

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



**Propuesta de diseño para el laboratorio de pruebas
para transformadores de distribución y potencia,
para la Escuela de Ingeniería Eléctrica.**

PRESENTADO POR:

FRANCISCO ADALBERTO ANTILLÓN HERNÁNDEZ

OSMIN YOVANY MAGAÑA CANALES

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, NOVIEMBRE 2015

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR INTERINO :

LIC. JOSÉ LUIS ARGUETA ANTILLÓN

SECRETARIA GENERAL :

DRA. ANA LETICIA ZA VALETA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR INTERINO :

MSc. e ING. SALVADOR DE JESÚS GERMÁN

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 :

Propuesta de diseño para el laboratorio de pruebas para transformadores de distribución y potencia, para la Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Presentado por :

FRANCISCO ADALBERTO ANTILLÓN HERNÁNDEZ

OSMIN YOVANY MAGAÑA CANALES

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

San Salvador, noviembre 2015

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, Miércoles 28 de octubre de 2015, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 5:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. MSc. e Ing. José Wilber Calderón Urrutia
Director
2. MSc. e Ing. Salvador de Jesús Germán
Secretario

Firma:

Wilber Calderón

Firma:

Salvador de Jesús Germán



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

- 1- Ing. Armando Martínez Calderón
- 2- Msc. Luís Roberto Chévez Paz
- 3- Ing. José Miguel Hernández

Firma:

Armando Martínez Calderón
Luis Roberto Chévez Paz
José Miguel Hernández

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

Propuesta de diseño para el laboratorio de pruebas para transformadores de distribución y potencia, para la Escuela de Ingeniería Eléctrica.

A cargo de los Bachilleres:

- Antillón Hernández Francisco Adalberto
- Magaña Canales Osmín Yovany

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

8.4

(ocho punto cuatro .)

AGRADECIMIENTOS

Así como todo inicio tiene un final, todo lo que he vivido, esos buenos y malos momentos me sirvieron de ayuda para forjar mi carácter y fortalecer mi espíritu, todo lo que sufrí para cumplir con esta meta hubiera sido duro o hasta imposible sin la ayuda de DIOS, y si él no hubiera puesto en mi camino también a las personas adecuadas para lograr cumplir mi propósito; le agradezco a todos los que estuvieron involucrado en el desarrollo de mi carrera ya que sin ese apoyo no podría haber logrado culminar con esta meta.

Le agradezco:

- A DIOS, por esta bendición y estar siempre a mi lado, por prestarme la sabiduría y el conocimiento necesario para salir adelante, por darme salud y protección. Señor ahora puedo decir “TODO LO PUEDO EN CRISTO QUE ME FORTALECE”.
- A MIS PADRES, Francisco y Rosa, por brindarme todo su apoyo incondicional, paciencia, y sirvieron de inspiración en momentos difíciles; gracias por el esfuerzo y la gran inversión que hicieron en mí.
- A MIS HERMANAS, por servir de apoyo a lo largo de todos mis estudios, por soportar todas esas noches de desvelo a mi lado y creer siempre en mí. Las quiero mucho.
- A MIS HERMANOS, en especial a Jhonatan, por su comprensión, apoyo y por soportar todas esas noches de desvelo y creer siempre en mí.
- A MIS ABUELOS, Roberto y Alejandra, porque al igual que mis padres han servido de apoyo, los consejos que me dieron, y creer en mí en todo momento.
- A MIS SOBRINOS, en especial a Génesis por la paciencia, el amor y por inspirarme a seguir adelante.
- AL ING. ARMANDO CALDERÓN, por haber brindado la oportunidad de desarrollar nuestra tesis por todo el apoyo brindado y por darnos esa oportunidad de crecer profesionalmente.
- 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 MIS AMIGOS, los cuales creyeron en mí y con lo que me apoye en los momentos difíciles, les agradezco por darme su amistad a lo largo de la carrera.
- A MI COMPAÑERO DE TESIS Osmin Magaña, gracias por el apoyo brindado a lo largo de la carrera, por haberme tenido paciencia y por motivarme a seguir adelante en los momentos de decepción para realizar el trabajo de graduación.

Francisco Adalberto Antillón Hernández.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primer lugar a Dios por haberme por darme la vida, la sabiduría y el cuidado de todos estos años hasta hacer posible lo que en un inicio fue un reto cuando empecé mi carrera universitaria.

En segundo lugar agradecerle a toda mi familia ya que siempre tuve su apoyo, pero principalmente a mi madre Deisy Aracely Canales por toda la paciencia, consejos y por creer en mí, ya que ella me brindó su apoyo incondicional durante mi formación profesional, ya que sin su apoyo no hubiera sido posible la finalización de una etapa de mi vida como estudiante.

En tercer lugar quiero agradecerles a mis compañeros y amigos de la universidad que me acompañaron durante toda la carrera de ingeniería eléctrica, con muchas experiencias positivas y otras negativas. Como también quiero agradecerle a mi amigo y compañero de tesis Alberto Antillón Hernández, ya que desde el momento de optar por desarrollar este trabajo era un reto que trabajando juntos podríamos llegar a la meta propuesta.

En cuarto lugar pero no menos importante quiero agradecerles a mis dos amigos, David Edgardo Torres y José Ernesto Ramos Méndez, ya que me apoyaron en trayectos de mi carrera universitaria.

Osmin Yovany Magaña Canales.



Índice de contenido

INTRODUCCIÓN	16
OBJETIVOS	18
Capítulo I: MARCO TEÓRICO	19
1. SISTEMA DE AISLAMIENTO.....	19
1.1 PAPEL AISLANTE	20
1.2 ACEITE AISLANTE	21
1.3 PROCESOS DE DEGRADACIÓN DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO.....	24
Capítulo II: PRUEBAS DIELECTRICAS.....	25
2.1 RIGIDEZ DIELECTRICA (ASTM D-1816 y D-877)	25
2.1.1 EQUIPO A UTILIZAR:	28
2.1.2 PROCEDIMIENTO:.....	29
2.1.3 RESULTADOS	29
2.2 FACTOR DE POTENCIA (ASTM D-924).....	30
2.2.1 EQUIPO A UTILIZAR:	31
2.2.2 PROCEDIMIENTO:.....	32
2.2.3 RESULTADOS:	34
2.3 RESISTIVIDAD VOLUMETRICA (ASTM D-257, D-1169).....	35
2.3.1 EQUIPO:.....	36
2.3.2 PROCESO:	37
2.3.3 RESULTADOS:	38
Capítulo III: PRUEBAS FISICAS-QUIMICAS	39
3.1 INSPECCION VISUAL (ASTM D-1524).....	39
3.1.1 EQUIPO A UTILIZAR	40
3.1.2 PROCEDIMIENTO:.....	41
3.2 DETERMINACIÓN DE COLOR (ASTM D-1500).....	41
3.2.1 EQUIPO:.....	42
3.2.2 PROCEDIMIENTO:.....	43
3.2.3 Resultados:	44
3.3 ACIDEZ, NUMERO DE NEUTRALIZACION (ASTM D-974, D-664).....	44
3.3.1 EQUIPO:.....	46
3.3.2 MÉTODO 1.....	46
3.3.2 MÉTODO 2.....	48



3.3.3 RESULTADOS:	49
3.4 TENSION INTERFACIAL (ASTM D-971, D-2285)	49
3.4.1 EQUIPO	51
3.4.2 RESULTADOS SEGÚN LAS NORMAS.....	56
3.4.3 ÍNDICE DE CALIDAD.	56
3.5 CONTENIDO DE HUMEDAD (ASTM D-1533).....	58
3.5.2 PROCEDIMIENTO:.....	62
3.6 AZUFRE CORROSIVO (ASTM D-1275)	65
3.6.1 EQUIPO	66
3.6.2 PROCEDIMIENTO:.....	66
3.6.3 RESULTADOS:	67
3.7 GRAVEDAD ESPECÍFICA (ASTM D-1298).....	68
3.7.1 EQUIPO	69
3.7.2 PROCEDIMIENTO:.....	70
3.7.3 RESULTADOS	71
3.8 PUNTO DE INFLAMACION E IGNICION (ASTM D-92, D-93)	72
3.8.1 EQUIPO:.....	72
3.8.2 PROCEDIMIENTO:.....	74
3.8.3 RESULTADOS:	74
3.9 TEMPERATURA DE ANILINA (ASTM D-611).....	75
3.9.1 EQUIPO:.....	76
3.10 VISCOSIDAD CINEMATICA (ASTM D-445).....	80
3.10.1 EQUIPO:.....	81
3.10.2 PROCEDIMIENTO	81
3.10.3RESULTADOS:	82
3.11 INHIBIDOR DE OXIDACIÓN (ASTM D-2668, ASTM D-4768).....	82
3.11.1 RESULTADOS:	83
3.12 EXTABILIDAD A LA OXIDACIÓN (ASTM D-2440)	83
3.12.1 EQUIPO:.....	84
3.12.2 PREPARACIÓN DEL EQUIPO Y LOS INSTRUMENTOS:	84
3.12.3 PROCESO:	85
Capitulo IV: ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO	88
4.1 ANALISIS DE GASES DISUELTOS (ASTM D-3612)	89



4.1.1 PROCESO:	91
4.1.2 OBTENCION DE RESULTADOS.....	93
4.1.3 ANALISIS	95
4.2 CONTENIDO DE PCB (ASTM D-4059)	104
4.2.1 MEDIDAS DE SEGURIDAD	108
4.2.2 MÉTODO CROMATÓGRAFO	109
4.2.3 MÉTODO COLORIMÉTRICO	110
4.3 ANALISIS DE FURANO (ASTM D-5837).....	112
4.3.1 EQUIPO	115
4.3.2 PROCEDIMIENTO	116
Capítulo V: ACREDITACIÓN	118
5.1 ACREDITACION	119
5.1.1 PROCESO DE ACREDITACION DEL OSA	120
5.2 GENERALIDADES DE LA NORMA ISO/IEC 17025	120
5.2.1 REQUISITOS DE GESTION.....	123
5.2.2 REQUISITOS TECNICOS	126
CONCLUSIÓN	128
RECOMENDACIONES	130
BIBLIOGRAFÍA.....	131
GLOSARIO	133
ANEXOS	135
ANEXO A: Muestreo.	135
MATERIALES Y EQUIPO.....	136
TOMA DE MUESTRA	137
TOMA DE MUESTRAS PARA ANALISIS DE GASES DISUELTOS Y CONTENIDO DE HUMEDAD ..	140
ANEXO B: PROCESO DE OSA.....	143
ETAPA 1: Solicitud de acreditación.....	143
ETAPA 2: Evaluación.....	144
ETAPA 3: Dictamen.....	145
ETAPA 4: Vigilancia	147



Índice de figuras

FIGURA 1: curva de bañera	16
FIGURA 1.1: Transformador de potencia y distribución	19
FIGURA 1.2: Papel Kraft.	20
FIGURA 1.3: Aceite dieléctrico.	21
FIGURA 2.1: Electrodo cara plana.	26
FIGURA 2.2: Electrodo de caras semiesféricas	26
FIGURA 2.3: equipo para realizar el ensayo.	28
FIGURA 2.4: equipo para realizar el ensayo.	32
FIGURA 2.5: Conexión de la celda de prueba con el megger	33
FIGURA 2.6: conexión de la celda de prueba	34
FIGURA 2.7: Equipo de Baur DLT	37
FIGURA 3.1: comparación de efecto Tyndall	40
FIGURA 3.2: lámpara	40
FIGURA 3.3: efecto Tyndall	41
FIGURA 3.4: clasificación del color del aceite según su descomposición.	42
FIGURA 3.5: equipo de prueba para comparación de color.	43
FIGURA 3.6: equipo comparador de color de tipo electrónico.	43
FIGURA 3.7: Valores de NN.	45
FIGURA 3.8: tensión interfacial	49
FIGURA 3.9: Valores de aceptación de tensión interfacial según la IEE std 62-1995	50
FIGURA 3.10: tensiómetro Du Nouy	51
FIGURA 3.11: funcionamiento del tensiómetro de Du Nouy	54
FIGURA 3.12: tensiómetro de goteo.	54
FIGURA 3.13: Grafica de relación acidez contra tensión interfacial.	56
FIGURA 3.14: relación índice de Myers contra el estado del aceite	57
FIGURA 3.15: valores recomendados en ppm según la normativa IEEE Std. 62-1995	60
FIGURA 3.16: Titulador coulométrico para el ensayo de humedad.	60
FIGURA 3.17: valores de cantidad de muestra.	62
FIGURA 3.18: Arco generado entre las bobinas debido al azufre.	65
FIGURA 3.19: clasificación de color, según la ASTM D-1275	67
FIGURA 3.20: Ensayo de gravedad específica	68
FIGURA 3.21: Densímetro de vidrio.	70
FIGURA 3.22: Lectura del hidrómetro en aceites opacos y transparentes.	71
FIGURA 3.23: Equipo para realizar el ensayo punto de inflamación e ignición.	73
FIGURA 3.24: proceso de acercamiento de la flama.	74
FIGURA 3.25: Aparato para determinar el punto de anilina según el método A	77
FIGURA 3.26: Detalles de los aparatos de películas delgadas para determinar el punto de Anilina.	79
FIGURA 3.27: Ensamble del aparato de película delgada.	79



FIGURA 3.28: Valores de viscosidad para diferentes valores de temperatura.	80
FIGURA 3.29: Equipo para realizar el ensayo.	81
FIGURA 3.30: equipo para realizar el ensayo.	84
FIGURA 4.1: diagrama del equipo desgasificador.	92
FIGURA 4.2: Diagrama Cromatográfico.	94
FIGURA 4.3: Grafica del arco interno, datos basados en la IEEE std C7.104-1991.	98
FIGURA 4.4: Grafica de efecto corona, datos basados en la IEEE std C7.104-1991.	98
FIGURA 4.5: Grafica de aceite sobrecalentado, datos basados en la IEEE std C7.104-1991.	99
FIGURA 4.6: Grafica papel sobrecalentado, datos basados en la IEEE std C7.104-1991.	99
FIGURA 4.7: Grafica de relación de los gases.	101
FIGURA 4.8: Triangulo de Duval.	103
FIGURA 4.9: composición química de los Bifenilos Policlorados.	105
FIGURA 4.10: Equipo Dexil para análisis de PCB's	106
FIGURA 4.11: Diagrama de cromatógrafo.	107
FIGURA 4.12: Grado de coloración AROCLOR 1242.	107
FIGURA 4.13: Grado de coloración AROCLOR 1254.	107
FIGURA 4.14: Grado de coloración AROCLOR 1260.	108
FIGURA 4.15: Equipo Cromatógrafo.	109
FIGURA 4.16: Equipo Dexil.	110
FIGURA 4.17: Proceso del equipo Dexil.	112
FIGURA 4.18: Resultados.	112
FIGURA 4.19: Composición química de la celulosa.	113
FIGURA 4.20: Grado de polimeración contra número de acidez.	113
FIGURA 4.21: Composición química de compuestos furánicos.	114
FIGURA 4.22: Equipo para realizar el ensayo.	115
FIGURA 4.23: frasco boeco.	116
FIGURA 5.1: Acreditación y certificación.	118
FIGURA 5.2: Proceso de acreditación según OSA.	120
FIGURA 5.3: Esquema general de la normativa ISO 17025:2005 relativo al sistema de gestión de la calidad.	121
FIGURA 5.4: Esquema general de la normativa ISO 17025:2005 relativo al laboratorio de ensayo.	122
FIGURA A1.1: válvula de transformador de potencia.	138
FIGURA A1.2: aislador retirado.	139
FIGURA A1.3: extracción de la muestra.	139
FIGURA A1.4: llenado de la muestra.	139
FIGURA A1.5: rotulación de la muestra de aceite.	139
FIGURA A1.6: jeringa de vidrio de 50ml con válvula de tres vías incorporada.	140
FIGURA A1.7: posiciones de la válvula de tres vías.	140
FIGURA A1.8: Conexión de la jeringa al transformador.	141
FIGURA A1.9: válvula posición abierta.	141
FIGURA A1.10: válvula posición cerrada.	141
FIGURA A1.11: forma de evacuar burbujas y aire de la jeringa.	142



FIGURA A1.12: llenado para limpieza de jeringa.	142
FIGURA A1.13: evacuación de la muestra para limpieza.	142
FIGURA A1.14: llenado de la jeringa con la muestra.	142
FIGURA A1.15: protectores para jeringa.	143
FIGURA A1.16: forma de guardar la jeringa.	143



Índice de tablas

TABLA 1.1: características del aceite dieléctrico.	23
TABLA 2.1: Comparación de los electrodos.	27
TABLA 2.2: Para electrodos cara plana Datos según el estándar de IEEE Std. 62-1995.	30
TABLA 2.3: Para electrodos cara semi esféricas de 1mm de diámetro, Datos según el estándar de IEEE Std. 62-1995.	30
TABLA 2.4: Para electrodos cara semi esféricas de 2mm de diámetro, Datos según el estándar de IEEE Std. 62-1995.	30
TABLA 2.5: valores máximos para el factor de potencia para aceites nuevos y aceites con tiempo en servicio, datos según el estándar de IEEE Std. 62-1995.	35
TABLA 3.1: la condición relativa del aceite basada en el color.	44
TABLA 3.2: Tamaño recomendado de la porción de ensayo. Datos de la ASTM D-664.	47
TABLA 3.2: Datos según el estándar de IEEE Std. 62-1995.	49
TABLA 3.3: Datos según el estándar de IEEE Std. 62-1995.	56
Tabla 3.4: valores de Índice de calidad.	57
TABLA 3.5: Condiciones de operación según el ensayo de color, acidez y tensión interfacial.	58
TABLA 3.6: porcentaje de saturación, según la IEEE Std. C57.106-2002.	64
TABLA 3.7: Valores máximos de porcentaje de saturación, según la IEEE Std. C57.106-2002.	64
TABLA 3.8: porcentaje de humedad en el papel, según la IEEE Std. C57.106-2002.	64
TABLA 3.9: Valores máximos de porcentaje de humedad en el papel, según la IEEE Std. C57.106-2002.	64
TABLA 3.10: Clasificación del aceite corrosivo y no corrosivo, según la ASTM D-1275.	67
TABLA 3.11: Clasificación de los colores de según la figura 3.19, según la ASTM D-1275.	68
TABLA 3.12: recomendaciones del densímetro de acuerdo a la norma ASTM D-1298.	69
TABLA 3.13: recomendaciones del tensiómetro de acuerdo a la norma ASTM D-1298.	70
TABLA 3.14: recomendaciones del termómetro de acuerdo a la norma ASTM D-92.	73
TABLA 3.15: temperatura de inflación recomendado acuerdo a la norma ASTM D-92.	75
TABLA 3.16: Valores de contenido de inhibidor de oxidación según el estándar de IEEE Std. 62-1995.	83
TABLA 4.1: Gases por descomposición del aceite.	89
TABLA 4.2: Gases por descomposición del papel.	89
TABLA 4.3: otros gases.	90
TABLA 4.4: Diferentes análisis según las normas IEEE y IEC.	95
TABLA 4.5: Concentraciones de gases disueltos extraída de IEEE std C7.104-1991.	96
TABLA 4.6: acciones basadas en TDCG extraída de IEEE std C7.104-1991.	97
TABLA 4.7: Gases claves, datos basados en la IEEE std C7.104-1991.	97
TABLA 4.8: concentración de gas disuelto extraída de IEEE std C7.104-1991.	100
TABLA 4.9: Abreviaturas según relación de composición de gases.	100
TABLA 4.10: Relaciones para los gases en clave, extraída de IEEE std C7.104-1991.	101



TABLA 4.11: Relaciones para los gases método Rogers, extraída de IEEE std C7.104-1991.	102
TABLA 4.12: Resumen de las posibles fallas y sus síntomas.	104
TABLA 4.13: Proceso del equipo Dexil.	111
TABLA 4.14: Requisitos del equipo según la ASTM D-5837.	115
TABLA 4.15: Longitudes de onda para cada compuestos furánicos.	116
TABLA 4.16: Niveles de análisis de compuestos furánicos.	117
TABLA 5.1: comparación entre las normas ISO/IEC 17025 y ISO 9001.	119
TABLA 5.2: contenido de la ISO/IEC 17025.	122
TABLA A1.1: Volúmenes de muestra requeridos.	136

INTRODUCCIÓN

Los transformadores de distribución y potencia, representan un vínculo vital en la trasmisión y distribución de energía eléctrica, por lo que, el mantenimiento que se efectúa a estos equipos es cada vez más estricto y cuidadoso; para mantenerlos en óptimas condiciones de operación y poder alargar su periodo de vida. Muchos diseñadores tasan la vida útil del transformador en torno a los 25-40 años, pero en la realidad, la vida de los transformadores se ve afectada por su forma de operación y en gran parte dependerá de la calidad de sus medios aislantes.

El riesgo de falla de un transformador viene dado por la llamada curva de bañera (Figura 1). Esta curva muestra un mayor riesgo de falla para los primeros y últimos momentos de la vida de un transformador, ya que en los primeros momentos de vida, es cuando se hacen visibles las posibles fallas en la calidad de fabricación del transformador y en los últimos años, es cuando el transformador está lo suficiente envejecido como para provocar una falla de funcionamiento.



Figura 1: curva de bañera

Uno de los elementos importantes de un transformador es el aislamiento el cual está compuesto por dos clases de material aislante: Sólido y líquido. El material sólido el cual se utiliza como aislante es la celulosa o papel que recubre a los devanados de alta y baja tensión, y el aislante líquido es el aceite que tiene también como función principal la refrigeración. El método de refrigeración consiste en sumergir en aceite las partes del transformador que conducen la electricidad, lo cual sirve para facilitar la extracción del calor del núcleo y los devanados, y a la vez, como medio aislante para reducir las pérdidas de energía eléctrica a través del transformador

Cuando los transformadores se encuentran en operación se ven expuestos a diferentes fenómenos naturales tales como descargas eléctricas, corrosión ambiental, y fallas propias de la operación de un sistema de distribución que afectan sus componentes y como consecuencia la confiabilidad y vida útil del mismo. Por lo que es importante implantar un programa de mantenimiento apoyado en ensayos al transformador; ensayos aplicado a ciertas características del aceite tales como: eléctricas, físico-químico y análisis de cromatografía, que garanticen en qué condiciones de operación está el transformador.



En este documento se realiza el estudio para algunos ensayos que se realizar al aceites dieléctricos que se encuentran en los transformadores, estos ensayos son las herramientas necesaria para conocer el estado y la condición en las que se encuentra el transformador, por lo tanto, servirán para facilitar el análisis y la toma de decisiones en los mantenimientos tanto preventivos, correctivos o de monitoreo. Inicialmente se presenta una descripción de los elementos aislantes que se encuentra en el transformador, como también su descomposición debido al envejecimiento y los elementos que influyen en el proceso de descomposición. Seguidamente se hace una descripción de las diferentes pruebas a realizar, las cuales se clasifican en tres grupos (pruebas eléctricas, físico-químico y análisis de cromatografía) donde se detalla la importancia de cada análisis como su proceso y medidas de seguridad a la hora de realizar la prueba para obtener resultados más confiables.

Por último punto se aborda la importancia de que un laboratorio este apegado a los diferentes lineamientos requeridos bajo las normas de calidad que el cliente exige. Para llevar esto a cabo, será necesario conocer un aspecto general de la norma ISO/IEC 17025 que es la norma sobre la cual están asentados los laboratorios acreditados así como también conocer los lineamientos generales para realizar la confirmación del método, como lo son los diferentes parámetros que se tienen que llevar a cabo.



