio de la norma ASTM D-1816

Luego de aplicar las indicaciones mostradas en el capítulo anterior sobre la temperatura y extracción del aceite hasta la taza esperar al menos 3 min pero no más de 5 min entre el llenado de la taza y la aplicación de voltaje para la primera ruptura. Aplicar el voltaje aumentando desde cero a una velocidad de $0.5 \text{ kV/s} \pm 5\%$ hasta que se produzca una ruptura como se indica mediante el funcionamiento del equipo de interrupción de circuito; Registre el valor más alto de voltaje rms que ocurrió inmediatamente antes de cada ruptura.

Realizar cuatro rupturas adicionales, cada una con un intervalo entre ellas de al menos 60 s pero no más de 90 s sucesivamente.

(Durante los intervalos antes de la aplicación de la tensión, entre las averías y en el momento en que se aplica la tensión, la hélice debe hacer circular el aceite).

Calcular la media y la desviación estándar de las cinco rupturas de la siguiente manera:



$$\bar{X} = \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 X_i \quad \text{ec. 3}$$

$$s = \sqrt{\frac{1}{4} [\sum_{i=1}^5 (X_i^2 - 5\bar{x}^2)]} \quad \text{ec. 4}$$

Dónde:

- \bar{X} = media de los cinco valores individuales
- X_i = con tensión de ruptura
- s = desviación estándar.

La varianza $(\frac{s}{\bar{x}})^2 * 100$ no exceda el 10% y que el rango (máximo menos el mínimo) de las pruebas individuales comprendidas en cinco rupturas no sobrepase el 86% de la media, sino se cumple esta condición entonces la prueba debe ser repetido.

Cuando se desea simplemente determinar si la resistencia dieléctrica está por encima o por debajo de un nivel especificado, sólo se requieren cinco rupturas, siempre que los cinco valores estén por encima o por debajo de este nivel. (D1816-04)

5.1.3. Rangos para la aprobación o rechazo de la muestra

La clasificación para los resultados de la prueba de rigidez dieléctrica depende del voltaje primario del transformador y la distancia de separación entre los electrodos del equipo de prueba tal como se puede apreciar en las siguientes tablas 5.1 y 5.2.

RIGIDEZ DIELECTRICA (1 mm separación)			
VOLTAJE PRIMARIO	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
≤ 69 kV	≥ 23 kV	< 23 kV ≥ 18 kV	< 18 kV
> 69 kV < 230 kV	≥ 28 kV	< 28 kV ≥ 23 kV	< 23 kV
≥ 230 kV	≥ 30 kV	< 30 kV ≥ 25 kV	< 25 kV

Tabla 5.2 Rigidez dieléctrica para 1 mm de separación según norma ASTM D-1816



RIGIDEZ DIELECTRICA (2 mm separación)			
VOLTAJE PRIMARIO	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
≤ 69 kV	≥ 40 kV	< 40 kV ≥ 35 kV	< 35 kV
> 69 kV < 230 kV	≥ 47 kV	< 47 kV ≥ 42 kV	< 42 kV
≥ 230 kV	≥ 50 kV	< 50 kV ≥ 45 kV	< 45 kV

Tabla 5.3 Rigidez dieléctrica para 2mm según norma ASTM D-1816.

Norma ASTM D-877

Como se mencionó previamente, (D877-02) se suele recomendarse solo para la aceptación de aceite nuevo de un fabricante. Sin embargo, algunos laboratorios de prueba de aceite todavía recomiendan su uso para aplicaciones específicas en servicio. En estos casos, un valor de tensión de ruptura de 30 kV o más se suele considerar aceptable, en tanto que valores por debajo de 25 kV se consideran no aceptables. Valores entre 25 y 30 kV se consideran dudosos.

Para aceite nuevo, un valor mínimo de 30 kV se especifica normalmente.

	Valores típicos de ruptura usando el método de prueba D-877
Tipo de aceite	Aceite nuevo
Aceite mineral	45 kV
Aceite siliconado	40 kV
HMWM	52 kV
Ester sintético	43 kV
Ester natural	56 kV

Tabla 5.4 Valores de tensión para rigidez dieléctrica según norma ASTM D-877



5.2. PROCEDIMIENTO PARA EL NÚMERO DE ÁCIDEZ POR MEDIO DE LA NORMA ASTM D-974

En este procedimiento se utiliza un matraz Erlenmeyer de tamaño adecuado o un vaso de precipitados, introducir una cantidad de muestra como se indica en la siguiente tabla:

Acid Number or Base Number	Size of Sample, g	Sensitivity of Weighing, g
New or Light Oils		
0.0 to 3.0	20.0 ± 2.0	0.05
Over 3.0 to 25.0	2.0 ± 0.2	0.01
Over 25.0 to 250.0	0.2 ± 0.02	0.001
Used or Dark-Colored Oils		
0.0 to 25.0	2.0 ± 0.2	0.01
Over 25 to 250.0	0.2 ± 0.02	0.001

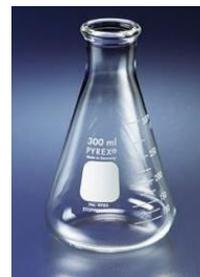


Tabla 5.5 Tamaño de muestras.

Añadir 100 ml del disolvente de titulación y 0.5 ml de la solución indicada y sin taponamiento, agite hasta que la muestra esté completamente disuelta por el disolvente. Si la mezcla asume un color amarillo-naranja, se procederá a evaluar a una temperatura inferior a 30°C.

Se agregara solución de KOH 0.1 M en aumentos y mezclarlo para dispersar el KOH según sea necesario. Agite fuertemente cerca del punto final, pero evitar la disolución de dióxido de carbono (CO₂) en el disolvente. Considere el punto final definido si el color persiste durante 15 s o si se invierte con dos gotas de 0.1 M HCl.

En el caso de los aceites ácidos, el color naranja cambia a un color verde o verde-marrón cuando se aproxima el punto final.

Si se vuelve verde o negro-verde, se realizará lo siguiente:

5.2.1. Procedimiento para el número base

Si el disolvente de titulación que contiene la muestra disuelta asume un color verde o marrón verdoso después de que se añada el indicador como se vio anteriormente, luego realice la titulación con los pasos anteriormente descritos, pero utilice HCl 0.1 M y titule hasta que el color verde-marrón cambie a naranja.

En blanco:

Realice una titulación en blanco en 100 ml del disolvente de titulación y 0.5 ml de la solución indicadora, añadiendo incrementos de 0.1 ml o menos de la solución de KOH 0.1 M.



El disolvente de titulación normalmente contiene impurezas ácidas débiles que reaccionan con los componentes fuertemente básicos de la muestra. Para corregir el número de base de la muestra, determine un número de ácido en blanco sobre el disolvente.

Procedimiento para el número de ácido fuerte

Introducir aproximadamente 25 g de muestra, pesada hasta 0.1 g, en un embudo de decantación de 250 ml y añadir 100 ml de agua hirviendo. Agitar vigorosamente y drenar la fase acuosa, después de la separación, en una cazuela de 500 ml.

Extraer la muestra dos veces más con porciones de 50 ml de agua hirviendo, agregando ambos extractos a la cazuela. A los extractos combinados se añaden 0.1 ml de solución indicadora de naranja de metilo y, si la solución se vuelve rosada o roja, titula con 0.1 M de solución de KOH hasta que la solución se vuelve de color marrón dorado.

Si el color inicial no es rosa o rojo, reporte el número de ácido fuerte como cero.

En blanco

En un matraz Erlenmeyer de 250 ml, introduzca 200 ml de la misma agua hirviendo que se usó para la titulación de la muestra.

Añadir 0.1 ml de solución indicadora de color naranja de metilo. Si el color del indicador es amarillo-naranja, se titula con HCl 0.1 M a la misma profundidad y forma del color obtenido en la titulación de la muestra. Si el color del indicador es de color rosa o rojo, se titula con solución de KOH 0.1 M al mismo punto final que el utilizado en la titulación de la muestra.

5.2.2. Calculo de los diferentes números de acidez

1. Ecuación para calcular el número de ácido.

$$\text{Número de ácido, mg de KOH / g} = \frac{((A-B)*M*56.1)}{W} \quad \text{ec. 5}$$

Donde:

- A = solución de KOH requerida para la titulación de la muestra, ml,
- B = solución de KOH requerida para la titulación del blanco, ml,
- M = molaridad de la solución de KOH, y
- W = muestra utilizada, g.

2. Ecuación para calcular el número de ácido fuerte

Si la titulación en blanco se hace con ácido:

$$\text{Fuerte - número de ácido, mg de KOH / g} = \frac{((Cm-Dm)*M*56.1)}{W} \quad \text{ec. 6}$$



Donde:

- C = solución de KOH requerida para titular el extracto acuoso, mL,
- M = molaridad de la solución de KOH,
- D = solución de HCl requerida para titular la solución en blanco, ml,
- M = molaridad de la solución de HCl, y
- W = muestra utilizada, g.

Si la titulación es blanco se hace con base al siguiente cálculo:

$$\text{Fuerte - número de ácido, mg de KOH / g} = \frac{((C-D)*M*56.1)}{W} \quad \text{ec. 7}$$

- Dónde:
- C = solución de KOH requerida para titular el extracto acuoso, mL,
 - D = solución de KOH requerida para titular la solución en blanco, ml,
 - M = molaridad de la solución de KOH, y
 - W = muestra utilizada, g.

3. Ecuación para el cálculo de número base.

$$\text{Número de base, mg de KOH / g} = \frac{((Em-Fm)*M*56.1)}{W} \quad \text{ec. 8}$$

Dónde:

- E = solución requerida de HCl para la titulación de la muestra, mL,
- M = molaridad de la solución de HCl,
- F = KOH requerido para la titulación del número de ácido en blanco, mL,
- M = molaridad de la solución de KOH, y
- W = muestra utilizada, g.

5.2.3. Control de calidad en el procedimiento.

Confirmar el rendimiento del equipo o del procedimiento cada día que se utiliza, analizando una muestra de control de calidad (QC). Es aconsejable analizar muestras adicionales de control de calidad según proceda, como al final de un lote de muestras o después de un número fijo de muestras para garantizar la calidad de los resultados.

El análisis de los resultados de estas muestras de control de calidad se puede realizar utilizando técnicas de diagrama de control. Cuando el resultado de una prueba en una muestra de control de calidad excede los límites de control del laboratorio, puede ser necesaria una acción correctiva, como la recalibración del instrumento. Un amplio suministro de material de muestra de control de calidad estará disponible durante el período de uso previsto y será homogéneo y estable en las condiciones de almacenamiento previstas. Si es posible, la muestra QC será representativa de las muestras típicamente



analizadas y el valor promedio y los límites de control de la muestra QC se determinarán antes de monitorear el proceso de medición. La precisión de la muestra de control de calidad debe compararse con la indicada en la sección Precisión y sesgo de este método de ensayo para verificar que el instrumento funciona correctamente. (D974)

5.2.4. Rangos para la aprobación o rechazo de la muestra.

El proceso de degradación química que se va desarrollando en el aceite por efecto del trabajo, la temperatura y las tensiones eléctricas al que este está sometido, es sensiblemente acelerada si hay precedencia especialmente de agua y oxígeno en primera instancia, y en segundo presencias de otros catalizadores como el cobre, el hierro y la celulosa.

Existen dos normas que nos hablan de los rangos para saber el resultado del número de acidez los cuales son:

Número de neutralización D-974	Acceptable: ≤ 0.05
	Questionable: $= 0.06 - 0.1$
	Inacceptable: > 0.1

Tabla 5.6 Rangos para evaluar el número de neutralización según la norma ASTM D-3487

TIPO DE ACEITE	NIVEL DE TENSION (kV)	Número de acidez (mg KOH/g)
Aceite nuevo		0.03
Aceite que está en condiciones satisfactorias para uso continuo	<69	0.20
	69 – 288	0.20
	> 345	0.10
Aceite que requiere reacondicionamiento para el servicio adicional		0.20
Aceite en condición pobre(debe ser regenerado o deshecho)		0.50

Tabla 5.7 Rangos según IEEE (62-1995)



5.3. *PROCEDIMIENTO PARA DIAGNÓSTICO DE TENSIÓN INTERFACIAL*

Antes de comenzar el procedimiento para el diagnóstico se debe calibrar el tensiómetro contra pesos conocidos y ajuste su punto cero de acuerdo con el procedimiento de su fabricante.

Asegúrese de que todas las porciones del anillo están en el mismo plano horizontal.

Preparación del ensayo de acuerdo a la norma ASTM D923:

- Paso 1: Obtener una probeta de ensayo con el líquido a analizar, por lo menos con 25 ml.
- Paso 2: Obtener una alícuota fresca de agua destilada (50 a 75 ml) para realizar mediciones de la tensión interfacial.
- Paso 3: Las muestras de ensayo deben cubrirse, taparse o sellarse inmediatamente después de obtenerse. El polvo y el vapor atmosféricos pueden contaminar fácilmente el agua, al igual que el crecimiento de las bacterias. Guarde la prueba en la oscuridad a temperatura ambiente.

Determinación de la densidad de la muestra de ensayo:

Determinar la densidad de las muestras de ensayo a $25 \pm 1^\circ\text{C}$ utilizando un picnómetro líquido u otro dispositivo de medición de la densidad a $\pm 0.001 \text{ g / cm}^3$.

5.3.1. **Proceso de medición de la tensión interfacial:**

Introducir agua destilada a una temperatura de $25 \pm 1^\circ\text{C}$ en un recipiente de muestra limpio a una profundidad de 10 a 15 mm. Colóquelo sobre la plataforma tensiométrica de modo que el anillo quede en el centro del recipiente y no esté cerca de ninguna pared. Asegúrese de que no haya espuma en la superficie del agua. Si la espuma es visible, deseche el agua. La espuma indica que el agua está contaminada o que el recipiente no está limpio.

Limpiar el anillo y montarlo en el tensiómetro.

Siga las instrucciones del fabricante para poner a cero el anillo en el aire.

Levantar la plataforma hasta que el anillo se sumerja a una profundidad que no exceda 6 mm en el agua.

Baje lentamente la plataforma y siga las instrucciones del fabricante sobre cómo ajustar la lectura del tensiómetro.



Aumente el par en el cuadrante de lectura mientras mantiene el brazo de torsión en la posición cero. A medida que la película de líquido que se adhiere al anillo se aproxima al punto de rotura, proceda lentamente con ajustes. Esto asegurará que el haz de torsión estará en la posición cero cuando se produzca la ruptura. Ruptura de la superficie al continuar aumentando la fuerza y bajando el vaso.

Registrar la lectura cuando ocurre ruptura.

La tensión superficial se calcula utilizando el valor de 0.997 g / cm^3 para (D-d), la diferencia de densidad entre el agua y el aire. Se debe obtener un valor de 71-73 mN/m. Si se encuentran valores bajos, limpie y enjuague bien el recipiente de la muestra y obtenga una muestra fresca de agua de otra fuente de suministro. Si se siguen obteniendo valores bajos de tensión superficial, compruebe la calibración del tensiómetro y examine el anillo para asegurarse de que el plano del anillo esté paralelo a la superficie del agua.

Colocar cuidadosamente el aceite en la superficie del agua (con el anillo sumergido) hasta que se alcance una profundidad de al menos 10 mm.

Un procedimiento de este tipo es pipetear el aceite sobre la superficie lentamente de modo que se produzca una mezcla mínima y de manera que el aceite no toque la superficie del anillo sumergido. Asegúrese de que el aceite no es tan profundo como para cubrir la barra transversal del anillo.

Deje que la interfaz aceite-agua envejezca durante $30 \pm 1 \text{ s}$ después de que el último del aceite haya sido colocado sobre el agua.

Baje la plataforma como se explicó anteriormente y anote el valor en ruptura. El tiempo de esta parte de la medición es de 30 s los cuales son necesarios para dibujar el anillo a través de la interfaz. Proceder muy lentamente a medida que se aproxima el punto de ruptura.

Ya que la rotura es generalmente lenta (debido a la viscosidad del aceite). Completar toda la operación, desde el momento de verter el aceite sobre el agua hasta que la interfaz se rompe, en aproximadamente 60 a 100 s. (D971-99)

5.3.2. Fórmula para calcular la tensión interfacial:

$$F = 0.7250 + \sqrt{\frac{1.452 * PC}{D-d} + 0.04534} - \frac{1.679R}{r} \quad \text{ec. 9}$$

Donde:

- P=lectura de escala, mN/m
- C=circunferencia del anillo, mm
- D=densidad del agua a 25°C, gr/ml
- d= densidad de la muestra a 25°C, gr/ml
- R=radio del anillo, mm



- r =radio del alambre del anillo, mm

5.3.3. Rango para dar la aceptación y denegación de la muestra

Si el agua y el aceite en el transformador se ponen en contacto, se separan y se crea una interfaz entre ambos líquidos. Opuestamente, un aceite con baja tensión interfacial no recuperara su rigidez dieléctrica, aunque sea deshidratado y purificado. El aceite para transformadores limpio, nuevo y bien refinado presenta una TIF relativamente elevada, la cual se mide y se presenta en milinewtons por metro. Al colocar el aceite en el equipo, la TIF del aceite disminuirá entre 5 mN/m a 10 mN/m.

	Aceptación	Cuestionable	Inaceptable
mN/m	≥ 32	$< 32 \geq 28$	< 28

Tabla 5.8 Valores de tensión interfacial tomada de la Guía para el mantenimiento del transformador S.D. Myers, pag. 129 (Forestieri)

5.4. PROCEDIMIENTO PARA DIAGNÓSTICO DE COLOR SEGÚN NORMA ASTM D-1500

Llenar una muestra en los contenedores o recipientes en el lugar, hasta una profundidad de al menos 50 mm, con agua destilada o des ionizada, en el o varios compartimientos del colorímetro a través de los cuales se pueda observar. Coloque la muestra en su recipiente en el otro compartimiento. (Cuando se utiliza de uno a tres campos comparativos, éste será el compartimiento medio.) Cubra los recipientes para excluir toda la luz exterior.

Encienda la luz y compare los colores de la muestra con los lentes. Cuando utilice de 1 a tres comparaciones de la muestra deberá colocar en paréntesis los discos desde el más oscuro al más claro o para una coincidencia más exacta el disco oscuro. Cuando determine de 1 a dos comparaciones con los vidrios de la muestra, o de no ser posible para una coincidencia más exacta, entonces utilice el cristal que posee el color más oscuro.

5.4.1. Precisión de la norma ASTM D-1500

La precisión de este método de ensayo que se obtiene mediante un examen estadístico de los resultados de prueba en laboratorios:

1. La diferencia entre los resultados de las pruebas sucesivas obtenidas por el mismo operador en condiciones constantes de funcionamiento con el material de ensayo, en el normal y correcto funcionamiento del método de ensayo, superar el valor siguiente de 0.5 unidades de color sólo en un caso de veinte.



2. La diferencia entre dos resultados individuales e independientes obtenidos por los diferentes operadores que trabajan en laboratorios diferentes con el material idéntico superar el valor siguiente 1 unidad de color sólo en un caso de veinte.
3. El procedimiento en este método de ensayo no tiene sesgo porque el valor de color de la ASTM es subjetiva y puede ser sólo definida en términos de este método de ensayo. (D1500-03)

5.4.2. Rango para aceptar y denegar la muestra

Este método determina el color de los derivados del petróleo en el laboratorio. El método supone la comparación de una muestra la comparación con los vidrios normalizados y tiene como escala 0.5 (el más claro) al 8.0 (el más oscuro) la clasificación según el color es la siguiente:

Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
≤ 3.5	----	> 3.5

Tabla 5.9 Valores normalizados de los vidrios según norma ASTM D-1500

5.5. PROCEDIMIENTO SOBRE EL DIAGNÓSTICO DE HUMEDAD DE KARL FISHER NORMA ASTM D-1533.

Verificar que el sistema está funcionando correctamente, permita que el instrumento se estabilice antes de usarlo.

Las instrucciones del fabricante para el tamaño de la muestra sugerida para un rango esperado de contenido de humedad.

Utilizando una jeringa y una aguja apropiadas como las siguientes:

1. Jeringuillas de Transferencia:

Las jeringas pueden ser de vidrio o plástico. Las jeringas de vidrio se deben limpiar y secar durante 1 h a 100 ° C antes de su uso. Las jeringas de plástico se eliminarán después de cada uso de la muestra.

2. Aguja:



Las agujas que se van a montar en las jeringas de transferencia y deberán ser lo suficientemente largas como para inyectar muestras directamente debajo de la superficie del reactivo Karl Fischer. Deben ser de un calibre suficientemente grande para permitir una fácil transferencia de la muestra.

Muestre el líquido aislante a ensayar. Antes del muestreo, enjuague la jeringa y la aguja con el líquido que se va a probar una vez.

Determinar la masa de muestra con tres cifras significativas pesando la muestra de ensayo antes y después de la inyección. Alternativamente, inyectar un volumen conocido de una muestra cuya densidad se conoce a la temperatura de prueba para determinar el tamaño de la muestra.

Las soluciones de reactivos pueden utilizarse hasta que las soluciones de verificación ya no sean probadas con precisión. (D1533-00)

5.5.1. Cálculo para el diagnóstico

La mayoría de los instrumentos coulométricos Karl Fischer disponibles en el mercado calculan automáticamente el contenido de agua en ppm o porcentaje. Si no, calcule la cantidad de agua en la muestra de la siguiente manera:

$$\text{Contenido de agua, mg / kg (ppm)} = \frac{A}{B} \quad \text{ec. 10}$$

Donde:

- A = masa de agua, (μg) (lectura del instrumento), y
- B = masa de la probeta, g.

5.5.2. Rango para aceptar o rechazar la muestra

Esta prueba determina la cantidad de humedad del aceite aislante, mediante un Titulador Coulométrico Automático Karl Fisher. Este calcula electrónicamente el contenido de humedad en el aceite a partir del volumen de aceite nuevo inyectado y la cantidad de reactivo consumido.