OBJETIVOS

GENERALES:

- Definir el tipo de ensayos que realizan en el laboratorio para transformadores de potencia y distribución.
- Establecer el tipo de pruebas in situ que se deban realizar para transformadores de potencia y distribución.
- Integrar el laboratorio a la red de laboratorios de la FIA.
- Establecer los requerimientos necesarios que necesita un laboratorio de ensayos para optar a una acreditación.

ESPECÍFICOS:

- Realizar un estudio y especificación de pruebas y procedimientos para el desarrollo de ensayos en laboratorio.
- Realizar estudio, especificación de pruebas y procedimientos para el desarrollo de ensayos in situ del transformador.
- Seleccionar normas técnicas aplicables para referencia en el desarrollo de pruebas de transformadores.
- Establecer condiciones ambientales a cumplir para laboratorios de pruebas de transformadores.
- Detallar un listado de equipamiento para el desarrollo de las pruebas propuestas.
- Definir la trazabilidad que debe tener un laboratorio.

Capítulo I: MARCO TEÓRICO

Los transformadores de potencia y distribución (figura 1.1) son máquinas eléctricas de corriente alterna, y estos están conformados por dos bobinas aisladas entre si y montadas en un núcleo magnético, todo esto sumergido en aceite aislante contenido en un tanque, también existen transformadores de tipo seco. Los componentes básicos de un transformador son el núcleo magnético, los arrollamientos, la cuba y el aislamiento.

El transformador transfiere la energía de un devanado a otro a través de un flujo magnético, puede ser utilizado como elevador o reductor de tensión, dependiendo de la relación de vueltas entre los devanados primario y secundario (n_1/n_2); llamase primario al embobinado que esté conectado a la fuente de energía y secundario al que se conecta a la red de consumo.

En este capítulo se proporciona una descripción elemental de los componentes del aislamiento, ya que es necesario cubrir los aspectos básicos de estos, para posteriormente realizar los diferentes ensayos detallados más adelante en este documento.



Figura 1.1: Transformador de potencia y distribución

1. SISTEMA DE AISLAMIENTO

El aislamiento está compuesto por dos clases de material aislante: Sólido y líquido. El material sólido utilizado es la celulosa, conocido como papel aislante, este recubre a los devanados de alta y baja tensión; el aislante líquido es el aceite, que tiene como función la refrigeración y protección del núcleo del transformador.

El proceso de refrigeración es fundamental al momento de que el transformador está en operación, ya que de este depende que el transformador se mantenga a temperaturas adecuadas, ya que el calor producido por las pérdidas en los transformadores afecta la vida de los aislamientos. En



transformadores de potencias de muy alta capacidad (que son los que tienen mayores problemas de refrigeración), se busca que el aceite aislante cumpla también la misión de refrigerante a pesar que este cuenta con un sistema de ventilación para su refrigeración.

La vida de los transformadores viene determinada por el deterioro de la resistencia mecánica del aislamiento sólido, como también del deterioro de las propiedades dieléctricas del aislamiento líquido. Por lo que es importante y necesario tener un conocimiento de la composición y de las características que estos elementos cumplen en el transformador, además de los problemas que en estos se presentan.

1.1 PAPEL AISLANTE

El papel aislante es el clásico aislamiento utilizado en la fabricación de transformadores sumergidos en aceite y es considerado como componente crítico en la conservación de la vida útil de estos. En los transformadores de potencia se utiliza papel kraft (figura 1.2) como aislamiento en los devanados y papel pressboard como soporte mecánico y aislante entre los devanados de alta y baja tensión.

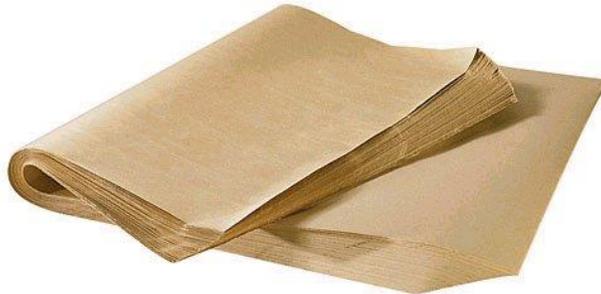


Figura 1.2: Papel Kraft.

1.1.1 Composición.

El papel aislante no es más que un material formado por fibras embutidas. Estas fibras pueden ser de origen natural (celulosa) o de origen sintético (nylon, nomex). En la gran mayoría se componen de celulosa, que su producción se desarrolla a base de algodón y madera. Sin embargo, la celulosa no se encuentra en estado puro en la naturaleza. La fibra de algodón es, probablemente, la fuente natural de celulosa más pura que existe ya que contiene un 95% de ésta. La celulosa se considera un polímero compuesto por largas cadenas de glucosa $C_6H_{10}O_5$ (1200 unidades de glucosa en una cadena).

El papel además de celulosa contiene ligninas y hemicelulosas. Las ligninas son polímeros aromáticos complejos. Las hemicelulosas no son, a pesar de su nombre, derivados de las celulosas, sino que están constituyen un gran número de polisacáridos unidos a las fibras de celulosa a través de enlaces de hidrógeno. Dependiendo del proceso de fabricación, hay varios tipos de papel para aplicaciones eléctricas, como por ejemplo el papel Kraft, el papel Manila, el papel Manila/Kraft, etc.

1.1.2 Característica.

El papel aislante para transformadores tiene una alta rigidez dieléctrica, es también higroscópico es decir tiende a absorber el agua que lo rodea y por tal motivo en el papel se encuentra el 90% del agua contenida en el transformador, esta agua hace disminuye drásticamente la rigidez dieléctrica y la resistencia mecánica del papel.



La celulosa es utilizada en procesos industriales como absorbente de alta densidad para eliminar lodos y otras sustancias insolubles, por esta razón los contaminantes presentes en el transformador se adhiere a la celulosa, dificultando el proceso de extracción del calor y en caso extremo quemándola.

1.2 ACEITE AISLANTE

El aceite dieléctrico (figura 1.3) es un líquido viscoso de color amarillo claro e inodoro, y es un elemento esencial en el funcionamiento del transformador, ya que posee unas excelentes características físicas, químicas y eléctricas para ser utilizado con fines aislantes y refrigerantes.

Las funciones que cumple dentro del transformador son las siguientes:

- Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador.
- Proveer de refrigeración eficiente al transformador.
- Proteger los aislantes sólidos para que no absorban humedad del ambiente.
- Proteger al conjunto núcleo-bobina del ataque químico.



Figura 1.3: Aceite dieléctrico.

El aceite también se utiliza como un medio ideal para detectar defectos del transformador y del resto de componentes del sistema de aislamiento, ya que su naturaleza y su comportamiento facilitan, gracias a los análisis pertinentes, la obtención de una información muy completa. Además, es un fluido que posee una gran facilidad de regeneración.

1.2.1 Composición química.

Los aceites aislantes se pueden dividir en dos categorías: orgánicos e inorgánicos.

Dentro de los inorgánicos, son los aceites minerales los que se usan con más frecuencia para equipamientos eléctricos de potencia. Además de estos, existen en el mercado una gran variedad de aislantes líquidos sintéticos, el más común es el aceite de silicona.

✓ Aceites minerales:

Los aceites minerales están constituido por una mezcla de hidrocarburos, y este se obtiene por procesos de destilación del petróleo, donde luego es sometido a un proceso de refinación para obtener las propiedades eléctricas deseadas y también generar un alto grado de estabilidad química.

Es característica general de los hidrocarburos puros, que su naturaleza química sea inerte y apolar, haciendo con esto un poco lento el proceso de degradación del aceite dieléctrico. Sin embargo si se llega a presentar impurezas en los hidrocarburos, estas pueden llegar a polarizarlos creando



hidrocarburos corrosivos, por ejemplo impurezas de azufre son corrosivas al cobre y deben evitarse al máximo en aceites para transformadores.

La materia prima para la fabricación de aceites dieléctricos, está constituida por hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos; variando el porcentaje de cada uno de ellos, dependiendo del crudo básico y del proceso de refinación se pueden llegar a obtener aceites con diferentes características.

Los hidrocarburos aromáticos son más estables desde el punto de vista eléctrico y presentan una menor tendencia a gasificarse, que los del tipo parafínicos. En cambio, los nafténicos tienen mayor estabilidad con el aumento de la temperatura y un bajo punto de congelación.

Una composición típica de un buen aceite dieléctrico responde a las siguientes proporciones de hidrocarburos:

- Hidrocarburos Aromáticos: 4 a 7%
- Hidrocarburos Isoparafínicos: 45 a 55%
- Hidrocarburos Nafténicos: 50 a 60%

✓ artificiales.

El petróleo del cual se deriva el aceite usado en transformadores, también contiene compuestos que no son hidrocarburos. Dichos compuestos presentan una estructura semejante a la de los hidrocarburos, con la salvedad de que los átomos de carbono son reemplazados por uno, dos, tres o más átomos de azufre, oxígeno y nitrógeno.

1.2.2 Características.

El aceite dieléctrico para transformadores debe cumplir con ciertas características técnicas, las más importantes son:

- *Alta rigidez dieléctrica.* Es la característica que tiene un aislante para soportar tensión eléctrica sin fallar, necesaria en la prevención de arcos eléctricos en el transformador.
- *Baja tendencia a la oxidación.* Capacidad del aceite para evitar una oxidación prematura, los procesos de oxidación son el paso inicial en la formación de ácidos, lodos y compuestos perjudiciales para el transformador.
- *Baja viscosidad y alto punto de fluidez.* La viscosidad es la resistencia que tiene un fluido para fluir. Un aceite muy viscoso fluirá con dificultad en el transformador, disminuyendo su capacidad para el extraer calor de los devanados. El punto de fluidez es la temperatura mínima necesaria para fluir; en lugares donde existe muy bajas temperaturas hay que asegurar un alto punto de fluidez.
- *Alto punto de inflamación.* El punto de inflamación es la temperatura mínima la cual el aceite emite gases combustibles en presencia del oxígeno. Un alto punto de inflamación es importante para disminuir la probabilidad de incendios, esta característica es importante en lugares cerrados como edificios.
- *Baja tendencia a gasificarse.* Es la resistencia que deben tener los hidrocarburos a emitir gases ante la presencia de descargas eléctricas u otras condiciones de falla. Los gases



generados en estas fallas además de cambiar las propiedades del aceite, generan elevadas presiones en el transformador que pueden ocasionar su desconexión.

- *Alto punto de anilina.* Es la temperatura en la que un aceite se disuelve en un volumen igual de anilina. La anilina es un tipo de resina, por tanto un bajo punto de anilina determina un alto poder de solvencia del aceite frente a la laca y resinas utilizadas en la construcción de los devanados.
- *Alta tensión interfacial.* Es un indicador de que tan soluble es el agua en el aceite. Una alta tensión interfacial es representativa de un aceite poco miscible en agua, por tal motivo un alto contenido de humedad en un aceite de alta tensión interfacial no representaría alta de rigidez dieléctrica.

No todos los hidrocarburos del petróleo poseen las características deseables para un aceite dieléctrico, cada uno de estos tiene propiedades particulares deseables o indeseables, para su uso en transformadores.

Compuesto	Proporción	Características deseables	Características indeseables
Hidrocarburo isoparafínico	De 35% a 40%	Baja viscosidad	
		Baja tendencia a gasificación	
		Resistencia a la oxidación	
Hidrocarburo parafínico	De 50% a 60%	Baja viscosidad	
		Baja tendencia a gasificación	
		Resistencia a la oxidación	
Hidrocarburo aromático	De 4% a 8%	Inhibidores de oxidación	Bajo punto de anilina
Inhibidores sintéticos	0.08% tipo I 0.3% tipo II	Inhibidores de oxidación	En altas concentraciones: Disminuyen factor de potencia Disminuyen rigidez dieléctrica Disminuyen tensión interfacial

Tabla 1.1: características del aceite dieléctrico.

1.2.3 Otros aceites.

El aceite mineral es el aceite más utilizado para transformadores, sin embargo este compuesto tiene algunos defectos que lo convierten inadecuado en determinadas aplicaciones, por ejemplo su bajo punto de inflamación y su nivel de toxicidad bajo pero existente. Existen otros líquidos dieléctricos que buscan disminuir los problemas de estos aceites, entre estos se encuentra el aceite incombustible de silicona, sin embargo la utilización de este es relativamente baja, en la actualidad se están desarrollando aceites ecológicos como el FR3, en el pasado se utilizó un líquido llamado Askarel.

- ✓ Aceite FR3:

En los últimos años ha tomado auge una nueva generación de aceites que minimizan los defectos existentes en los aceites a base de hidrocarburos, uno de estos es el denominado FR3, aceite no tóxico y altamente biodegradable derivado de semillas comestibles y al parecer con excelentes propiedades para trabajo en transformadores entre las que se encuentran mayores puntos de inflamación y combustión y resistencia a la oxidación y protección al papel que el aceite convencional, sin embargo actualmente tiene un mayor costo inicial.



- ✓ Fluidos a base de PCB's.

En la década de los 70's fue muy difundido el uso de un fluido, con baja tendencia a degradación y alto punto de inflamación, conocido comúnmente como Askarel el cual es una mezcla de clorobenzenos y compuestos artificiales denominados bifenilos policlorados, estos compuestos tienen la propiedad de ser moléculas muy estables, con buenas propiedades dieléctricas y altos puntos de inflamación excelentes para trabajar en transformadores, sin embargo se descubrió que este es potencialmente dañino para la salud humana y para el medio ambiente.

1.3 PROCESOS DE DEGRADACIÓN DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO.

El sistema de aislamiento del transformador está expuesto particularmente de una gran variedad de condiciones que facilitan y aceleran el proceso de deterioro y envejecimiento, estos procesos afectan principalmente al papel dieléctrico y por ende a la vida útil del transformador.

1.3.1 Envejecimiento o descomposición del aislamiento líquido.

El proceso de oxidación es el causante de una inevitable serie de procesos de degradación adicionales, por esta razón es el problema básico en el deterioro del aceite dieléctrico. El oxígeno se encuentra en el transformador desde su llenado y se incrementa en cantidad por la descomposición de la celulosa y del aceite.

Los procesos de reacción química, son desarrollados en presencia de elementos particulares llamados catalizadores, incrementados por condiciones de operación particulares o agentes aceleradores. Los catalizadores presentes en el transformador son el agua y en menor proporción el cobre de los devanados, el hierro del núcleo y la celulosa del papel; como agentes aceleradores se tienen: sobretensiones, sobrecargas, altas temperaturas y vibración.

1.3.2 Envejecimiento o descomposición del aislamiento sólido.

El proceso de envejecimiento del papel es esencialmente una despolimerización. Se sabe que la resistencia mecánica del papel depende de su grado de polimerización. Por debajo de un grado de polimerización de 200 no se garantiza que el transformador sea capaz de soportar los esfuerzos de cortocircuitos.

Las reacciones químicas que pueden provocar la despolimerización de la celulosa son los ácidos-hidrólisis y los ácidos-pirólisis, como también agua y 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.

Para desarrollar un estudio específico de las condiciones que opera el transformador, se realizan una serie de ensayos al aceite dieléctrico que se encuentra dentro, estos ensayos se separan en tres bloques que son:

1. Prueba dieléctrica.
2. Análisis físico-químico.
3. Análisis cromatográfico en el aceite.



Capítulo II: PRUEBAS DIELECTRICAS

Las pruebas dieléctricas tienen un fin muy específico que es saber el estado que se encuentra el aceite antes de hacer pruebas físico-químicas, este es el primer análisis que se le debe hacer al aceite, ya que la aprobación de estos ensayos hace constar que el aceite está en buen estado, pero si una de estas no es aprobada se debe hacer un análisis más específico del análisis físico-químico.

En las pruebas dieléctricas se desarrollan tres pruebas que son:

- Rigidez dieléctrica: nos presenta la tensión de ruptura dieléctrica, la cual nos indica la habilidad de los líquidos aislantes para soportar esfuerzos eléctricos.
- Factor de potencia: nos da a conocer la medida de las pérdidas dieléctricas y por lo tanto la cantidad de energía disipada como calor e indica la presencia de agentes contaminantes iónicos solubles o coloidales.
- Resistividad del aceite: es el complemento del factor de potencia, juntas pueden detectar agentes contaminantes tales como agua, lodos y/o partículas conductoras.

2.1 RIGIDEZ DIELECTRICA (ASTM D-1816 y D-877)

El aceite en un transformador desempeña un papel importante en la expectativa de vida de él, y una de sus propiedades es ser elemento aislante, por eso es importante realizar este ensayo, para saber en qué estado se encuentra el equipo, ya que este sufre un deterioro y degradación debido a sus condiciones de trabajo, como: las tensiones térmicas, el ciclo de la carga termal y las condiciones climáticas. En el proceso de deteriorando el aceite pierde la cualidad de ser aislante, debido a que disminuye su rigidez dieléctrica, y eso se debe a que en el aceite se encuentran contaminantes de diferente índole.

Se sabe que la tensión de ruptura eléctrica o rigidez dieléctrica de un aceite aislante es una medida que presenta su habilidad para soportar esfuerzo eléctrico (también conocido como el máximo gradiente de potencial), antes de que se produzca una corriente distructiva y genere una deformación para perder las propiedades físicas aislantes que posee el aceite. La importancia de este ensayo radica en prevenir la creación de este arco de corriente, ya que si se producen podrían generar fallas en el transformador por el mal funcionamiento del aceite.

La ruptura dieléctrica en los aceites se genera por:

- Impurezas electrolíticas.
- Por el contenido de agua y oxígeno.
- Partículas macroscópicas que pueden formar un puente entre los electrodos y favorecer la ruptura del aislamiento.
- Incremento ligero de la viscosidad.

El valor de la rigidez dieléctrica está representado por el voltaje en el cual se presenta la ruptura dieléctrica del aceite entre los electrodos utilizados para el ensayo, bajo condiciones predeterminadas (por el tipo de norma que se utilice). El ensayo es independiente del estado



químico del aceite y útil ya que permite detectar la presencia de agentes contaminantes como agua, polvo, fibras o algunas partículas conductoras de electricidad.

En el análisis se pueden obtener valores bajos y altos de la rigidez, para valores bajos puede indicar la presencia de partículas contaminantes, tales como: fibras de celulosa, lodo, partículas conductoras, y algunos elementos químicos del aceite o agua. Sin embargo un valor elevado de rigidez no necesariamente indica ausencia de estos contaminantes, donde por ello se acompaña de otros ensayos para tener un análisis específico.

Existen dos métodos para realizar la medición de la rigidez a los aceites dieléctricos de acuerdo a la organización autónoma American Society for Testing Materials, conocida por sus siglas como ASTM. El primer método es descrito en la norma ASTM D-877 y el segundo en la norma ASTM D-1816. Ambos métodos utilizan una celda de prueba en donde se deposita la muestra de aceite, y esta contiene dos electrodos separados a una distancia estipulada según la norma que se utilice. Dichos electrodos son expuestos a un voltaje variable que se incrementa hasta que se produzca una descarga a través del aceite de un electrodo a otro.



Figura 2.1: Electrodo cara plana.

En la norma ASTM D-877 se utiliza una cuba de electrodos con caras planas en forma de discos con un diámetro de 1 pulgada (25 mm) y con un espesor de al menos 0.125 pulgadas (3.18 mm) cada disco. Los electrodos son hechos de latón pulido, bronce y acero inoxidable, y están montados para tener sus caras paralelas y horizontalmente alineadas en el recipiente de ensayo. Las caras de los electrodos deben estar separados a una distancia de 0.1 pulgadas (2.5mm) entre sí y los postes externos deben ser fuertes y tienen que ser de un radio no más de 0.010 pulgadas (0.254mm).

En esta norma se estipula que se debe generar un voltaje con una tasa de crecimiento de 3 kV/seg, hasta que se genere la ruptura. Hay que tomar en cuenta que los electrodos planos son relativamente insensibles a la humedad en concentraciones por debajo del 60% del nivel de saturación, según estudios desarrollados, para este caso es necesario realizar complementariamente el ensayo de contenido de humedad cuando se utilice este método. Por esta restricción se recomienda el uso de la ASTM D-877 solo únicamente para ensayo de aceptación de aceite nuevo, esto con el fin de asegurar que el aceite fue almacenado y transportado correctamente.



Figura 2.2: Electrodo de caras semiesféricas



En la norma ASTM D-1816 especifica el uso de una cuba con electrodos de caras semiesféricas en forma de hongo con un diámetro de 36 mm. Al igual que con los de la ASTM D877, los electrodos son de latón pulido, bronce y acero inoxidable para ser libre de cualquier ataque químico, rasgadura, picaduras, o la acumulación de carbono. Los electrodos deben estar en forma paralela con una distancia de separación que puede ser de 0.04 o 0.08 pulgadas (1 mm o 2 mm).

En esta norma se estipula que se debe generar un voltaje con una tasa de crecimiento de 0.5 kv/seg, hasta que se genere la ruptura.

Este método es más sensible a los efectos nocivos en el aceite, ya que presentan un campo eléctrico más uniforme entre sus electrodos y es el más recomendado en la actualidad por ser más sensible a la humedad, y a compuestos polares como también a otras sustancias que produzcan oxidación en el aceite.

En la tabla 2.1 se puede observar una pequeña comparación de los dos métodos:

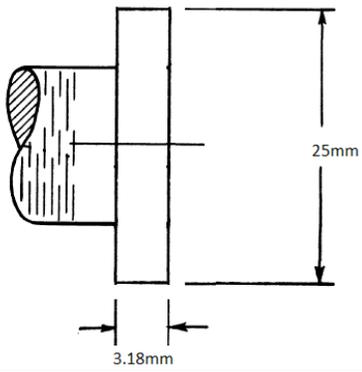
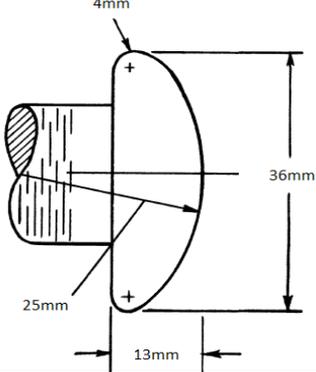
	ASTM D-877	ASTM D-1816
Geometría de los electrodos		
Separación	2.5mm	Entre 1 y 2mm
Rampa o saldos de voltaje	3000V/s	500V/s
Alcance (kv)	Debajo de 6.9kv	35-50kv (1mm separación) 80-90kv (2mm de separación)
Sensibilidad a la humedad	En el rango de 30 a 80ppm o agua libre	Por debajo de 30ppm
Aplicación 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 2.1: Comparación de los electrodos

Por años este ensaye se ha tomado como uno de los más importantes a la hora de emitir un diagnóstico del estado de operación del aceite de un transformador. Se han encontrado casos de transformadores en los que la rigidez dieléctrica de su aceite estaba por encima de los 30KV (la rigidez dieléctrica buena para electrodos planos) y han presentado algún problema a la hora de su

funcionamiento. Así que por este sentido en la mayoría de aceptaciones se va de la mano con otros ensayos, tales como: tensión intersticial, número de neutralización o acidez, factor de potencia y contenido de humedad.

2.1.1 EQUIPO A UTILIZAR:

Para este ensayo se utiliza un equipo denominado medidor de rigidez dieléctrica, la cual los componentes que lo constituyen son principalmente el transformador elevador, un voltímetro de medida, el equipo de interrupción y los electrodos dentro de la copa estándar (o celda).

El equipo aplica un voltaje AC (corriente alterna) con una tasa de crecimiento controlada, a dos electrodos que están inmersos en el fluido aislante a ser probado con la separación correspondiente de acuerdo al tipo de electrodos según la norma. Cuando aparece un arco entre los electrodos, el voltaje registrado en ese instante es la rigidez dieléctrica de la muestra sometida a prueba.



a) Copa estándar para la prueba de rigidez dieléctrica.



b) Probador de rigidez dieléctrica tipo portátil.

Figura 2.3: equipo para realizar el ensayo.

Para tomar un valor de la rigidez del aceite más preciso se recomienda tomar las siguientes precauciones:

- Tanto los electrodos como la copa deben lavarse con aceite aislante en buenas condiciones o con el aceite que se va a probar. Evitar tocar los electrodos y el calibrador con los dedos, en caso de condensación en la copa se deberá calentar ligeramente para evaporar la humedad antes de usarla.
- Al iniciar el ensayo se deben examinar los electrodos asegurándose que no existan escoriaciones causadas por el arco eléctrico o acumulación de contaminantes.
- La temperatura del aceite al efectuar el ensayo debe ser a temperatura ambiente pero en ningún caso se deberá efectuar el ensayo con temperaturas no menos de 20°C.

Luego de haber tomado estas consideraciones y precauciones procedemos a agitar el recipiente que contiene la muestra, de manera que se asegure una distribución de las impurezas en el líquido, pero teniendo en cuenta de que no se formen burbujas de aire.



2.1.2 PROCEDIMIENTO:

Según norma ASTM D-877: para el desarrollo de este método se debe asegurar que se tenga una temperatura ambiente de entre 20°C y 30°C para proceder a hacer el llenado de la cuba. Se vierte el aceite en la cuba del medidor de manera que descienda lentamente a lo largo de las paredes del mismo, con el objetivo de evitar burbujas de aire, en caso de que se generen burbujas se deben eliminar utilizando una varilla de vidrio limpia; esta debe ser limpiada con querosén o con el mismo aceite de la muestra.

El llenado se realiza hasta un nivel no menor de 20.3 mm o 0.8 pulg sobre la parte superior de los electrodos. Luego se procedemos a colocar la cuba en el probador del medidor de la rigidez y se deja reposar el líquido por un periodo de no más de 3 minutos ni menos de 2 minutos. Luego de tener preparado el aceite en la cuba se aplica el voltaje para el ensayo con una tasa de crecimiento de 3 kv/seg hasta que ocurra la ruptura del aceite, y se notamos 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.

Según norma ASTM D-1816: para el desarrollo de este método se debe asegurar que se tenga una temperatura ambiente de entre 20°C y 30°C, para proceder a hacer el llenado de la cuba. 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. Cuando se hace el llenado de la cuba se debe hacer lentamente para evitar generar burbujeo, si se genera se debe eliminar utilizando una varilla de vidrio limpia; esta debe ser limpiada con querosén o con el mismo aceite de la muestra, también se puede utilizar un agitador con hélice de dos palas de diámetro 35 mm, donde debe tener un paso de 40 mm entre cada hoja, el ángulo de inclinación debe ser de 20 grados y el proceso se debe realizar con una velocidad de 200 a 300 vueltas por minuto.

Luego se espera que el aceite tenga un reposo antes de aplicar el primer voltaje de ruptura, el tiempo del reposo debe ser de no más de 5 minutos ni menos de 3 minutos. Luego se aplica el voltaje de prueba con una tasa de crecimiento de 0.5 kv/seg hasta que ocurra la ruptura del aceite. Igual que en la norma anterior se toman entre 5 y 10 rupturas para obtener un valor más aproximado y exacto con un tiempo de espera entre cada ruptura no menos de 60 segundos (1 minuto) pero no más de 90 segundos (1 minuto y medio).

2.1.3 RESULTADOS:

El resultado será el promedio de todas las mediciones según la ecuación 1:

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

Donde:

n = el numero de rupturas (de 5 a 10)

X_i = valor obtenido de las rupturas

Según la IEEE Std. 62-1995 se presentan los siguientes resultados para cada uno de los diferentes métodos.



Para normativa ASTM D-877:

Clase de equipo (kv)	tensión de ruptura dieléctrica aceptable (kv)	tensión de ruptura dieléctrica inaceptable (kv)
<69	≥30	<25
69-230	≥30	<25
≥230	≥30	<25

Tabla 2.2: Para electrodos cara plana Datos según el estándar de IEEE Std. 62-1995

Para normativa ASTM D-1816, depende de la distancia de separación de los electrodos del equipo de prueba, para valores de 1 mm y 2 mm se presentan las dos siguientes tablas:

Clase de equipo (kv)	tensión de ruptura dieléctrica aceptable (kv)	tensión de ruptura dieléctrica inaceptable (kv)
<69	≥23	<18
69-230	≥28	<23
≥230	≥30	<25

Tabla 2.3: Para electrodos cara semi esféricas de 1mm de diámetro, Datos según el estándar de IEEE Std. 62-1995

Clase de equipo (kv)	tensión de ruptura dieléctrica aceptable (kv)	tensión de ruptura dieléctrica inaceptable (kv)
<69	≥40	<35
69-230	≥47	<42
≥230	≥50	<45

Tabla 2.4: Para electrodos cara semi esféricas de 2mm de diámetro, Datos según el estándar de IEEE Std. 62-1995

2.2 FACTOR DE POTENCIA (ASTM D-924)

El factor de potencia conocido como factor de disipación, tiene como objetivo medir las pérdidas dieléctricas que ocurren en el aceite aislante cuando este es usado dentro de un campo eléctrico alterno, también indica la energía disipada como calor. En pocas palabras, se mide la corriente de fuga existente en el aceite, la cual es una medida que detecta indicios de contaminación y deterioro del mismo.

La aplicación de este ensayo se puede realizar tanto en el campo como también en un laboratorio; una de las ventajas es que aplica a los aceites nuevos como usados, por eso en algunos casos es utilizado para evaluar el aceite ofrecido por un proveedor, y así observar las condiciones desde el punto de vista dieléctrico en la que es entregado.

Cuando el aceite está en operación, existen condiciones que lo van degradando, esto hace que se generen corrientes de fuga (conocidas como corrientes de pérdidas), que se deben a la existencia de compuestos polares que son la mayor causa de los aumentos anormales de temperatura que se generan en los transformadores cuando están operando.



Cuando un líquido dieléctrico se somete a campos de corriente alterna (CA), se producen pérdidas dieléctricas, que causan dos efectos: el primer efecto es que la corriente resultante se desfasa ligeramente debido al campo de CA aplicado y el segundo efecto es que la energía de las pérdidas se disipa en forma de calor. El factor de potencia del aceite es una medida directa de estas pérdidas.

El factor de potencia del aceite se define como la relación entre la potencia disipada en él, y el producto del voltaje efectivo aplicado con la corriente resultante, cuando el aceite es probado bajo condiciones predeterminadas. El factor de potencia de un aceite dieléctrico es un valor adimensional y se representa en porcentaje.

Un valor elevado en el factor de potencia muestra un indicio de que en el aceite hay presencia de contaminantes debido al deterioro que se genera por la oxidación (causa de la humedad), carbón, jabones metálicos, residuos de barniz, entre otros.

Según la norma ASTM D-924 el ensayo se realiza colocando la muestra de aceite en una celda de prueba que contiene dos cilindros, uno interno y otro externo; estas celdas contienen una separación en donde se depositara la muestra de aceite. Cuando las dos celdas se energizan con una corriente AC, el aceite es expuesto a un campo alterno, produciéndose así las pérdidas que son medidas por el instrumento de prueba y estas se presentan como el factor de potencia.

Cuando el ensayo se realiza en el laboratorio se desarrolla generalmente a dos temperaturas específicas 25 °C y 100 °C, ya que la temperatura es un factor muy importante a considerar cuando se desarrolla este ensayo, esto es porque la magnitud del factor de potencia en el aislamiento tiene una variación que cambia directamente con la temperatura. Si el valor obtenido en el resultado del ensayo es alto el aceite no aprueba el ensayo.

Para cada valor de temperatura se puede indicar la presencia de:

- Para 25 °C indica la contaminación por humedad y por algunas impurezas solubles en el aceite.
- Para 100 °C indica en la muestra la presencia de otros contaminantes como barnices, materiales sólidos, partículas coloidales por citar algunas.

2.2.1 EQUIPO A UTILIZAR:

El equipo que se utiliza para esta prueba consta de dos partes, el medidor y la celda de prueba:



a) Medidor de factor de potencia de aislamiento



b) Celda para prueba de factor de potencia para aceites dialecticos

Figura 2.4: equipo para realizar el ensayo.

La celda según la norma ASTM D-924 deberá ser con un diseño para facilitar la limpieza, y los materiales que la compondrán no tienen que ser porosos y deben ser capaces de resistir satisfactoriamente la temperatura a la que la celda se someterá. Dependiendo del diseño de la celda esta puede contener un termómetro para conocer la temperatura que tendrá el aceite cuando se realice el ensayo.

Los electrodos que contendrá la celda deberán estar hechos de un metal capaz de resistir el ataque de ácidos (níquel, monel, platino o acero inoxidable), sobre todo cuando se generen ensayos prolongados a temperaturas elevadas.

2.2.2 PROCEDIMIENTO:

Antes de realizar las mediciones, se deben tener algunas precauciones para la ejecución del ensayo. Se realiza una inspección al interior de la celda, para comprobar que se encuentre limpia, ya que la limpieza de la celda es importante para obtener resultados confiables, por tal motivo se recomienda hacer este procedimiento antes de iniciar el ensayo.

Para realizar una limpieza a la celda se debe lavar todas las partes y componentes a fondo con un paño suave y libre de pelusas, esto se hace humedeciendo con un solvente desengrasante, y luego con un disolvente adecuado (este puede ser acetona, pentano, o heptano). Las piezas se enjuagan con agua caliente y luego con agua fría, y seguido de varios lavados con agua destilada. Se debe tener el cuidado en el proceso del lavado para que las celdas que contienen termómetros no tengan contacto con la humedad (se recomienda utilizar un tapón para cubrir la abertura antes de comenzar la operación de limpieza) y también se debe cuidar de no colocar los electrodos sobre cualquier superficie.

Luego se procede al secado de la celda, esto se desarrolla colocando los componentes de la celda en un horno manteniendo la temperatura a 110°C por un periodo no menos de 60 minutos y se debe tener el cuidado de colocar los componentes de la celda en superficie limpia dentro del horno.

Nota: Un cuidado importante y fundamental que se debe tener en cuenta de no rasguñar el electrodo, el anillo de resguardo o el interior del recipiente.

Después de tener en cuenta los procesos anteriormente explicados, se procede a desarrollar el ensayo, para ellos se necesita una muestra de aceite no más de 20 ml ya que la celda de muestra es pequeña (las cantidades de muestra pueden cambiar dependiendo del tamaño de la celda) y antes de colocar la muestra en la celda se debe permitir que en el recipiente que contiene la muestra, repose en el lugar en donde se desarrolla el ensayo por un tiempo suficiente para permitir que la muestra alcance la temperatura ambiente del lugar.

Después del proceso de limpieza y secado, se lleva a cabo la ejecución del ensayo del cual se siguen el siguiente procedimiento:

- Se debe de tener listo y en condiciones de prueba el equipo de medición según el manual de instrucciones del diseñador, la celda debe estar en una superficie aislada y de superficie plan para que la superficie del aceite este uniforme en los dos recipientes, después se procede a conectar a tierra el equipo.
- Se llena la celda con la muestra de aceite hasta una altura aproximada de $\frac{3}{4}$ " abajo del tope superior, y luego se tapa la celda.
- Se debe comprobar que la temperatura de la celda sea a la cual se debe realizar el ensayo (25°C o 100°C), y la diferencia de temperatura que debe existir entre el electrodo inferior y el exterior no debe exceder de 2°C .
- Luego se realiza la conexión del equipo a la celda como se observa en la figura 2.5.

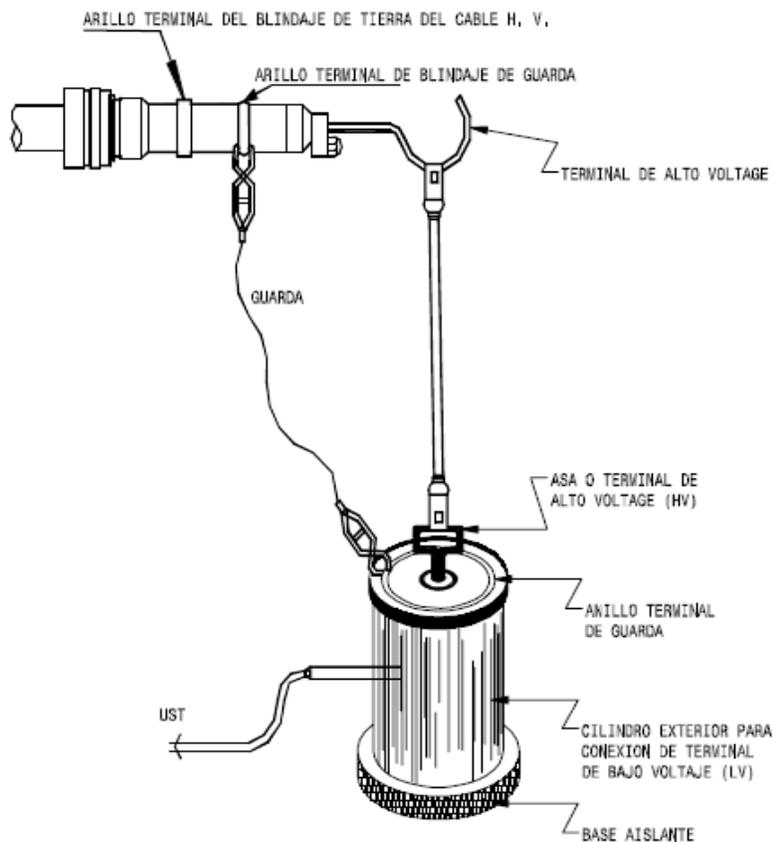


Figura 2.5: Conexión de la celda de prueba con el megger.



Figura 2.6: conexión de la celda de prueba

- Una vez realizada la conexión, se preparan los controles del equipo para medir el factor de potencia, para luego energizar la celda de prueba que contiene el aceite. Se debe tener en cuenta que la tensión media a la que se somete el aceite no será inferior a 200 V / mm (5 V / mil) (rms).
- Luego de este proceso, leemos los valores obtenidos de los VA de carga obtenidos y las pérdidas en Watts del aceite, se pueden encontrar equipos que presentan los datos en P y Q (potencia real y aparente).
- Con los valores obtenidos se realiza el cálculo del factor de potencia, de acuerdo a la siguiente formula:

$$\%F.P = \frac{mW}{mVA} * 100 \quad o \quad = \frac{P}{S} \quad ec. 2$$

Según la norma ASTM D-924 se recomienda solo hacer una prueba por cada muestra ingresada en la celda.

2.2.3 RESULTADOS:

De acuerdo a la IEEE Std C57.106-2006, para valores de factor de potencia por encima de 0.5 % a 20 °C en el aceite pueden indicar presencia de contaminantes (partículas polares y lodos) si el valor supera el 1 % a 20 °C es posible que exista agua en el aceite.

Un factor de potencia a 100 °C menor al 3%, se considera aceptable, entre 3 y 4 % se considera cuestionable y mayores a 4 % se considera prácticamente inaceptable y se debe de reemplazar o regenerar con tratamiento de termovació el aceite.

Para determinar un posible problema, siempre se observa con mayor atención los valores obtenidos a 100°C que los obtenidos a 25°C. Esto porque el valor de 100°C en muchas ocasiones es más sensible a los cambios que puede presentarse en el aceite.

En la tabla 2.5 se muestran valores de referencia que se pueden obtener Según la IEEE Std C57.106-2006 para el uso de cada nivel de tensión del transformador.



	Nivel de Tensión (KV)	% de factor de Potencia a 25 °C	% de factor de Potencia a 100 °C
Aceite recibido como nuevo		0.05	0.30
Aceite nuevo recibido de equipo nuevo	<69	0.15	1.50
	69-230	0.10	1.00
Aceite nuevo después del llenado y estar parado, antes de energizarlo		0.10	
Aceite que está en condiciones satisfactorias para uso continuo	<69	0.50	
	69-288	0.50	
	≥345	0.50	
Aceite que requiere reacondicionamiento por filtro de presión o vacío	<69	0.50	
	69-288	0.50	
	≥345	0.30	
Aceite en condición pobre (debe ser regenerado o desechado)	<69	1.00	
	69-288	0.70	
	≥345	0.30	

Tabla 2.5: valores máximos para el factor de potencia para aceites nuevos y aceites con tiempo en servicio, datos según el estándar de IEEE Std. 62-1995

2.3 RESISTIVIDAD VOLUMETRICA (ASTM D-257, D-1169)

El ensayo de resistividad conocida comúnmente por resistencia específica, es de gran importancia cuando se investiga un transformador cuya resistencia de aislamiento sea notoriamente baja.

La resistividad en un aceite es una medida de sus propiedades aislantes, donde se permite determinar con mayor sensibilidad una variación química del aceite tal como el envejecimiento, pero también permite determinar impurezas químicas debidas a la presencia de sustancias extrañas que se generan por la descomposición de los componentes internos en el transformador.

Este ensayo es un complemento al de factor de potencia y frecuentemente da resultados más consistentes que la prueba de rigidez dieléctrica, de tal forma que la reducción de la resistividad por el envejecimiento del aceite debido a su uso, es una valiosa indicación de su deterioro, que sirve para determinar la capacidad que tiene el aceite para seguir resistiéndose a la oxidación.

La resistividad de cualquier material está dada por la ecuación:

$$\delta = \left(\frac{A}{L}\right) R \quad \text{ec. 4}$$



Donde:

δ = resistividad en ohms.cm

L = longitud en centímetros entre los dos puntos donde se aplica una diferencia de potencia

R = Resistencia en ohms, que se pone al flujo de corriente.

A = Área superficial del electrodo.

Para medir la resistividad del líquido, para este caso aceite, se utiliza el método estandarizado por la norma ASTM D-1169. Donde especifica un equipo de medición consta de una celda y de un medidor de resistencia de aislamiento. La celda de prueba es diseñada de manera que el aceite quede contenido en un espacio anular entre dos electrodos cilíndricos que tienen un área superficial (A) y un espaciado entre sí (L).

El procedimiento para realizar este ensayo es aplicar un potencial de corriente directa con el medidor de resistencia de aislamiento, obteniéndose la resistencia (R), la cual multiplicada por la constante de la celda (A/L) da como resultado la resistividad, en la actualidad existen celdas que el resultado se obtiene en forma directa, es decir sin la necesidad de utilizar un multiplicador o constante.

Se sabe que la resistividad del aceite se ve afectada por tres factores, que son, la magnitud del voltaje aplicado, el tiempo de aplicación del voltaje y la temperatura del aceite. Cuando el valor de la resistividad es elevado, demuestra que el aceite tiene un bajo contenido de iones libres y de partículas formadas por iones, que indica normalmente una baja concentración de contaminantes conductores, mientras que en aceites nuevos se obtienen valores de resistividad prácticamente de infinito. Cuando los valores son bajos de los recomendados es porque el aceite ya presenta algunos tipos de contaminantes conductivos.

2.3.1 EQUIPO:

Para el desarrollo de este ensayo según la norma ASTM D-1169 se deben utilizar los instrumentos enunciados en la norma ASTM D-257 a excepción de los descritos en el método la velocidad de crecimiento de la tensión; sin embargo con el fin de tener una mayor precisión posible al desarrollar el ensayo se recomienda utilizar el método Voltaje-corriente con un voltímetro que tenga una precisión no menor al 2% como también con un medidor de corriente que tenga la sensibilidad adecuada para corrientes superiores de 10^{-9} A.

Para el desarrollo del ensayo en algunos laboratorios utilizan el equipo Baur DLT, la cual consta de una resistencia específica de hasta 100 T Ω m, y también con un inductor de control de temperatura, para realizar la prueba especificada por la norma D-1169.



Figura 2.7: Equipo de Baur DLT

2.3.2 PROCESO:

Antes de realizar el ensayo, se debe hacer una limpieza de la celda del equipo, como también se deben revisar que los electrodos no contengan escoriaciones o algún tipo de suciedad.

Para realizar la limpieza de la celda se debe desmontar completa y lavar todas las partes a fondo con un disolvente adecuado (como acetona o pentano). Se debe enjuagar bien todas las piezas con agua caliente y luego agua fría, seguidamente lavar con agua destilada. Se debe tener la precaución de evitar tocar los electrodos con los dedos o ponerlos en cualquier superficie después de que sean lavados y de que no entre humedad en el termómetro del electrodo interior, se recomienda utilizar un tapón adecuado para evitar esto en el proceso de lavado.

Luego se colocan los componentes de la celda en un horno manteniendo a 110°C por un periodo de no menos de 60 minutos, esto se hace utilizando guantes limpios de algodón para protegerlos del contacto con los dedos. Con el equipo también se debe tener el cuidado de colocar los componentes de la celda en superficie limpia dentro del horno.

Terminando de hacer la limpieza, se debe cerciorarse que la humedad del ambiente sea inferior al 50% para poder verter la muestra de aceite en la celda, teniendo la precaución de no generar burbujeo en el aceite, y después se ajustar el medidor, de la forma que lo indique el manual del proveedor, y conectamos la celda con el medidor.

Se debe revisar que la temperatura del aceite o el del electrodo interior (dependiendo del diseño de la celda), ya que el valor que se obtenga será afectado por este parámetro, se recomienda para una temperatura ambiente de $20^{\circ}\text{C} \pm 0.5^{\circ}\text{C}$ según la norma, para ajustar la temperatura deseada, se hace con el equipo, ya que consta con un inductor de temperatura para establecer una temperatura fija a la muestra.

Luego de establecer la temperatura, se aplica un voltaje de polaridad directa, y esperar un minuto a que el aceite este electrificado (en cortocircuito) y registrar la medición de la corriente y el voltaje que presenta el equipo. Algunos equipos presenta el valor en Megaohms.cm mientras que otros lo presenta solamente en Megaohms, así que se debe multiplicar por la constante de la celda, con el fin de obtener la resistividad en megaohms.cm; para el caso de equipos que solo presenta voltaje y corriente se debe calcular según la formula descrita en el apartado de resultados.



Al realizar la toma de los datos esperamos 5 minutos dejando los electrodos en cortocircuito en la celda y luego quitar el cortocircuito y aplicar un voltaje inverso y esperamos 1 minuto nuevamente para volver a tomar los datos obtenidos y calcular la resistividad según la ecuación correspondiente.

Se debe llenar nuevamente la celda con una nueva muestra de aceite sin enjuagar la celda, seguidamente se debe desarrollar nuevamente los procesos de medición.

2.3.3 RESULTADOS:

Para el caso que se tenga un equipo que presente los valores en Voltaje y Corriente se debe utilizar la siguiente formula según la norma ASTM D-1169 para la calcular la resistividad:

$$\text{Para el Galvanómetro } \gg \gg \rho = (K * E) * (Gs * D) \quad \text{ec. 5}$$

$$\text{Para el Pico Amperio } \gg \gg \rho = \frac{(K * E)}{I} \quad \text{ec. 6}$$

Donde:

E= tensión de ensayo, en V.

K= constante de la celda, en cm.

D= desviación del galvanómetro, divisiones.

Gs= sensibilidad del galvanómetro, en pico amperios por división.

I= la corriente, en pico amperios

Se debe tener claro que si la diferencia entre los valores de resistividad de las dos muestras de prueba se encuentran dentro del 20% del mayor de los dos valores, no se requieren más pruebas y se saca la media de las dos muestras y esa será la resistividad del ensayo. Si la diferencia en los valores de las dos muestras de prueba no está dentro de 20%, se tiene que probar una tercera muestra. Si se presenta la diferencia en dos valores de cualquiera de las tres pruebas mayor al 20% se debe limpiar la prueba y realizar el proceso nuevamente.