PORCENTAJE DE SATURACIÓN DE AGUA EN ACEITE	CONDICIÓN DEL AÍSLAMIENTO DE CELULOSA
0-5	aíslamiento seco
6-20	humedad moderada
21-30	aíslamiento húmedo
>30	aíslamiento extremadamente húmedo



Tabla 5.10 Valores según la tabla 7, IEEE Std 62-1995

5.6. *DIAGNÓSTICO DE LA DENSIDAD RELATIVA POR MEDIO DE LA NORMA ASTM D-1298*

- **PASO 1:** Utilizar el cilindro de hidrómetro y el termómetro hasta aproximadamente 5°C de la temperatura de prueba.
- **PASO 2:** Transfiera la muestra al cilindro de hidrómetro limpio, con temperatura estabilizada y sin salpicar, para evitar la formación de burbujas de aire, y minimizar la evaporación de los componentes de muy baja ebullición de las muestras más volátiles.
- **PASO 3:** Transfiera muestras muy volátiles vaciando con sifón o desplazamiento de agua.
- **PASO 4:** Las muestras que contienen alcohol u otro material soluble en agua deberán llevarse al cilindro por vaciado con sifón.
- **PASO 5:** Remueva cualquier burbuja de aire después que éstas se hayan recopilado en la superficie de la porción de prueba, tocándolas con un pedazo de papel filtro limpio antes de introducir el hidrómetro.
- **PASO 6:** Coloque el cilindro que contiene la porción de muestra en una posición vertical en un sitio libre de corrientes de aire y donde la temperatura del medio circundante no cambie más de 2°C durante el tiempo tomado para completar la prueba. Cuando la temperatura de la porción de prueba difiere por más de 2°C del ambiente, utilice un baño de temperatura constante para mantener una temperatura uniforme durante la realización de la prueba.
- **PASO 7:** Introducir el termómetro o equipo de medición de temperatura apropiado y agite la porción de prueba con una varilla de agitación, usando una combinación de movimientos verticales y giratorios para asegurar temperatura y densidad uniforme a lo largo del cilindro de hidrómetro. Registre la temperatura de la muestra lo más cercano a 0.1°C y retire el termómetro o el dispositivo de medición de temperatura y la varilla de agitación del cilindro de hidrómetro.
- **PASO 8:** Baje el hidrómetro apropiado en el líquido y suéltelo en una posición de equilibrio, teniendo cuidado de evitar mojar el tronco por encima del nivel en el cual flota libremente. Para líquidos traslúcidos o transparentes de baja viscosidad observe el menisco que se forma cuando el hidrómetro es presionado por debajo del punto de equilibrio 1 a 2 mm y permitiendo el retorno al punto de equilibrio. Si el menisco cambia, limpie el tronco del hidrómetro y repita hasta que la forma del menisco permanezca constante.



5.6.1. Para líquidos viscosos opacos, permita que el hidrómetro se estabilice despacio en el líquido.

Para líquidos traslúcidos o transparentes de baja viscosidad, baje el hidrómetro aproximadamente dos divisiones de escala en el líquido, y luego suéltelo, mientras le aplica un giro suave al hidrómetro para ayudar a llevarlo hasta un reposo flotando libremente sin tocar las paredes del cilindro de hidrómetro.

Asegure que el resto del tallo del hidrómetro, el cual está por encima del nivel del líquido, no está mojado con el líquido y afecte la lectura obtenida.

Permita tiempo suficiente para que el hidrómetro llegue al reposo, y para que todas las burbujas de aire lleguen a la superficie. Retire cualquier burbuja de aire antes de hacer una lectura.

Si el cilindro de hidrómetro está hecho de plástico, disipe cualquier carga estática limpiando el exterior con una tela húmeda.

Cuando el hidrómetro ha llegado al reposo flotando libremente lejos de las paredes del cilindro, lea la lectura en la escala del hidrómetro lo más cercano a un quinto de una escala entera de división de acuerdo con las siguientes 2 características:

- 1) Para líquidos transparentes, registre la lectura del hidrómetro como el punto en la escala del hidrómetro en la cual la superficie principal del líquido corta la escala colocando el ojo ligeramente debajo del nivel del líquido y levantándolo despacio hasta la superficie, primero observará una elipse deformada, se asomará para volverse una línea recta que corta la escala del hidrómetro (vea la Figura 4.1).

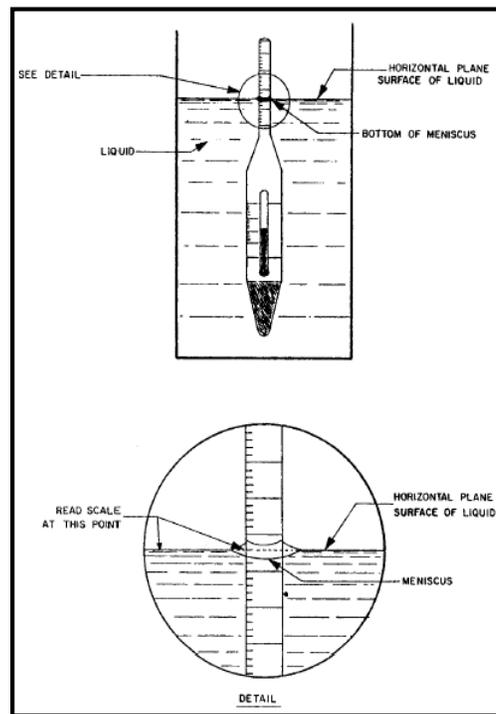


Figura 5.2 Lectura de la Escala del Hidrómetro para líquidos transparentes.

- 2) Para líquidos opacos registre la lectura del hidrómetro al punto en la escala del hidrómetro en que la muestra sube, observando con el ojo ligeramente sobre el plano de la superficie del líquido (vea la Figura 4.2).

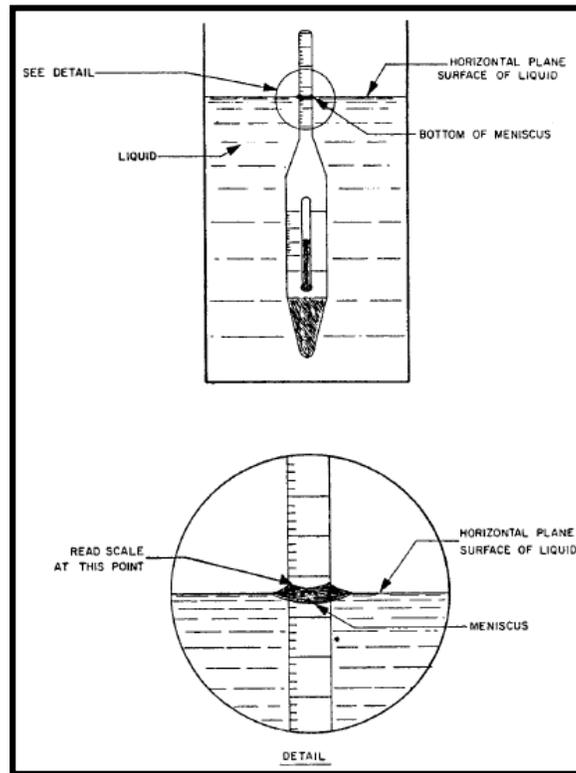


Figura 5.3 Lectura de Escala del Hidrómetro para Fluidos Opacos.

Inmediatamente después de registrar la lectura de la escala del hidrómetro, cuidadosamente levante el hidrómetro fuera del líquido, inserte el termómetro o equipo de medición de temperatura y agite la porción de muestra verticalmente con la barra de agitación. Registre la temperatura de la porción de la muestra lo más cercano a 0.1°C. Si esta temperatura difiere de las lecturas anteriores (paso 7) por más de 0.5°C, repita las observaciones del hidrómetro y termómetro hasta que la temperatura se estabilice dentro de 0.5°C. Si no se puede obtener una temperatura estable, coloque el cilindro de hidrómetro en un baño de temperatura constante y repita el procedimiento desde el paso 6.

Si la temperatura de prueba es superior a 38°C, permita que todos los hidrómetros de plomo del tipo inserción-en-cera escurran y enfríen en una posición vertical. (D1298-99, Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.)

5.6.2. Rango para aceptar o rechazar la muestra

El aceite naftenico para transformadores tiene una densidad relativa de 0.84 y 0.91. Cuando los aceites están en servicio caen en un rango más estrecho de aproximadamente 0.86 a



0.89. Los valores por encima de 0.91 indican contaminación por materiales de mayor densidad y una sospecha lógica para tal contaminante es por PCB's.

5.7. PROCEDIMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA

5.7.1. Celda de prueba

Se debe cumplir los requisitos generales para el diseño de las celdas las cuales se muestran a continuación:



Figura 5.4 Celda de prueba.

5.7.2. Celda termorreguladora automática:

Cuando los ensayos se realicen por encima de la temperatura ambiente pero por debajo del punto de inflamación, se puede utilizar una celda termo-reguladora automática siempre que proporcione un calentamiento uniforme de la celda de prueba.

La célula termorreguladora automática debe ser capaz de proporcionar una velocidad rápida y controlada de aumento de la temperatura, y ser capaz de mantener constante la temperatura del líquido dentro de los 61°C.

5.7.3. Aparato

Horno de tiro forzado:

Cuando los ensayos se realicen por encima de la temperatura ambiente, se utilizará como cámara de ensayo un horno de tiro forzado adecuado, controlado térmicamente.

Para ensayos a temperatura ambiente, el horno no calentado puede usarse convenientemente como cámara de ensayo.

Proporcione a la cámara de prueba una abertura en la pared a través de la cual pasen dos longitudes de cable blindado TFE-fluorocarbono (o similar) para realizar la conexión eléctrica



desde el equipo de medición y el transformador de alto voltaje, respectivamente, a la celda de prueba.

Utilice una placa o disco cerámico perforado para aislar la celda de prueba del suelo metálico del horno si el suelo no está aislado del horno. Proporcione un enclavamiento de seguridad en la puerta del horno para que el circuito eléctrico que suministra el voltaje a la celda de prueba se rompa cuando se abre la puerta del horno.

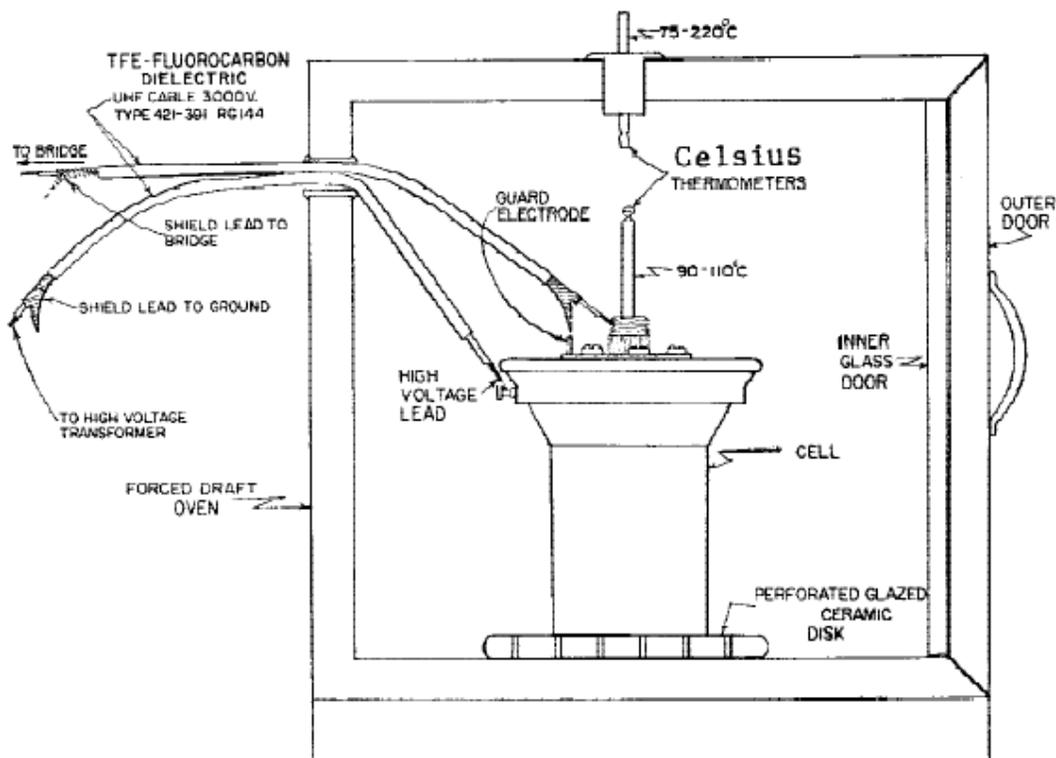


Figura 5.5 Muestra una vista en sección de la cámara de ensayo con una celda de prueba de tres electrodos en su lugar y con cables de prueba conectados.

5.7.4. Temperatura de la prueba

La temperatura a la cual se hace una prueba será acordada mutuamente entre el comprador y el vendedor.

Las mediciones se realizan a diferentes temperaturas. Para las pruebas de aceptación, generalmente se hace a una temperatura de 100°C, mientras que para pruebas de rutina se hace generalmente a temperatura ambiente, 85 o 100 ° C. En algunas investigaciones, los ensayos pueden realizarse a temperaturas considerablemente más altas, mientras que en otros casos, en particular para ensayos en aceites de cable en servicio, se pueden realizar ensayos en una gama de temperaturas.



5.7.5. Tensión de prueba

La tensión media a la que se somete la probeta no deberá ser inferior a 200 V / mm (rms). Los ensayos con tensiones más altas son deseables pero no deben alcanzar tales valores que las descargas eléctricas a través de las superficies aislantes de la celda ocurren o que se puede esperar una ionización interna del espécimen.

Los rangos de tensión en el uso normal para pruebas de árbitro son de 200 a 1200 V / mm (5 a 30 V / mil) (rms).

5.7.6. Preparación de la muestra y la célula de prueba de llenado

Utilice sólo una celda de tres terminales para estas pruebas.

Cuando los líquidos aislantes se calientan a temperaturas elevadas, algunas de sus características experimentan un cambio con el tiempo y el cambio, aunque sea de la naturaleza más mínima, puede reflejarse en la medición de pérdidas. Por lo tanto, es deseable que el tiempo transcurrido necesario para que la muestra de ensayo alcance el equilibrio de temperatura con la célula de ensayo se mantenga al mínimo.

Para un procedimiento óptimo, no exceda de 20 min durante este tiempo.

Con el fin de obtener datos de muestra representativas, incline o invierta suavemente el recipiente de la muestra y haga girar el líquido varias veces. Inmediatamente después de mezclar la muestra, verter una cantidad de líquido suficiente para cuatro rellenos de la celda de ensayo en un vaso de precipitados seco químicamente limpio y calentar sobre una placa caliente a una temperatura de 2°C por debajo de la temperatura de ensayo deseada. Durante el período de calentamiento, agitar el líquido con frecuencia.

Horno de tiro forzado:

Retire la celda de la cámara de ensayo, levante el electrodo interior, pero no lo apoye sobre ninguna superficie y llene la celda con una porción de la muestra calentada. Reemplace el vaso de precipitados con el resto de la muestra calentada en la placa caliente. Insertar el

Interno y enjuague los electrodos elevando y bajando dos veces el electrodo interior. Retire el electrodo interior y manténgalo suspendido en el aire; Luego decantar el líquido de enjuague y llenar inmediatamente la celda del resto de la solución calentada. Reemplace el electrodo interior.

Inserte un termómetro de mercurio, graduado en incrementos de 0.25°C u otros dispositivos de medición de temperatura (por ejemplo, termopares) que proporcionen igual exactitud, en el termómetro proporcionado en el electrodo interior. Devuelva inmediatamente la celda llena a la cámara de ensayo (ajustada a una temperatura por encima de la temperatura de ensayo deseada) y realice las conexiones eléctricas necesarias a la celda.



Precaución: Para medir la temperatura del electrodo interior se puede utilizar un termopar con resorte, pero se debe tener extrema precaución de que estos cables no entren en contacto con el cable de alta tensión y no capturen en de dispersión.

5.7.7. Recomendaciones para evitar errores

Realice las mediciones mientras la temperatura del electrodo interior esté dentro de los 60.5°C de la temperatura de prueba deseada.

Al completar la medición inicial, retire el electrodo interior, vierta el líquido y vuelva a llenar la celda siguiendo el mismo procedimiento y ejerciendo las mismas precauciones utilizadas al hacer el primer relleno y realice otra medición. Si la diferencia en las mediciones de las dos probetas es igual o inferior a 0.0001, más el 10% del valor más alto de los dos valores, no se requieren ensayos adicionales y el valor notificado para la muestra se tomará como el promedio de las dos mediciones.

Si la diferencia en las mediciones de las dos probetas es mayor que 0.0001, más el 10% del valor más alto de los dos valores, vuelva a llenar la celda y tome una tercera medida. Si la diferencia entre la tercera medición y la primera o segunda no está dentro de 0.0001, más el 10% del valor más alto de los dos valores utilizados en este cálculo, descartar estos resultados, obtener otra muestra y repetir el procedimiento hasta Se obtienen dos medidas de una muestra que cumplen con los límites prescritos. (D924-03)

5.8. ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE DIELÉCTRICO DE TRANSFORMADORES – IEEE Std C57.104.2008-

El propósito del análisis es conocer las diferentes sustancias que componen los gases disueltos en el aceite extraído del transformador, la detección de estos gases, puede utilizarse para identificar anomalías o problemas en los equipos que eventualmente conducirán a fallas si no son tratadas a tiempo. Arcos eléctricos, descargas parciales, descargas de baja intensidad, sobrecarga y sobrecalentamiento de los elementos de aislamiento son algunos de los posibles catalizadores de la generación de gases combustibles en el aceite. Estas condiciones pueden ocurrir de manera aislada o de forma simultánea, y pueden resultar en el deterioro de los componentes activos del transformador y la formación de gases tanto combustibles como no combustibles.

La operación normal también resultara en la generación de gases (en menor cantidad), de hecho es posible para algunos transformadores funcionar durante toda su vida útil con cantidades substanciales de gases combustibles. Este tipo de comportamiento en el



desempeño de los equipos no es normal, pero puede ser posible, después de realizar inspecciones sobre el equipo y su riesgo de operación.

Durante los años se han establecido muchas técnicas relacionadas a la medición de gases combustibles, así como a su interpretación. Sin embargo debe reconocer que en este momento así como el análisis e interpretación del mismo no es una ciencia exacta si no un arte sujeto a la variabilidad.

La presencia de los gases combustibles y sus cantidades dependen de variables tales como: ubicación, temperatura (temperatura de la falla si existe alguna), solubilidad y grado de saturación de los gases combustibles, sistemas de preservación, el tipo y rango de circulación, el tipo de materiales en contacto con la falla, y finalmente variables asociadas con el proceso de muestreo y medición. Debido al significado de los diferentes gases, las variables relacionadas a sus orígenes es difícil obtener un consenso. El obstáculo principal en el desarrollo de métodos para la interpretación de resultados como una ciencia exacta es la falta (positiva) de correlación entre la falla y el gas o gases asociados a la misma.

En este capítulo se busca establecer una guía sobre métodos y procedimientos específicos que podrían asistir al operador en decidir la condición de operación de los transformadores que exhiban generación de gases combustibles, sin embargo, debemos ser precavidos que, aunque existen razones físicas para la generación de gases combustibles, la interpretación de esos datos (en términos de una falla específica) no es una ciencia exacta.

La descomposición térmica de la celulosa impregnada de aceite produce dióxido de carbono (CO_2) y monóxido de carbono (CO) y algunas partículas de hidrogeno o metano (H_2 , CH_4). El ritmo al cual se generan estas partículas depende exponencialmente de la temperatura y directamente al volumen del material expuesto a esta temperatura.

El aceite mineral usado en los transformadores es una mezcla de diferentes moléculas de hidrocarburos, y el proceso de descomposición de estos hidrocarburos en fallas térmicas o eléctricas es complejo. La base fundamental es la ruptura del enlace de las moléculas de carbón-hidrogeno y carbón-carbón. Los radicales activos, producto de la descomposición y ruptura de enlaces pueden combinarse entre ellos para formar compuestos (gases), hidrogeno molecular, metano, etano, etc., o pueden recombinarse para formar moléculas más densas (pesadas). Descomposición adicional y procesos de reacomodo molecular permite la formación de productos como etileno y acetileno.

Todos los transformadores generan gases en alguna concentración durante su operación normal. Pero ocasionalmente una anomalía (relacionada a la generación de gases) ocurre en los transformadores en operación por ejemplo, el sobre calentamiento del equipo total o parcial, fallas dieléctricas o la combinación de estas. En equipo eléctrico, estas anomalías son llamadas "fallas". Térmicas, descargas parciales, arcos, etc., Fallas internas en aceite produce gases como: Hidrogeno (H_2), metano (CH_4), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4) y etano (C_2H_6). Cuando la celulosa forma parte de la falla, se producen



además gases como: metano (CH_4), hidrogeno (H_2), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2). Cada uno de estos tipos de falla puede producir la generación de ciertos gases que son generalmente combustibles. El total de gases combustibles puede indicar la existencia una falla o la combinación de fallas ya sean térmicas, eléctricas o descargas parciales. Cada tipo de falla puede producir un tipo de gas.

5.8.1. Interpretación del análisis de gases combustibles

Fallas térmicas

La descomposición del aceite mineral en los rangos de temperatura que van desde los 150 °C a los 500 °C producen relativamente grandes cantidades de gases de bajo peso molecular, tales como hidrogeno (H_2), metano (CH_4) y algunas cantidades de gases de alto peso molecular, etileno (C_2H_4) y etano (C_2H_6). Si la temperatura de la falla se incrementa por encima de los 500 °C, la concentración de hidrogeno excede la concentración de metano, pero en este caso las altas temperaturas son acompañadas por concentraciones significativas de gases con alto peso molecular, etano y etileno. En el rango superior entre 725 y 1,725 °C, se detectan grandes concentraciones de hidrogeno, etileno y algunas moléculas de acetileno. En contraste la descomposición térmica del aceite, la descomposición térmica de la celulosa y el aislamiento solido produce monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2), y vapor de agua a temperaturas mucho menores que esas. Como el papel se deteriora a menores temperaturas que el aceite, los gases que genera son encontrados a temperaturas de operación nominales.

La relación de CO_2/CO se utiliza como indicador de la descomposición de la celulosa, esta relación normalmente mayor que siete, los valores respectivos de CO_2 y CO deben exceder los 5,000 ppm y 500 ppm, para incrementar el factor de certeza (las relaciones son sensibles a valores mínimos). Si la concentración de CO aumenta, la relación de CO_2/CO disminuye, esto puede indicar una anomalía que está deteriorando el aislamiento sólido y la celulosa.