Un valor de 50 megaohms.cm a 20°C como mínimo se considera como satisfactorio para operación. Valores menores se consideran como inadecuados por la cantidad de sustancias iónicas en el aceite. En aceites nuevos el valor debe ser mayor de 250 megaohms.cm a 20°C; para aceites en servicio una resistividad de 50 megaohms.cm a 20°C es aceptable y finalmente los aceites deben estar sujetos a una investigación más detallada si tienen valores abajo de 50 megaohms.cm.



Capítulo III: PRUEBAS FISICAS-QUIMICAS

Durante el funcionamiento del aceite aislante en el transformador, este se encuentra generalmente sujeto a la degradación por calentamiento, oxidación y presencia de humedad.

El calor en presencia de oxígeno produce un cambio físico y químico en el aceite; la magnitud de este cambio depende de la temperatura, del tiempo y de la acción catalítica de los metales del equipo en el que se halle presente.

Una alta temperatura durante un tiempo corto, o una temperatura relativamente baja durante un largo tiempo, en que afectan las características del aceite, principalmente desarrollando acidez orgánica y formando lodos.

Para determinar el estado en que el aceite está operando dentro del transformador, se desarrolla un análisis Físico-Químico, el cual comprende de un conjunto de ensayos que brinda información más detallada respecto de lo que ha sucedido o puede suceder a medida que el transformador está en operación.

El análisis Físico químico cuenta de las siguientes pruebas:

- Inspección visual
- Color
- Número de neutralización
- Tensión interfacial
- Contenido de humedad
- Densidad
- Azufre corrosivo
- Punto de inflamación e ignición
- Temperatura de anilina
- Viscosidad cinética
- Inhibidor de oxidación
- Estabilidad a la oxidación

3.1 INSPECCION VISUAL (ASTM D-1524)

Este ensayo está diseñado para verificar el aspecto del aceite; esta característica puede verse afectada por la formación de partículas de todo tipo (metálicas y no metálicas), turbidez, sedimentos o lodos, carbón, agua libremente en el aceite y opacidad causada por exceso de humedad.

El procedimiento para la obtención de resultados así como la apariencia que debe tener la muestra se encuentra detallada en la norma ASTM D 1524, la cual indica que un aceite aceptable debe ser claro, brillante y libre de cualquier tipo de contaminante, de lo contrario, debe investigarse la causa.

Sí al momento de realizar este ensayo se obtiene un aceite opaco y turbio esto puede indicar que contiene gotas de agua en suspensión, carbón o lodos. Cuando se observa la presencia de carbón

significa que es muy probable que se haya producido un arco eléctrico en el equipo. Al detectarse esta condición se debe realizar un estudio diferente, como por ejemplo el análisis de gases disueltos.

Los sedimentos visibles se pueden analizar bajo el microscopio para conocer su composición. Este ensayo se realiza haciendo uso del efecto Tyndall, el cual se produce cuando hay una dispersión de la luz ocasionada por partículas coloidales. La coloide es una sustancia cuyas partículas pueden encontrarse en suspensión en un líquido, estas partículas tienen un tamaño diminuto, tanto que no pueden separarse de una fase dispersante por filtración. En este caso, se puede ver el camino que hace la luz, porque estas partículas contaminantes dispersan los rayos luminosos.

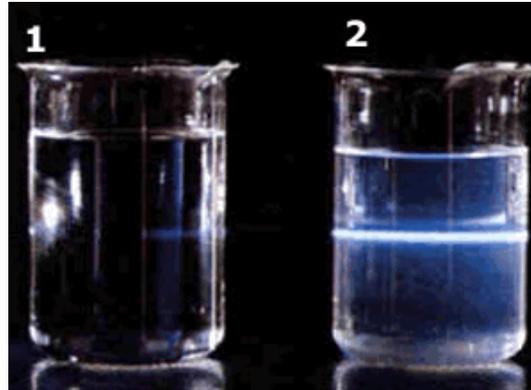


Figura 3.1: comparación de efecto Tyndall

Para explicar un poco en que consiste el efecto Tyndall, en la figura 3.1 se comparan dos recipientes los cuales contienen líquido, en el vaso 1 el líquido que contiene no dispersa la luz cuando esta se aplica mediante una lámpara por lo que no presenta una dispersión coloidal; en el recipiente 2 posee una mezcla de dos sustancias las cuales se encuentran componiendo un coloide y, por tanto, cuando la luz que atraviesa esta solución, ocurre el efecto Tyndall y es posible ver su trayecto.

3.1.1 EQUIPO A UTILIZAR

Para verificar el estado del aceite se la utilización de una la norma recomienda usar una lámpara de bolsillo, un ejemplo podría ser la que se muestra en la figura 3.2.



Figura 3.2: lámpara

3.1.2 PROCEDIMIENTO:

De la muestra de aceite obtenida del transformador, se realiza una inspección visual en la que se verifica si en el contenido de la muestra se observa algún material contaminante. El procedimiento para realizar esta prueba es muy simple y consiste en:

- Aislar la muestra de cualquier fuente de luz que intervenga en el proceso de examinación.
- Con una lámpara con un haz de luz estrecho, iluminar la base del recipiente que contiene la muestra de aceite a examinar: este procedimiento de iluminación se ampara en el hecho de que las partículas contaminantes por más pequeñas que sean reflejan la luz y la dispersan lo que hace que el aceite se vea opaco, motivo por el cual se requiere aislar de cualquier otra fuente lumínica.



Figura 3.3: efecto Tyndall

Con la muestra de aceite examinada cuidadosamente, se considera que una buena muestra de aceite aparecerá limpia y brillante. Si la muestra de aceite es turbia o presenta nubosidad generalmente marca humedad en suspensión o sedimentos. Si al realizar la prueba de rigidez dieléctrica, la nubosidad puede ser causada por productos de oxidación, en cuyo caso el número de neutralización será probablemente alto y una tensión interfacial baja. Las partículas de metales, aislamiento, carbono, y otras materias se mostrarán muy marcadas por la luz reflejada. Se deben reportar las fallas de esta prueba si se observan en el aceite.

3.2 DETERMINACIÓN DE COLOR (ASTM D-1500)

Este ensayo consiste en clasificar el color del aceite de acuerdo a patrones estándar de colores definidos en la norma ASTM D 1500, la cual el color del aceite aislante es expresado por medio de un valor numérico, el valor del color se determina realizando una comparación del color de la muestra respecto a patrones de colores estándar contenidos en un colorímetro (equipo a utilizar).

La importancia de esta prueba radica en la facilidad para realizarse, además que el equipo utilizado es muy simple. Sin embargo el color por sí solo no corresponde en todos los casos a un determinado



nivel de degradación del aceite, se requiere tener la información de número de neutralización y tensión interfacial, para determinar un diagnóstico adecuado de la condición del aceite.

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

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

El patrón de colores normalizado por la norma ASTM d-1500 se muestra en la figura 3.4, donde se observa que el valor mínimo inicia en 0.5 el cual corresponde a un aceite nuevo y tiene como límite un valor de 8 el cual puede ser correspondiente a un aceite con una gran condición de sedimentos, los valores de escala avanzan en pasos de 0,5.

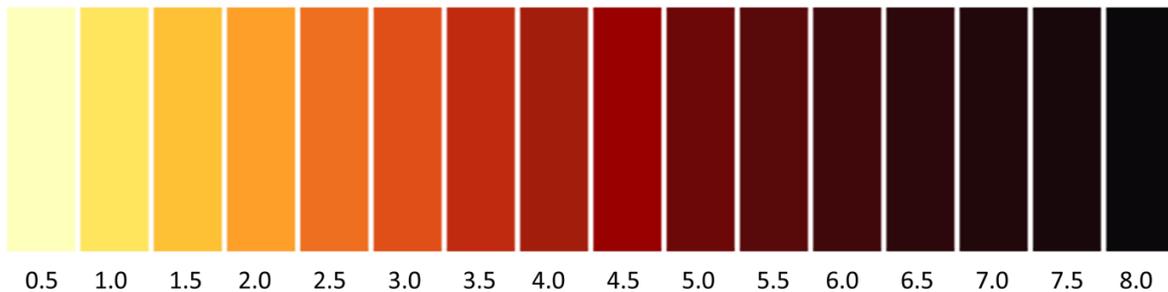


Figura 3.4: clasificación del color del aceite según su descomposición.

En un aceite nuevo, el color es muy bajo. La apariencia del aceite nuevo y limpio es casi blanco como el agua y completamente transparente. A medida que el aceite envejece y se oxida se oscurece. La contaminación también puede producir un rápido cambio de color.

El aceite “malo” puede presentar una ligera coloración, mientras que el aceite oscuro aún puede ser de cualidades similares a un nuevo en todos los otros aspectos. El mal color del aceite raras veces afecta el desempeño del aceite en servicio.

El oscurecimiento gradual del aceite es un efecto normal, y no se produce solamente debido a fallas ya que las sustancias presentes en el transformador desprenden elementos que cambian su coloración. Sin embargo si entre dos pruebas se encuentra que el aceite se oscureció repentinamente, por ejemplo de un nivel de 4 a 7 cuando anteriormente venía cambiando en valores de 0,5, puede indicar la existencia de fugas generadas por arcos que producen carbón.

Además de revisar la coloración del aceite, se debe hacer una inspección visual, la cual se define en la norma ASTM D 1524, en la cual se examina el aceite para ver si está turbio, lo cual es un indicador de presencia de contaminantes metálicos, partículas de aislamiento y carbón entre otros.

3.2.1 EQUIPO:

La norma ASTM D1500 establece los requerimientos que el equipo que se utiliza para la realización de este ensayo debe tener, aunque hay empresas que ofrecen el equipo para la determinación del

color cumpliendo con los parámetros que exige la norma, estos equipos varían desde modelos portátiles manuales y simples hasta modelos sofisticado en donde la persona solo se encarga de colocar la muestra en el equipo y este le entrega el dato del ensayo. Algunos equipos para medición se muestran a continuación.



Figura 3.5: equipo de prueba para comparación de color.

En la figura 3.5 se muestra un comparador de color de tipo manual en donde se coloca la muestra en el recipiente de muestras y se compara con el disco de vidrios de color patrón de forma manual basado en la norma ASTM D-1500. En la figura 3.6 se muestra otro tipo de equipo para la determinación de color de forma electrónica



Figura 3.6: equipo comparador de color de tipo electrónico.

3.2.2 PROCEDIMIENTO:

Antes de realizar el ensayo se debe tener la precaución de utilizar un recipiente limpio, ya que cualquier contaminante en el recipiente puede alterar los resultados. El recipiente debe ser enjuagado con un poco de la muestra de aceite a utilizarse.

Para desarrollar la prueba se sigue los siguientes pasos:

- Llenar uno de los recipientes de muestra hasta la mitad aproximadamente con el aceite que se va a probar.



- Girar el disco con los vidrios de colores patrón, hasta que se determine el color a la que corresponde la muestra de aceite.
- Anotar los datos en una hoja de registro individual para cada transformador, en la que se el historial de resultados para la prueba de color, de manera que se pueda establecer la evolución de la coloración del aceite.

Nota. Algunas recomendaciones que ofrece la norma ASTM D1500 para realizar esta prueba son:

- Cuando la muestra es más oscura que el color 8.0 se debe mezclar, para una muestra con volumen de 100%, un 15% de ese volumen será formado por kerosén y el otro 85% del volumen será formado por la muestra de aceite.
- cuando la muestra de aceite no es clara, la norma recomienda calentar hasta una temperatura de 6 °C por encima del punto en el cual la turbidez desaparece, y se realiza la prueba a esa temperatura.

3.2.3 Resultados:

Se debe de poner especial atención a los cambios pronunciados de color, ya que es un indicativo de un evento dentro del transformador. El color que tenga el aceite no es importante por sí solo, ya que este solamente indica que el aceite está en uso, sin embargo se debe prestar atención a cambios repentinos en la coloración. Por ejemplo si el aceite de un determinado transformador va aumentando gradualmente su coloración en los valores de 0,5 a 4 y en una de las pruebas la muestra pasó repentinamente de 2 a 5, se puede concluir que se produjo un evento es ese periodo de tiempo. En la tabla 3.1 se muestra una interpretación de la condición relativa del aceite basada en el color de acuerdo a la IEEE std. 62-1995.

Color comparator Number ASTM	color	Condición del aceite
0.0—0.5	Limpio	Aceite nuevo
0.5—1.0	Amarillo pálido	Aceite bueno
1.0—2.5	Amarillo	Aceite en servicio envejecido
2.5—4.0	Amarillo oscuro	Condición marginal
4.0—5.5	Ámbar	Condición mala
5.5—7.0	Café	Condición severa
7.0—8.5	Café oscuro	Condición extrema

Tabla 3.1: la condición relativa del aceite basada en el color.

3.3 ACIDEZ, NUMERO DE NEUTRALIZACION (ASTM D-974, D-664)

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.

Es importante realizar un monitoreo periódico al proceso de degradación que se va generando en el aceite, por eso es importante el desarrollo de este ensayo, ya que es uno de los ensayos fundamentales para lograr este objetivo y estar pendientes del proceso que el aceite lleva a medida del tiempo que lleva en servicio.



El ensayo de número de neutralización conocida también como número de acidez o simplemente acidez, es un análisis químico importante; mide el contenido de ácidos que se forman por la oxidación que se encuentran presente en el aceite.

El comportamiento de la acidez depende en gran parte del contenido de Inhibidores naturales (compuestos aromáticos) o sintéticos que se encuentran en el aceite; cuando hay presencia de inhibidores se genera un comportamiento muy estable de la acidez en los primeros años de trabajo del aceite, es decir que presente un valor bajo de acidez o su contenido no aumenta.

Los ácidos tienen impacto en la degradación de los materiales celulósicos y también pueden ser responsables de la corrosión en partes metálicas del transformador. La velocidad del incremento de la acidez de un aceite en servicio, también es un buen indicador de la velocidad de su envejecimiento.

La acidez en un aceite dieléctrico es medida por un número de neutralización (NN), donde según la Norma ASTM D-3487 se define como el peso en miligramos de hidróxido de potasio (KOH) que se requieren para neutralizar el ácido de un gramo de aceite.

En aceites nuevos, cualquier ácido existente encontrado es considerado un residuo del proceso de refinamiento, para este caso la cantidad máxima del NN que se puede encontrar es de 0.03 mg KOH/gr.

En un aceite en servicio o en operación, la oxidación del mismo y del aislamiento sólido hace que se formen ácidos a medida que el aceite empieza a envejecer, por este motivo el NN tiende a aumentar. Los requisitos que debe cumplir el aceite para operar óptimas condiciones según la Norma ASTM D-3487 es:

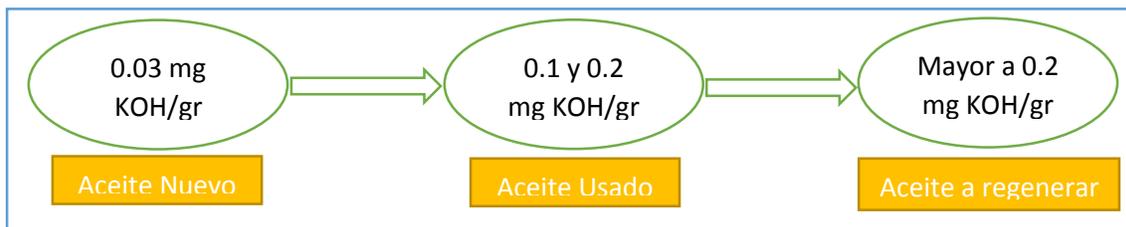


Figura 3.7: Valores de NN.

Las pérdidas por dispersión en el núcleo y en los devanados del transformador durante su funcionamiento se convierten en energía térmica y esta energía calienta las partes del transformador. Bajo el efecto de los gradientes térmicos el calor se dirige desde el lugar de su origen hacia los sitios en los que puede ser transferido al medio refrigerante, pero un aceite cuando se presenta una acidez alta indica la presencia de lodos, siendo estos en algunos casos los culpables del aumento en la temperatura, ya que obstruyen los ductos de refrigeración y con esto ocasiona una disminución en la capacidad para disipar el calor generado en las bobinas del núcleo.

La importancia para desarrollar el ensayo de acidez, es que la capacidad de carga en un transformador está limitada por la temperatura máxima admisible en el interior sus arrollamientos, si se llegara a exceder esta temperatura el transformador disminuiría su capacidad de potencia al igual que se provocaría la carbonización lenta de los aislamientos en contacto con el cobre.



Esta prueba se puede realizar tanto en laboratorio como en el campo, solo se deben tomar las debidas precauciones para que el aceite no entre en contacto con la humedad del ambiente, ya que en este se encuentran partículas de agua, las cuales pueden contaminar e incrementan el nivel de oxidación del aceite y así podría presentar datos no acorde a los que puede presentar el aceite dentro del transformador.

El interés para desarrollar esta prueba es porque su valor es un preámbulo que permite determinar el momento preciso para remplazar o regenerar el aceite, siempre que se hayan establecido los límites de rechazos y que con otros ensayos se refuerce la información para qué medidas se tomaran con el aceite.

3.3.1 EQUIPO:

Entre los métodos empleados para medir el número de neutralización, según la ASTM son dos; la norma ASTM D-664 y la ASTM D-974, estos métodos utilizan hidróxido de potasio (KOH), una sustancia básica para producir una reacción con los compuestos ácidos del aceite. La cantidad de KOH que se necesita para producir la reacción con todos los compuestos ácidos difiere de acuerdo al método empleado.

3.3.2 MÉTODO 1

La norma ASTM D-664 “Método por Titulación Potenciométrica”, brinda las características técnicas que el titulador debe cumplir para poder llevar a cabo el procedimiento de análisis, que se debe usar para realizar la correcta confirmación de este. Hay 2 tipos de dispositivos que el método nombra, los cuales son el titulador manual y automático.

Cabe mencionar que es muy importante que el procedimiento se aplique a volúmenes específicos de aceite en un rango entre 0.005 - 0.5 [mg de KOH/g].

La norma ASTM D-664 también ofrece ciertas características técnicas que un titulador debe de cumplir para poder llevar a cabo el procedimiento de análisis que este usara para realizar una correcta evaluación.

El método de esta prueba consiste en disolver una mezcla de propanol y tolueno, que se introducirá en el potenciómetro con una solución de KOH.

3.3.2.1 Procedimiento:

Dentro de un vaso de 250 ml o un recipiente adecuado de titulación, introducir una cantidad pesada de la muestra, cómo se describe en la tabla siguiente:



NUMERO ACIDO	PESO DE LA PORCION DE LA PRUEBA (gamo)	EXACTITUD DEL PESO (gramo)
0.005 < 1	20.0±2.0	0.1
1.0 < 5.0	5.0±0.5	0.02
5 < 20	1.0±0.1	0.005
20 < 100	0.25±0.02	0.001
100 < 260	0.1±0.01	0.0005

Tabla 3.2: Tamaño recomendado de la porción de ensayo. Datos de la ASTM D-664

Luego se agregan 125 ml de solvente de titulación, el solvente contiene cloroformo así que se debe tener precaución ya que es dañino si se ingiere o se inhala (se recomienda usar mascarilla al momento de utilizarlo). Se debe tomar en cuenta que si llegasen a manchar los electrodos debido a que estos topan con el nivel de la muestra recomendada, se puede tomar una muestra menor. Los resultados obtenidos mediante una cantidad de muestra menor, pueden no ser equivalente a los resultados obtenidos con las cantidades de muestra recomendadas.

Se preparan los electrodos y se coloca en el recipiente de titulación sobre el soporte del titulador y se ajusta en su posición de tal forma que los electrodos se sumerjan más o menos a la mitad. Con la muestra preparada adecuadamente, se agita a una velocidad suficiente sin salpicar y sin revolver aire dentro de la solución.

Al elegir una bureta correcta, esta se llena con solución alcohólica de KOH 0.1 mol/ml y se coloca la bureta en posición sobre el ensamble del titulador. Se debe asegurar de que la punta está sumergida cerca de 25mm en el recipiente del titulador. Anotar las lecturas iniciales de la bureta.

Luego de tener preparada la muestra se opera el titulador manual o automático como corresponda:

- Método de titulación manual

Para este método se agrega una porción adecuada de solución alcohólica de KOH 0.1 mol/L y esperamos hasta que un potencial constante haya sido establecido, y registramos la lectura de la bureta y del medidor.

El inicio de la titulación, en cualquier región subsecuente (las inflexiones) donde 0.1 ml de la solución de KOH de 0.1 mol/L produce constantemente un cambio total de más de 30 mV en el potencial de la celda, se deben añadir porciones de 0.05 mL.

En las regiones intermedias donde el 0.1 mL de la solución alcohólica de KOH 0.1 mol/L cambia el potencial de celda menos de 30 mV, se debe añadir porciones suficientemente grandes para producir cambios de potencial total aproximadamente iguales a, pero no mayor que 30 mV.

Se debe mantener la titulación de manera constante hasta que el potencial cambie menos de 5 mV/0.1 ml de KOH y el potencial de la celda indica que la solución es más básica que la solución acuosa básica reguladora.

Se retira la solución de titulación, y enjuagamos los electrodos junto con la punta de la bureta con el solvente de titulación, después con propa-2-ol y finalmente con agua grado reactivo. Se deben sumergir los electrodos en agua al menos 5 minutos para restaurar la capa de gel acuosa del



electrodo de vidrio. Después de 5 minutos en el agua, se enjuagan los electrodos con propan-2-ol después con solvente de titulación antes de la siguiente titulación.

- Método de titulación automático

Ajustar el aparato adecuado con las instrucciones del manual del fabricante, también verificar que el instrumento indicará el mV de la cantidad de ácidos fuertes iniciales de la muestra de análisis, con respecto a la lectura de mV de la barrera ácida acuosa, indica la presencia de dichos ácidos. Se cerciora que el volumen de KOH que se agrega para alcanzar los mV de la solución reguladora de pH 4; este valor se utilizara para calcular el número de ácido. Luego continuara con la titulación automática y se registran las curvas potenciométricas o derivadas como sea el caso.

Titular con la solución alcohólica de KOH de 0.1 mol/L. El aparato debe ser ajustado o programado de tal modo que un punto de inflexión sea adecuado para utilizarse en el cálculo, la relación de la adición de la solución del titulador y volumen de titulante añadido se basan en la pendiente de la curva de titulación.

El titulante se añade en incremento de tamaño adecuado para lograr una diferencia de potencial de 5 a 15 mV por incremento. El incremento del volumen debe variar entre 0,05 y 0,5 ml. Se añadirá el siguiente incremento si la señal no cambia más de 10 mV en 10 segundos. El tiempo máximo de espera de entre los incrementos no debe ser superior a 60 segundos.

La titulación puede terminarse cuando la señal alcanza el potencial de pH de 11 pasados 200 mV. Un punto equivalente es reconocible si la primera derivada de la curva de titulación produce un máximo, lo cual significativamente es mayor que el ruido producido por los efectos electrostáticos.

Luego se marcan los puntos finales de las curvas obtenidas, y se calcula el número ácido:

$$\text{Numero Acido} = (A - B) * M * \left(\frac{56.1}{W}\right) \quad \text{ec. 7}$$

Donde:

A= solución alcohólica de KOH utilizada para titular muestra hasta el punto final, el cual ocurre en la lectura medida del punto de inflexión más cercano a la lectura en ml.

B= volumen correspondiente a “A” para la titulación en blanco (antes de iniciar) en ml.

M= concentración de solución alcohólica de KOH en mol/l.