Fallas eléctricas – descargas de baja intensidad

Descargas de baja intensidad, tales como descargas parciales, arcos eléctricos de bajo nivel e intermitentes producen principalmente hidrogeno, con bajas concentraciones de metano y algunos rastros de acetileno. En cuanto la intensidad de la descarga se incrementa, las concentraciones de acetileno y etileno se incrementan de manera proporcional.

Fallas eléctricas – descargas de alta intensidad

En el momento en el que las descargas eléctricas producen un arco eléctrico continuo (en puntos donde la temperatura puede estar en el rango de 700 a 1800 °C) las concentraciones de acetileno se vuelven significativas.



5.8.2. Procedimientos a seguir utilizando la detección y análisis de gases combustibles

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

- a) Detección: determinar la presencia de cualquier gas que exceda las cantidades “normales” y utilizar una guía adecuada para que la posible falla o anomalía pueda ser identificada a la brevedad posible para minimizar el daño y evitar la falla del equipo.
- b) Evaluación: evaluar el impacto de la anomalía en la operación del transformador, usando siguiendo instrucciones y recomendaciones
- c) Acciones: tomar las acciones recomendadas, iniciando por incrementar las inspecciones del equipo, análisis complementarios, determinar la dependencia de la carga, derivar la carga del transformador, o sacar la unidad de operación.

El éxito en el análisis de los gases combustibles radica en la detección prematura, para tal fin pueden utilizarse los siguientes métodos:

- Medición directa de la cantidad de gases en combustión (en la recámara de gases o relay).
- Medición directa del total de gases combustibles – gases disueltos en aceite –
- Separación por cromatografía y análisis de los componentes individuales de los gases combustibles.

5.8.3. Generación de gases combustibles (razón de cambio)

Un volumen de gas definido puede ser generado durante un largo periodo de tiempo por una falla relativamente insignificante o en un corto periodo de tiempo por una falla severa. Por lo que, una lectura no indica la razón de generación de gases y puede contribuir poco a la identificación de la severidad de la falla. Cuando se detecta un gas combustible, es importante estar seguro si la falla que lo genera es activa.

Una razón de cambio mayor que 2.8 l de gases combustibles diaria puede indicar que la unidad presenta una falla activa. Para calcular la razón de cambio, se utiliza la sumatoria de las concentraciones (en ppm) de todos los gases combustibles (todos menos CO₂, O₂ y N₂), así se utilizan los resultados del primer y segundo muestreo.

$$R = \frac{(St - S0) \times V \times 10^{-6}}{T} \quad \text{ec. 11}$$



Donde:

- R: Razón de cambio en litros por día
- S0: Resultado del primer análisis (ppm)
- St: Resultados del segundo análisis
- V: Volumen del tanque (litros)
- T: tiempo en días

5.8.4. Monitoreo del deterioro del aislamiento utilizando volumen de gas disuelto

Un método aceptado para el monitoreo del deterioro del aislamiento de los transformadores involucra calcular la concentración del volumen de gas. Este valor es un indicador de la magnitud de las fallas incipientes.

Múltiples muestreos que supongan cambios de concentraciones pueden indicar la detección de fallas. Tendencias marcadas aparecen cuando se grafican concentraciones contra el tiempo. Para determinar el volumen en galones, de los gases generados por la falla puede utilizarse la siguiente ecuación:

$$TDCGv = \frac{FG(V)}{1\,000\,000} \quad \text{ec. 12}$$

Donde,

- FG: es la suma de H₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂ y CO (en ppm)
- V: Es el volumen de aceite en el transformador [litros (galones)]
- TDCGv: es el volumen total de gases combustibles disueltos [litros (galones)]

Este método lineal es útil para transformadores sumergidos en aceite, transformadores que producen pequeñas concentraciones de gases por fallas. Estas condiciones requieren una supervisión continua pero de desarrollan aun un método distintivo respecto a la determinación de fallas que otros métodos utilizan. Este análisis continuo sigue siendo útil a medida la condición (falla) se extiende, con la ventaja que permite el monitoreo continuo del deterioro del aislamiento a pesar de cualquier actividad que incluya la desgasificación del aceite.

5.8.5. Diagnóstico de la condición de operación del transformador utilizando concentraciones individuales de gases TDGC

Puede resultar difícil determinar si un transformador se comporta de manera anormal si no se tiene un historial de pruebas (TDGC). También, existen diferentes opiniones sobre lo que se considera un “transformador normal” con concentraciones aceptables de gases.

Un criterio de cuatro niveles ha sido desarrollado para clasificar el riesgo de los transformadores, cuando no existe un historial previo de concentraciones de gases



individuales. El criterio utiliza tanto las concentraciones de gases individuales como las concentraciones totales de gases combustibles.

- Condición 1: TCG concentraciones inferiores a las de este nivel indican que el equipo funciona de manera satisfactoria. Cualquier concentración individual que exceda los niveles de esta condición debe ser sometido a investigación adicional.
- Condición 2: TDGC en este rango se indican concentraciones de gases superiores que aquellas consideradas normales. Cualquier concentración individual que exceda los niveles de esta condición debe ser sometido a investigación adicional. Pueden existir fallas en el equipo.
- Condición 3: TGC este rango de concentraciones indica un alto nivel de descomposición. Cualquier concentración individual que exceda los niveles de esta condición debe ser sometido a investigación adicional. Debe establecerse la tendencia (evolución) de las concentraciones. Probable presencia de fallas.
- Condición 4: TGC se indica excesiva descomposición. Continuar operando puede resultar en la falla del transformador. Proceder inmediatamente y con precaución.

Se listan a condición las concentraciones individuales y totales que componen las distintas concentraciones, desde TGC 1 hasta TGC 4. Esta tabla (tabla 4.3) puede utilizarse para hacer evaluaciones de las condiciones de “gaseo” de transformadores nuevos o reparados o puede utilizarse si no existe historial de pruebas de gases disueltos en aceite. Los valores mostrados a continuación son un consenso basado en la experiencia de muchas compañías. El operador del transformador puede decidir a hacer un uso diferente de las concentraciones de gases combustibles (en particular para el acetileno) basado en su juicio y experiencia con equipos en concentraciones similares.

La condición particular para un equipo se determina identificando el gas individual con la mayor concentración.



Parámetro	Condición 1 (ppm)	Condición 2 (ppm)	Condición 3 (ppm)	Condición 4 (ppm)
Dióxido de Carbono (CO₂)	2,500	2,500-4,000	4,001-10,000	>10,000
Acetileno (C₂H₂)	35	36-50	51-80	>80
Etileno (C₂H₄)	50	51-100	101-200	>200
Etano (C₂H₆)	65	66-100	101-150	>150
Metano (CH₄)	120	121-400	401-1,000	>1,000
Monóxido de Carbono (CO)	350	351-570	571-1,400	>1,400
Propileno (C₃H₆)	-	-	-	-
Propano (C₃H₈)	-	-	-	-
Hidrógeno (H₂)	100	101-700	701-1,800	>1,800
Oxígeno (O₂)	-	-	-	-
Nitrógeno (N₂)	-	-	-	-
Total Gases	-	-	-	-
TGC (H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆, CO)	720	721-1,920	1,921-4,630	>4,630

Tabla 5.11 Concentraciones de gases disueltos en aceite – Fuente, IEEE C54.104.2008

Siempre deben tomarse a consideración dos factores importantes, el tiempo de uso del transformador y su condición incipiente (condición de operación relacionada a carga y/o fallas en el equipo).

Equipos nuevos (con un año de operación o menos) usualmente contienen concentraciones de gases que se ubican muy por debajo de la condición 1 de TGC y no contienen concentraciones detectables de acetileno. De donde, el grado de preocupación debe ser mayor para un equipo nuevo que para uno con 20 años de servicio (relacionado al TGC).

Otra consideración importante es que el acetileno puede ser generado por tres diferentes fallas incipientes (sobrecalentamiento, descargas parciales de baja intensidad o arco eléctrico). En el caso del sobre calentamiento, el acetileno representa un pequeña porción del total de los gases hidrocarburos. En el caso de las descargas parciales de baja intensidad, se detectarían altas concentraciones de hidrogeno (relativas a las de acetileno), este evento debe considerarse de interés incluso si el TGC no es anormalmente alto. La peor condición es la de arco eléctrico. Cuando arcos eléctricos de alta intensidad (energía) ocurren, las concentraciones de hidrogeno y acetileno son generalmente de la misma magnitud, como lo son las magnitudes de los gases hidrocarburos. Cuando un arco activo (falla activa) es detectado debe tomarse acción inmediata.



5.8.6. Procedimientos de operación e intervalos de muestreo a partir de los niveles de gases combustibles

Cuando ocurre un incremento en las concentraciones de gases combustibles de transformadores en operación se sospecha de una falla interna, los procedimientos sugeridos deben utilizarse de tal forma que permitan identificar puntos clave. Se recomienda a continuación intervalos de muestreo iniciales y procedimientos para varios niveles (condiciones) de gases combustibles. Un incremento en la razón de cambio de la generación de gases combustibles puede indicar problemas severos que se agravan con el tiempo.

Identificada la falla o fuente de la generación de gases, sea por análisis, inspección, consultoría o una combinación de las anteriores. Y el nivel de riesgo ha sido establecido, el criterio ingenieril debe aplicarse para terminar el intervalo final de muestreo y el procedimiento de operación.



	TDGC	Razón TDCG(R)	Intervalos de muestreo y procedimientos	
			Intervalos de muestreo	Procedimiento de operación
Condición 4	>4630	>30	Diario	Remover de servicio, asesorar del fabricante
		10-30	Diario	Trabájese con extrema precaución.
		<10	Semanal	Análisis gases individuales. Planificar interrupción de unidad. Asesorar con el fabricante.
Condición 3	1921 – 4630	>30	Semanal	Trabájese con extrema precaución
		10-30	Semanal	Análisis gases individuales.
		<10	Mensual	Planificar interrupción de unidad. Asesorar con el fabricante.
Condición 2	721 – 1920	>30	Mensual	Trabájese con precaución
		10-30	Mensual	Análisis de gases individuales
		<10	cuatrimestral	Determinar la dependencia de la carga
Condición 1	≤720	>30	Mensual	Trabájese con precaución Análisis de gases individuales Determinar la dependencia de la carga
		10-30	Cuatrimestral	Continúe operación normal
		<10	Anual	

Tabla 5.12 Acciones basadas en TDGC – fuente IEEE C57.104.2008 tabla 3, pag. 12



5.8.7. Evaluación de posibles métodos de fallas utilizando el método de los gases clave

De la discusión anterior se deriva la dependencia de la descomposición de la celulosa con los cambios de temperatura, dato que ratifica por terminación cualitativa la identificación de fallas por gases típicos o predominantes a varios rangos de temperatura. Estos gases y concentraciones se determinan gases “clave”. Se muestran a continuación una serie de gases clave para tipos de fallas comunes.

Origen de la falla	Gas clave	Porcentaje de gas presente	Grafica – tipo														
<p>Eléctrica</p> <p>Arco eléctrico: se producen grandes concentraciones de hidrógeno y acetileno Junto con menores concentraciones de metano y etileno. Pueden existir formaciones de Monóxido de carbono y dióxido de carbono si la falla involucra la celulosa.</p> <p>El aceite puede estar carbonizado (con sedimentos)</p>	Acetileno (C ₂ H ₂)	CO: <0.1% H ₂ : 60% CH ₄ : 5% C ₂ H ₆ : 1.6% C ₂ H ₄ : 3.3% C ₂ H ₂ : 30%	<table border="1"> <caption>Data for Gas Percentage Chart (Electrical Fault)</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>% Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td><0,01</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>1,6</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>3,3</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table>	Gas	% Combustible	CO	<0,01	H ₂	60	CH ₄	5	C ₂ H ₆	1,6	C ₂ H ₄	3,3	C ₂ H ₂	30
Gas	% Combustible																
CO	<0,01																
H ₂	60																
CH ₄	5																
C ₂ H ₆	1,6																
C ₂ H ₄	3,3																
C ₂ H ₂	30																
<p>Eléctrica</p> <p>Descargas parciales: descargas de baja intensidad producen hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno.</p> <p>Cantidades (en ppm) de monóxido de carbono y dióxido de carbono pueden encontrarse si existen descargas en la celulosa.</p>	Hidrogeno (H ₂)	CO: 0.2% H ₂ : 86% CH ₄ : 13% C ₂ H ₆ : 0.5% C ₂ H ₄ : 0.2% C ₂ H ₂ : 0.1%	<table border="1"> <caption>Data for Gas Percentage Chart (Partial Discharge Fault)</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>% Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>0,2</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>86</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0,5</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0,2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0,1</td> </tr> </tbody> </table>	Gas	% Combustible	CO	0,2	H ₂	86	CH ₄	13	C ₂ H ₆	0,5	C ₂ H ₄	0,2	C ₂ H ₂	0,1
Gas	% Combustible																
CO	0,2																
H ₂	86																
CH ₄	13																
C ₂ H ₆	0,5																
C ₂ H ₄	0,2																
C ₂ H ₂	0,1																

Tabla 5.13 Tipos de gases para fallas comunes.



Origen de la falla	Gas clave	Porcentaje de gas presente	Grafica – tipo														
<p>Térmica</p> <p>sobrecalentamiento del aceite:</p> <p>Derivados de la descomposición del aceite incluyen, etileno, metano y en menores concentraciones, hidrógeno y etano.</p> <p>Rastros de acetileno pueden encontrarse si la falla es severa o involucra contactos eléctricos.</p>	Etileno (C ₂ H ₄)	<p>CO: <0.01%</p> <hr/> <p>H₂: 2%</p> <hr/> <p>CH₄: 16%</p> <hr/> <p>C₂H₆: 17%</p> <hr/> <p>C₂H₄:63%</p> <hr/> <p>C₂H₂: 2%</p>	<table border="1"> <caption>Data for Thermal Oil Overheating Gas Chart</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>% Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td><0,01</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>63</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table>	Gas	% Combustible	CO	<0,01	H ₂	2	CH ₄	16	C ₂ H ₆	17	C ₂ H ₄	63	C ₂ H ₂	2
Gas	% Combustible																
CO	<0,01																
H ₂	2																
CH ₄	16																
C ₂ H ₆	17																
C ₂ H ₄	63																
C ₂ H ₂	2																
<p>Térmica</p> <p>Sobrecalentamiento de la celulosa:</p> <p>Se detectan grandes cantidades de monóxido de carbono y dióxido de carbono. Gases hidrocarburos, tales como metano y etileno se encontraran si la falla involucra estructuras impregnadas de aceite</p>	Monóxido de carbono (CO)	<p>CO: <92%</p> <p>H₂: 6.7%</p> <p>CH₄: 1.2%</p> <p>C₂H₆:0.01%</p> <p>C₂H₄:0.01%</p> <p>C₂H₂:0.01%</p>	<table border="1"> <caption>Data for Thermal Cellulose Overheating Gas Chart</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>% Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>92</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>6,7</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>1,2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td><0,01</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td><0,01</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td><0,01</td> </tr> </tbody> </table>	Gas	% Combustible	CO	92	H ₂	6,7	CH ₄	1,2	C ₂ H ₆	<0,01	C ₂ H ₄	<0,01	C ₂ H ₂	<0,01
Gas	% Combustible																
CO	92																
H ₂	6,7																
CH ₄	1,2																
C ₂ H ₆	<0,01																
C ₂ H ₄	<0,01																
C ₂ H ₂	<0,01																

Tabla 5.14 Tipos de gases para fallas comunes.

5.8.8. Evaluación de posibles fallas por análisis individuales de gases combustibles

El uso de concentraciones de gases individuales para identificar fallas en transformadores es un proceso empírico, basado en la experiencia de cada investigador en relación con el análisis de equipos en condiciones similares al momento del muestro.

Este proceso se atribuye a Doernenburg y confirmado por Rogers en sistemas europeos (de donde se obtiene la correlación entre resultados).



La teoría de diagnóstico basada en la degradación térmica utiliza un arreglo de concentraciones (en ppm) de ciertos gases clave, como se describe a continuación:

$$R1 = \frac{CH4}{H2} \quad \text{Ec.13} \qquad R3 = \frac{C2H2}{CH4} \quad \text{Ec.15} \qquad R5 = \frac{C2H4}{C2H6} \quad \text{Ec.17}$$
$$R2 = \frac{C2H2}{C2H4} \quad \text{Ec.14} \qquad R4 = \frac{C2H6}{C2H2} \quad \text{Ec.16}$$

El primer método de análisis por razones de cambio (Doernenburg) utiliza los arreglos R1, R2, R3 y R4. Este procedimiento requiere niveles significativos de gases para que sea válido.

El segundo método (Rogers) utiliza las razones R1, R2 y R5. Este método no depende en concentraciones de gases específicas en el aceite del transformador para ser válido. Sin embargo, se sugiere que el método se utilice cuando el límite “normal” de operación para gases individuales sea excedido.

5.9. EVALUACIÓN DE POSIBLES TIPOS DE FALLAS POR EL MÉTODO DE RELACIONES DE DOERNENBURG

El método sugiere que en general existen tres tipos de falla que pueden presentarse en los equipos. Se utilizan las concentraciones de gases referentes a los radios R1, R2, R3 y R4. Las concentraciones individuales de gases se comparan con los sugeridos por el IEEE para equipos en condición 1. Así las relaciones que se obtienen para los radios R1, R2, R3 y R4, se comparan con valores límites que sugieren un tipo de falla en específico.

El proceso a seguir se muestra en el siguiente flujograma:

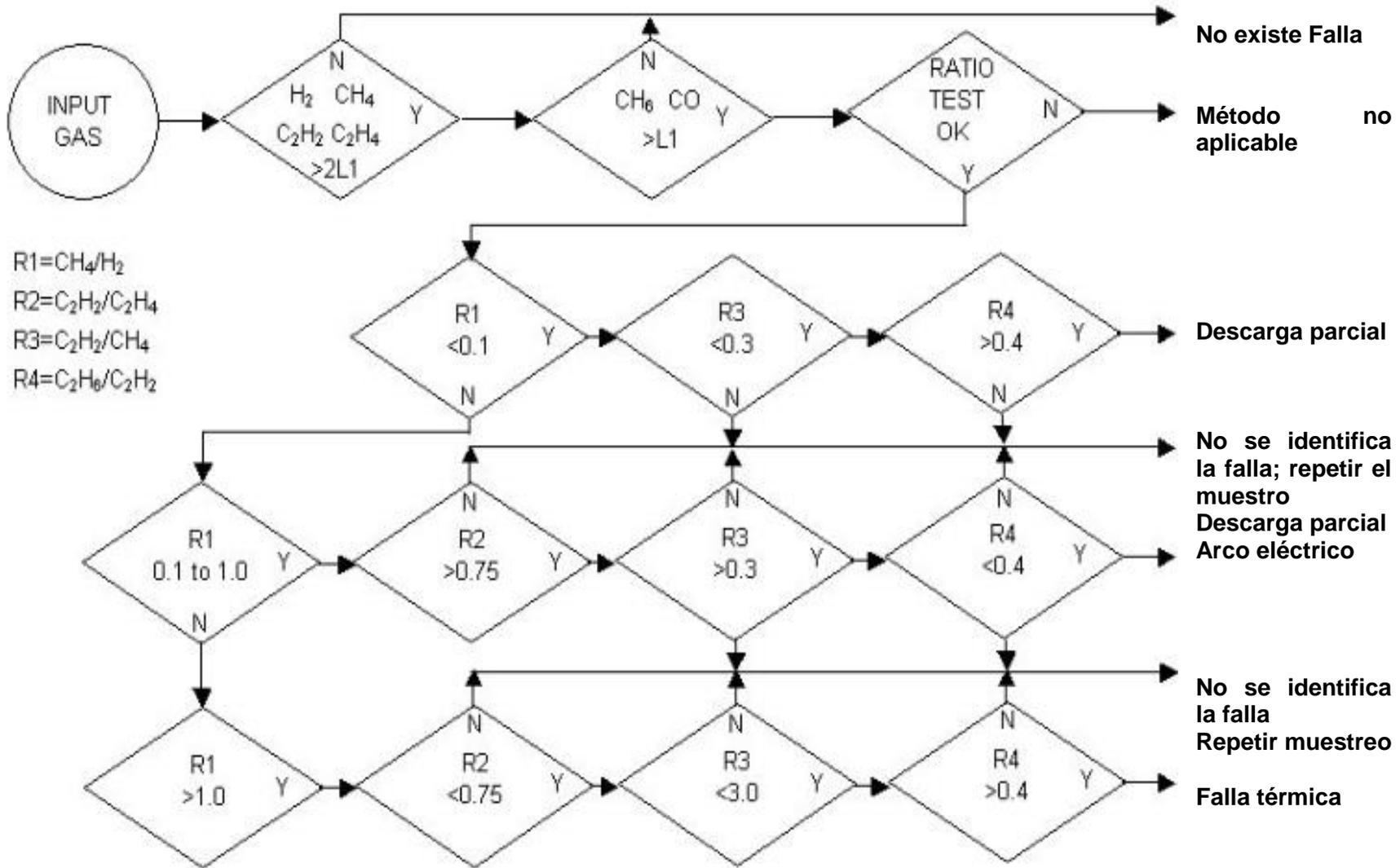


Figura 5.6 Flujo grama de Doernenburg



Descripción paso a paso de los procesos del flujograma:

- Paso 1: Se obtienen las concentraciones de gases extrayendo la muestra de aceite y separando el gas del aceite mediante la cromatografía.
- Paso 2: Si alguna de las concentraciones de gases (en ppm) para H_2 , CH_4 , C_2H_2 , y C_2H_4 , excede o duplica el límite máximo para 2L1 (según flujo grama y tabla) y uno de los siguientes gases el valor límite para L1, la unidad se considera con fallas. Se procede entonces al paso 3 para determinar la valides del proceso de radios.
- Paso 3: Determinación de la valides del método de radios, si al menos uno de los gases en los radios R1, R2, R3 o R4 excede el límite para L1 (constante en flujo grama), el procedimiento es válido; caso contrario, las razones no son significativas y el equipo debe re muestrearse e investigar por métodos alternativos.
- Paso 4: Asumiendo que el análisis de radios/ razones es válido, cada radio subsecuente es comparado con los valores de la tabla de Doernenburg.
- Paso 5: Si cada uno de los radios se ubica en los valores de la tabla entonces el análisis se considera exitoso y el método valido.