W= muestra en g.

3.3.2 MÉTODO 2

Con el método ASTM D974 es muy similar al de ASTM D664, la diferencia radica en que el punto final de reacción de KOH con el ácido de la muestra se determina no con una pendiente de grafica sino que con un cambio de color. Se busca observar un cambio de color de un indicador acido/base colocado en el recipiente que contiene la muestra. Al recipiente se le va añadiendo cantidades de hidróxido de potasio que va reaccionando con el ácido que contiene la muestra de aceite. Cuando ya todos los ácidos contenidos han reaccionado con el KOH y se añade otra cantidad de este último, el indicador cambia de color señalando que la reacción ha llegado a su fin. El número de



neutralización se determina entonces dependiendo de la cantidad de KOH utilizado como reactivo y el peso de la muestra.

3.3.3 RESULTADOS:

Los valores de numero de acides de acuerdo a la condición del aceite del trasformador según la IEEE std C62.1995 se muestran en la tabla 3.2.

TIPO DE ACEITE	NIVEL DE TENSION (KV)	NUMERO DE ACIDEZ (NN) (mg KOH/g, max)
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 servicio adicional		0.20
Aceite en condición pobre (debe ser regenerado o deshecho)		0.50

Tabla 3.2. Datos según el estándar de IEEE Std. 62-1995

Si los resultados de una primera prueba no están dentro de los valores aceptables o si se observan cambios repentinos en el valor del número de neutralización, se debe confirmar mediante la realización de la prueba por segunda vez. Además como todas las otras pruebas la decisión debe tomarse como base en la tendencia de los valores obtenidos y no con el resultado de una sola prueba

3.4 TENSION INTERFACIAL (ASTM D-971, D-2285)



Figura 3.8: tensión interfacial

La solubilidad de un líquido en otro, aparte de la viscosidad que posee cada uno de ellos, depende en gran parte de su tensión interfacial. Por ejemplo, cuando entre dos líquidos se tienen una tensión interfacial diferente, se crea una insolubilidad el uno con el otro, tal como sucede con el aceite y el agua. La interface o superficie de contacto entre los dos líquidos insolubles genera un fenómeno físico-químico que se produce por las fuerzas de atracción, que existen entre la interacción



molecular; estas fuerzas hacen que se tienda a modificar la tensión interfacial entre ambos líquidos en la zona de contacto (conocida como película).

En el análisis de la tensión interfacial para cualquier líquido, se utiliza el agua como sustancia de referencia también como patrón de comparación con respecto a otro líquido. El aceites dieléctrico es una sustancia polar en donde se encuentran disueltos algunos productos polares; para el caso del agua se sabe también que es una sustancia polar, por esta razón la solubilidad de un aceite en el agua aumenta cuando crece la presencia de dichas sustancias polares, este fenómeno se puede medir cualitativamente mediante el ensayo de la tensión interfacial que consiste en medir la afinidad del aceite en contener moléculas de agua y sustancias polares.

En los transformadores, a medida que el aceite envejece y se oxida, los compuestos polares que se forman por la oxidación debilitan la interfaz y esto hace que se reduzca la tensión interfacial. Estos contaminantes se extienden a través de la interface agua-aceite debilitando la tensión interfacial entre los dos líquidos. Algunas de estas partículas o contaminantes no son detectables con facilidad con el ensayo de número de neutralización (acidez).

El método de ensayo de la tensión interfacial consiste en medir el rompimiento de la superficie de contacto entre las dos sustancias, obteniendo una medida de fuerza de atracción entre las moléculas de los dos fluidos inmiscibles; las unidades son dinas por centímetro (dynas/cm) o en mili Newtons por metro (mN/m). Mediante este ensayo se puede detectar la degradación del aceite debido al proceso de oxidación y su avance antes de llegar a niveles críticos, además es un ensayo esencial para determinar el valor del índice de calidad para aceites nuevos o recién refinado, como también se utiliza como un ensayo de rutina para establecer el estado en el que el aceite está operando.

Según el estándar de la IEEE Std. 62 los valores aceptados son:

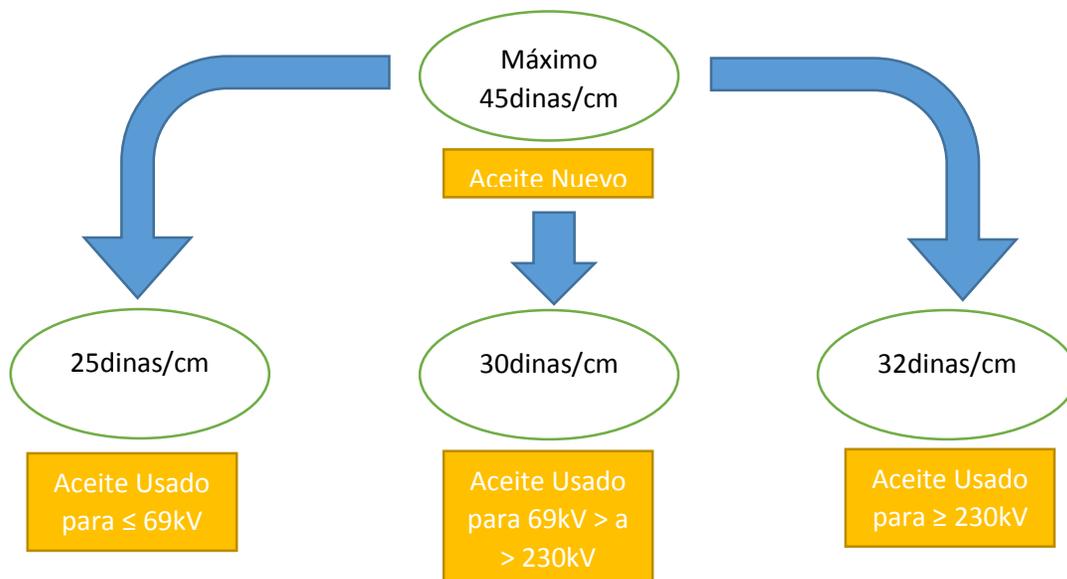


Figura 3.9: Valores de aceptación de tensión interfacial según la IEE std 62-1995



Cuando en el aceite se presentan ciertos contaminantes tales como jabones, pinturas, barnices y algunos elementos que se generan por la oxidación, hace que la resistencia de la película del aceite se debilite; estas impurezas hacen que en el momento de realizar el ensayo se requiera de una fuerza menor para realizar la ruptura entre la interfaz de los líquidos, lo que indicara el deterioro del aceite. En las normas ASTM existen dos métodos para realizar el ensayo los cuales son:

Norma ASTM D2285 para ensayos in situ: el método consta de la medida de volumen de una gota de agua que puede ser apoyada sobre el aceite sin romper la interfaz, este método es utilizado para definir la determinación de la tensión interfacial para aceites dialecticos nuevos o usados, su ejecución es fácil para el desarrollo in situ.

Norma ASTM D971 para ensayos de laboratorio: utiliza un anillo de platino para romper físicamente la interfaz y medir la fuerza requerida, este método es usado para definir un resultado con mejor exactitud para la tensión interfacial para aceites dialecticos nuevos o usados.

3.4.1 EQUIPO

3.4.1.1 METODO 1:

Para la norma ASTM D-971; se utiliza un tensiómetro basado en el principio de Du Nouy que consta de un hilo de torsión al cual se le aplica una fuerza para levantar un anillo, el hilo debe estar sujeto a un disco con escala graduada con rango de 0 a 100 mN/m, debe tener también una plataforma horizontal para sostener el recipiente de la muestra con la capacidad de realizar movimientos hacia arriba o hacia abajo mediante un tornillo mecánico por medio de un mecanismo de palanca, una unidad electrónica, o cualquier otro medio para cambiar con precisión la posición vertical de la muestra; el anillo debe estar hecho de platino o puede ser de aleación de platino-iridio. El anillo debe ser soldado formando un círculo continuo y unido al menos a dos estribos paralelos. La circunferencia del anillo deberá ser como mínimo de 40 mm y el diámetro del alambre de anillo debe ser aproximadamente 0,3 mm, los estribos deben tener al menos 25 mm de largo. Se debe de contar también con un recipiente de muestra el cual debe ser un vaso de precipitados de vidrio o un recipiente cilíndrico transparente con un diámetro mínimo de 45 mm.

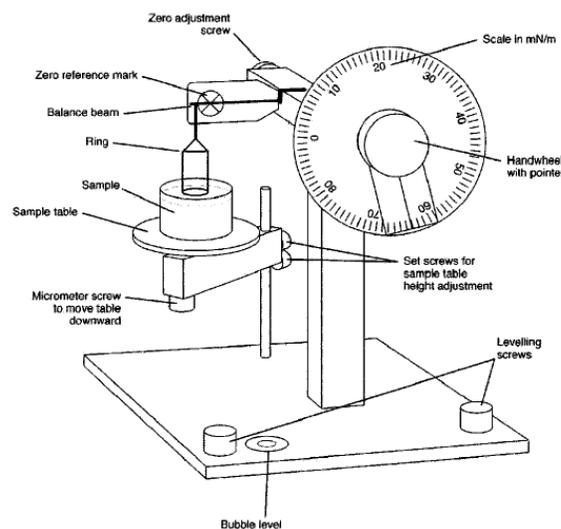


Figura 3.10: tensiómetro Du Nouy



Antes de realizar el ensayo se debe realizar una limpieza al recipiente en donde se deposita la muestra removiendo residuos de aceite mineral. El recipiente de vidrio se puede limpiar mediante un lavado en xileno, hexano u otro disolvente de hidrocarburo adecuado, seguido por un enjuague en acetona o butanona. Después de estos enjuagues se pueden limpiar con detergente en agua caliente seguido por un lavado completo con agua del grifo y luego agua destilada.

El anillo debe limpiarse sumergiéndolo en un pequeño recipiente con xileno, hexano u otro disolvente hidrocarburo adecuado durante al menos 5 segundos, mientras que se hace girar el anillo en sentido de ida y vuelta. Luego se enjuaga utilizando un recipiente lleno de cetona o butanona. Con una llama de gas flamear el anillo haciéndolo girar de nuevo para obtener un calentamiento rápido y uniforme. En el calentamiento del anillo este se tornara de color naranja y el tiempo de calentamiento debe ser por no más de 5 s. el anillo debe ser limpiado antes de cada ensayo.

La plataforma del tensiómetro en donde se coloca la muestra debe ser nivelada mediante un nivel de burbuja, si no se cuenta con uno, se ajusta la base tensiómetro hasta que la plataforma esté nivelada.

Procedimiento:

Preparación de muestras de prueba:

De acuerdo a la norma ASTM D-923 se requiere de una muestra representativa del líquido para el ensayo, una cantidad de por lo menos 25 ml para ser analizada. También se requiere de una cantidad específica de agua destilada fresca para la medición de la tensión interfacial, entre 50 a 75 mL.

La muestra a ser analizada en el ensayo se deben cubrir, tapando o sellados inmediatamente después de ser recolectada. El polvo en el ambiente y el vapor pueden contaminar fácilmente el agua, al igual que el crecimiento de bacterias. La muestra se debe almacenar en un lugar oscuro a una temperatura ambiente.

Antes de realizar el ensayo se debe determinar la densidad de la muestra de aceite mediante el uso de un picnómetro de líquido u otro dispositivo de medición de densidad de $\pm 0.001 \text{ g/cm}^3$ a una temperatura de $25 \pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$

Medición de la tensión Interfacial:

En un recipiente de muestra limpio se vierte agua destilada con una altura entre 10 a 15 mm a una temperatura de $25 \pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$. Luego se coloca el recipiente en la plataforma del tensiómetro de modo que el anillo se ubique en el centro del recipiente y no esté cerca de cualquier pared. Se debe tener el cuidado de que no halla formación de burbujas en la superficie del agua ya que esto indica que el agua está contaminada o que el recipiente no está limpio, por lo tanto, si se observa espuma se debe desechar el agua.

Antes de colocar el anillo en el tensiómetro se debe limpiar. Al coloca el anillo en el tensiómetro, mientras se encuentra suspendido en el aire, se calibra en la posición cero en el disco de medición de acuerdo a las instrucciones del fabricante del equipo. Se levanta la plataforma hasta que el anillo queda sumergido a una profundidad que no exceda de 6 mm en el agua.



Se baja lentamente la plataforma ajustando la lectura del tensiómetro de acuerdo a las instrucciones del fabricante del equipo. A medida que el agua adherida al anillo se aproxima al punto de rompimiento se realizan los ajustes para que el sistema en movimiento esté en la posición cero. Esto garantizará que la barra de torsión estará en la posición cero cuando se produzca la ruptura. Se lee la escala en el valor en el que ocurre el rompimiento, y se calcula la tensión superficial mediante la siguiente ecuación:

$$F = \sqrt{0.7250 + \frac{0.01452 * P}{C^2(D - d)} + 0.04534 - \frac{1.679}{R/r}} \quad ec. 8$$

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

Utilizando el valor de 0,997 g/cm³ para la diferencia de densidad entre el agua y el aire (D-d). En este proceso se debe tener un valor entre 71-73 mN/m. Si los valores obtenidos son bajos se debe limpiar y enjuagar el recipiente de la muestra a fondo y obtener una muestra de agua fresca de una fuente diferente. Si todavía se obtienen valores bajos de tensión superficial se verifica la calibración del tensiómetro y se examina el anillo para asegurar el plano del anillo es paralelo a la superficie del agua.

Se coloca cuidadosamente una capa de aceite con una altura de al menos 10 mm sobre la superficie de agua la cual debe contener el anillo sumergido. Esperar que la interfaz entre el aceite y agua permanezca en reposo durante 30 ±1 s aproximadamente. Se baja la plataforma tal y como se realiza en el procedimiento para determinar el punto de ruptura de la interfaz del agua-aire, y se registrar el valor al que ocurre la ruptura. Se requiere un tiempo de 30 s para extraer el anillo a través de la interfaz. Debido a la viscosidad del aceite el proceso para determinar el punto de ruptura de la interfaz aceite-agua se realiza lentamente. El tiempo necesario para completar esta operación desde el momento donde se coloca la capa de aceite en el agua hasta las que ocurra la ruptura de la interfaz es de unos 60 ±10 s

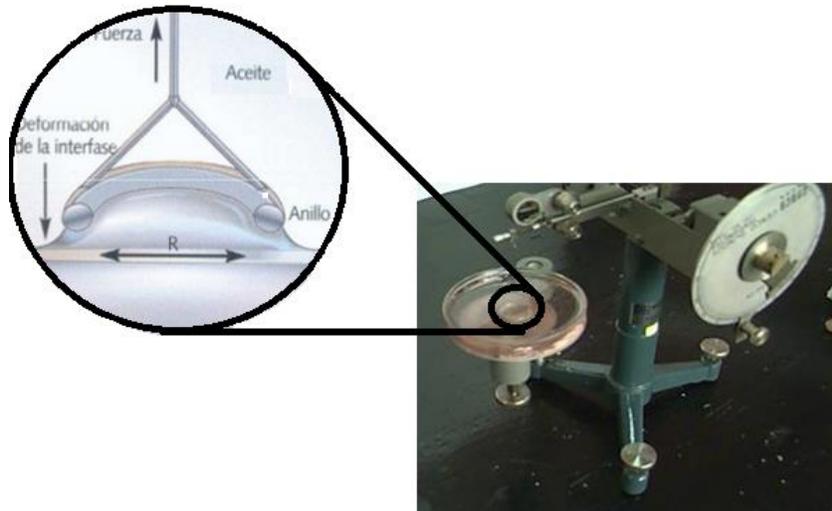


Figura 3.11: funcionamiento del tensiómetro de Du Nouy

3.4.1.2 METODO 2:

Para la norma ASTM D-2285: se utiliza un tensiómetro que provee de una forma sencilla de inyectar una cantidad determinada de agua en la muestra de aceite, y un recipiente que contendrá la muestra con un diámetro mínimo de 1plg.



Figura 3.12: tensiómetro de goteo.

Para obtener mejores resultados se deben tomar algunas consideraciones para la ejecución de la prueba como:

Se debe limpiar el exterior de la aguja de contaminación por aceite, este proceso se realiza con papel libre de polvo, pelusa o cualquier cuerpo que pueda quedar incrustado en el orificio de la aguja. Se hace circular un flujo constante de agua destilada para limpiar el interior de la aguja y del recipiente donde se deposita el agua para el ensayo, sólo si se sospecha de contaminación se deben utilizar



detergentes o disolventes para limpieza, seguido de un enjuague a fondo con agua destilada. Se debe tomar en cuenta que los detergentes afectaran a los resultados obtenidos de la tensión interfacial.

Limpiar el recipiente de la muestra de ensayo mediante la eliminación de cualquier residuo de aceite con nafta u otros disolventes de hidrocarburos adecuado, seguido de lavado con una solución de detergente. Se debe de enjuagar bien con agua del grifo, y luego con agua destilada. Considerar que la nafta es inflamable y nocivo si se inhala.

Procedimiento:

El tensiómetro y sus recipientes, la muestra de ensayo y el agua deben de estar a una misma temperatura, preferible de 25 ° C y con una diferencia alrededor de ± 1 °C.

Se llena el depósito con agua destilada se expulsa el aire que contenga la aguja y se fijar el tensiómetro en el soporte. Se vierte la muestra de aceite sin filtrar en el recipiente de muestra de prueba con una altura de al menos 25,4 mm (1 in). Coloque el recipiente sobre la el soporte para que la punta de la aguja quede sumergida aproximadamente 12,7 mm (1/2 in)

Este método de ensayo es un procedimiento relativamente rápido y esta característica lo hace un método aplicable para el uso in situ. En este ensayo a diferencia de otros, el aceite no requiere un proceso de filtrado, porque esto agrega un paso adicional e indeseable, ya que se considera que las muestras de aceite extraídas de los equipos in situ no contendrán lodos pesados, a diferencia de la muestras tomadas al final de las pruebas, que podrían inferir en la determinación de la tensión interfacial.

Se debe tener la precaución que cuando se expulse la gota de agua, por ningún motivo se debe mover en sentido contrario el pistón del tensiómetro, ya que esto puede contaminar introduciendo aceite en el recipiente con agua destilada.

Se expulsa cerca de $\frac{3}{4}$ del volumen de la gota de agua permitiendo que permanezca suspendida en la aguja alrededor de 30 s, al cumplirse el tiempo se libera la cantidad de agua suficiente para provocar que caiga la gota en forma tal que el tiempo total para este proceso sea entre 45 y 60 s. la diferencia en la lecturas registradas se sustituye en la ecuación para determinar el valor de la tensión interfacial.

$$Tension\ intefacial\ \left[\frac{mN}{m}\right] = R_1(D - d) \left(\frac{S}{R_2}\right) \quad ec. 9$$

Dónde:

R_1 : lectura de la escala de agua en aceite

R_2 : lectura de la escala de agua en aire

D: densidad del agua medida a una temperatura (0.998 a 20 °C y 0.997 a 25 °C)

d: densidad de aceite a la temperatura de medición (Si la densidad no se conoce, utilizar una densidad media de 0,885).

S: tensión superficial del agua en el aire (72.75 a 20 ° C y 71.97 a 25 ° C).

3.4.2 RESULTADOS SEGÚN LAS NORMAS

Los valores recomendados según la IEEE std 62-1995 son los siguientes:

TIPO DE ACEITE	NIVEL DE TENSION (KV)	TENSION INTERFACIAL dinas/cm, MINIMO
Aceite nuevo como recibido de refinería		40
Nuevo aceite recibido en nuevo equipo		35
Aceite de envejecido por el servicio	≤ 69	24
	69-288	26
	>345	30
Aceite reacondicionado o regenerado		24

Tabla 3.3. Datos según el estándar de IEEE Std. 62-1995

3.4.3 ÍNDICE DE CALIDAD.

Existes una relación entre la tensión interfacial y la acidez (número de neutralización) de un aceite dieléctrico. Estas dos pruebas son complementarias ya que una disminución en el valor de la tensión interfacial generalmente esta seguida por un aumento en el valor de la acidez, la figura 3.13 muestra dicha relación.

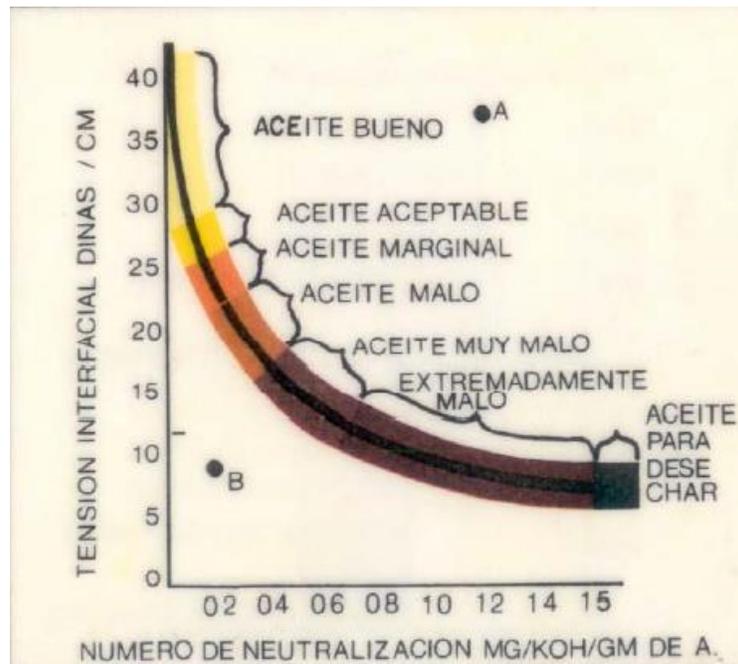


Figura 3.13: Grafica de relación acidez contra tensión interfacial.



Una elevada tensión interfacial significa que el transformador está libre de lodo, así mismo un aceite con una elevada acidez significa que está deteriorado. Al dividir estos dos valores (la tensión interfacial y la acidez) se obtiene un valor sin unidades que se conoce como índice de MEYER o índice de calidad (IC) del aceite.

$$\text{Indice de MEYERS} = \frac{\text{tension interfacial}}{\text{Numero de Neutralizacion}} \quad \text{ec. 10}$$

La figura 3.14 muestra la relación entre el índice de Myers y el estado del aceite.

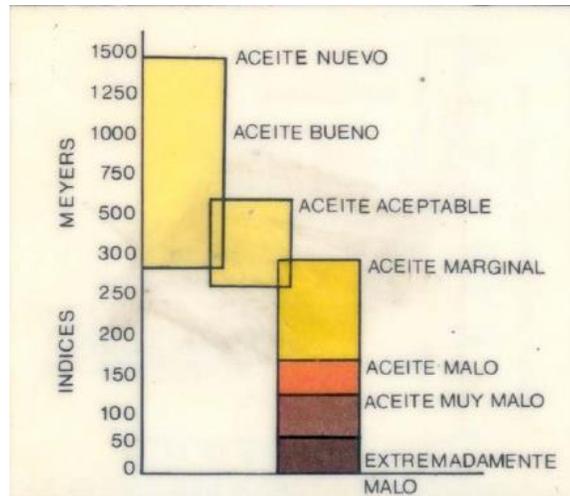


Figura 3.14: relación índice de Myers contra el estado del aceite

La tabla 3.4 muestra el estado del aceite dependiendo del valor del índice de calidad, así como sus valores típicos para la tensión interfacial y la acidez.

INDICE DE CALIDAD	ACIDEZ	TENSION INTERFACIAL	ESTADO DEL ACEITE
300 – 1500	0.01 - 0.1	30 – 45	Muy bueno
160 – 299	0.11 - 0.15	24 – 29	Aceptable
45 – 159	0.16 - 0.40	18 – 23	Malo

Tabla 3.4: valores de Índice de calidad

Después de que se tiene desarrollada las tres pruebas (color, tensión interfacial, y número de neutralización) se puede hacer un pequeño análisis de las condiciones que presenta el aceite ayudándose de la siguiente tabla.