Gas clave	Concentraciones límites para L1 (ppm)
Hidrógeno (H_2)	100
Metano (CH_4)	120
Monóxido de Carbono (CO)	350
Acetileno (C_2H_2)	1
Etileno (C_2H_4)	50
Etano (C_2H_6)	65

Tabla 5.15 Concentración límites para gases clave.



- Valores difieren de los sugeridos por Doernenburg y coinciden con los del IEEE

Falla sugerida por diagnóstico	$R1$ $= \frac{CH4}{H2}$	$R2$ $= \frac{C2H2}{C2H4}$	$R3$ $= \frac{C2H2}{CH4}$	$R4$ $= \frac{C2H6}{C2H2}$
	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite
1. Descomposición térmica	>1.0	<0.75	<0.3	>0.4
2. Descargas parciales (descargas de baja intensidad)	<0.1	No significativo	<0.3	>0.4
3. Arco eléctrico (descarga de alta intensidad)	$0.1 < R1 < 1.0$	>0.75	>0.3	<0.4

Tabla 5.16 Valores sugeridos por Doernenburg y coinciden con los del IEEE

5.9.1. Evaluación de posibles tipos de fallas por el método de relaciones de Rogers

El método de radios de Rogers utiliza un proceso similar al utilizado en el método de Doernenburg, con la excepción (y principal diferencia) de usar solamente tres radios ($R1$, $R2$ y $R5$), este método que se describe en el flujo grama siguiente. El método también se basa en la descomposición térmica. La validez del método radica en la correlación de entre las fallas y el análisis de gases individuales asociados a las mismas. Pero, como el método de Doernenburg, el método de Rogers puede arrojar resultados que no encajen en el método. Por lo tanto, pueden utilizarse métodos alternativos.

A continuación se muestran los valores para los tres radios claves (método de Rogers) asociados con los diferentes tipos de falla. Estos radios de acuerdo al método de Rogers, a gas tomado de la recámara(o relé) como para los gases extraídos del aceite. Las fallas citadas a continuación fueron seleccionadas combinando algunos casos sugeridos por Rogers.



Caso	$R2 = \frac{C2H2}{C2H4}$	$R1 = \frac{CH4}{H2}$	$R5 = \frac{C2H4}{C2H6}$	Diagnostico
0	<0.1	0.1<R1<1.0	<1.0	Normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Arco de baja energía
2	<0.1	0.1≤R1≤1.0	>3.0	Arco de alta energía
3	0.1<R2<0.3	0.1<R1<1.0	1.0≤R5≤3.0	Térmica de baja temperatura
4	<0.1	>1.0	1.0≤R5≤3.0	Térmica <700°C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Térmica >700°C

Tabla 5.17 Método de Rogers.

Para los radios R2 y R5 existen la tendencia a incrementar a valores superiores a 3 a medida la intensidad del arco eléctrico se incrementa.

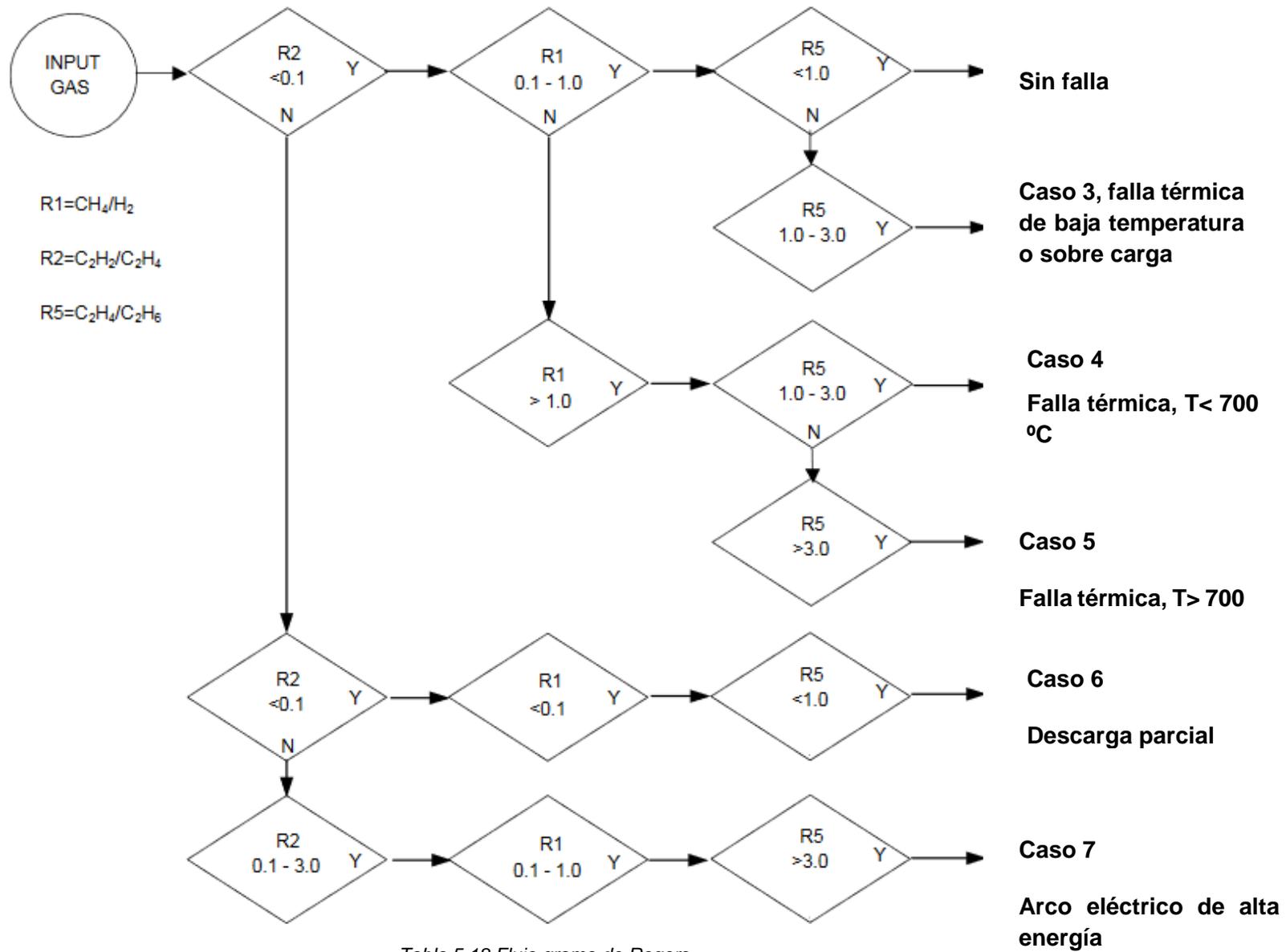


Tabla 5.18 Flujo grama de Rogers



5.10. EVALUACIÓN DE POSIBLES TIPOS DE FALLAS POR EL MÉTODO DE DUVAL – MÉTODO AUXILIAR-

5.10.1. Triángulo de Duval

Este método basa su diagnóstico con el empleo de las concentraciones de tres de los seis gases empleados por Doernenburg para clasificar averías en transformadores, y concluye que el hidrogeno se difunde más rápido en el metal que otros gases hidrocarburos, distorsionando el diagnostico.

La técnica interpreta los resultados del DGA en una forma gráfica y utiliza modelos de laboratorio para simular averías tomando como muestra ciento setenta y nueve casos reales – con equipos en servicio-, identificados por inspección visual y diecinueve casos simulados en laboratorio.

Para la interpretación gráfica, Duval utiliza un triángulo equilátero compuesto por tres vértices (%CH₄, %C₂H₄, %C₂H₂). Esta técnica propone un sistema de ejes (en concentraciones de ppm) según se describe:

$$\%C_2H_2 = 100 \frac{X}{X + Y + Z} \quad \text{Ec.18}$$

$$\%CH_4 = 100 \frac{Y}{X + Y + Z} \quad \text{Ec.19}$$

$$\%C_2H_4 = 100 \frac{Z}{X + Y + Z} \quad \text{Ec.20}$$

Siendo:

- X: concentración en ppm de CH₄ (metano)
- Y: concentración en ppm de C₂H₄ (etileno)
- Z: concentraciones en ppm de C₂H₂ (acetileno)

Cada lado del triángulo de Duval representa una escala desde cero a 100% de cada gas. Los porcentajes calculados son ubicados en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, se ubica el punto de intersección entre estas tres líneas, el cual representa el 100%. Este punto se localizara en áreas que determinaran la condición del transformador.

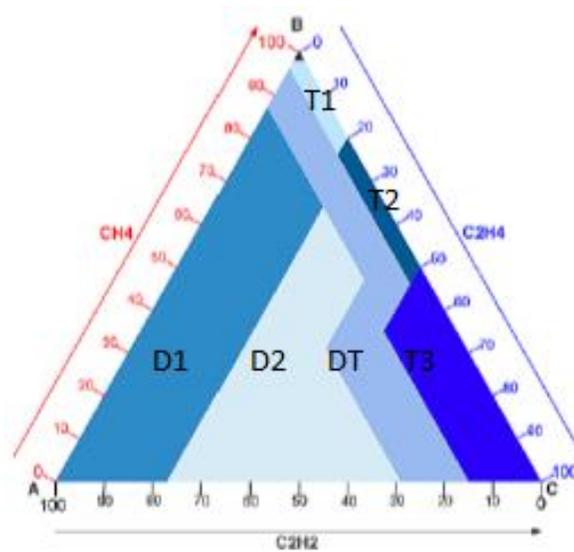


Figura 5.7 Triangulo de Duval

	Averías	Valores límite de gases combustibles en porcentaje
PD	Descargas parciales	$CH_4 = 98$
D1	Descargas de baja energía	$C_2H_4 = 23 ; C_2H_2 = 13$
D2	Descargas de alta energía	$C_2H_4 = 23; 40 - C_2H_2 = 13; 29$
T1	Averías térmicas $T < 300^\circ C$	$CH_4 = 98 - C_2H_4 = 20 - C_2H_2 = 4$
T2	Averías térmicas $300 < T < 700^\circ C$	$C_2H_4 = 20 - C_2H_4 = 50 - C_2H_2 = 4$
T3	Averías térmicas a $T > 700^\circ C$	$C_2H_4 = 50 - C_2H_2 = 15$
DT	Mezcla de averías térmicas y eléctricas	$C_2H_2 = 4; 13; 29; 15 - C_2H_4 = 40, 50$

Tabla 5.19 Valores límites de gases combustibles en porcentaje.



Se clasifican así las averías de acuerdo con los principales tipos de errores que se pueden identificar mediante inspección visual dentro de ellas se destacan:

- PD: descargas parciales de tipo plasma frío (corona), con posible formación de cera y que provocan la inducción de pequeñas punciones carbonizadas en papel.
- D1: descargas de baja energía, evidenciadas por perforaciones grandes en el papel o partículas de carbono en el aceite.
- D2: Descargas de alta energía, evidenciadas por carbonización
- T1: averías térmicas por debajo de los 300 °C, evidenciada por papel marrón
- T2: averías térmicas por encima de 300 °C, si el papel se ha carbonizado
- T3: averías térmicas por encima de 700 °C, carbonización del aceite y la coloración del metal.

Se concluye mediante el análisis de laboratorio que la fallas térmicas T3 están asociadas a puntos calientes en el aceite, y que las averías T1 y T2 a puntos calientes en el papel. Las averías PD son potencialmente perjudiciales para el transformador.

5.11. *Análisis de Furanos ASTM D-5837*

Los polímeros de glucosa se fraccionan durante el envejecimiento de los aislamientos celulósicos, y esto conduce a la generación de subproductos como el agua, gases (CO, CO₂), grupos aldehídos (furanos) y grupos carboxilo. A diferencia del resto de los productos de degradación, los furanos sólo pueden surgir de la descomposición de los materiales celulósicos en un transformador. Por ello el análisis de su presencia se ha visto como una oportunidad de evaluar el estado de los materiales aislantes celulósicos que son utilizados para el aislamiento de las bobinas de los transformadores (Hill, T., Darveniza, & Saha, 1996).

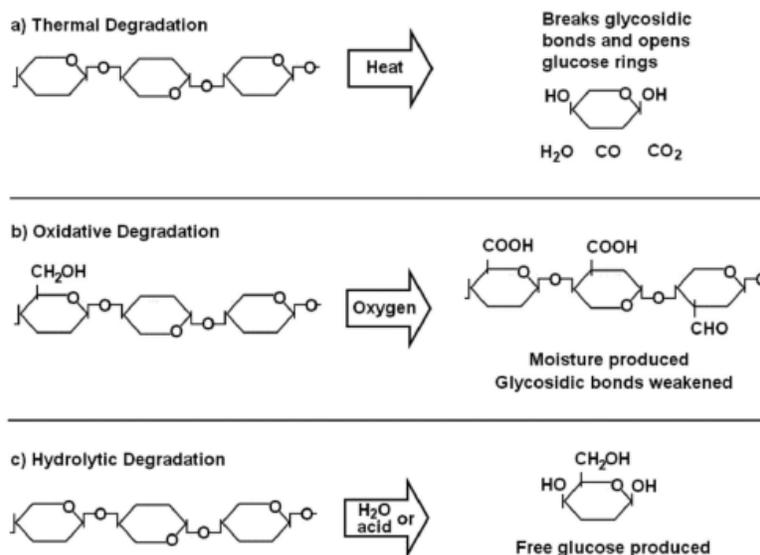


Figura 5.8 Diferentes degradaciones de los polímeros.

A temperaturas superiores a 120 °C el papel aislante puede generar grandes cantidades de compuestos furánicos, cuyo análisis, una técnica de mediados de los años 90, se utiliza para medir del grado de polimerización del papel y determinar su grado de envejecimiento (calidad) cuya correlación ha sido demostrada por diferentes estudios en los últimos 30 años. Estos estudios igualmente han demostrado que uno de sus derivados, el 2-FAL, es el más estable en el aceite.

Bajo el nombre de compuestos furánicos se engloban una serie de compuestos químicos que se producen por degradación del papel y que aparecen en diferentes concentraciones las cuales se resumen en la siguiente tabla:

Compuesto	Concentración (%)
2-Furfural (2FAL)	98.2%
5-hidroxi-metil-2furfural (5H2F)	2.8%
2-acetylfurano(2-ACF)	1.2%
5-metil-2-furfural (5M2F)	8.3%
2-furfurol(2FOL)	1%

Tabla 5.20 Compuestos furánicos.



La determinación directa del estado del papel dieléctrico en los transformadores de potencia es inabordable, salvo que se trate de un estudio de tipo post mortem, ya que en caso contrario no es posible extraer muestras de papel que resulten representativas. Por lo tanto, el análisis de furanos constituye la forma más práctica de realizar la citada tarea. Diversos autores han tratado de desarrollar correlaciones entre los resultados obtenidos en el análisis de furanos y las medidas directas del grado de polimerización, ya que este parámetro, sin ser el único, es el aceptado comúnmente como representativo del estado real del papel dieléctrico (Moser & Dahinden, 1987).

ABREVIATURA	SIMBOLO	SINONIMOS
2-FURALDEHYD 2-FAL		FURFURAL NATURAL 2-FURALDEHIDO FURFURAL
2-ACETILFURANO 2-ACF		2-FURIL METIL CETONA 2-FURIL ETANONA
5-METIL-2FURALDEHIDO 5M2F		5-METILFURFURAL NATURAL 5-METIL-2-FURALDEHIDO
2 FURFUROL 2FOL		ALCOHOL FURFURÍLICO
5-HYDROXYMETHYL FURALDEHYDE 5H2F	2- 	5- HIDROXIMETILFURFURAL 5HMF

Tabla 5.21 Abreviaturas y sinónimos

5.11.1. Grado de Polimerización.

El grado de polimerización (DP, por sus siglas en inglés, Degree of Polymerization), representa el número monómeros β de glucosa ($C_6H_{10}O_5$) en una cadena. El valor del DP está críticamente relacionado con la rigidez mecánica del papel. Como se mencionó en el capítulo 2, Durante la fabricación del papel aislante, el DP del papel se encuentra entre 1000 y 1300 y al ser sometido a procesos de secado este puede reducirse en un rango entre 800-950 y el envejecimiento en servicio lo reduce mucho más. A un DP entre 950 y



500, la rigidez mecánica es constante, pero en el margen de 500-200 la rigidez mecánica decrece en proporción directa al DP.

5.11.2. Métodos de Diagnóstico.

En el diagnóstico del envejecimiento del papel aislante se utilizan varias técnicas de diagnóstico: Contenido de Humedad; Gases disueltos y Compuestos furanos. Existen otros marcadores químicos de diagnóstico: Azúcares, Ácidos orgánicos; Compuestos volátiles y Degradación de resinas fenólicas.

Para establecer modelos de envejecimiento utilizando los compuestos furánicos, es crucial encontrar la partición de los compuestos furánicos entre el papel ($\mu\text{g}/\text{kg}$ de furanos en el papel) y el aceite ($\mu\text{g}/\text{kg}$ de furanos en el aceite). La zona del enrollamiento en la que se encuentra el punto más caliente del transformador es el área donde se produce una mayor generación de furanos debido a que al ser esta parte que soporta una temperatura más alta será donde se alcance una mayor tasa de degradación térmica. Conocer la carga típica del transformador y el perfil de carga puede arrojar nueva luz sobre la interpretación de la producción de dioxinas y furanos.

Un análisis de la tasa de producción de furanos es útil para determinar la velocidad de degradación del aislamiento de un transformador. La concentración de los furanos en el aceite de un transformador, depende del contenido de furanos en un momento anterior, de los producidos por el deterioro del aislamiento de celulosa durante un período de tiempo intermedio, del reparto de furanos entre el aceite y el papel de la degradación de algunos compuestos furánicos (debido a los problemas de estabilidad) durante ese intervalo de tiempo. La tasa de producción de furanos depende también de la temperatura de operación del transformador y del grado de envejecimiento del papel. Depende además de la variación en el diseño del transformador y la temperatura ambiente también debe ser tomada en cuenta.

Otros parámetros tales como el tipo de aislamiento, el contenido de humedad del aislamiento, la cantidad de oxígeno en el aislamiento, la presencia de ácidos u otros contaminantes, la partición de furanos entre el papel y el aceite y los tratamientos del aceite (tales como la desgasificación y el secado o la regeneración), pueden desempeñar un papel significativo en la velocidad de producción de furanos. Estos parámetros deben ser analizados y tenerse en cuenta en la futura evaluación del análisis de furanos.

Diferentes autores han propuesto ecuaciones para relacionar el contenido de 2-FAL con el grado de polimerización del papel. En 1991, Xue, determinó la Curva Chengdong, que viene definida por la siguiente ecuación:

$$\log_{10}(2FAL) = 1.51 - 0.0035 * DP \quad \text{ec. 21}$$



En 1999 De Pablo [46] desarrollo un nuevo modelo de degradación que sugiere que cada vez que tres cadenas de celulosa se rompen, se genera una molécula de 2-furfural. La ecuación propuesta por De Pablo es la siguiente:

$$DP = \frac{7100}{8.88+(2FAL)} \quad \text{ec. 22}$$

Esta ecuación fue desarrollada por De Pablo suponiendo que el DP inicial es 800, el peso molecular del 2FAL es 96, y la relación entre el aceite y el papel en el transformador es de 25.

De Pablo también desarrolló otra ecuación, que se basa en la suposición de que el 20% del papel se degrada rápidamente. La segunda ecuación propuesta por De Pablo es:

$$DP = \frac{800}{0.186*2FAL+1} \quad \text{ec. 23}$$

En 1999 Burton (Pablo, 1999) propuso la siguiente:

$$DP = \frac{2.5-\log_{10}(2FAL)}{0.005} \quad \text{ec. 24}$$

Finalmente, Pablo Vuarchex propuso la ecuación que sigue:

$$DP = \frac{2.6-\log_{10}(2FAL)}{0.0049} \quad \text{ec. 25}$$

Las cinco ecuaciones anteriores se representan gráficamente en la Figura 4.7 para ilustrar la variación en los resultados.

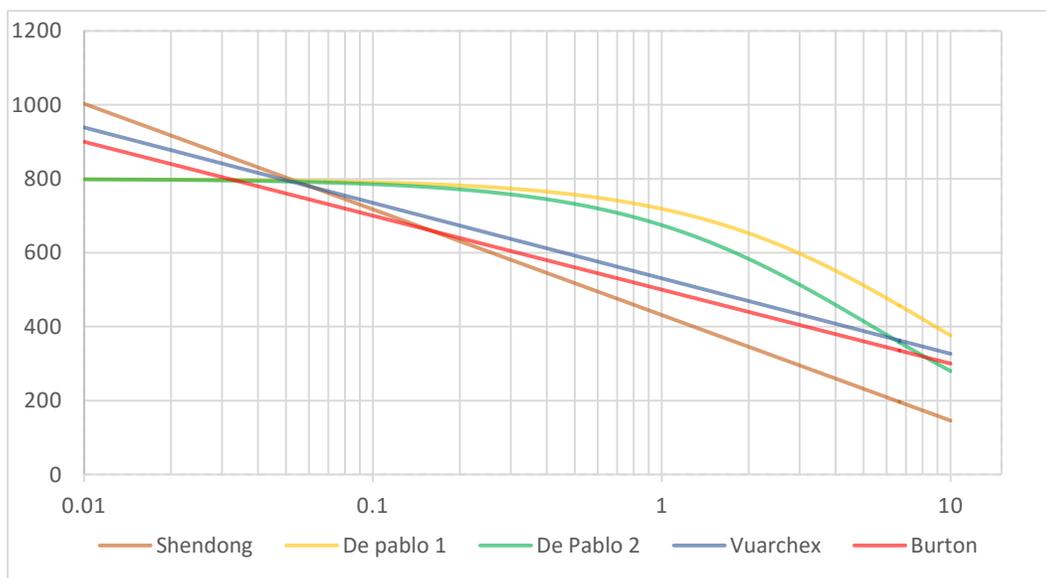


Figura 5.9 Grafica de variación de resultados.



5.11.3. Cromatografía líquida de alta resolución (HCLP)

La cromatografía de líquidos de ultra-alta resolución (UHPLC) es una técnica que permite separar, identificar y cuantificar los componentes de una mezcla compleja. La separación se basa en la diferente distribución de los componentes entre dos fases inmiscibles, una móvil y una estacionaria, esta última retenida dentro de una columna.

Principio

El compuesto pasa por la columna cromatográfica a través de la fase estacionaria (normalmente, un cilindro con pequeñas partículas redondeadas con ciertas características químicas en su superficie) mediante el bombeo de líquido (fase móvil) a alta presión a través de la columna. La muestra a analizar es introducida en pequeñas cantidades y sus componentes se retrasan diferencialmente dependiendo de las interacciones químicas o físicas con la fase estacionaria a medida que adelantan por la columna. El grado de retención de los componentes de la muestra depende de la naturaleza del compuesto, de la composición de la fase estacionaria y de la fase móvil. El tiempo que tarda un compuesto a ser diluido de la columna se denomina tiempo de retención y se considera una propiedad identificativa característica de un compuesto en una determinada fase móvil y estacionaria. La utilización de presión en este tipo de cromatografías incrementa la velocidad lineal de los compuestos dentro de la columna y reduce así su difusión dentro de la columna mejorando la resolución de la cromatografía. Los disolventes más utilizados son el agua, el metanol y el acetonitrilo. El agua puede contener tampones, sales, o compuestos como el ácido trifluoroacético, que ayudan a la separación de los compuestos.

Características más importantes

- Aplicaciones principales: Técnica de separación para los materiales menos volátiles e iónicos; análisis cuantitativo de multicomponentes.
- Fenómeno molecular: Reparto entre una solución líquida y un sustrato.
- Ventajas en el análisis cualitativo: Separa materiales para su examen por medio de otras técnicas.
- Ventajas en el análisis cuantitativo: Aplicación amplia a los materiales menos volátiles, análisis de multicomponentes.
- Muestra promedio deseable: 10 mg.
- Limitaciones del método: Se tarda en desarrollar el método.
- Limitaciones para la muestra: Ninguna.

Condiciones óptimas de análisis

Para el análisis de los compuestos furánicos en una muestra de aceite dieléctrico, se ha descubierto que las siguientes condiciones analíticas de HPLC son satisfactorias para la inyección directa del aceite



Volumen de Inyección	20 a 30 μL
Fase móvil	Gradiente Acetonitrilo/ agua
Tasa Inicial de flujo	0.5-1.0 mL/min
Temperatura de la columna	Temperatura ambiente hasta 30°C
Columna	Water® Nova-Pak C18 reversed phased 300x3.9mm, 60 ^a , 4 μ m

Tabla 5.22 Volumen de inyección

Para la inyección directa, se ha encontrado que una longitud de onda fija entre 274 y 281nm proporciona la mejor cromatografía para todos los compuestos de interés, excepto el alcohol furfurílico, que se mide mejor con una prueba separada usando una longitud de onda entre 215 y 220 nm. Cada compuesto furánico tiene una absorbancia luminosa máxima característica que se produce dentro de los rangos indicados de longitudes de onda. El uso de detectores de longitud de onda o de diodos variables permite la selección de una longitud de onda específica para cada compuesto furánico. Cada laboratorio deberá seleccionar la longitud de onda específica para obtener la absorbancia máxima para cada compuesto de la siguiente manera:

Componente Furánico	nm
5-Hidroximetil 2-Furaldehido	280 a 282
Alcohol furfurílico	215 a 220
2-Furaldehido	272 a 280
2-Acetil Furano	270 a 280
5-metil 2-furaldehido	280 a 292

Tabla 5.23 Componente Furanico



5.11.4. Estabilidad de los compuestos furánicos

Los furanos son el indicador más confiable para conocer el grado de degradación del aislamiento de celulosa. Estos compuestos son conocidos por ser sensibles a la degradación térmica y a la oxidación, pero se informa poco, en forma práctica, de su estabilidad en el rango de temperaturas que pueden ser experimentadas en un transformador en servicio y de su afinidad relativa para el aceite o el papel, una vez generados dentro del transformador (Quian Fu & Yongping Lin, 2010).

Pruebas de laboratorio en atmósfera de nitrógeno, o sin la presencia de O₂, realizadas previas a este trabajo de investigación muestran que, por debajo de 100 °C, los cinco tipos de furanos son bastante estables donde no se presentan pérdidas significativas. Cuando la temperatura se encuentra en un rango entre los 100 °C hasta los 160 °C, 2FAL, 5M2F, y 2ACF son relativamente estables. Sin embargo, se encontró que 2FOL es muy inestable y se descompone más cuando se expone a mayores temperaturas. Sin embargo, todos los compuestos (excepto el 2FAL), después de varios meses, forman 2FAL, siendo este, muy estable durante años bajo las mismas condiciones (D. M. & Jones, 1995).

En dichas pruebas de laboratorio, también se concluyó que, con la presencia de cantidades significativas de oxígeno en el entorno de operación, la tasa de pérdida de concentración de furanos va en el siguiente orden: 2ACF≈5M2F> 2FAL> 5H2F> 2FOL. A 70°C, la pérdida es mínima para todos los furanos, excepto el 2FOL (alrededor de 30% de pérdida). En los rangos más altos de temperaturas de funcionamiento, de 90°C a 110°C, comienza la inestabilidad de algunos furanos en condiciones favorables de oxidación, llegando prácticamente a agotarse los compuestos furánicos 2FOL y 5HOM. Por el contrario, los otros tres furanos (2FAL 5M2F y 2ACF), son lo suficientemente estables como para ser utilizados como indicadores para el diagnóstico de casi todos los transformadores (D. M. & Jones, 1995).

Tipo de Furano	Indicativo de pérdidas de concentración después de			
	2 semanas a 90°C	8 semanas a 90°C	2 semanas a 110°C	8 semanas a 110°C
2-FOL	20 – 40%	40 – 100%	40 – 100%	40 – 100%
5-H2F	10 – 20%	20 - 40%	20 – 40%	40 – 100%



2-FAL	10 – 20%	10 – 20%	10 – 20%	20 – 40%
5M2F	0 – 10%	0 – 10%	0 – 10%	10 – 20%
2-ACF	0 – 10%	0 – 10%	0 – 10%	10 – 20%

Tabla 5.24 Indicativo de pérdidas.

Tabla 4.7.1 muestra una idea clara de la tasa de emisiones significativa de la degradación del aislamiento, se puede afirmar que el principal indicador (2FAL) es relativamente confiable cuando se encuentra en un entorno normal de operación en transformadores de potencia, pero pueden aparecer pérdidas cuando se opera a altas temperaturas prolongadas.

5.11.5. Límites de los compuestos furánicos en función de la edad del transformador

Pruebas de laboratorio realizadas previo a este trabajo demuestran que la evolución de los compuestos furánicos depende de las condiciones de la muestra o de las condiciones en las que se encuentre funcionando el transformador, por lo que actualmente es difícil definir valores umbrales con fines de diagnóstico, debido a que aún no se ha investigado más profundamente en la formación de los compuestos furánicos y su evolución con el tiempo (Furanic Compounds for Diagnosis, 2012).

La norma ASTM para aceite mineral nuevo (D3487) no tiene límite para la concentración de compuestos furánicos en aceite nuevo, sin embargo, se indica que los niveles máximos permisibles deben ser especificados por acuerdo entre el usuario y el proveedor. Por lo tanto, si el usuario quiere realizar un control de la concentración de furanos en el aceite, debe ser medido y tenido en cuenta un valor de referencia, limitándose la producción de furanos a un máximo de 0.1 mg / kg (Cheim, Platts, Prevots, & Shunzhen, 2012).

Muchos investigadores han observado que los niveles de 2-FAL en un aceite normal son muy diferentes a los de los aceites inhibidos. La concentración de 2-Fal es mucho menor para los aceites inhibidos en comparación con transformadores de la misma edad, pero con aceite no inhibido El inhibidor puede influir en la formación de 2-FAL o puede tener un efecto sobre su migración del papel para el aceite. Sin embargo, este fenómeno aún está siendo investigado (Furanic Compounds for Diagnosis, 2012)



Los experimentos han demostrado, además, que el papel térmicamente mejorado se degrada menos en presencia de agua y oxígeno que el papel Kraft. Y debido a esto, se ha demostrado que dicho tipo de papel tiene un envejecimiento inferior que el que se produce en el papel Kraft. A pesar que algunas investigaciones realizadas han propuesto el uso de ciertos parámetros como umbrales críticos, el uso de estas clasificaciones es todavía muy difícil en el campo (Business Unit Transformers, 2004).

Rango del DP	Observación
<200	La prueba indica una degradación extensa del papel que excede el punto crítico. Se recomienda encarecidamente que el transformador sea retirado de servicio inmediatamente y visualmente inspeccionado.
200-250	El papel está cerca o en estado crítico. Se recomienda que el transformador sea retirado de servicio tan pronto como sea posible y exhaustivamente inspeccionado. Se pueden tomar muestras de papel para pruebas DP directas.
260-350	El papel se acerca a la condición crítica. Se sugiere que la inspección sea programada y / o remuestreada dentro de un año para reevaluar la condición.
360-450	El papel está comenzando a acercarse a la condición crítica. Se sugiere una nueva muestra en 1-2 años
460-600	Significativo deterioro del papel, pero aún muy lejos del punto crítico.
610-900	Envejecimiento del papel ligero a mínimo
>900	No se detecta degradación del papel

Tabal 5.25 Estado del equipo basado en su grado de polimerización

5.11.6. Diagnóstico del estado del transformador en base a los compuestos furánicos

Aunque el análisis de compuestos furánicos en el aceite continúa siendo una herramienta muy prometedora, actualmente su uso en la estimación de la pérdida de vida de los transformadores de potencia se limita a valores extremos. En general, las unidades con



altos niveles de furanos tienen una degradación significativa del aislamiento y aquellos con bajos niveles de furanos muestran un bajo deterioro.

Realizar un análisis de la tasa de producción de furanos resulta ser una herramienta útil para determinar la velocidad de degradación del aislamiento de un transformador. Sin importar los modelos matemáticos o las referencias estadísticas utilizadas como referencia en los niveles de furanos, deben ser considerados todos los factores de diferenciación y parámetros que afecten al estado del transformador.

Diferentes investigaciones han tratado, desde hace años, de establecer una correlación confiable entre la producción de furanos y la edad del transformador real o al menos obtener, la correlación entre la producción de furanos y la degradación térmica del aislamiento sólido medido por su DP en transformadores reales. Sin embargo, a pesar de que existen numerosos estudios experimentales sobre muestras envejecidas de forma acelerada en laboratorio, no resulta sencillo extrapolar estos datos a un transformador real.

El diseño del transformador es uno de los parámetros que deben de considerar al hacer un análisis de estos compuestos. Dos transformadores que operan bajo las mismas condiciones, pero de diferente modelo o fabricante, es común que se comporten térmicamente diferente. A menudo, incluso los propios arrollamientos de un transformador poseen diferente gradiente de temperaturas cuando operan bajo determinadas condiciones de carga. Estas variaciones en el gradiente de temperatura pueden ser aún más significativas cuando se comparan los diseños de dos fabricantes diferentes. Así, un análisis comparativo de dos transformadores diferentes bien puede indicar similares DP pero cantidades muy diferentes de los furanos producidos durante un tiempo de funcionamiento dado (Cheim, Platts, Prevots, & Shunzhen, 2012).

Otros parámetros tales como el tipo de aislamiento, el contenido de humedad del aislamiento, la cantidad de oxígeno en el aislamiento, la presencia de ácidos u otros contaminantes, la partición de furanos entre el papel y el aceite y los tratamientos del aceite (tales como la desgasificación y el secado o la regeneración), pueden desempeñar un papel significativo en la velocidad de producción de furanos.

Todos los factores mencionados en esta sección influyen en la formación de compuestos furánicos y por tanto en la degradación del aislamiento de un transformador y en la pérdida de vida de este. Sin embargo, no se ha establecido aún cuál de estos factores mencionados anteriormente influyen en la formación de unos furanos u otros. Cigré, presenta una tabla con una primera relación entre la formación de los diferentes compuestos furánicos y sus posibles causas (Furanic Compounds for Diagnosis, 2012).

Compuesto	Diagnostico propuesto
5-Hidroximetil 2-Furaldehido	Oxidación



Alcohol furfurílico	Humedad Alta
2-Furaldehido	Sobrecalentamiento o envejecimiento normal
2-Acetil Furano	Causas no definidas
5-metil 2-furaldehido	Altas Temperaturas

Tabla 5.25 compuesto y diagnostico propuesto

Los tipos y concentraciones de furanos en una muestra de aceite también pueden indicar estrés anormal en un transformador, ya sea intenso, de corta duración de sobrecalentamiento o prolongado, sobrecalentamiento general. El análisis de furanos puede utilizarse para confirmar el análisis de gas disuelto en el que el monóxido de carbono presente indica problemas con aislamiento sólido.

Para el transformador de potencia típico, los niveles de 2-furaldehído presentes en el Aceite dieléctrico tienen el siguiente significado:

Contenido de Furano (ppm)	Valor del DP	Significado
0 – 0.1	1200 – 700	Transformador en buen estado
0.1 – 1.0	700 – 450	Deterioro moderado
1 – 10	450 – 250	Deterioro avanzado
> 10	< 250	Fin de vida útil

Tabla 5.26 Contenido de furano.



5.11.7. Principales fórmulas para la estimación del tiempo de vida del transformador en función de los compuestos furánicos

A pesar de las dificultades que surgen al tratar de estimar el tiempo de vida del papel aislante de un transformador en función del contenido en furanos del acetite, distintos autores han tratado de establecer fórmulas que permitan calcular el DP del papel en función del contenido en furanos. Las principales fórmulas propuestas por diferentes autores se exponen a continuación:

En 1999 De Pablo (Pablo, 1999) desarrollo un nuevo modelo de degradación que sugiere que cada vez que tres cadenas de celulosa se rompen, una molécula de 2-furfural se genera. A partir de esto, De Pablo, pudo demostrar que la cantidad de furfural disuelto en el aceite se define por la fórmula:

$$2FAL \left(\frac{\mu g}{g \text{ papel}} \right) = \frac{10^6}{162 * DP_0} * N * 96 * 0.3 = 222 * N \quad \text{ec. 26}$$

Donde:

- DP_0 = Grado de polimerización inicial (800).
- N = Numero de roturas de la cadena.
- 162 = es el peso molecular de las unidades de glucosa que constituyen la celulosa.
- 96 = Peso molecular del Furfural.
- 0.3 = rendimiento de la reacción.

Partiendo de una relación (R) entre el aceite y el papel de 25, la ecuación anterior puede escribirse como:

$$2FAL \left(\frac{mg}{kg \text{ aceite}} \right) = \frac{222 * N}{R} = 8.88 * N \quad \text{ec. 27}$$

El número de roturas de enlaces(N), puede escribirse como:

$$N = \frac{DP_0}{DP} - 1 \quad \text{ec. 28}$$

Combinando las fórmulas obtenemos:

$$DP = \frac{8.88 * DP_0}{8.88 + 2FAL} = \frac{7100}{8.88 + 2FAL} \quad \text{ec. 29}$$

Esta fórmula permite relacionar la cantidad de furfural (2FAL), expresada en mg/kg de aceite, analizada en transformadores en servicio, con el grado de polimerización (DP) del papel de celulosa de los arrollamientos de los transformadores.



Para el mínimo grado de polimerización del papel de celulosa, el cual puede oscilar entre 180 o 200 unidades, la máxima cantidad de furfural (2FAL) disuelta en el aceite del transformador calculada mediante la fórmula anterior es 30 mg/kg.

Sin embargo, es poco probable que todo el papel de los arrollamientos degrade con la misma extensión, ya que no todo él está sujeto a las mismas condiciones. Por ello, la Ec.29 debe ser modificada en base a las condiciones de operación del transformador. Por ejemplo, durante la operación normal de un transformador se puede suponer que el 20% del aislamiento de los arrollamientos se degradan dos veces más rápido que el resto del aislamiento del transformador, lo que representa el 33% del total de furfural. Entonces, el máximo nivel de degradación debería ser:

$$N_{max} = \frac{2FAL*0.33}{8.88*2} = 0.186 * 2FAL \quad \text{ec. 30}$$

$$DP_{min} = \frac{800}{(0.186*2FAL)+1} \quad \text{ec. 31}$$

En 2007 (Flores, Mobello, Rattá, & Jardini) proponen una relación entre el grado de polimerización y el contenido en furanos distinguiendo entre transformadores con aislamiento sólido de papel Kraft y transformadores con aislamiento sólido de papel térmicamente mejorado.

Para transformadores sin papel térmicamente enriquecido la mejor estimación del DP se obtiene usando el contenido del furano tipo 2-furaldehído (2-FAL), que es el que presenta mayores concentraciones en las pruebas experimentales realizadas. La ecuación que proponen es la siguiente:

$$DP = \frac{\log(2FAL*0.88)-1.51}{-0.0035} \quad \text{ec. 32}$$

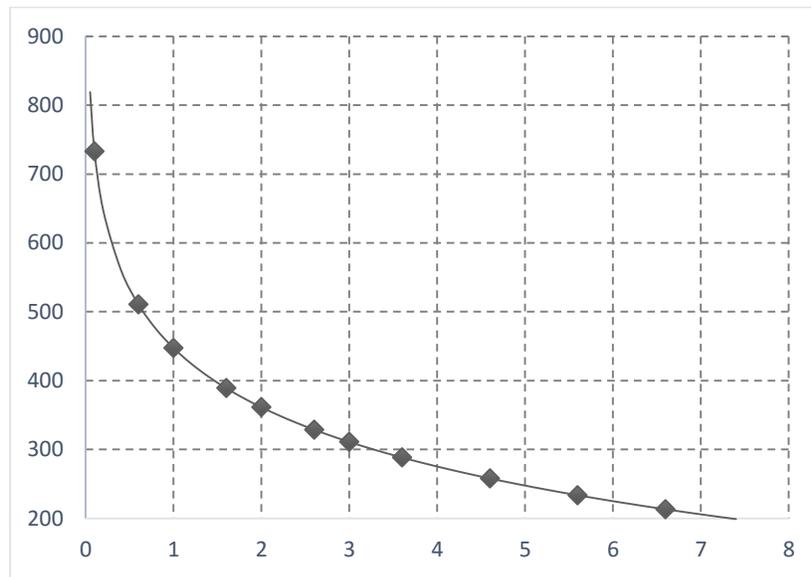


Figura 5.10 Grafica de estimación del Dp.

Para transformadores con papel enriquecido térmicamente el cálculo está basado en el contenido total de furanos. La ecuación que se propone es la siguiente:

$$DP = \frac{\log(\text{total de furanos}) - 1.0355}{-0.002908} \quad \text{ec. 33}$$

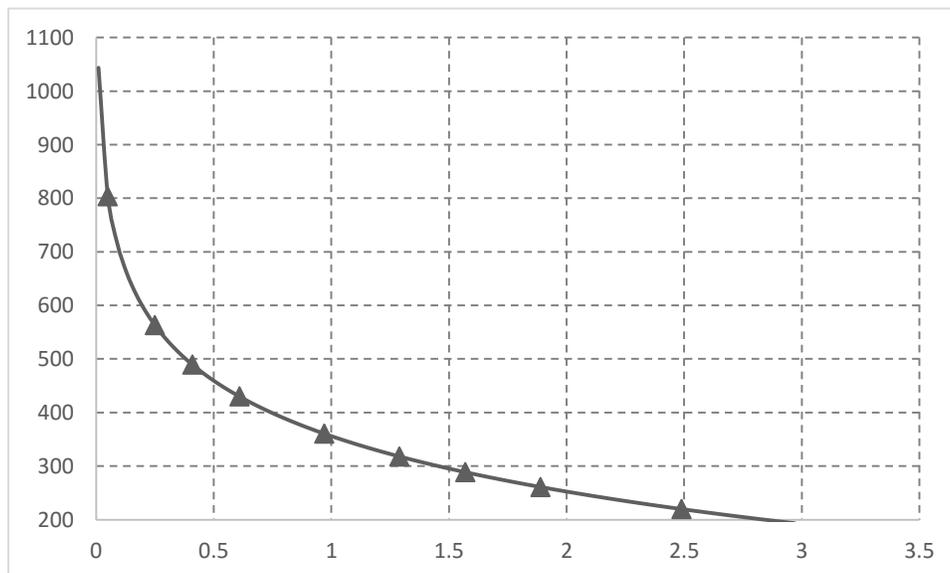


Figura 5.11 Grafica de cálculo basado en total de furanos.



Con el valor del grado de polimerización (DP) obtenido de las ecuaciones anteriores es posible calcular la vida utilizada a partir de la siguiente ecuación:

$$\%Vida Utilizada = \frac{\log(DP)-2.903}{-0.006021} \quad \text{ec. 34}$$

Además de las formulas anteriormente vistas, estos autores proponen otra técnica la cual se basa en el uso de cuatro indicadores de envejecimiento del papel aislante (CO, CO₂, 2-FAL, DP) aplicando un análisis estadístico para evaluar la vida remante de un grupo de transformadores.

En dicha técnica se evidencia una relación lineal entre el DP y los productos de envejecimiento que muestran mayor correlación (Monóxido y dióxido de carbono, algunos furanos y el contenido total de furanos). El valor obtenido de DP es usado para obtener el tiempo de vida transcurrido. La ecuación que relaciona el DP con los productos de envejecimiento es la siguiente:

$$Dp = C_0 + a * \log(CO) + b * \log(CO_2) + c * \log(\text{total furanos}) + d * \log(2FAL) + e * \log(2ACF) + f * \log(5M2F) \quad \text{ec. 35}$$

Donde:

- DP = Grado de polimerización.
- CO = Concentración de monóxido de carbono.
- CO₂ = Concentración de dióxido de carbono.
- 2FAL = Concentración de 2 furfural.
- 2ACF = Concentración de 2 Acetil Furano.
- 5M2F = Concentración de 5-Metil-2-Furaldehidol.
- C₀, a, b, c, d, e y f son coeficientes.