GUIA DE COLOR PARA ACEITES EN TRANSFORMADORES	VALORES DE PRUEBAS RELACIONADAS CON COLOR	EFFECTO DEL ACEITE EN EL TRANSFORMADOR	ACCIONES QUE SE DEBE TOMAR	
Aceite nuevo 0.0-0.5	0.03 a 0.10	30-45	-Enfriamiento eficiente -Preserva el aislamiento	Análisis anual del aceite a fin de evaluar funcionamiento y establecer tendencias.
Buen estado 0.5-1.0	0.05 a 0.10	27-29	Compuestos polares (lodos) en solución (producto de la oxidación del aceite) causa bajas en la tensión interfacial	Análisis anual del aceite. establecer programa de mantenimiento preventivo.
Aceite usado 1.0-2.5	0.11 a 0.15	24-27	Ácidos grasos cubren las bobinas. Lodos en suspensión listos a iniciar concentraciones.	Análisis anual del aceite. Aceite requiere tratamiento con filtro de prensa especial, para detener deterioramiento rápido del aislamiento.
Condición marginal 2.5-4.0	0.16 a 0.40	18-24	En casi un 100% de los transformadores en este rango se han formado depósitos de lodos sobre las bobinas y el núcleo	Análisis anual del aceite. Lavado con aceite nuevo y caliente para parte activa y tanque. Filtrado de aceite con unidad especial.
Condición mala 4.0-5.5	0.41 a 0.65	14-18	Sedimentos depositados continúan oxidándose y endureciéndose. alta probabilidad de falla prematura	Análisis anual del aceite. lavado con aceite nuevo y caliente para partes activas y tanque. Filtrado y regeneración de aceite con unidad especial tierras Fuller.
Condición severa 5.5-7.0	0.66 a 1.50	9-14	Sedimentos aíslan áreas de refrigeración y ductos, causando incrementos de temperatura de operación	Análisis anual del aceite. lavado con aceite nuevo y caliente para parte activa y tanque. Filtrado y regeneración de aceite con unidad especial tierras Fuller o remplazo de aceite.
Condición extrema 7.0-8.0	>1.50	6-9	Gran cantidad de sedimentos que requieren otros medios de remoción diferentes al purgado de los mismos	Lavado con aceite nuevo y caliente para partes activas y tanque. Cambio de aislamientos. Remplazo dotación de aceite con filtrado.

Tabla 3.5: Condiciones de operación según el ensayo de color, acidez y tensión interfacial.

3.5 CONTENIDO DE HUMEDAD (ASTM D-1533)

El agua es uno de los enemigos principales del aceite debido a que puede presentarse de varias formas. La presencia de agua en forma libre o en suspensión puede ser determinada por una inspección visual de la muestra de aceite, pero la presencia de agua en forma disuelta es normalmente determinada por métodos físicos o químicos. Este método sirve para determinar la cantidad de agua total, como también la cantidad de agua disuelta en el aceite dependiendo de las condiciones en las cuales la muestra fue extraída y analizada.

El agua absorbida en el aceite, está asociada a los ácidos orgánicos que se forman por la oxidación de los hidrocarburos, y estos ácidos hacen que el aceite pierda su propiedad dieléctrica, haciéndolo más conductor, como se dijo anteriormente en el ensayo de la rigidez dieléctrica, donde un alto



contenido de humedad hace que baje la rigidez. También influye en el aislamiento sólido, haciendo que la tendencia de envejecimiento se acelere. Por estas razones es importante conocer que cantidad de agua o humedad hay en las paredes y elementos dentro del transformador (cartón, papel y aceite).

Si la temperatura es alta en el transformador, el papel tiende a entregar agua al aceite, pero el aceite tiende a entregar agua al papel del aislamiento sólido cuando su temperatura baja (condición peligrosa si la humedad es alta), por lo tanto la mayor cantidad de humedad en un transformador suele concentrarse allí; las partículas de agua son absorbidas en el aislamiento sólido lo que aumenta la tendencia a la que el aislamiento se descompone.

El contenido de agua en un aceite aislante puede estar dado en partes por millón (ppm), que para el caso de contenido de humedad se diría “miligramos de agua por kilogramos de aislante”, también se puede presentar en porcentaje de sustancia.

Un método utilizado para la determinación de agua en un líquido aislante es mediante un Titulador Volumétrico Karl Fischer de acuerdo a la norma ASTM D-1533, el resultado es presentado en ppm. Con el valor obtenido se puede estimar si el agua está disuelta o ha llegado a un punto en el que se encuentra en emulsión, o bien determinar si la presencia es normal o existe una filtración de humedad (por juntas rotas, fisuras en el tanque de expansión, falta o mal estado de la silica gel, etc.)

Anteriormente la opción a la aplicación del método de Karl Fischer para medición de humedad era el ensayo de la rigidez dieléctrica para detectar humedad en el aceite. Los datos que se obtienen con el ensayo de la rigidez dieléctrica no son confiables para poder detectar agua disuelta, ya que por debajo del 60% de saturación o 35ppm es imposible que presente datos el método de la rigidez. La mayoría de equipos de Karl Fischer para este ensayo tienen una precisión desde las 5ppm.

Los resultados de la cantidad de humedad dependen del voltaje (KV) del transformador y la temperatura de la muestra del aceite cuando se extrae del transformador. Los valores recomendados en ppm aceptables según la normativa IEEE Std. 62-1995, para diferentes niveles de voltajes nominales de operación son los siguientes:

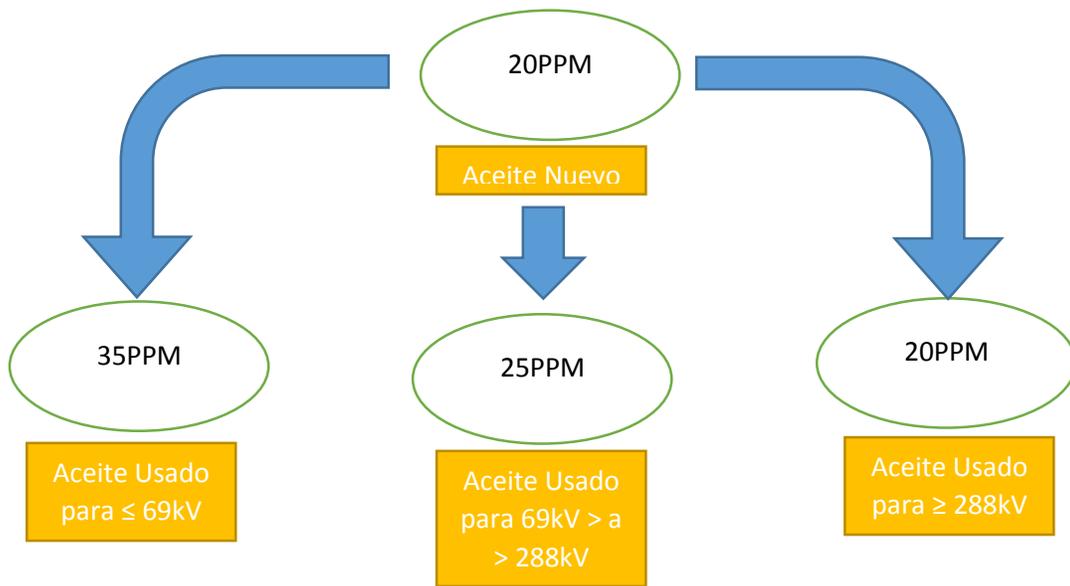


Figura 3.15: valores recomendados en ppm según la normativa IEEE Std. 62-1995

3.5.1 EQUIPO

Como se mencionó anteriormente para esta prueba se utiliza un titulador junto con reactivos suministrados por el fabricante del equipo o disponibles comercialmente. Las instrucciones de operación del fabricante deben de ser seguidas en la instalación, y operación.

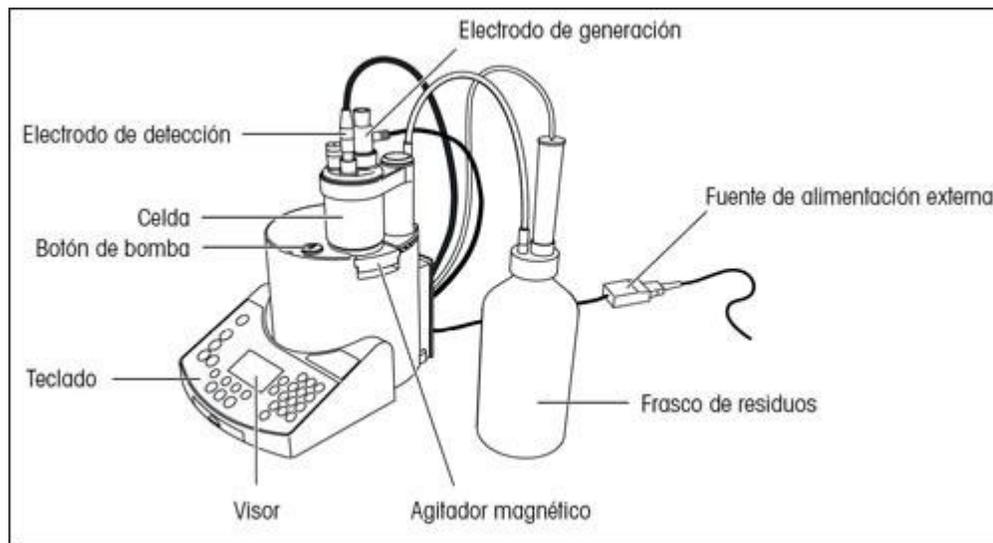


Figura 3.16: Titulador coulométrico para el ensayo de humedad.

El equipo dispone de instrumentos adecuados y calibrados para transmitir una corriente conocida, la cual genera Yodo que reaccionara con una cantidad de agua presente desconocida (si la hay en la muestra, reaccionara), el equipo se describe a continuación:



Titulador coulométrico: este consta de un electrodo detector, electrodo generador, recipiente de titulación, agitador magnético, y la unidad de control. El electrodo de detección determina de forma amperimétrica el punto en que finaliza la titulación mediante la medición de un cambio brusco en la resistencia de la celda. El electrodo de generación realiza la reducción catódica de yoduro, lo que permite que el reactor de Karl Fischer tenga lugar. El sistema de reacción puede consistir en dos mallas o alambres de platino separados por un diafragma dentro de un conjunto de vidrio o dos mallas o alambres de platino separados por un diafragma.

Recipiente de titulación el cual está conformado por un frasco con la capacidad adecuada, protegido contra la humedad del ambiente a la vez debe tener una válvula de drenaje en el fondo la cual es deseable pero no necesaria para la extracción de los reactivos.

Agitador, este es el medio por el cual se realiza la agitación durante la titulación y contiene elementos como un agitador magnético con cubierta de vidrio o de TFE-fluorocarbono, la longitud de la barra de agitación debe ser de 2 a 5 cm de largo o apropiado para el recipiente de titulación. La barra debe limpiarse cuidadosamente, enjuagándose con metanol, secándose en un horno durante 1 hora a 100 ° C, y se almacena en un desecador hasta el momento de usarla, para pruebas de rutina en un sistema cerrado, el proceso de volver a limpiar y secar no es necesario.

Jeringa de Transferencia: estas se utilizan de un tamaño adecuado para acomodar el tamaño de la muestra y debe ser de acuerdo a la recomendación del fabricante del instrumento. Pueden ser de vidrio o de plástico, las jeringas de vidrio antes de su uso se limpian y secan durante 1 hora a 100 ° C y las Jeringas de plástico deberán ser desechadas después de cada uso.

Agujas: estas se instalan en la jeringa de transferencia, deberán ser lo suficientemente largas para inyectar la muestra directamente debajo de la superficie del reactivo de Karl Fischer y de un calibre adecuado para permitir con facilidad la transferencia de la muestra. Septums, el cual se utiliza para sellar porta-muestra, lo que permite la introducción de la muestra de ensayo reduciendo la cantidad de contaminación de la humedad del ambiente. Sellado de grasa, Si el aparato no tiene un sello de empaque, usar una grasa de sellado para sellar la cámara de titulación de la humedad del ambiente. Desecador de tipo estándar para laboratorio con indicador de cambio de color. Balanza de análisis, con una precisión de peso de ± 0.001 g. Reactivos y materiales: estos reactivos se describen en las instrucciones del equipo

Diversos estudios han demostrado que el contenido de agua de una muestra de aceite aislante puede ser influenciada significativamente por el recipiente que la contiene; una muestra puede ganar o perder agua cuando se almacena en recipiente de vidrio dependiendo del contenido de agua inicial de la muestra debido a la manera en que se limpia y seca el recipiente, y también el tiempo de almacenamiento antes del análisis. Para minimizar estos efectos, se recomienda que la muestra se coloque en recipientes grandes, el espacio libre por encima de la muestra deberá mantenerse al mínimo y el tiempo de almacenamiento antes del análisis tan corto como sea posible. Además los recipientes de la muestra deberán ser secados a temperaturas por encima de 110 ° C y enjuagados con el aceite a ensayar antes de colocar la muestra.



3.5.2 PROCEDIMIENTO:

El procedimiento para este ensayo es simple, usualmente se necesita de una muestra pequeña de aceite entre unos 5ml, 10ml o de 20ml para ser inyectada en el equipo calibrado, el tamaño de la muestra estará regido por el contenido de humedad:

0 a 10ppm	→	20ml de muestra
10 a 50ppm	→	10ml de muestra
50 o más ppm	→	5ml de muestra

Figura 3.17: valores de cantidad 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, 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.

Se remueve el exceso de muestra y reactivo del recipiente, si es necesario. Después de un corto periodo de tiempo, se presentara las lecturas con lo que se puede realizar el cálculo de la cantidad de agua en la muestra, utilizando la siguiente ecuación (si el titulador es automático no es necesario hacer este último proceso ya que directamente calculan el contenido de agua, introduciéndole como dato la cantidad de la muestra pesada):

$$\text{Contenido de agua, ppm} = \frac{A}{B} \quad \text{ec. 11}$$

Donde A: microgramos de agua, lectura del instrumento.

B: peso de la muestra en gramos.

En la mayoría de casos se recomienda hacer múltiples pruebas sobre la misma muestra y representar un resultado promedio.

El procedimiento para la extracción de la muestra debe realizarse con la mayor precaución posible, debido a que si la muestra se contamina con la humedad del ambiente el valor que se obtenga al realizar el ensayo no estaría acorde a la condición en la que se encuentra el aceite en el transformador y dando una estimación errónea debido al dato obtenido; para evitar este problema se requiere en tomar ciertas medidas como: que 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 la extracción de la muestra para el ensayo en el laboratorio.

3.5.3 RESULTADOS:

La cantidad de humedad en un transformador puede estar representada en:

- 1- porcentaje de humedad por peso seco (%M (Moisture)/DW (Dry Weight), %M/DW).



- 2- Porcentaje de saturación (es el porcentaje del agua que hay en el aceite en relación con la cantidad de agua que el aceite puede disolver)
- 3- Partes por millón (ppm).

Para entender el significado del porcentaje de humedad por peso seco supondremos que un transformador posee 10000 libras de papel y presenta un 0.5%M/DW, entonces se dirá que el transformador tiene:

$$10000 * 0.5 = 50 \text{ libras de agua (aproximadamente 6 galones)}$$

Cuando la humedad en un transformador alcanza valores de 2%M/DW se debe planificar el secado del transformador.

Con el fin de comprender el significado y la importancia del cálculo de porcentaje de saturación se exponen algunos conceptos relacionados:

La solubilidad es la cantidad total de agua en ppm que puede disolver un aceite a determinada temperatura y viene dada por la ecuación dada según la IEEE Std. C57.106-2006:

$$\log_{10} S_0 = \frac{-1567}{T} + 7.0895 \quad \text{ec. 12}$$

Donde S_0 es la solubilidad del agua en el aceite y T es la temperatura absoluta en Kelvin.

Como se puede notar que la solubilidad está en función de la temperatura. Entre mayor temperatura presente en el aceite, mayor será la cantidad de agua que podrá disolver.

El límite de solubilidad se presenta cuando el aceite ya no puede disolver más agua y llega a un 100% de porcentaje de saturación, lo que quiere decir que se inicia la formación de agua libre dentro del transformador.

El porcentaje de saturación está dada por la siguiente ecuación, que es la relación entre la cantidad de agua que está presente en el aceite y la cantidad total que este puede disolver a la misma temperatura, es decir su solubilidad.

$$\% \text{ saturacion} = 100 * \frac{PPM_{\text{agua}}}{S_0} \quad \text{ec. 13}$$

Como se mencionó anteriormente, cuando la temperatura del transformador aumenta el agua fluye del papel al aceite. Este aumento en la cantidad de agua en el aceite hace que su porcentaje de saturación aumente, esto podría originar formación de agua libre y presentar valores inaceptables de rigidez dieléctrica, además la saturación puede presentar una falla, y es que el agua libre entre en contacto con algún conductor energizado y se produzca una falla inmediata.

En La siguiente tabla se presentan una guía general de los valores de porcentaje de saturación según la IEEE Std. C57.106-2002:



% SATURACION DE AGUA EN EL ACEITE	CONDICION DE LA CELULOSA
0-5	Aislamiento seco
6-20	Humedad moderada, los números bajos que indican niveles bastante secos a niveles moderados de agua en el aislamiento, mientras que los valores hacia el límite superior indican que el aislamiento es moderadamente húmedo.
21-30	Húmedo
>30	Extremadamente húmedo

Tabla 3.6: porcentaje de saturación, según la IEEE Std. C57.106-2002.

En la siguiente tabla se presentan los valores recomendados para el porcentaje de saturación según la potencia de operación del equipo:

TIPO DE TENCION	VALOR MAXIMO DE % SATURACION DE AGUA EN EL ACEITE
≤69kV	15
>69 a 230kV	8
≥230kV	5

Tabla 3.7: Valores máximos de porcentaje de saturación, según la IEEE Std. C57.106-2002.

La siguiente tabla es una guía de interpretación del porcentaje de humedad por peso seco del papel según la normativa IEEE Std. 62-1995

% HUMEDAD POR PESO SECO EN PAPEL (%M/DW)	CONDICION
0-2	Papel seco
2-4	Papel húmedo
>4.5	Papel excesivamente húmedo

Tabla 3.8: porcentaje de humedad en el papel, según la IEEE Std. C57.106-2002.

Y los valores máximos sugeridos para porcentaje de humedad por peso seco del papel de acuerdo al tipo de tensión:

TIPO DE TENCION	VALOR MAXIMO DE %M/DW
≤69kV	3%
>69 a 230kV	2%
≥230kV	1.25%

Tabla 3.9 Valores máximos de porcentaje de humedad en el papel, según la IEEE Std. C57.106-2002.

3.6 AZUFRE CORROSIVO (ASTM D-1275)

Los aceites aislantes en la mayoría de sus usos están en contacto continuo con metales sujetos a corrosión. La presencia de compuestos de azufre corrosivo da como resultado el deterioro de estos metales. El azufre corrosivo, según la norma ASTM D2864-06 se define como elementos de sulfuro y compuestos de sulfuro térmicamente inestable en aceites aislantes que pueden causar corrosión en ciertos metales que están dentro del transformador. La extensión del deterioro depende de la cantidad y tipo de agente corrosivo y de factores como tiempo y temperatura. La detección de estas impurezas indeseables, aunque no en términos de valores cuantitativos, es un medio para reconocer los peligros involucrados, por su presencia en los aceites aislantes.

En los últimos años, se han encontrado numerosas fallas en transformadores atribuidas a la presencia de azufre corrosivo en el aceite. Esto ocurre porque el azufre reacciona con conductores de cobre y contactos de plata, reduciendo la rigidez dieléctrica del papel. La presencia de azufre llega a formar sulfuro de cobre y sulfuro de plata en la superficie del metal. A medida que la concentración de azufre corrosivo aumenta el papel pierde sus propiedades aislantes, dando como consecuencia la presencia de arcos entre las bobinas, por pérdida de aislamiento, debido a la precipitación de cristales de sulfuros metálicos en la celulosa de los devanados, tal como se observa en la figura 3.18.

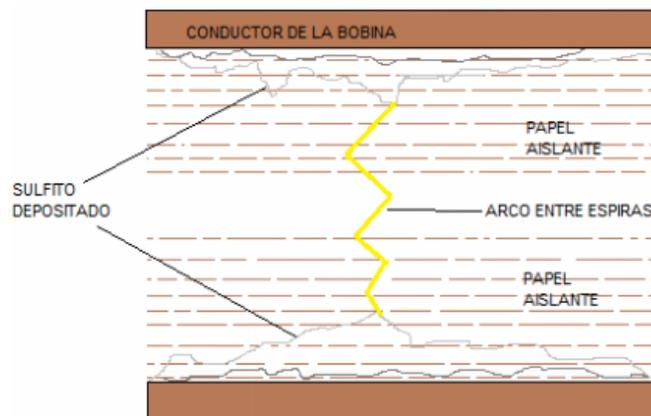


Figura 3.18: Arco generado entre las bobinas debido al azufre.

Los aceites minerales utilizados para fines de aislamiento, contienen originalmente diferentes cantidades de compuestos de azufre, dependiendo del grado de refinación. Este método de ensayo describe la detección de compuestos (tanto orgánicos como inorgánicos) de azufre corrosivo en aceites derivados del petróleo utilizados como aislantes eléctricos, también la presencia de la formación de elementos de azufre libre y compuestos de azufre corrosivo al someter el cobre al contacto con aceite bajo las condiciones descritas.

Los aceites utilizados como aislantes minerales en servicio o nuevos pueden contener sustancias que causan corrosión bajo ciertas condiciones de uso. Según la norma ASTM D-1275 es el método estándar para detectar azufre corrosivo, el cual consiste dejar envejecer 250ml de aceite en un frasco sellado durante 19 horas a 140 °C en presencia de una banda de cobre.



3.6.1 EQUIPO

Para este ensayo utiliza el siguiente equipo:

Un horno de aire caliente o un baño de aceite con una capacidad para calentar y controlar una temperatura de $140\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Se prefiere el horno de recirculación de aire caliente.

Un recipiente con tapón redondo de vidrio, de 250 ml, con boca pequeña, vidrio químicamente resistente y capaz de contener de 270 a 280 ml cuando se llena completo hasta el tapón. Los matraces con esta capacidad deben contar con el espacio suficiente para que el aceite se expanda.

Lámina de cobre de pureza 99,9%, y 0.127 a 0.254 mm de espesor.

Material para pulir que consiste en un papel o tela con granos de carburo de silicio 240, y también una malla con granos de carburo de silicio de 230 y algodón absorbente, tipo farmacéutico.

Antes de iniciar el desarrollo del ensayo, es necesario preparar los instrumentos a utilizar, iniciado con una limpieza química a los elementos del equipo como los tapones y botellas de vidrio. Para ellos se limpian con un solvente para eliminar sustancias de aceites rezagadas de ensayos anteriores.

3.6.2 PROCEDIMIENTO:

Se requiere cortar una lámina de cobre de 6x25 mm a la cual se le deben de eliminar las imperfecciones de la superficie, con un papel con granos de carburo de silicio de 240. Las láminas cortadas se pueden almacenar en un recipiente con acetona libre de azufre a la espera del momento en que se decida utilizar en pruebas posteriores.