El tiempo de vida transcurrido se calcula aplicando el valor de DP obtenido en la ecuación anterior a la siguiente ecuación:

$$Tiempo de vida transcurrido = 20.5 * \ln\left(\frac{1100}{DP}\right) [Años] \quad \text{ec. 36}$$

La fórmula anterior se basa en un valor empírico inicial de DP media de aproximadamente 1.100, para un papel de transformador fresco. Esta misma relación entre los gases disueltos en el aceite y furanos con el grado de polimerización es propuesta por Pradhan en 2005



(Pradhan). Donde además nos aporta el valor de los coeficientes a, b, c, d, e, f y C₀. Estos coeficientes son calculados como:

$$C_0 = \omega_1 * a_0 + \omega_2 * b_0 + \omega_3 * c_0 + \omega_4 * d_0 + \omega_5 * e_0 + \omega_6 * f_0 \quad \text{ec. 37}$$

$$a = \omega_1 * a_1$$

$$b = \omega_2 * b_1$$

$$c = \omega_3 * c_1$$

$$d = \omega_4 * d_1$$

$$e = \omega_5 * e_1$$

$$f = \omega_6 * f_1$$

$$\omega_i = \frac{C_{ci}}{\sum_{i=1}^6 C_{ci}} \quad \text{ec. 38}$$

Parámetro	C _{ci}	w _i	Ajuste normal	Coficiente ponderado	Símbolo	Rango (ppm/ppb)
Constante	-	-	1897	1895	C ₀	-
CO	0.792	0.172	-60.59	-62.69	a	30-400
CO ₂	0.715	0.160	-54.1	-52.02	b	218-4000
Total de Furanos	0.782	0.170	-399.67	-40.53	c	40-1900
2FA	0.776	0.169	-30.2	-30.61	d	10-1700
2ACF	0.752	0.164	-57.18	-56.17	e	2-32
5M2F	0.755	0.164	-54.3	-53.56	f	4-67

Tabla 5.27 Parámetros y constante

El valor de la concentración de gases disueltos en el aceite se da en ppm, mientras que el valor de la concentración de furanos se da en ppb.



A continuación, como parte de la investigación realizada se detallan una serie de fórmulas para el cálculo del DP:

Autor	Ecuación DP=f(2FAL)		Observaciones
Vaurchex (Lutke, Holeim, & Kachler, 2002)	$DP = \frac{2.6 - \log_{10}(2FAL)}{0.0049}$	ppm	
Chendong (Chendon, 1993)	$DP = \frac{1.51 - \log_{10}(2FAL)}{0.0035}$	ppm	150<DP<1000
Burton	$DP = \frac{2.5 - \log_{10}(2FAL)}{0.005}$	ppm	150<DP<900
De Pablo (Pablo, 1999)	$DP = \frac{7100}{8.88 + (2FAL)}$	ppm	150<DP<800
De pablo (Pablo, 1999)	$DP = \frac{800}{0.186 * 2FAL + 1}$	ppm	
Dong (Dong, Yan, & Zhang, 2003)	$DP = 402.47 - 220.87 * \log_{10}(C_{fur})$	ppm	
Li y Song (Li & Song, 2014)	$DP = -221 * \ln(C_{fur}) + 458$	ppm	
Chaohui (Chaohui, Bide, & Yuchun, 2010)	$DP = 405.25 - 347.2 * \log_{10}(2FAL)$	ppm	
Pradhan (Pradhan)	$Dp = C_0 + a * \log(CO) + b * \log(CO_2) + c * \log(\text{total furanos}) + d * \log(2FAL) + e * \log(2ACF) + f * \log(5M2F)$	ppm	
Myers (Shkolnik, Rasor, & Myers, 2012)	$DP = 343.8 * \log_{10}(C_{fur}) + 1387.5$	ppb	

Tabla 5.28 Autor y ecuaciones



6. CAPÍTULO VI: PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS SOBRE PRUEBAS REALIZADAS EN LABORATORIO.

El capítulo 5 trata sobre la práctica de cada prueba mencionada en este trabajo y explicara los diferentes rangos, factores que afectan el desarrollo de la condición, y las posibles medidas preventivas que se deben de tomar en cada caso de las normas ASTM.

6.1. RESULTADOS OBTENIDOS EN LABORATORIO.

A continuación, se presenta unos resultados obtenidos en los laboratorios, se aplicará lo antes aprendido y su debida interpretación del mismo.

6.1.1. Caso 1:

DATOS GENERALES DEL TRANSFORMADOR TX 1	
- SOLICITANTE	:
- DIRECCIÓN	:
- IDENTIFICACIÓN DE MUESTRA	:
- MARCA DE TRANSFORMADOR	:
- POTENCIA	:
-VOLTAJE	:
- NUMERO DE SERIE	:
- FLUIDO AISLANTE	:
- FECHA DE TOMA DE MUESTRA	:
- LUGAR DEL MUESTREO	:
- PARÁMETROS DE CAMPO	:
- MUESTRA TOMADA POR	:

Tabla 6.1 Datos generales para el caso 1 según el transformador Tx1.

6.1.2. Análisis dieléctrico a muestra de aceite

PRUEBA	RESULTADOS	PRUEBA	RESULTADOS
Acidez D974	0.020	Sp. Gr. (gravedad específica)	0.837
IFT(tención interfacial) D971	45.00	Visual (DT1524)	Claro
Rigidez(D877)	45 kV	Sedimentos	Ninguno



Color(D1500)	0.55		
---------------------	------	--	--

Tabla 6.2 Resultados de la muestra dieléctrica para el caso 1.

6.1.3. Interpretación de resultados respecto al análisis dieléctrico tx6

ACIDEZ: Se observa un valor aceptable y normal de acidez (MAX: 0.20mgKOH/gr)

IFT: Índice de contaminación normal debida al envejecimiento (óptimo: 40-45mN/m)

RIGIDEZ: El valor de rigidez dieléctrica se considera aceptable y adecuado para los niveles de operación que utiliza el equipo (mínimo: 25kV)

COLOR: no se detecta ningún estado de deterioro en la muestra

GRAVEDAD ESPECÍFICA: no se observan anomalías (valores esperados: 0.840-0.890)

VISUAL: no se detectan anomalías

6.1.4. Caso 2:

DATOS GENERALES DEL TRANSFORMADOR TX 2		
- SOLICITANTE	:	
- DIRECCIÓN	:	----
- IDENTIFICACIÓN DE MUESTRA	:	TX 2
- MARCA DE TRANSFORMADOR	:	ABB
- POTENCIA	:	630 KVA
-VOLTAJE	:	22,860 V
- NUMERO DE SERIE	:	--
- FLUIDO AISLANTE	:	ACEITE
- FECHA DE TOMA DE MUESTRA	:	24/05/2017
- LUGAR DEL MUESTREO	:	----
- PARÁMETROS DE CAMPO	:	TEMP 60°C
- MUESTRA TOMADA POR	:	CLIENTE

Tabla 6.3 Muestra los datos generales sobre el transformador del caso 2.



6.1.5. Análisis dieléctrico a muestra de aceite

PRUEBA	RESULTADOS	PRUEBA	RESULTADOS
Acidez D974	0.020	Sp. Gr. (gravedad específica)	0.645
IFT(tención interfacial) D971	44.00	Visual (DT1524)	Claro
Rigidez(D877)	45 kV	Sedimentos	Ninguno
Color(D1500)	0.50		

Tabla 6.4 Resultados obtenidos para el caso 2.

6.1.6. Interpretación de resultados respecto al análisis dieléctrico tx6

ACIDEZ: Se observa un valor aceptable y normal de acidez (MAX: 0.20 mgKOH/gr)

IFT: Índice de contaminación normal debida al envejecimiento (óptimo: 40-45 mN/m)

RIGIDEZ: El valor de rigidez dieléctrica se considera aceptable y adecuado para los niveles de operación que utiliza el equipo (mínimo: 25 kV)

COLOR: no se detecta ningún estado de deterioro en la muestra

GRAVEDAD ESPECIFICA: no se observan anomalías (valores esperados: 0.840-0.890)

VISUAL: no se detectan anomalías

6.1.7. Caso 3:

DATOS GENERALES DEL TRANSFORMADOR TX 3		
- SOLICITANTE	:	
- DIRECCIÓN	:	-----
- IDENTIFICACIÓN DE MUESTRA	:	TX 3



- MARCA DE TRANSFORMADOR	:	ABB
- POTENCIA	:	1,000 KVA
-VOLTAJE	:	22,860 V
- NUMERO DE SERIE	:	--
- FLUIDO AISLANTE	:	ACEITE
- FECHA DE TOMA DE MUESTRA	:	24/05/2017
- LUGAR DEL MUESTREO	:	----
- PARÁMETROS DE CAMPO	:	TEMP 55°C
- MUESTRA TOMADA POR	:	CLIENTE

Tabla 6.5 Datos generales sobre el transformador del caso 3.

6.1.8. Análisis dieléctrico a muestra de aceite

PRUEBA	RESULTADOS	PRUEBA	RESULTADOS
Acidez D974	0.020	Sp. Gr. (gravedad específica)	0.837
IFT(tención interfacial) D971	44.00	Visual (DT1524)	Claro
Rigidez(D877)	41 kV	Sedimentos	Ninguno
Color(D1500)	0.50		

Tabla 6.6 Resultados obtenidos para el caso 3

6.1.9. Interpretación de resultados respecto al análisis dieléctrico tx6

ACIDEZ: Se observa un valor aceptable y normal de acidez (MAX: 0.20 mgKOH/gr)

IFT: Índice de contaminación normal debida al envejecimiento (óptimo: 40-45 mN/m)

RIGIDEZ: El valor de rigidez dieléctrica se considera aceptable y adecuado para los niveles de operación que utiliza el equipo (mínimo: 25 kV)

COLOR: no se detecta ningún estado de deterioro en la muestra

Gravedad Específica: no se observan anomalías (valores esperados: 0.840-0.890)

Visual: no se detectan anomalías



6.1.10. Caso 4:

DATOS GENERALES DEL TRANSFORMADOR TX 4		
- SOLICITANTE	:	
- DIRECCIÓN	:	-----
- IDENTIFICACIÓN DE MUESTRA	:	TX 4
- MARCA DE TRANSFORMADOR	:	ABB
- POTENCIA	:	400 KVA
-VOLTAJE	:	22,860 V
- NUMERO DE SERIE	:	--
- FLUIDO AISLANTE	:	ACEITE
- FECHA DE TOMA DE MUESTRA	:	19/05/2017
- LUGAR DEL MUESTREO	:	----
- PARÁMETROS DE CAMPO	:	TEMP 60°C
- MUESTRA TOMADA POR	:	CLIENTE

Tabla 6.7 Datos generales para el transformador del caso 4

6.1.11. Análisis dieléctrico a muestra de aceite

PRUEBA	RESULTADOS	PRUEBA	RESULTADOS
Acidez D974	0.32	Sp. Gr. (gravedad específica)	0.872
IFT(tención interfacial) D971	29.00	Visual (DT1524)	Claro
Rigidez(D877)	35 kV	Sedimentos	Ninguno
Color(D1500)	4.50		

Tabla 6.8 Resultados obtenidos para el caso 4.

6.1.12. Interpretación de resultados respecto al análisis dieléctrico tx6

ACIDEZ: Se observa un valor inaceptable deterioro anormal, se recomienda una acción inmediata (MAX: 0.20 mgKOH/gr)



IFT: posible contaminación en el aceite (optimo: 40-45 mN/m)

RIGIDEZ: El valor de rigidez dieléctrica se considera aceptable y adecuado para los niveles de operación que utiliza el equipo (mínimo: 25 kV)

COLOR: se detecta estado de deterioro en la muestra (<3.5)

GRAVEDAD ESPECIFICA: no se observan anomalías (valores esperados: 0.840-0.890)

VISUAL: no se detectan anomalías

6.2. CAUSAS QUE CREAN ANOMALÍAS EN ACEITE DIELECTRICO.

METODO POR MEDIO DE LA NORMA ASTM	CAUSAS
1. Rigidez dieléctrica D-877	Contaminantes, agua, conductores, impurezas
2. Numero de neutralización D-974	Ácidos presentes lodos.
3. Tensión interfacial D-971	Compuestos hidrofílicos o contaminantes polares ácidos.
4. Color D-1500	Un marcado cambio en un año indica anomalías.
5. Contenido de agua D-1315	Contenido total de agua en el aceite
6. Gravedad específica D-1298	contaminación por materiales de mayor densidad y una sospecha lógica para tal contaminante es por PCB`s.
7. Factor de potencia 25°C a 100°C ASTM D-924	Agua, contaminantes, ácidos o contaminantes extraños.

Tabla 6.9 Causas que crean anomalías en el aceite dieléctrico según cada uno de las normas ASTM

6.3. RESULTADOS DE LOS ENSAYOS REALIZADOS



6.3.1. Total de gases combustibles disueltos en aceite

DATOS GENERALES DEL TRANSFORMADOR TX 1		
- SOLICITANTE	:	
- DIRECCIÓN	:	-----
- IDENTIFICACIÓN DE MUESTRA	:	TX 1
- MARCA DE TRANSFORMADOR	:	HOWARD INDUSTRIES
- POTENCIA	:	2,000 KVA
-VOLTAJE	:	22,860 V
- NUMERO DE SERIE	:	
- FLUIDO AISLANTE	:	ACEITE
- FECHA DE TOMA DE MUESTRA	:	24/05/2017
- LUGAR DEL MUESTREO	:	----
- PARÁMETROS DE CAMPO	:	TEMP 60°C
- MUESTRA TOMADA POR	:	CLIENTE

Tabla 6.10 Datos generales para Transformador para análisis de DGA

6.3.2. TX-1 – howard industries 2,000 kva

6.4. COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON LÍMITES IEEE

Parámetro	Resultado (ppm)	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
		(ppm)	(ppm)	(ppm)	(ppm)
Dióxido de Carbono (CO ₂)	1,099	2,500	2,500-4,000	4,001-10,000	>10,000
Acetileno (C ₂ H ₂)	0	35	36-50	51-80	>80
Etileno (C ₂ H ₄)	8	50	51-100	101-200	>200
Etano (C ₂ H ₆)	14	65	66-100	101-150	>150
Metano (CH ₄)	2	120	121-400	401-1,000	>1,000
Monóxido de Carbono (CO)	28	350	351-570	571-1,400	>1,400
Propileno (C ₃ H ₆)	0	-	-	-	-
Propano (C ₃ H ₈)	0	-	-	-	-
Hidrógeno (H ₂)	0	100	101-700	701-1,800	>1,800
Oxígeno (O ₂)	0	-	-	-	-



Nitrógeno (N₂)	0	-	-	-	-
Total Gases	1,151	-	-	-	-
TGC (H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆, CO)	52	720	721-1,920	1,921-4,630	>4,630

Tabla 6.11 Datos obtenidos y límites según IEEE.

6.4.1. Proporción relativa de gases

Gas Clave	Proporción Relativa (%)
Monóxido de Carbono (CO)	53.85
Hidrógeno (H ₂)	0.00
Metano (CH ₄)	3.85
Etano (C ₂ H ₆)	26.92
Etileno (C ₂ H ₄)	15.38
Acetileno (C ₂ H ₂)	0.00
Total	100.00

Tabla 6.12 Proporción relativa de gases.



Observaciones:

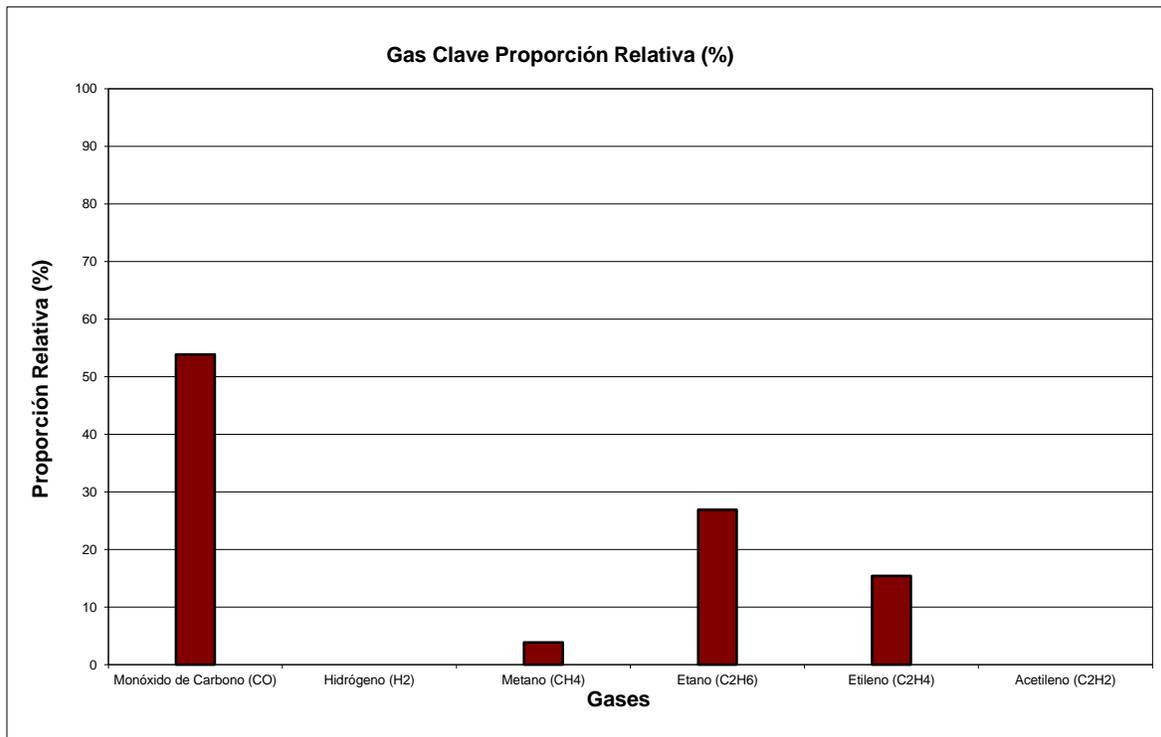


Figura 6.1 Grafica de Gas clave proporción relativa.

- De acuerdo al total de gases combustibles el equipo se encuentra en condición 1 y no supone condición de riesgo.
- Gas clave monóxido de carbono (CO₂) la presencia de hidrocarburos tales como: Metano (CH₄), Etano (C₂H₆), Etileno (C₂H₄), puede indicar el sobrecalentamiento de la celulosa.

6.4.2. Análisis de Dornenburg

$$R1 = \frac{CH4}{H2} = \frac{METANO}{HIDRÓGENO} \quad R2 = \frac{C2H2}{C2H4} = \frac{ACETILENO}{ETILENO}$$

$$R3 = \frac{C2H2}{CH4} = \frac{ACETILENO}{METANO} \quad R4 = \frac{C2H6}{C2H2} = \frac{ETANO}{ACETILENO}$$



6.4.3. Interpretación de resultados de acuerdo a Dornenburg

Justificación del método, para aplicar el análisis primero debe verificarse que este sea aplicable utilizando los valores sugeridos por el IEEE de donde se derivan las siguientes tablas:

Gas clave	Concentraciones límites para L1 (ppm)	Concentraciones reales en el quipo
Hidrógeno (H ₂)	100	0
Metano (CH ₄)	120	2
Monóxido de Carbono (CO)	350	28
Acetileno (C ₂ H ₂)	1	0
Etileno (C ₂ H ₄)	50	8
Etano (C ₂ H ₆)	65	14

Tabla 6.13 Valores sugeridos para la interpretación de dornenburg.

Las concentraciones de gases combustibles no superan el límite sugerido para aplicar el método de análisis de razones de Dornenburg.

- El método no es aplicable.

6.4.4. Análisis de Rogers

$$R1 = \frac{CH4}{H2} = \frac{METANO}{HIDRÓGENO} \quad R2 = \frac{C2H2}{C2H4} = \frac{ACETILENO}{ETILENO}$$

$$R5 = \frac{C2H4}{C2H6} = \frac{ETILENO}{ETANO}$$

6.4.5. Interpretación de resultados de acuerdo a Dornenburg

Se muestra a continuación los valores sugeridos por el IEEE para aplicar el método de Rogers:

Caso	$R2 = \frac{C2H2}{C2H4}$	$R1 = \frac{CH4}{H2}$	$R5 = \frac{C2H4}{C2H6}$	Diagnostico



0	<0.1	0.1<R1<1.0	<1.0	Normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Arco de baja energía
2	<0.1	0.1≤R1≤1.0	>3.0	Arco de alta energía
3	0.1<R2<0.3	0.1<R1<1.0	1.0≤R5≤3.0	Térmica de baja temperatura
4	<0.1	>1.0	1.0≤R5≤3.0	Térmica <700°C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Térmica >700°C

Tabla 6.14 Valores sugeridos según IEEE de acuerdo a Rogers.

Resultados obtenidos del análisis:

Caso	$R2 = \frac{C2H2}{C2H4}$	R2	$R1 = \frac{CH4}{H2}$	R1	$R5 = \frac{C2H4}{C2H6}$	R5	Diagnostico
0	<0.1	0	0.1<R1<1.0	Indefinido	<1.0	0.5717	Normal
1	<0.1		<0.1		<1.0		Arco de baja energía
2	<0.1		0.1≤R1≤1.0		>3.0		Arco de alta energía
3	0.1<R2<0.3		0.1<R1<1.0		1.0≤R5≤3.0		Térmica de baja temperatura
4	<0.1		>1.0		1.0≤R5≤3.0		Térmica <700°C
5	<0.1		>1.0		>3.0		Térmica >700°C

Tabla 6.15 Resultados obtenidos sobre el primer análisis.



Observaciones:

No es posible aplicar el método, porque R1 es indefinido, se presume que el transformador está en buenas condiciones o que los métodos no pueden determinar una falla específica.