Antes de hacer uso de la lámina de cobre se retira la lámina del recipiente en el que reposaba sumergida en acetona, para realizársele un pulido final, para el cual se debe tener la precaución de sostenerla entre los dedos protegidos con papel de filtro libre de cenizas o con guantes de nitrilo; y frotando con una malla de granos de carburo de silicio de 230 humedecida con acetona. Luego se manipula la lámina de cobre con pinzas de acero inoxidable con la precaución de no tocarla con los dedos. Al realizar este proceso la lámina debe de estar limpia sin residuos del pulido que se le realizó para eliminar las imperfecciones, por lo que se debe tener el cobre puro.

Con la lámina limpia se dobla en forma de V con un ángulo de 60° aproximadamente y se vuelve a limpiar con acetona, agua destilada y acetona nuevamente. Por último para la preparación de la lámina se debe realizar el secado, para ellos se coloca en un horno durante 3 a 5 min entre 80° y 100° C (Se recomienda no utilizar aire comprimido o gas inerte para secar la lámina de cobre) e inmediatamente se coloca la lámina en un frasco limpio de 250 ml, la cual contiene la muestra de aceite preparada para el análisis. El frasco debe contener 250 ml de aceite a ser analizado. Se lubrica el tapón de vidrio con una pequeña cantidad de la muestra y se tapa sin presión en el frasco.

Con la lámina y el frasco preparado, se coloca el frasco tapado, en el horno a $140\text{ }^{\circ}\text{C}$. Cuando el aceite en el frasco alcanza aproximadamente los $140\text{ }^{\circ}\text{C}$, se debe apretar el tapón firmemente. Se retira el frasco luego de haberse calentarlo durante 19 h + 10 min a $140 \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$, esto se hace cuidadosamente, y se retira la banda de cobre del frasco y se le realiza un lavado con acetona o con cualquier otro solvente adecuado para eliminar todo resto de aceite y se deja secar al aire. No se debe utilizar aire presurizado para secar la lámina de cobre.



3.6.3 RESULTADOS:

Para inspeccionar, sostenemos la lámina extraída de manera tal que para poderla observarla, la luz se refleje en un ángulo de 45° aproximadamente.

Para clasificar el aceite como corrosivo o no corrosivo lo hacemos conforme a la tabla siguiente.

Clasificación	Descripción
No Corrosivo	Naranja, rojo, lavanda, multicolor con azul o plata o ambos, cubierto con rojo granate, plateado, cobrizo o dorado; magenta cubriendo una banda cobriza; multicolor con rojo y verde a la vista pero sin gris.
Corrosivo	Negro transparente, gris oscuro o marrón oscuro; negro grafito u opaco; negro azabache o brillante; cualquier grado de escamas que presente la lámina.

Tabla 3.10: Clasificación del aceite corrosivo y no corrosivo, según la ASTM D-1275

También se puede guiar para el análisis del estado de la tira de cobre en la normativa ASTM D130 la cual presenta una tabla con tiras de colores, de las diferentes formas que puede presentarse el cobre a el ensayo:

ASTM COPPER STRIP CORROSION STANDARDS

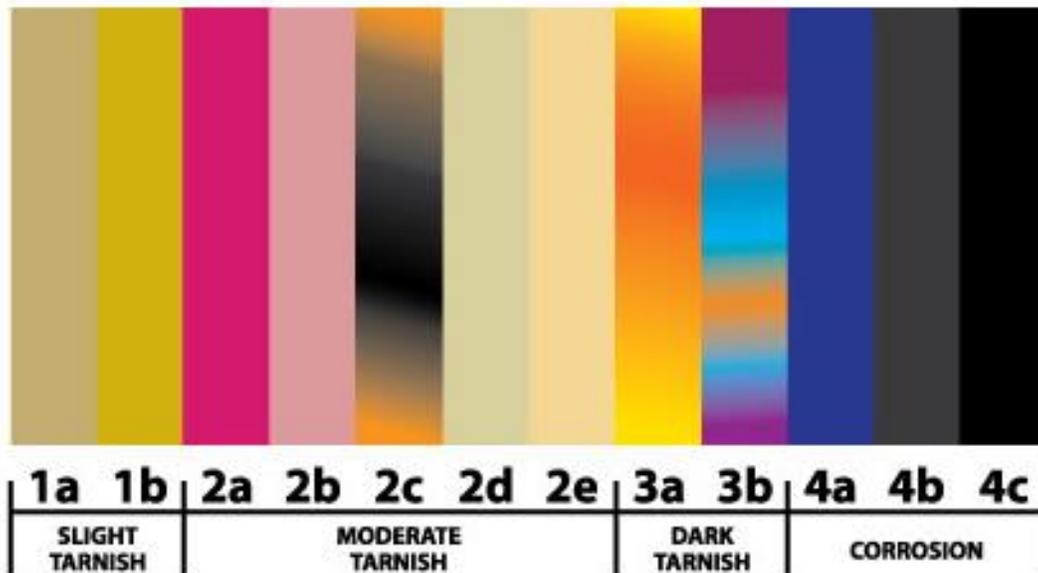


Figura 3.19: clasificación de color, según la ASTM D-1275



CLASIFICACIÓN	DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN
Banda recién pulida	...	Incapaz de reproducir por envejecimiento por lo que no hay descripción.
1	Oxido ligero	a. Naranja claro, casi igual a una lámina recién pulida. b. Naranja oscuro
2	Oxido moderado	a. Rojo granate. b. Lavanda. c. Multicolor con azul lavanda, plateado o ambos, extendidos sobre el rojo granate. d. Plateado. e. Cobrizo o dorado.
3	Oxido oscuro	a. Trazas color magenta (Morado) sobre lámina de latón. b. Multicolor mostrando rojo y verde, pero sin gris.
4	corrosivo	a. Negro transparente, gris o marrón oscuro con presencia escasa de verde. b. Negro grafito u opaco. c. Negro brillante o azabache

Tabla 3.11: Clasificación de los colores de según la figura 3.19, según la ASTM D-1275

3.7 GRAVEDAD ESPECÍFICA (ASTM D-1298)

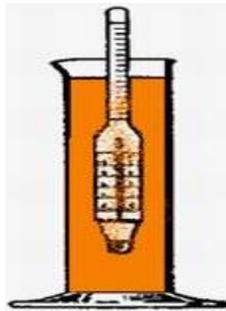


Figura 3.20: Ensayo de gravedad específica

La gravedad específica conocida también como la densidad relativa es un parámetro que es utilizado para determinar la calidad de un aceite, y también puede ser útil para determinar el tipo de base del aceite o para detectar las modificaciones importantes ocurridas en su composición. Este método de prueba es el más adecuado para la determinación de la densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad API de líquidos transparentes de baja viscosidad; también se puede utilizar para líquidos viscosos si se permite tiempo suficiente para que el hidrómetro alcance un punto de equilibrio, y para líquidos opacos a realizar la corrección adecuada al menisco.

La densidad relativa es la razón entre la masa de un determinado volumen de aceite y la masa de agua con el mismo volumen; el valor de la densidad está afectada a los cambios que la temperatura pueda tener, de manera que se deben realizar ciertas correcciones cuando la medición se realice a una temperatura diferente a la de referencia. Esta ensayo se puede considera como un examen rápido para detectar la presencia de contaminantes y también ayuda a determinar el origen del



aceite (Nafténico o Parafínico). En aceites nuevos el valor de la gravedad específica esta alrededor de 0.875, un aceite de base parafínica tiene una gravedad específica por debajo de 0.84, las bases parafínica tiene baja gravedad específica, es mayor en su orden los aceites con base de isoparafínicos, nafténicos y aromáticos. Una gravedad específica superior a 1 indica que es probable que el aceite posee algún contaminante (posiblemente el policlorhidrato de bifenilo, considerando un agente cancerígeno). La gravedad específica de un aceite aislante está en función de la naturaleza de los hidrocarburos que lo componen.

Es importante tener cuenta que ciertas circunstancias pueden afectar el buen funcionamiento del aceite como encargado del enfriamiento del transformador, si se considera que la gravedad específica varia inversamente en relación con la temperatura, con lo que se generan corrientes por convección dentro del transformador. Al hacer adiciones de líquido aislante a aparatos en servicio, una diferencia en la densidad relativa (gravedad específica) puede indicar una tendencia de los dos cuerpos de líquido para permanecer en capas separadas en lugar de mezclarse en un solo cuerpo homogéneo de líquido. Tales condiciones provocan graves sobrecalentamiento del aparato de auto-enfriado. Se deben tomar las precauciones adecuadas para asegurar la mezcla.

Este método de ensayo se desarrolla tanto en el laboratorio como en el lugar in situ, para lo que se utiliza un hidrómetro de vidrio que dependiendo de la calibración que tenga, se podrá utilizar para determinar la densidad, densidad relativa (gravedad específica) o la gravedad API, cuyas características se especifica en la norma ASTM D-1298, el proceso de medición se realiza ya sea a la temperatura de referencia o a otra temperatura (las cuales deben de ser corregidas a la temperatura de referencia por medio de las tablas de medición de petróleo); los valores obtenidos a temperaturas distintas a la de referencia son lecturas del hidrómetro y no mediciones de densidad.

3.7.1 EQUIPO

De acuerdo a la norma ASTM D-1298 el equipo utilizado es el siguiente:

Un densímetro de vidrio graduado en las unidades de densidad, densidad relativa o gravedad API según sea necesario y de acuerdo a la especificación presentada en la norma E-100 o ISO 649-1, y los requisitos que se indican en la siguiente Tabla:

UNIDAD	RANGO		ESCALA		MENISCO
	Total	Cada unidad	Intervalo	Error	Corrección
Densidad, kg/m ³ a 15 °C	600-1100	20	0.2	±0.2	+0.3
	600-1100	50	0.5	±0.3	+0.7
	600-1100	50	1.0	±0.6	+1.4
Densidad relativa (gravedad específica) 60/60 °F	0.600-1.100	0.020	0.0002	±0.0002	+0.0003
	0.600-1.100	0.050	0.0005	±0.0003	+0.0007
	0.600-1.100	0.050	0.001	±0.0006	+0.0014
Densidad relativa (gravedad específica), 60/60 °F API	0.600-1.100	0.050	0.0005	±0.0005	-
	-1-+101	12	0.1	±0.1	-

Tabla 3.12: recomendaciones del densímetro de acuerdo a la norma ASTM D-1298.

Se debe asegurar que los instrumentos que se utilizan para esta prueba se ajustan a los requisitos



establecidos en la norma con respecto a los materiales, dimensiones, y los errores de escala. En los casos en el que el instrumento este provisto con un certificado de calibración emitido por un organismo reconocido de normalización, el instrumento se clasifica como certificado y las correcciones pertinentes detalladas se aplican a las lecturas observadas. Para los instrumentos que satisfagan los requisitos de este método de ensayo, pero no cuenten con un certificado de calibración se clasifican como no adecuados.



Figura 3.21: Densímetro de vidrio.

Se requiere también del uso de Termómetros, que tengan las características como rango, intervalos de graduación y error de escala máximo permitido como se muestran en la Tabla 3.13. Dispositivos o sistemas alternativos de medición pueden utilizarse con la condición de que la incertidumbre total del sistema de calibración no sea mayor que la de termómetros de líquido en tubo de vidrio.

ESCALA	RANGO	INTERVALO DE GRADUACIÓN	ERROR DE ESCALA
°C	-1 a +38	0.1	±0.1
°C	-20 a +102	0.2	±0.15
°F	-5 a +215	0.5	±0.25

Tabla 3.13: recomendaciones del densímetro de acuerdo a la norma ASTM D-1298

Densímetro cilíndrico el cual debe ser de vidrio transparente, plástico (aunque estos deberán ser resistentes a la decoloración o el ataque por las muestras de aceite, no deberán afectar al material que se está probando y no deben de opacarse bajo la exposición prolongada a la luz solar), o metal. El diámetro interior del cilindro será de al menos 25 mm mayor que el diámetro exterior del hidrómetro y la altura deberá ser tal que el hidrómetro apropiado flote en la muestra de aceite del ensayo con al menos 25 mm entre la parte inferior del hidrómetro y la parte inferior del cilindro.

3.7.2 PROCEDIMIENTO:

La muestra y el equipo de medición (el cilindro del hidrómetro) deben de alcanzar una temperatura de 25.5 °C (temperatura de referencia), luego se coloca una porción de la muestra al cilindro del hidrómetro, para obtener datos adecuados. Al colocar la muestra en el cilindro se debe tener el cuidado para no salpicar, también evitar la formación de burbujas de aire. Se debe tomar en cuenta que el hidrómetro a utilizar para pruebas de referencia en el laboratorio tiene una escala de 1H a 10H, y que para pruebas en campo se debe usar un termohidrometro.

El hidrómetro también debe estar a la misma temperatura que la muestra antes de sumergirlo en ella, por lo que se tendría que esperar hasta que se estabilice, teniendo la precaución de mantener el resto del vástago seco ya que cualquier liquido innecesario sobre este puede cambia el peso efectivo del instrumento, afectando la lectura que se obtenida. Al haber alcanzado el sistema la temperatura de equilibrio, se toma la lectura de la escala del hidrómetro y se toma la temperatura de la porción de prueba.

Para hacer una lectura correcta se observa la viscosidad del aceite; en aceites traslucidos o transparentes de baja viscosidad se toma el punto donde la escala del hidrómetro se intercepta con la superficie plana horizontal del líquido. Para líquidos opacos se debe de esperar hasta que el hidrómetro se estabilice en la muestra de aceite, para luego tomar la lectura la cual se realiza observando por encima del plano horizontal superior del líquido, en el punto de la escala del hidrómetro hasta el cual sube la muestra. Esta lectura en la parte superior del mecanismo requiere una corrección, ya que los hidrómetros están calibrados para leerse en la superficie principal del líquido. La corrección a realizar utilizando la tabla de error de acuerdo al hidrómetro que se está utilizando.

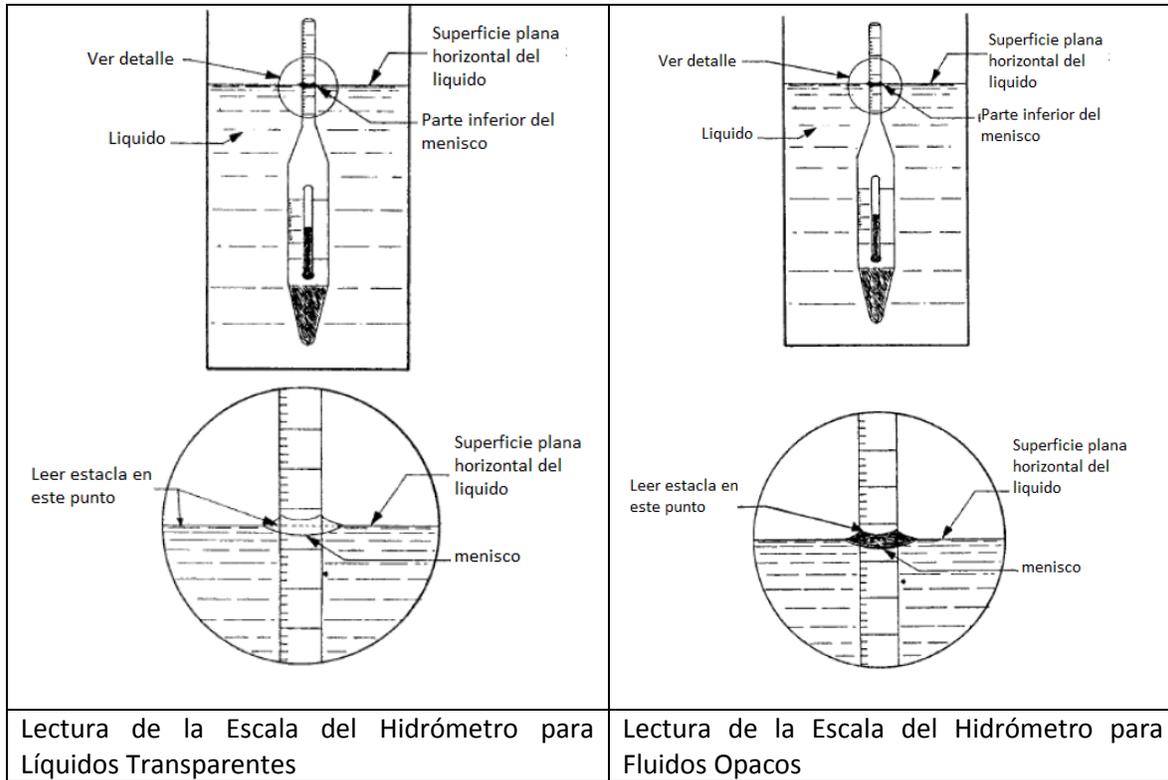


Figura 3.22: Lectura del hidrómetro en aceites opacos y transparentes.

3.7.3 RESULTADOS

La lectura del hidrómetro deberá ser corregida en caso de que la muestra se encuentre a una temperatura distinta de la temperatura a la cual fue calibrado el instrumento. En caso de temperaturas diferentes se deberá realizar la siguiente corrección:

$$\rho_r = \frac{\rho_t}{1 - [23 * 10^{-6}(t - r) - 2 * 10^{-8}(t - r)^2]} \quad ec. 14$$

Donde:

ρ_r es la lectura del hidrómetro a la temperatura de referencia r (°C)

ρ_t es la lectura del hidrómetro cuya temperatura de referencia es t (°C)



3.8 PUNTO DE INFLAMACION E IGNICION (ASTM D-92, D-93)

Un transformador siempre está expuesto a fallas que causan que el aislante líquido se debilite haciendo ineficiente el enfriamiento. Esto causa que el transformador cuando este en operación (con carga) tenga un sobrecalentamiento fuera de los parámetros normales de operación.

El sobre calentamiento puede causar que el sistema aislante sea un medio de combustión haciendo que el transformador se empiece a quemar, por eso es de suma importancia desarrollar esta prueba ya que se utiliza para descubrir las propiedades de materiales en respuesta al calor y flama.

El aceite cuando está en temperaturas fuera de lo normal, se empiezan a generar ciertos gases, y estos al estar en contacto con el aire generan una mezcla de vapor-aire que se encuentra dentro del transformador, dependiendo de la cantidad de la mezcla y bajo ciertas circunstancias sus vapores se encienden con una violenta explosión dentro del transformador. La combustión se puede activar si se encuentra una energía de activación externa, ya sea de origen térmico (llama), mecánico (fricción), eléctrico (chispa) o químico (reacción exotérmica).

El análisis busca detectar la temperatura mínima a la que una sustancia (en nuestro caso aceite) entre en combustión.

Para la determinación de los puntos de inflación e ignición, se consideran dos métodos existentes según la normas ASTM, que son:

ASTM D- 92: método de ensayo estándar para la determinación del punto de inflación con Copa Abierta Cleveland.

El método consiste en colocar la copa del probador con la muestra de aceite, donde esta se comienza a calentar rápidamente al principio y luego suavemente a un régimen constante a medida que el punto de inflamación se aproxima. A intervalos especificados una llama de prueba se pasa a través de la copa. El punto de inflamación es la temperatura más baja del aceite en la cual la aplicación de la llama de prueba causa que los vapores sobre la superficie ensayada se inflamen.

ASTM D-93: método de ensayo estándar para la determinación del punto de inflación con Copa Cerrada de Pensky Martens.

En este método se utiliza una copa de prueba de dimensiones especificadas que se llena hasta la marca interior con el aceite a analizar y se tapa con una cubierta de dimensiones específicas. Se calienta y se agita al espécimen a razones especificadas. Una fuente de ignición se dirige dentro de la copa de prueba a intervalos regulares con interrupción simultánea de la agitación, hasta detectar el punto de inflamación.

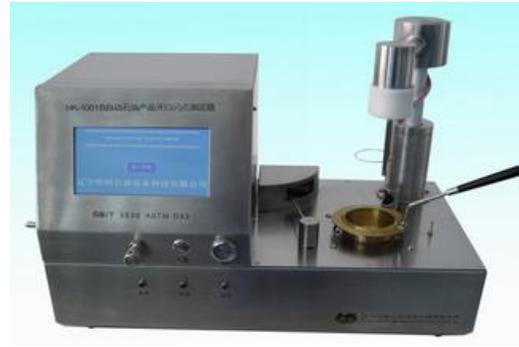
Al valor que se obtiene se le suele añadir "v.a" vaso abierto, o "v.c" vaso cerrado, para indicar el método de determinación del parámetro.

3.8.1 EQUIPO:

Para esta prueba se puede utilizar equipo manual o equipo automático:



HFP 386 (manual)



HK-1001B (automático)



Copa Abierta Cleveland

Figura 3.23: Equipo para realizar el ensayo punto de inflamación e ignición.

Para este caso ocuparemos un “FLASH POINT TESTER HFP 386 CLEVELAND OPEN CUP” (ASTM D-92), este equipo consta con un termómetro, su copa abierta, el sistema de chispeo y elevador de temperatura.

Para el caso del termómetro se debe escoger para un máximo de 400°C que lo exige la normativa.

RANGO DE TEMPERATURA	NUMERO DEL TERMOMETRO SEGÚN LA ASTM
-6 a 400°C	11C 28C
20 a 760°F	11F

Tabla 3.14: recomendaciones del termómetro de acuerdo a la norma ASTM D-92

Para el desarrollo de la prueba se necesita una muestra de aceite de 70ml, la cual cuando es extraída del transformador no debe ser guardada en recipiente plástico ya que los compuestos volátiles pueden difundirse a través de las paredes plásticas con facilidad, se recomienda que sea un recipiente de vidrio.

El equipo debe colocarse en una superficie estable y nivelada para evitar que se derrame un poco de aceite sobre el equipo, cuando el equipo se encuentra sucio se debe limpiar a una temperatura menor a los 56°C.

Antes de empezar la prueba se debe observar si hay depósitos de carbón en la copa, estos deben removerse con virutas de acero de grado muy fino, el instructivo de los equipos presentan de cuánto debe ser esta graduación para no dañar la copa.

El diseño de este método es para calcular el punto de inflamación P.I a una presión ambiente de 760mmHg o 101.3KPa, de caso contrario se debe hacer la corrección debida.



3.8.2 PROCEDIMIENTO:

Agregamos 70ml aproximadamente del aceite que se desea examinar, tomando la precaución a la hora de verterlo en la copa de no salirse de la copa ni derramarlo en las paredes externas de esta, ya que puede obtenerse un valor erróneo a la hora del desarrollo.



Figura 3.24: proceso de acercamiento de la flama.

Luego procedemos a colocar la copa en el centro del calentador, y antes de empezar el desarrollo se debe tener precaución que la temperatura de la muestra y de la copa no exceda los 56°C por debajo del punto de inflamación (P.I). Encendemos la llama de prueba y empezamos a aplicar calor para que la temperatura de la muestra aumente a una velocidad de 14 a 17°C/min y esperamos a alcanzar los 56°C por debajo del P.I esperado. Cuando se ha obtenido la temperatura empezamos a disminuir el calor para que la temperatura de la muestra aumente a una velocidad de 56 a 6°C/min hasta que estemos a 28°C por debajo del P.I esperado.

Acercamos la llama de prueba a través del diámetro (por encima) de la copa para que los gases o vapores que desprende el aceite tengan contacto con la llama y esperamos hasta que se dé el punto de inflamación. Posteriormente aplicamos la llama de prueba nuevamente hasta que la flama dure aproximadamente unos 5 segundos mínimo para determinar el punto de encendido.