6.4.6. Triángulo de Duval

De acuerdo a lo establecido se calculan los valores para las relaciones de Duval:

$$\begin{aligned} \%C_2H_2 &= 100 \frac{X}{X + Y + Z} = 20 \\ \%CH_4 &= 100 \frac{Y}{X + Y + Z} = 80 \\ \%C_2H_4 &= 100 \frac{Z}{X + Y + Z} = 0 \end{aligned}$$

Siendo:

X: concentración en ppm de CH₄ (metano)

Y: concentración en ppm de C₂H₄ (etileno)

Z: concentraciones en ppm de C₂H₂ (acetileno)

Resultados:

AVERÍAS	
PD	Descargas parciales
D1	Descargas de baja energía
D2	Descargas de alta energía
T1	Averías térmicas T < 300°C
T2	Averías térmicas 300 < T < 700 °C
T3	Averías térmicas a T > 700°C

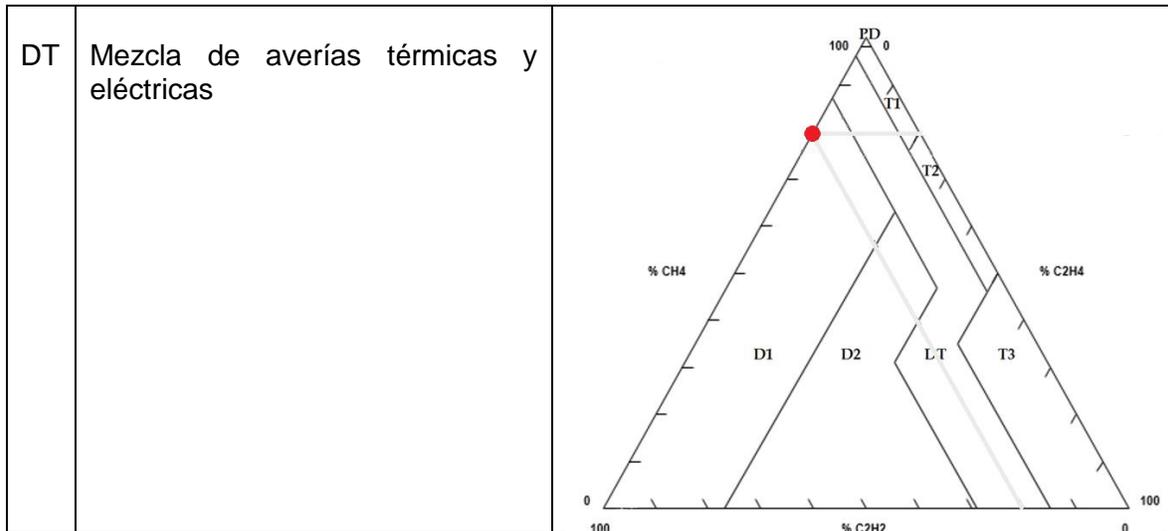


Tabla 6.16 Averías en el triángulo de duval.

Observaciones:

- La falla (si existe) puede estar relacionada a descargas de baja energía, incrementos en la concentración de metano indicaría una tendencia hacia descargas parciales.

6.5. TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES DISUELTOS EN ACEITE

DATOS GENERALES DEL TRANSFORMADOR TX 2		
- SOLICITANTE	:	
- DIRECCIÓN	:	-----
- IDENTIFICACIÓN DE MUESTRA	:	TX 2
- MARCA DE TRANSFORMADOR	:	ABB
- POTENCIA	:	630 KVA
-VOLTAJE	:	22,860 V
- NUMERO DE SERIE	:	--
- FLUIDO AISLANTE	:	ACEITE
- FECHA DE TOMA DE MUESTRA	:	24/05/2017
- LUGAR DEL MUESTREO	:	----
- PARÁMETROS DE CAMPO	:	TEMP 60°C
- MUESTRA TOMADA POR	:	CLIENTE

Tabla 6.17 Datos generales sobre el transformador ABB 630 kVA



6.5.1. TX- 2 – ABB 630 kVA

6.6. COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON LÍMITES IEEE

Parámetro	Resultado (ppm)	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
		(ppm)	(ppm)	(ppm)	(ppm)
Dióxido de Carbono (CO₂)	7,652	2,500	2,500-4,000	4,001-10,000	>10,000
Acetileno (C₂H₂)	0	35	36-50	51-80	>80
Etileno (C₂H₄)	26	50	51-100	101-200	>200
Etano (C₂H₆)	27	65	66-100	101-150	>150
Metano (CH₄)	18	120	121-400	401-1,000	>1,000
Monóxido de Carbono (CO)	703	350	351-570	571-1,400	>1,400
Propileno (C₃H₆)	0	-	-	-	-
Propano (C₃H₈)	0	-	-	-	-
Hidrógeno (H₂)	1	100	101-700	701-1,800	>1,800
Oxígeno (O₂)	0	-	-	-	-
Nitrógeno (N₂)	0	-	-	-	-
Total Gases	8,427	-	-	-	-
TGC (H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆, CO)	775	720	721-1,920	1,921-4,630	>4,630

Tabla 6.18 Comparación de los resultados con los límites según IEEE

6.6.1. Proporción relativa de gases

Gas Clave	Proporción Relativa (%)
Monóxido de Carbono (CO)	90.71
Hidrógeno (H ₂)	0.13
Metano (CH ₄)	2.32
Etano (C ₂ H ₆)	3.48
Etileno (C ₂ H ₄)	3.35
Acetileno (C ₂ H ₂)	0.00
Total	100.00

Tabla 6.19 Proporción relativa de gases.

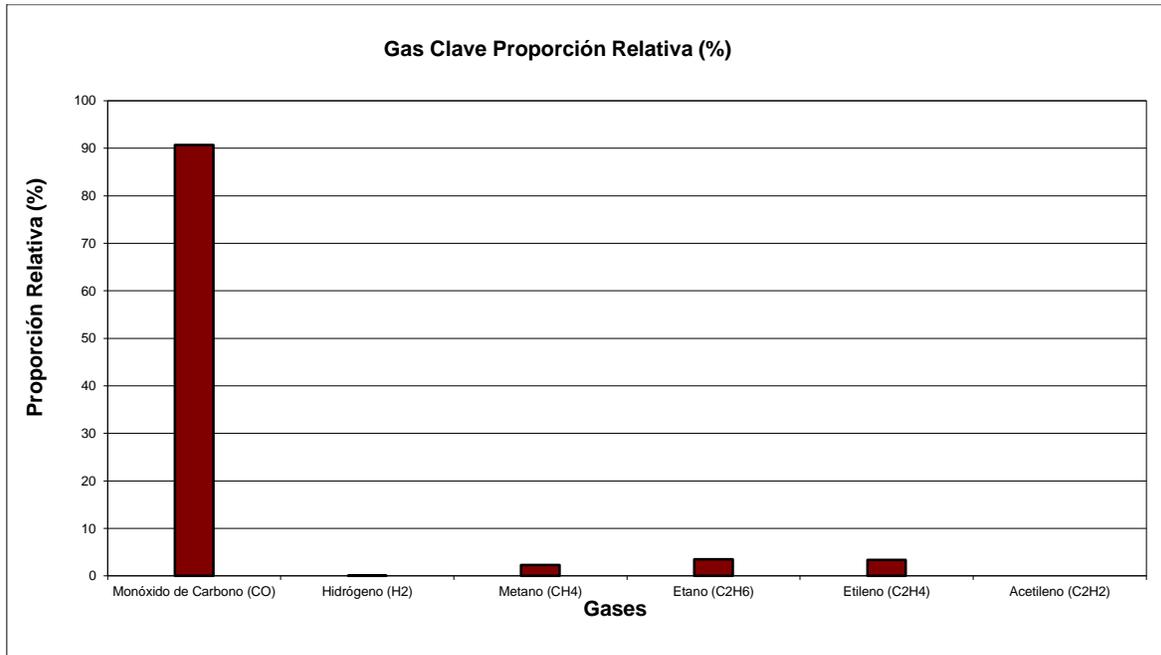


Figura 6.2 Grafica de Gas clave proporción relativa vs Proporción relativa.

Observaciones:

- De acuerdo al total de gases combustibles el equipo se encuentra en condición 2 y no supone condición de riesgo.
- Gas clave monóxido de carbono (CO₂) la presencia de hidrocarburos tales como: Metano (CH₄), Etano (C₂H₆), Etileno (C₂H₄), puede indicar el sobrecalentamiento de la celulosa.

6.6.2. Análisis de Dornenburg

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{METANO}{HIDRÓGENO} \quad R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{ACETILENO}{ETILENO}$$

$$R3 = \frac{C_2H_2}{CH_4} = \frac{ACETILENO}{METANO} \quad R4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2} = \frac{ETANO}{ACETILENO}$$



6.6.3. Interpretación de resultados de acuerdo a Dornenburg

Justificación del método, para aplicar el análisis primero debe verificarse que este sea aplicable utilizando los valores sugeridos por el IEEE de donde se derivan las siguientes tablas:

Gas clave	Concentraciones límites para L1 (ppm)	Concentraciones reales en el quipo
Hidrógeno (H ₂)	100	0
Metano (CH ₄)	120	18
Monóxido de Carbono (CO)	350	703
Acetileno (C ₂ H ₂)	1	0
Etileno (C ₂ H ₄)	50	26
Etano (C ₂ H ₆)	65	27

Tabla 6.20 Valores sugeridos por la IEEE.

Las concentraciones de gases combustibles no superan el límite sugerido para aplicar el método de análisis de razones de Dornenburg.

- El método no es aplicable, debido a que

6.6.4. Análisis de Rogers

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{METANO}{HIDRÓGENO} \quad R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{ACETILENO}{ETILENO}$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{ETILENO}{ETANO}$$

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE ACUERDO A DORNENBURG

Se muestra a continuación los valores sugeridos por el IEEE para aplicar el método de Rogers:



Caso	$R2 = \frac{C2H2}{C2H4}$	$R1 = \frac{CH4}{H2}$	$R5 = \frac{C2H4}{C2H6}$	Diagnostico
0	<0.1	0.1<R1<1.0	<1.0	Normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Arco de baja energía
2	<0.1	0.1≤R1≤1.0	>3.0	Arco de alta energía
3	0.1<R2<0.3	0.1<R1<1.0	1.0≤R5≤3.0	Térmica de baja temperatura
4	<0.1	>1.0	1.0≤R5≤3.0	Térmica <700°C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Térmica >700°C

Tabla 6.21 Valores sugeridos por la IEE para Dornenburg.

Resultados obtenidos del análisis:

Caso	$R2 = \frac{C2H2}{C2H4}$	R2	$R1 = \frac{CH4}{H2}$	R1	$R5 = \frac{C2H4}{C2H6}$	R5	Diagnostico
0	<0.1	0	0.1<R1<1.0	18	<1.0	0.963	Normal
1	<0.1		<0.1		<1.0		Arco de baja energía
2	<0.1		0.1≤R1≤1.0		>3.0		Arco de alta energía
3	0.1<R2<0.3		0.1<R1<1.0		1.0≤R5≤3.0		Térmica de baja temperatura
4	<0.1		>1.0		1.0≤R5≤3.0		Térmica <700°C
5	<0.1		>1.0		>3.0		Térmica >700°C

Tabla 6.22 Resultados obtenidos



Observaciones:

No es posible asociar los resultados con los casos sugeridos por el IEEE (no se cumplen todas las condiciones)

6.6.5. Triángulo de Duval

De acuerdo a lo establecido se calculan los valores para las relaciones de Duval:

$$\%C_2H_2 = 100 \frac{X}{X + Y + Z} = 40.1$$

$$\%CH_4 = 100 \frac{Y}{X + Y + Z} = 59.09$$

$$\%C_2H_4 = 100 \frac{Z}{X + Y + Z} = 0$$

Siendo:

X: concentración en ppm de CH₄ (metano)

Y: concentración en ppm de C₂H₄ (etileno)

Z: concentraciones en ppm de C₂H₂ (acetileno)

Resultados:

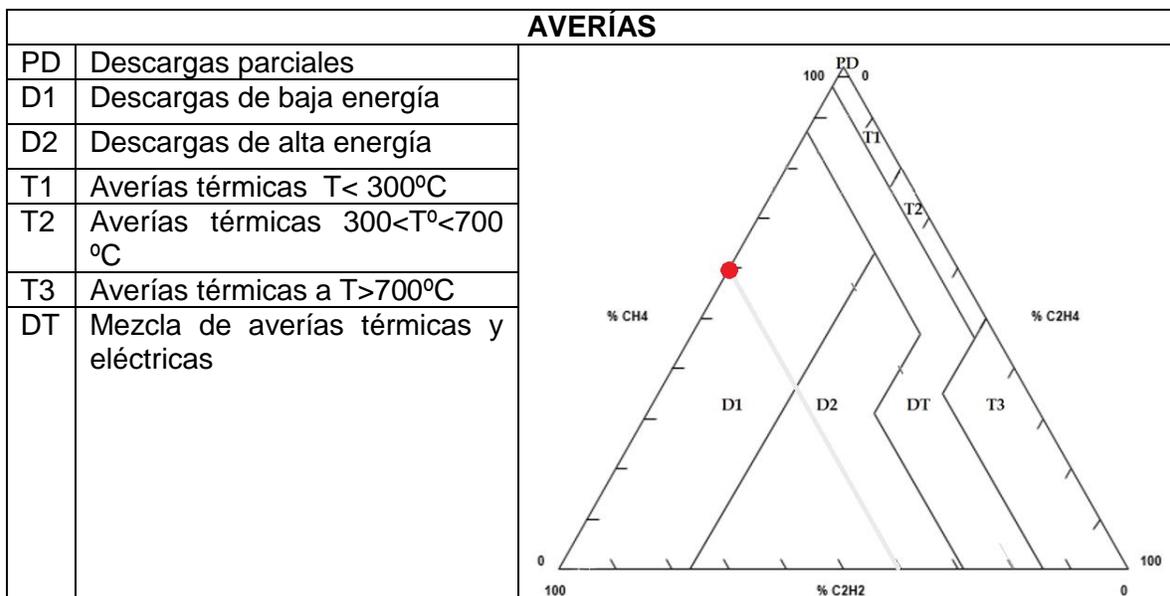


Tabla 6.23 Averías en el triángulo de Duval.



Observaciones:

- La falla (si existe) puede estar relacionada a descargas de baja energía, incrementos en la concentración de metano indicaría una tendencia hacia descargas parciales.

6.7. TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES DISUELTOS EN ACEITE

6.7.1. TX- 3 – ABB 1,000 kVA

DATOS GENERALES DEL TRANSFORMADOR TX 3		
- SOLICITANTE	:	
- DIRECCIÓN	:	-----
- IDENTIFICACIÓN DE MUESTRA	:	TX 3
- MARCA DE TRANSFORMADOR	:	ABB
- POTENCIA	:	1,000 KVA
-VOLTAJE	:	22,860 V
- NUMERO DE SERIE	:	--
- FLUIDO AISLANTE	:	ACEITE
- FECHA DE TOMA DE MUESTRA	:	24/05/2017
- LUGAR DEL MUESTREO	:	----
- PARÁMETROS DE CAMPO	:	TEMP 55°C
- MUESTRA TOMADA POR	:	CLIENTE

Tabla 6.24 Datos generales para DGA Tx3

6.7.2. Comparación de resultados con límites IEEE

Parámetro	Resultado (ppm)	Condición 1 (ppm)	Condición 2 (ppm)	Condición 3 (ppm)	Condición 4 (ppm)
Dióxido de Carbono (CO ₂)	6,722	2,500	2,500-4,000	4,001-10,000	>10,000
Acetileno (C ₂ H ₂)	1	35	36-50	51-80	>80
Etileno (C ₂ H ₄)	8	50	51-100	101-200	>200
Etano (C ₂ H ₆)	15	65	66-100	101-150	>150



Metano (CH₄)	23	120	121-400	401-1,000	>1,000
Monóxido de Carbono (CO)	336	350	351-570	571-1,400	>1,400
Propileno (C₃H₆)	0	-	-	-	-
Propano (C₃H₈)	0	-	-	-	-
Hidrógeno (H₂)	0	100	101-700	701-1,800	>1,800
Oxígeno (O₂)	0	-	-	-	-
Nitrógeno (N₂)	0	-	-	-	-
Total Gases	7,105	-	-	-	-
TGC (H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆, CO)	383	720	721-1,920	1,921-4,630	>4,630

Tabla 6.25 Límite según la IEEE

6.7.3. Proporción relativa de gases

Gas Clave	Proporción Relativa (%)
Monóxido de Carbono (CO)	87.73
Hidrógeno (H ₂)	0.00
Metano (CH ₄)	6.01
Etano (C ₂ H ₆)	3.92
Etileno (C ₂ H ₄)	2.09
Acetileno (C ₂ H ₂)	0.26
Total	100.00

Tabla 6.26 Proporción relativa de gases.

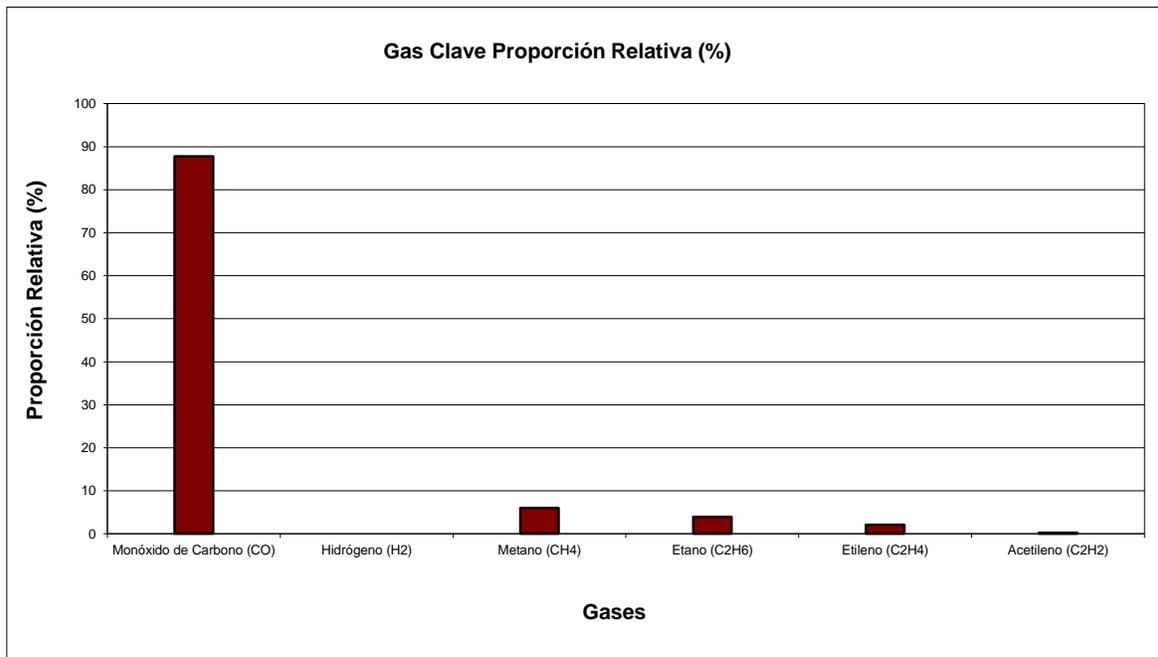


Figura 6.3 Grafica de Gas clave proporción relativa vs Proporción relativa.

Observaciones:

- De acuerdo al total de gases combustibles el equipo se encuentra en condición 1 y no supone condición de riesgo.
- Gas clave monóxido de carbono (CO₂) la presencia de hidrocarburos tales como: Metano (CH₄), Etano (C₂H₆), Etileno (C₂H₄), puede indicar el sobrecalentamiento de la celulosa.

6.7.4. Análisis de Dornenburg

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{METANO}{HIDRÓGENO} \quad R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{ACETILENO}{ETILENO}$$

$$R3 = \frac{C_2H_2}{CH_4} = \frac{ACETILENO}{METANO} \quad R4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2} = \frac{ETANO}{ACETILENO}$$



INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE ACUERDO A DORNENBURG

Justificación del método, para aplicar el análisis primero debe verificarse que este sea aplicable utilizando los valores sugeridos por el IEEE de donde se derivan las siguientes tablas:

Gas clave	Concentraciones límites para L1 (ppm)	Concentraciones reales en el equipo
Hidrógeno (H ₂)	100	0
Metano (CH ₄)	120	23
Monóxido de Carbono (CO)	350	336
Acetileno (C ₂ H ₂)	1	1
Etileno (C ₂ H ₄)	50	8
Etano (C ₂ H ₆)	65	15

Tabla 6.27 Valores sugeridos por la IEEE.

Las concentraciones de gases combustibles no superan el límite sugerido para aplicar el método de análisis de razones de Dornenburg.

- El método no es aplicable, debido a que las concentraciones individuales de los gases son inferiores al requerido.

6.7.5. Análisis de Rogers

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{METANO}{HIDRÓGENO} \quad R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{ACETILENO}{ETILENO}$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{ETILENO}{ETANO}$$



INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE ACUERDO A DORNENBURG

Se muestra a continuación los valores sugeridos por el IEEE para aplicar el método de Rogers:

Caso	$R2 = \frac{C2H2}{C2H4}$	$R1 = \frac{CH4}{H2}$	$R5 = \frac{C2H4}{C2H6}$	Diagnostico
0	<0.1	0.1<R1<1.0	<1.0	Normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Arco de baja energía
2	<0.1	0.1≤R1≤1.0	>3.0	Arco de alta energía
3	0.1<R2<0.3	0.1<R1<1.0	1.0≤R5≤3.0	Térmica de baja temperatura
4	<0.1	>1.0	1.0≤R5≤3.0	Térmica <700°C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Térmica >700°C

Tabla 6.28 Valores sugeridos por la IEEE.

Resultados obtenidos del análisis:

Caso	$R2 = \frac{C2H2}{C2H4}$	R2	$R1 = \frac{CH4}{H2}$	R1	$R5 = \frac{C2H4}{C2H6}$	R5	Diagnostico
0	<0.1		0.1<R1<1.0	0	<1.0		Normal
1	<0.1		<0.1		<1.0		Arco de baja energía
2	<0.1		0.1≤R1≤1.0		>3.0		Arco de alta energía



3	$0.1 < R2 < 0.3$	0.04 3	$0.1 < R1 < 1.0$	Indefinido	$1.0 \leq R5 \leq 3.0$	0.53 3	Térmica de baja temperatura
4	< 0.1		> 1.0		$1.0 \leq R5 \leq 3.0$		Térmica $< 700^\circ\text{C}$
5	< 0.1		> 1.0		> 3.0		Térmica $> 700^\circ\text{C}$

Tabla 6.29 Resultados obtenidos por el análisis.

Observaciones:

No es posible asociar los resultados con los casos sugeridos por el IEEE (no se cumplen todas las condiciones)

6.7.6. Triángulo de Duval

De acuerdo a lo establecido se calculan los valores para las relaciones de Duval:

$$\%C_2H_2 = 100 \frac{X}{X + Y + Z} = 71.875$$

$$\%CH_4 = 100 \frac{Y}{X + Y + Z} = 25.000$$

$$\%C_2H_4 = 100 \frac{Z}{X + Y + Z} = 3.125$$

Siendo:

X: concentración en ppm de CH_4 (metano)

Y: concentración en ppm de C_2H_4 (etileno)

Z: concentraciones en ppm de C_2H_2 (acetileno)

Resultados:

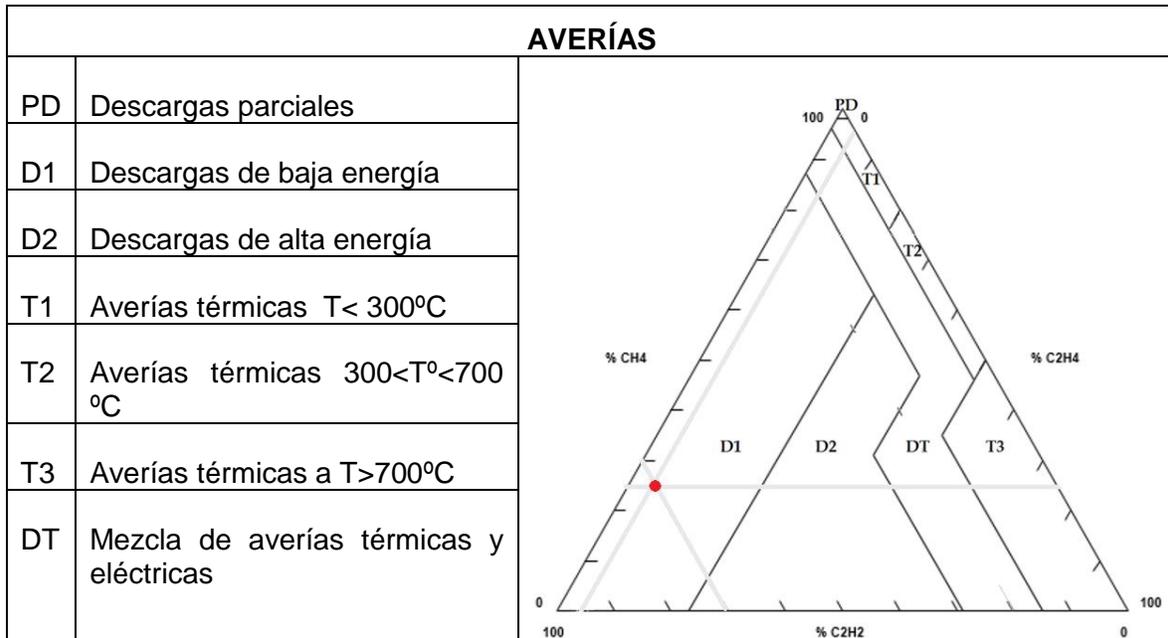


Tabla 6.30 Averías en el triángulo de duval.

Observaciones:

La falla (si existe) puede estar relacionada a descargas de baja energía, incrementos en la concentración de metano indicaría una tendencia hacia descargas parciales.

6.8. ANÁLISIS DE COMPUESTOS FURÁNICOS

6.8.1. Transformador 1

Las pruebas realizadas para la determinación de compuestos furánicos en el transformador 1 reflejan lo siguiente:

Análisis de Furanos Expresado en PPB						
FECHA	5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F	TOTAL
19/05/2017	-	-	33	-	-	33

Lo cual, tomando como referencia la tabla 5.31 y basados en los compuestos presentes al momento de las pruebas en el transformador se puede estimar que el transformador presenta sobrecalentamiento o envejecimiento normal. Aplicando las diferentes ecuaciones



expuestas en el capítulo 4 se obtienen los siguientes valores para el grado de polimerización y el tiempo de vida transcurrida, así como el porcentaje de vida restante del transformador:

	DP	% de Vida Restante	Vida Transcurrida
Vaurchex	832.96	63.30	6
Chendong	854.71	65.47	5
Burton	796.30	59.63	7
De Pablo	796.59	59.66	7
De pablo	795.12	59.51	7
Dong	729.69	52.97	8
Li y Song	870.76	67.08	5
Chaohui	455.92	25.59	18
Myers	865.43	66.54	5

Tabla 6.31 Dp, % de vida restante y vida transcurrida.

Tomando como referencia la estimación del grado de polimerización desarrollado por Chendong se obtiene:

- **DP = 854.71**
%De Vida restante = 65.47%
Vida Transcurrida = 5 años

Con el valor del grado de polimerización proporcionado por la ecuación de Chendong podemos estimar que aislamiento celulósico del transformador presenta un envejecimiento de mínimo a ligero, es decir, nuestro transformador comienza a presentar deterioro en su papel aislante, pero dicho deterioro no es una señal alarmante.

6.8.2. Transformador 2

Las pruebas realizadas para la determinación de compuestos furánicos en el transformador 2 reflejan lo siguiente:



Análisis de Furanos Expresado en PPB

FECHA	5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F	TOTAL
19/05/2017	-	-	88	-	-	88

Lo cual, tomando como referencia la tabla 5.25 y basados en el tipo de compuesto presente al momento de realizar las pruebas en el transformador se puede estimar que el transformador presenta sobrecalentamiento o envejecimiento normal. Aplicando las diferentes ecuaciones expuestas en el capítulo 4 se obtienen los siguientes valores para el grado de polimerización y el tiempo de vida transcurrida, así como el porcentaje de vida restante del transformador:

	DP	% de Vida Restante	Vida Transcurrida
Vaurchex	746.02	54.60	8
Chendong	733.00	53.30	8
Burton	711.10	51.11	9
De Pablo	791.70	59.17	7
De pablo	787.12	58.71	7
Dong	635.60	43.56	11
Li y Song	752.08	55.21	8
Chaohui	441.35	24.13	19
Myers	718.99	51.90	9

Tabla 6.32 Dp, % de vida restante y vida transcurrida.



Tomando como referencia la estimación del grado de polimerización desarrollado por Chendong se obtiene:

- **DP = 733**
%De Vida restante = 53.3%
Vida Transcurrida = 8 años

Al ver comparar el DP de este transformador con el transformador 1, se puede verificar que al transcurrir el tiempo en operación se reduce el valor del Grado de Polimerización, lo que a su vez produce una reducción de la resistencia mecánica del papel aislante, Además al evaluar el valor del Grado de polimerización proporcionado por esta fórmula podemos estimar que aislamiento celulósico del transformador presenta un envejecimiento ligero a mínimo.

6.8.3. Transformador 3

Las pruebas realizadas para la determinación de compuestos furánicos en el transformador 3 reflejan lo siguiente:

Análisis de Furanos Expresado en PPB						
FECHA	5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F	TOTAL
19/05/2017	-	74		-	-	74

Podemos observar que para este transformador, a diferencia de los dos analizados anteriormente, las pruebas realizadas arrojan la presencia de 2-Furfurol, para lo cual, tomando como referencia la tabla 5.25 se puede estimar que el transformador presenta alta humedad, esto puede deberse a que él equipo está sometido a un proceso de Hidrolisis, que como se vio en el capítulo 2, la descomposición de la cadena de celulosa por esta reacción química puede provocar la generación de 3 moléculas de agua. Aplicando las ecuaciones expuestas en el capítulo 4 se obtienen los siguientes valores para el grado de polimerización y el tiempo de vida transcurrida, así como el porcentaje de vida restante del transformador:



	DP	% de Vida Restante	Vida Transcurrida
Vaurchex	-	-	-
Chendong	754.51	55.45	8
Burton	-	-	-
De Pablo	-	-	-
De pablo	-	-	-
Dong	652.22	45.22	11
Li y Song	773.05	57.30	7
Chaohui	-	-	-
Myers	744.86	54.49	8

Tabla 6.33 Dp, % de vida restante y vida transcurrida.

Tomando como referencia la estimación del grado de polimerización desarrollado por Chendong se obtiene:

- **DP = 754.51**
- **%De Vida restante = 55.45%**
- **Vida Transcurrida = 8 años**

Es importante señalar que el transformador según pruebas de laboratorio, presenta la presencia del 2 Furfurol, por lo que las ecuaciones de Vaurchex, Burton, De Pablo, Chaohui, no aplican no son aplicables para esta situación ya que como se explicó en el capítulo 4, estas ecuación toman como compuesto determinante del grado de polimerización la concentración del 2 Furaldehido; Tomando el valor del grado de polimerización para este caso, podemos estimar que el transformador presenta un envejecimiento ligero o mínimo, otro estimación que podemos hacer de los datos obtenidos es que él equipo ha estado en funcionamiento aproximadamente 8 años, de los cuales y por la concentración del 2 Furfurol casi ha consumido la mitad de su vida útil(45%).



6.8.4. Transformador 4

Las pruebas realizadas para la determinación de compuestos furánicos en el transformador 4 reflejan lo siguiente:

Análisis de Furanos Expresado en PPB						
FECHA	5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F	TOTAL
19/05/2017	-	193		-	-	193

Los datos obtenidos de las pruebas de laboratorio en este transformador, muestran la presencia de 2 Furfurol, lo cual, al igual que el transformador 3 puede ser un indicador que este equipo este sometido a reacciones químicas producto de la hidrólisis, por consiguiente dicha reacción indica que el equipo tiene humedad en su interior.

Como se estudió en capítulos anteriores la humedad puede afectar al rendimiento del sistema de aislamiento de las siguientes maneras: Disminuye la rigidez dieléctrica, disminuye la temperatura de inicio de formación de burbujas y acelera la velocidad de envejecimiento aislamientos.

Aplicando las ecuaciones expuestas en el capítulo 4 se obtienen los siguientes valores para el grado de polimerización y el tiempo de vida transcurrida, así como el porcentaje de vida restante del transformador:

	DP	% de Vida Restante	Vida Transcurrida
Vaurchex	-	-	-
Chendong	635.56	43.56	11
Burton	-	-	-
De Pablo	-	-	-
De pablo	-	-	-
Dong	560.27	36.03	14



Li y Song	657.05	45.71	11
Chaohui	-	-	-
Myers	601.73	40.17	12

Tabla 6.34 Dp, % de vida restante y vida transcurrida.

Tomando como referencia la estimación del grado de polimerización desarrollado por Chendong se obtiene:

- **DP = 635.56**
%De Vida restante = 43.56%
Vida Transcurrida = 11 años

El valor del grado de polimerización para el transformador 4, es producto de una mayor concentración de compuestos furánicos, lo que como ya se ha mencionado para este compuesto en específico es producto de la humedad presente en nuestro transformador.

Es importante destacar que para ecuaciones de diferentes autores el valor del grado de polimerización es diferente, por lo que la estimación o la conclusión de esta puede cambiar dependiendo de la ecuación utilizada, si por ejemplo se tomara como base del análisis los valores proporcionados por la ecuación de Dong, y relacionándolo con la tabla 5.25, podríamos estimar que el equipo analizado presenta un significativo deterioro en el aislamiento de celulosa, pero aun así alejado de un punto crítico; si se toma los datos proporcionados por la ecuación de Chendong, como se ha realizado en los análisis anteriores, podemos estimar que el equipo está cerca del umbral, es decir que el aislamiento celulósico aun presenta deterioro ligero o mínimo, pero que está cerca del umbral a ser un deterioro significativo, otro punto importante a tener en cuenta en el análisis, es que la estimación del tiempo de vida, refleja que nuestro equipo ha estado en operación por aproximadamente 11 años.

6.8.5. Transformador 5

Las pruebas realizadas para la determinación de compuestos furánicos en el transformador 5 reflejan lo siguiente:

Análisis de Furanos Expresado en PPB						
FECHA	5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F	TOTAL
19/05/2017	-		179	-	-	179



Lo cual, tomando como referencia la tabla 5.25 y basados en el compuesto presente al momento de las pruebas realizadas en el laboratorio para la muestra de este transformador, se puede estimar que el transformador presenta sobrecalentamiento o envejecimiento normal. Aplicando las diferentes ecuaciones expuestas en el capítulo 4 se obtienen los siguientes valores para el grado de polimerización y el tiempo de vida transcurrida, así como el porcentaje de vida restante del transformador:

	DP	% de Vida Restante	Vida Transcurrida
Vaurchex	683.09	48.31	10
Chendong	644.90	44.49	11
Burton	649.43	44.94	11
De Pablo	783.75	58.38	7
De pablo	774.22	57.42	7
Dong	567.49	36.75	14
Li y Song	666.16	46.62	10
Chaohui	430.80	23.08	19
Myers	612.97	41.30	12

Tabla 6.35 Dp, % de vida restante y vida transcurrida.

Tomando como referencia la estimación del grado de polimerización desarrollado por Chendong se obtiene:

$DP = 635.56$

$\%De Vida restante = 43.56\%$

$Vida Transcurrida = 11 años$

Analizando los datos obtenidos por la ecuación de Chendong para este transformador es posible identificar una reducción en el grado de polimerización, esto debido a una mayor concentración del 2 furaldehído, es importante mencionar que al igual que el transformador



4, existen datos proporcionados por las ecuaciones de otros autores los cuales reflejan un grado de polimerización por debajo de las 600 unidades, por lo que para este equipo estando tan cerca del umbral y de acuerdo a la tabla 5.25 se puede estimar que nuestro equipo actualmente posee un deterioro mínimo pero que en poco tiempo pasará a tener un deterioro significativo.



7. CONCLUSIONES

1. La calidad de los resultados esta sujeta a las buenas prácticas de muestreo, no seguir las recomendaciones citadas por los estándares correspondientes puede significar resultados incorrectos y malas decisiones sobre los trabajos de mantenimiento.
2. No utilizar los medios adecuados para almacenar las muestras puede facilitar la contaminación del aceite y por consiguiente resultados incorrectos de las pruebas.
3. Los resultados de las pruebas no se consideran dependientes. Para establecer un dictamen sobre la condición del transformador/aceite, se necesitan múltiples análisis con el fin de asociar los resultados al posible deterioro del equipo.
4. No existe una correlación directa entre los resultados y el índice de falla en los transformadores, por lo que no se puede predecir a ciencia cierta el tiempo de vida útil o la probabilidad de que la unidad sufra daños.
5. Equipos con resultados de aceite desfavorables (DGA, Furanos) pueden consumir toda su vida útil sin presentar fallas graves o repentinas.
6. Los análisis de aceite como: Rigidez dieléctrica, tensión interfacial, humedad relativa, colorimetría y acidez, se consideran complementarios pues no puede obtenerse de la misma información sobre los elementos activos que componen el transformador, en su lugar, hacen referencia a la contaminación del equipo.
7. Los análisis de aceite resultan útiles para establecer tendencias, de esta forma pueden evitarse intervenciones no programadas a los transformadores, lo que se traduce en menores costos por emergencias.
8. El análisis predictivo realizado al aceite puede resultar útil siempre y cuando sea acompañado de interpretación adecuada.



8. Bibliografía

- 62-1995, I. S. (n.d.). *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus*.
- Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers. (2007). *Cigre Brochure 3223*, 48.
- Business Unit Transformers. (2004). *Transformer Handbook*. Suiza.
- Chaohui, L., Bide, Z., & Yuchun, Y. (2010). The aging diagnosis of solid insulation for oil-immersed power transformers and its remaining life prediction. *Asia-Pacific Power and Energy Eng. Conf.*, (pp. 1-3).
- Cheim, L., Platts, D., Prevots, T., & Shunzhen, x. (2012). Furan Analysis for Liquid Power Transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*.
- Chendon, X. (1993). Monitoring paper insulation ageing by measuring furfural contents in oil. *in 7th Int. Symp. on High Voltage Eng.*, (pp. 26-30).
- D. M., A., & Jones, C. (1995). Thermal-oxidative stability and oil-paper partition coefficients of selected model furan compounds at practical temperatures. *Proc. of 9th International Symposium on H.V. Engineering (ISH-95)*, (pp. 1004-1 to 1004-4). Graz.
- D1298-99, A. (n.d.). *Practice for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method*.
- D1500-03, A. (n.d.). *Standard Test Method for ASTM Color of petroleum Products (ASTM Color Scale)*.
- D1524-99, A. (n.d.). *Test Method for Visual Examination of Used Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin in the Field*.
- D1533-00, A. (n.d.). *Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration*.
- D1816-04, A. (n.d.). *Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes*.
- D2285-99, A. (n.d.). *Test Method for Interfacial Tension of Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin Against Water by the Drop-Weight Method*.
- D877-02, A. (n.d.). *Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes*.
- D924-03, A. (n.d.). *Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids*.



- D971-99, A. (n.d.). *Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method*.
- D974, A. (n.d.). *Test Method for Acid and Base Number by Color Indicator Titration*.
- Dong, M., Yan, Z., & Zhang, G. (2003). Comprehensive diagnostic and aging assessment method of solid insulation in transformers. *Conf. on Electr. Insul. and Dielect. Phenomena*, (pp. 137-140).
- Flores, W., Mobello, E., Rattá, G., & Jardini, J. (n.d.). *Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos*. IEEE.
- Florian, C. (1997). *El análisis de gases disueltos en aceite mineral dieléctrico como alternativa para el desarrollo de programas de mantenimiento preventivo y predictivo de transformadores*. Retrieved from http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0082_ME.pdf
- Forestieri, N. (n.d.). *GUIA PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES*.
- Furanic Compounds for Diagnosis. (2012). *Cigré Brochure 494*.
- Gamez, I. N. (2016). *MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES*. Retrieved from Por Medio del Analisis de Aceite: www.powersystems-gruop.com
- Hill, J., T., L., Darveniza, M., & Saha, T. (1996). *A Study of Degradation of Cellulosic Insulation Materials in a Power Transformer. Part 3. Degradation Products of Cellulose Insulation paper. Polymer Degradation and Stability. Vol. 51*.
- Hogmagk, C. (2008). Investigation on Degradation of Power Transformer Solid Insulation Material. *Annual Report Conference on Electrical Insulation Dielectric Phenomena*.
- Li, E., & Song, B. (2014). Transformer Health Status Evaluation Model Based on Multi-feature Factors. *Int. Conf. on Power Syst. Technol.*, (pp. 1417-1422).
- Lundgaard, L. (2004). Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers. *IEEE Tans on Power Delivery, Vol. 19, No 1*.
- Lutke, H., Holeim, I., & Kachler, A. (2002). Transformer aging research on furanic compounds dissolve in insulating oil. *Cigre*.
- Moser, H., & Dahinden, V. (1987). Transformerboard: Properties and Application of Transformer Board of Different Fibres. Vol. 1, 2, Switzerland. *Scientia Electrica*.
- Pablo, A. d. (1999). *Furfural and ageing: How are they related*. IEEE.



- Pradhan, M. (n.d.). On the Estimation of psed Life of Oil-Immersed Power Transformers. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 20*, 2005.
- Quian Fu, Z., & Yongping Lin. (2010). *Recent advances on analysis and explanation of aged nsulation in operating power transformers. Guangdong Power Grid Electric Power Science & Research Institute*. Guangzhou, China.
- Saha, T. (2013). Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 10, no. 5, 903-916.
- Shkolnik, A., Rasor, R., & Myers, S. (2012). Statisical insingts into furan interpretation using a large dielectric fluid testing database. *IEEE PES Transmission and Distribution Conf. and Expo.*, (pp. 1-8).
- Walczak, K. (2004). Paper as a main insulation of power transformers; Poznan University of Technology Institute of Electric Power Engineering.L.E. Lundgaard et al. Aging of Oil Impregnated Paper in Power Transformers. *IEEE Trans on Power Delivery, Vol. 19*.



9. ANEXOS

9.1. EQUIPO A UTILIZAR:

- MOISTURE CONTENT: AQUACOUNTER AQ-300 COULOMETRIC KARL FISHER TITRATOR.



Figura A.1 Muestra el equipo de valoración de Karl-Fischer el cual es un método estándar específico para la determinación del contenido de agua y proporciona resultados exactos y precisos en cuestión minutos.

- LIQUID POWER FACTOR: BAUR DTL C OIL TESTER.



Figura A.2 Muestra el equipo BAUR DTL C ofrece la información más reciente y más precisa para la gestión eficiente de aceite en las plantas de la industria eléctrica, la industria médica y seguridad.

BAUR DTL C es el único dispositivo en el mercado que combina la medición del factor de disipación, resistencia específico y la permitividad relativa.

- ✚ INHIBITOR CONTENT: PERKIN ELMER 1600 SERIES FOURIER TRANSFORM INFRARED SPECTROPHOTOMETER (FTIR).



Figura A.3 Un espectrómetro FTIR recoge simultáneamente datos de alta resolución espectral en un amplio intervalo espectral. Esto confiere una ventaja significativa sobre un dispersivo espectrómetro que mide la intensidad sobre una gama estrecha de longitudes de onda a la vez.



- ✚ FURANS: HEWLETT PACKARD 1090 HIGH PERFORMANCE LIQUID CHROMATOGRAPH (HPLC).



Figura A.4

- ✚ DISSOLVED METALS: PERKIN ELMER OPTIMA 4300 DV INDUCTIVELY COUPLED PLASMA-OPTICAL EMISSION SPECTROPHOTOMETER (ICP-OES).



Figura A.5 Muestra el equipo de sistema óptico que ofrece la medición simultánea y longitud de onda completa (UV y visible) la cobertura de gama



✚ OIL BREAKDOWN TEST:MEGGAR OTS 60 AF/2 DIELECTRIC TESTER



Figura A.6 Equipo utilizado para determinar la resistencia dieléctrica del líquido aislantes, tales como los aceites aislantes utilizados en transformadores y otros aparatos eléctricos. (Son transportables y adecuados para uso en laboratorio, así como pruebas en el sitio).

✚ DISSOLVED GAS ANALYSIS: HEWLETT PACKARD 5890 GAS CHROMATOGRAPH SYSTEM WITH FLAME IONIZATION DETECTOR AND THERMAL CONDUCTIVITY DETECTOR (GC-FID/TCD FROM HEADSPACE).



Figura A.7 Equipo HP 5890 Series II GC con FID y TCD



✚ PCB TESTS: HEWLETT PACKARD 6890 GAS CHROMATOGRAPHY SYSTEM WITH ELECTRON CAPTURE DETECTOR (GC-ECD).



Figura A.8 Equipo para Cromatografía.

9.2. Tabla resumen para la toma de muestra por cada norma.

	Recipiente de vidrio claro	Recipiente de vidrio ámbar	Recipiente de plástico	Recipiente de metal	Jeringa de vidrio
Inspección visual (D1500)		✕			
Color (D1500)		✕			
Tensión Interfacial (D971)	✕	✕			
Humedad relativa (D1315)	✕	✕			✕
Factor de potencia(D924)	✕	✕			
Rigidez dieléctrica(D877)	✕	✕			
Acidez (D974)	✕	✕			
Gravedad específica				✕	
Furanos			✕		
DGA					✕

Tabla A.1 Recipiente específico para cada toma de muestra.

9.3. Transformador a utilizar



Figura A. 9 Muestra las válvulas y el equipo de seguridad utilizados en la extracción del aceite.