3.8.3 RESULTADOS:

Los datos que se deben obtener son la $T_{\text{inflamación}}$ y $T_{\text{encendido}}$, pero si se observa que la presión del ambiente de trabajo no es de 760mmHg o 101.3KPa, entonces el valor de la temperatura de inflamación, se tiene que corregir de la siguiente manera:

- Punto de inflamación corregido = $C + 0.25(101.3-K)$
- Punto de inflamación corregido = $F + 0.06(760 - P)$
- Punto de inflamación corregido = $C + 0.033(760 - P)$

Donde:

C: Punto de inflamación observado en °C

F: Punto de inflamación observado en °F

P: Presión barométrica del ambiente, mmHg

K: Presión barométrica del ambiente, Kpa



	UNIDAD	METODO ENSAYO	VALORES USUALES	VALOR LIMITE
TEMPERATURA DE INFLACION	°C	ASTM D-92	140-160	>135

Tabla 3.15: temperatura de inflación recomendado acuerdo a la norma ASTM D-92

Se debe tener en mente que el punto de inflamación de los aceites varía con su viscosidad, para el caso de aceites con alta viscosidad tienen altos puntos de inflamación. Estos puntos están también afectados por el tipo de aceite, como nafténicos tienen menores puntos de inflamación que aceites parafínicos de viscosidad similar.

3.9 TEMPERATURA DE ANILINA (ASTM D-611)

La importancia de esta prueba radica en determinar el tipo de base mineral utilizada en aceites. Al realizarse la prueba el valor encontrado se compara entre los rangos de temperatura en los cuales se clasifican los tipos de base mineral tales como nafténico, parafínico o aromático; los tipos de base mineral con su respectivo rango de temperatura se muestran a continuación:

- Menores de 65 °C: Aceites aromáticos.
- Entre 66 y 80 °C: Aceites predominantemente nafténicos.
- Entre 81 y 90 °C: Aceites nafténicos - parafínicos.
- Mayores de 90 °C: Aceites de base parafínica.

La prueba consiste en colocar en un tubo de prueba, cantidades específicas del aceite a probar y de anilina. Las sustancias dentro del tubo se calientan gradualmente, agitándolas mecánicamente, hasta que se mezclan formando una sola fase. Posteriormente, se enfría la mezcla de manera gradual, hasta que ocurre la separación en dos fases. La temperatura a la que se separan es el punto de anilina.

La anilina muestra mayor solubilidad hacia los aceites aromáticos o nafténicos que hacia los parafínicos. Por ello el punto de anilina orienta sobre la estructura de los hidrocarburos constituyentes del aceite. Su valor tiene importancia al evaluar el comportamiento del lubricante frente a los cierres compuestos por materiales de goma y elastómeros.

El punto de anilina se utiliza fundamentalmente para determinar la compatibilidad del aceite con sellos y juntas de goma. Los aceites con punto de anilina alto hacen que los sellos se contraigan y endurezcan, mientras que los que tienen un punto de anilina demasiado bajo hacen que el sello se ablande y se expanda. Los fluidos con bajo punto de anilina tienden a degradarse más rápidamente.

Este dato es importante sobre todo para los aceites que se pueden utilizar como lubricantes o aislante dieléctrico que puedan entrar en contacto con caucho natural. Los aceites con una alta concentración de compuestos aromáticos son menos adecuados para su uso en sistemas o máquinas que tienen partes de caucho debido a que los compuestos aromáticos rompen gradualmente el caucho natural, que puede causar fallos en las juntas, sellos, y otros componentes.



Un aceite con un punto de anilina muy alta será muy bajo en aromáticos, haciendo un aceite tal más adecuado para su uso con las piezas, sistemas o maquinaria que se realizan desde o utilizan productos de goma o caucho natural.

Para la realización de esta prueba se hace uso de la norma ASTM D-611, en la cual se encuentran cinco métodos para determinar el punto de anilina para hidrocarburos derivados del petróleo; de los métodos encontrados en esta norma solo se toman los métodos A, B y E ya que estas están orientadas a diversos tipos de aceites derivados del petróleo a diferencia de los otros métodos que se orientan a otro tipo de productos derivados del petróleo.

Método A: es aplicable a muestras claras, ligeramente coloreada y a muestras cuyo color, determinado de acuerdo a la norma ASTM D1500, no sea mayor a 6.5, con punto de ebullición muy por encima del punto de anilina esperado.

Método B: es aplicable a muestras ligeramente coloreadas, a muestras moderadamente oscuras y a muestras muy oscuras. Es recomendable para muestras demasiado oscuras como para aplicárseles el método A.

Método E: este método es aplicable cuando se utiliza equipo automático.

3.9.1 EQUIPO:

Para cada uno de los métodos antes mencionados se tiene un equipo y procedimiento diferente para la determinación del punto de anilina, el equipo utilizado en cada método con su respectivo procedimiento se detalla a continuación.

3.9.1.1 Método A.

El aparato utilizado para este método consiste en un tubo de ensayo, tubo de envoltura y un agitador, los detalles de estos elementos son los siguientes:

Tubo de ensayo: el diámetro aproximado debe ser de 25 mm y con una longitud de 150 mm, hecho de vidrio resistente al calor.

Camisa: dimensiones aproximadas de 37 mm a 42 mm de diámetro y 175 mm de longitud, hecho de un vidrio resistente al calor.

Agitador: operado manualmente, fabricado de alambre de hierro dulce con un diámetro de 2 mm, que tenga un anillo concéntrico de aproximadamente 19 mm en el fondo (ver figura). La longitud del agitador hasta donde se doble en un ángulo recto debe ser de aproximadamente 200 mm de longitud y la longitud del codo debe ser aproximadamente de 55 mm de largo. Se debe usar un collar de vidrio como guía para el agitador, de 65 mm de longitud y 3 mm de diámetro interno. Cualquier dispositivo mecánico para operar el agitador especificado, puede ser una alternativa a la opción manual.

Procedimiento:

Se debe limpiar y secar el aparato. Se transfiere con una pipeta, 10 ml de anilina y 10 ml de muestra seca dentro del tubo de ensayo provisto de agitador y termómetro. Se centra el termómetro en el



tubo de ensayo de forma tal, que la marca de inmersión este al mismo nivel del líquido, y asegurándose que el bulbo de mercurio no toque las paredes del tubo. Se centra el tubo de ensayo en el tubo de la camisa.

Se agita rápidamente la mezcla de anilina-muestra, haciendo un recorrido de 50 mm, evitando la introducción de burbujas de aire y se aplica calor directamente al tubo de la camisa de manera que la temperatura aumente a una tasa de aproximadamente $1\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ a $3\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ hasta que se obtenga la completa miscibilidad. Continúe la agitación y permita que la mezcla se enfríe a una tasa de $0.5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ a $1\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$. Se continúa el enfriamiento hasta que la muestra se encuentre a una temperatura de $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ por debajo de la primera aparición de turbidez y se registra como el punto de anilina, con una aproximación de $0.1\text{ }^{\circ}\text{C}$, la temperatura a la cual la mezcla repentinamente se vuelve turbia. Esta temperatura, y no la temperatura de separación de pequeñas cantidades de material, es la temperatura de equilibrio de la solución.

El verdadero punto de anilina se caracteriza por una turbidez que se incrementa bruscamente cuando se baja la temperatura. Se repite la observación de la temperatura del punto de anilina, calentando y enfriando repentinamente, hasta que se pueda realizar un reporte.

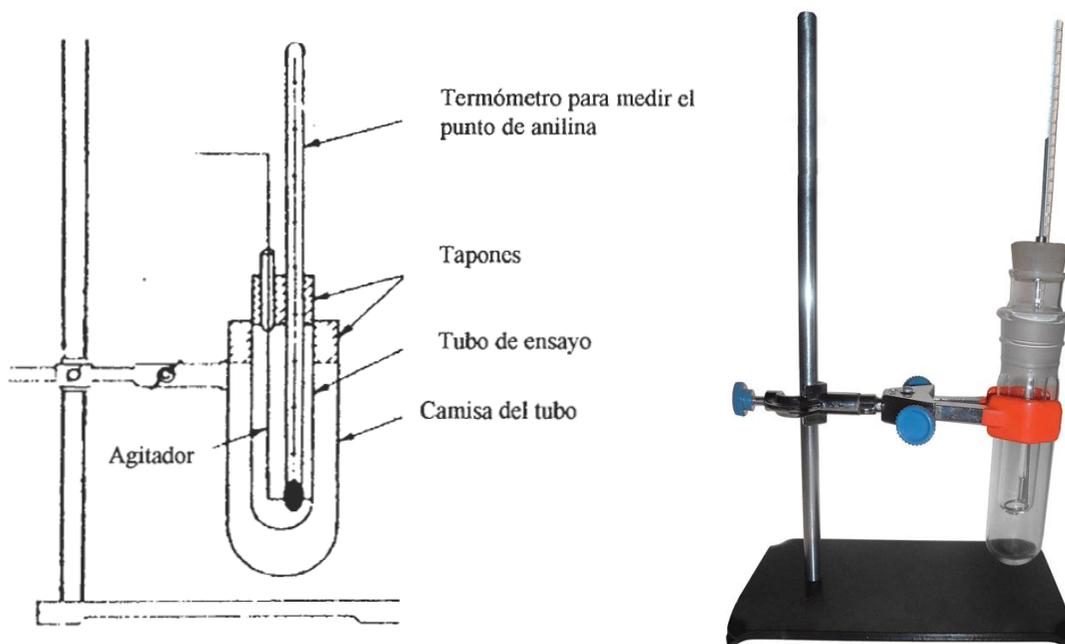


Figura 3.25: Aparato para determinar el punto de anilina según el método A

3.9.1.2 Método B:

Las cualidades del aparato son de película delgada, fabricado en vidrio resistente al calor y acero inoxidable, de acuerdo a las dimensiones dadas en la figura 3.26. En la figura 3.27 se muestra un embalaje.



Procedimiento:

Limpiar y secar el equipo antes de iniciar el ensayo, luego se introducen 10 ml de anilina (tomando las precauciones necesarias) y 10 ml de la muestra, dentro del tubo provisto de un agitador y un termómetro. Se coloca el termómetro dentro del tubo de manera que la cámara de contracción quede por debajo del nivel del líquido y asegurándose que el bulbo de mercurio no toque los lados del tubo.

Se ajusta la velocidad de la bomba para producir un flujo continuo de la mezcla de muestra-anilina, de forma que una película delgada fluya sobre la lámpara. Con muestras de aceites extremadamente oscuras, operar la bomba lentamente hasta que se observe la película definida y continua que te permita observar el punto de anilina. Se ajusta el voltaje de la lámpara hasta obtener suficiente luz como para que el filamento sea visible a través de la película. Se incrementa la temperatura de la mezcla a una velocidad de 1 a 2 °C/min hasta pasar el punto de anilina, lo cual se nota por un repentino brillo del filamento de la lámpara y por la desaparición de la condición de opalescencia de la película. Se suspende el calentamiento y se ajusta el voltaje de la lámpara de forma que el filamento se vea claro y se pueda distinguir, pero que no resulte demasiado brillante a los ojos. Se ajusta la temperatura del baño de manera que la mezcla de muestra-anilina se enfríe a una velocidad de 0,5 a 1,0 °C/min y se observa la apariencia de la película y el filamento de la lámpara. Se registra como punto de anilina, la temperatura en la que se observa una segunda fase, lo que se evidencia por la reaparición de la condición de opalescencia de la película (usualmente esto causa la aparición de un halo alrededor del filamento de la lámpara) o por un repentino oscurecimiento del filamento de la lámpara o ambos.

A temperaturas por encima del punto de anilina, los bordes del filamento se ven claros y distinguibles. A la temperatura del punto de anilina, un halo o niebla se forma alrededor del filamento, reemplazando las líneas definidas de los bordes del filamento, con líneas turbias o confusas. Un oscurecimiento de la nube sobre el filamento ocurre posteriormente a temperaturas más bajas, pero no debe confundirse con el punto de anilina. Se repite la observación de la temperatura del punto de anilina por calentamiento y enfriamiento repetidamente, hasta que se pueda realizar un reporte.

Una recomendación para cuando se realiza el ensayo por primera vez, el siguiente procedimiento puede ser de ayuda. Se hacen los ajustes operacionales preliminares y los ensayos, usando una mezcla de muestra incolora-anilina y se observan los cambios en el cuerpo del líquido y en la película. Se hacen ensayos toscos con aceites oscuros para familiarizarse con la apariencia de la película y de la fuente de luz, cuando la muestra pasa de estado claro por encima del punto de anilina al estado de opalescencia por debajo de éste. Si la muestra presenta dificultad para la observación del punto exacto del cambio de fase, se hacen experimentos con ella, usando diferentes intensidades de luz y prestando particular atención a la apariencia de la luz en las inmediaciones del filamento de la lámpara.

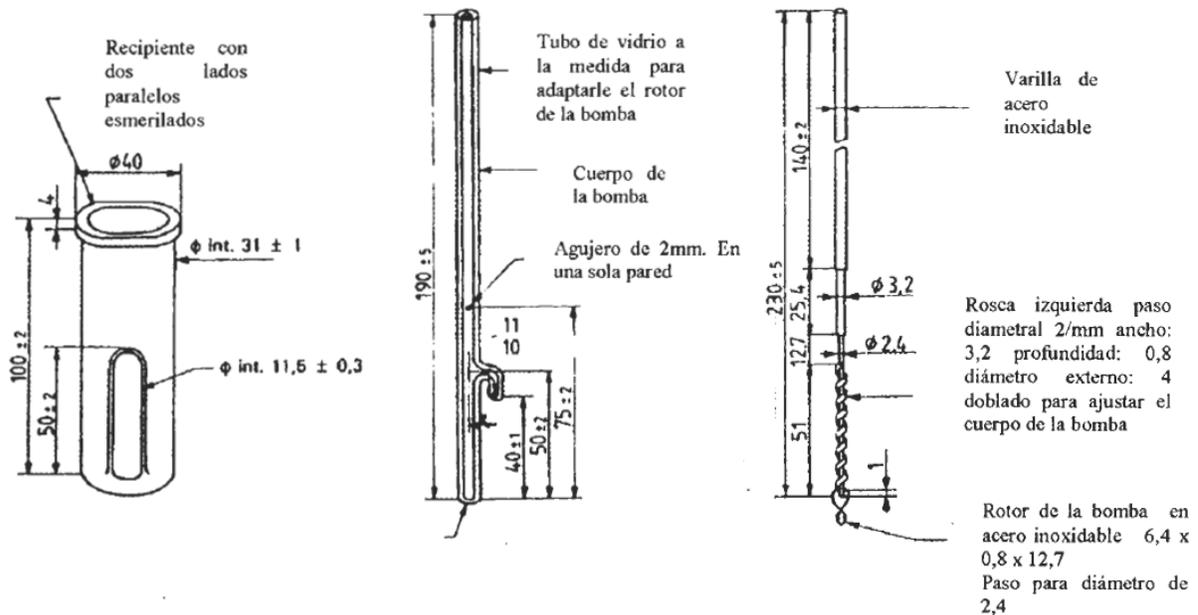


Figura 3.26. Detalles de los aparatos de películas delgadas para determinar el punto de Anilina.

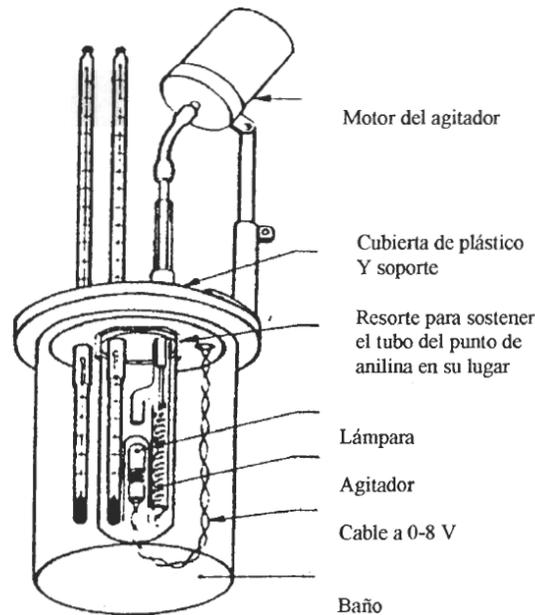


Figura 3.27. Ensamble del aparato de película delgada.

3.9.1.3 Método C

El equipo de punto de anilina automático se encuentra comercialmente disponible, usa una técnica de película delgada modificada y calentamiento directo de la muestra con un calentador de inmersión eléctrica. La detección del cambio de la turbidez de la muestra en el punto de anilina se realiza mediante la respuesta de una celda fotoeléctrica a la luz dirigida a través de la película delgada de la muestra.



Procedimiento

Se determina el punto de anilina automático de acuerdo con las instrucciones suministradas por el equipo.

3.10 VISCOSIDAD CINEMATICA (ASTM D-445)

La viscosidad del aceite aislante se determina con la medición del tiempo que tarda en fluir un volumen conocido de aceite a través de un tubo calibrado. La viscosidad es una característica física que no se ve afectada significativamente por la contaminación o el deterioro del aceite, pero es una cualidad que puede ser útil para identificar el tiempo de servicio en ciertos tipos de aceites aislantes. La viscosidad tiene una importante influencia sobre las características de transferencia de calor del aceite, una alta viscosidad disminuye la eficiencia de enfriamiento del aceite también afecta al movimiento de las partes en los equipos eléctricos, tales como interruptores, conmutadores, cambiadores de derivación, bombas y reguladores.

Se sabe por definición que la viscosidad de un fluido es la resistencia al movimiento que dicho fluido presenta o resistencia a deslizarse sobre una superficie sólida. Mientras más viscoso es el aceite, mayor será la resistencia que ofrecerá a movimiento. En un aceite dieléctrico que se encuentra dentro de un transformador, si la viscosidad de este es mayor que los parámetros bases establecidos, se tendrá una resistencia considerable en el movimiento del aceite dentro del transformador, lo que provoca una menor efectividad de su función de refrigeración, ya que la viscosidad está relacionada con la transferencia de calor y con el control de la temperatura en estos equipos. Algunos de los factores que hacen que la viscosidad aumente en estos equipos son el tiempo de servicio y la oxidación que se genera en el aceite.

La norma de análisis para determinar la viscosidad en líquidos derivados de petróleo es la ASTM D 445. Este método de ensayo especifica un procedimiento para determinar la viscosidad de fluidos tanto opacos como transparentes mediante la medición del tiempo en que un volumen de líquido fluye bajo efecto de la gravedad a través de los capilares de un viscosímetro de vidrio. La viscosidad cinética es el producto del tiempo que tarda en bajar el fluido en el viscosímetro por la constante de calibración del viscosímetro, se mide en unidades de mm^2/s ; para este ensayo se pueden tomar como base ciertos valores de temperatura a los cuales se relacionan con valores límites o máximos de viscosidad, que sirven como referencia para determinar y estimar el valor medido de la viscosidad, entre los que están:



Figura 3.28. Valores de viscosidad para diferentes valores de temperatura.

3.10.1 EQUIPO:

Para desarrollar este ensayo se utilizan viscosímetros calibrados del tipo capilar de vidrio, que puedan ser usados para determinar la viscosidad cinemática dentro de los límites de precisión que se detallan en la norma ASTM D445.

En la actualidad hay una variedad de viscosímetros automáticos y manuales, para el desarrollo de este ensayo se recomienda utilizar un equipo manual, si se desea utilizar un equipo automático este debe imitar las condiciones físicas de operación o procedimientos del aparato manual.

Se utiliza un recipiente con el que mediante un baño de líquido transparente se hace estabilizar la temperatura; el cual debe contar con la profundidad suficiente de tal manera que en ningún momento durante la medición del tiempo de flujo la muestra en el viscosímetro esté a menos de los 20 mm debajo de la superficie o menos a 20 mm por encima del fondo del recipiente.



a) BAÑO DE PRECISIÓN PARA VISCOSÍMETROS para temperaturas regulables desde ambiente+5 °C hasta 100 °C



b) VISCOSÍMETROS "CANNON-FENSKÉ" Adecuado para líquidos transparentes y opacos.

Figura 3.29. Equipo para realizar el ensayo.

En el caso que el recipiente de regulación de temperatura no cuente con su medidor de temperatura, se debe de utilizar un termómetro de vidrio con un rango de 0 a 100°C, donde se le debe aplicar la corrección según el anexo A2 de la norma ASTM de 0.02°C (0.04°F).

3.10.2 PROCEDIMIENTO

Se debe hacer una limpieza de los instrumentos que se utilizan, para presentar datos más estables. Según la norma se recomienda utilizar ácido crómico para hacer una limpieza completa, pero se debe tener la debida precaución ya que este es dañino para la salud y es un ácido toxico, clasificado como cancerígeno y es altamente corrosivo. Si se utilizar se debe proteger el rostro y usar ropa protectora incluyendo guantes evitando respirar el vapor. También se puede utilizar solventes volátiles de petróleo, nafta, tolueno o xileno para retirar el materiales de residuo. Luego se debe realizar un enjuague minucioso a los instrumentos para retirar los ácidos y solventes con agua desionizada o destilada.



El viscosímetro se carga de acuerdo al procedimiento establecido según el diseño o según lo indique el manual del equipo; si la muestra contiene partículas sólidas debe realizarse un filtrado durante la carga a través de un filtro cuando se procede a ingresar la muestra al viscosímetro.

Se deja el viscosímetro cargado en el recipiente esperado el tiempo suficiente para que alcance la temperatura requerida para realizar el ensayo, teniendo el cuidado que si se tiene un recipiente que aloje varios viscosímetros, nunca añadir, retirar ni limpiar alguno mientras cualquier otro viscosímetro está en uso.

Luego de que la muestra haya alcanzado la temperatura requerida se deja fluir libremente, la medición del tiempo se realiza con un termómetro con una precisión de 0.1 segundo, el tiempo se toma desde el momento en que el menisco pase la primera marca hasta la segunda (marcas que presenta el viscosímetro), luego de tomar este dato procedemos a hacer otra medida de tiempo de flujo del aceite, para presentar valores más exactos.

3.10.3 RESULTADOS:

Calculamos la viscosidad cinemática a partir del tiempo del flujo medido y la constante del viscosímetro, con la siguiente ecuación:

$$v_{1,2} = C * t_{1,2} \quad \text{ec. 15}$$

Donde:

$v_{1,2}$ = valores de la viscosidad cinemática determinada por v_1 y v_2 , respectivamente mm^2/s ,

C = constante de calibración del viscosímetro, mm^2/s

$t_{1,2}$ = tiempos de flujo medidos para t_1 y t_2 , respectivamente, s.

3.11 INHIBIDOR DE OXIDACIÓN (ASTM D-2668, ASTM D-4768)

Un buen rendimiento de operación de un transformador depende de varios factores, pero el más importantes es tratar de minimizar las acciones perjudiciales de oxígeno durante la operación, el inhibidor de oxidación también conocido como anti-oxidante es una sustancia aditiva que se le incorpora al aceite dieléctrico en pequeñas cantidades, y este sirve para incrementar la resistencia del aceite a la oxidación.

Si un aceite cuenta con la cantidad suficiente de inhibidor, hace que se retarde la formación de lodos y de ácidos bajo condiciones de oxidación. Esto sucede porque el oxígeno ataca primero el inhibidor antes que al sistema de aislamiento y a medida que esto ocurre, el inhibidor va disminuyendo, de modo que cuando las cantidades de inhibidor son menores que los valores recomendados es una señal de que requiere tomar alguna medida preventiva o correcta para mejorar la condición.

Actualmente existen dos tipos de inhibidores que comúnmente son utilizados para el aceite dieléctrico en transformadores que son:

- Diterciario-Butil Para-Cresol (DBPC)
- Diterciario-Butil Fenol (DBP)



Los inhibidores a base natural, gradualmente se acaban más rápido con el tiempo de uso, por lo cual es necesario añadir inhibidores sintéticos (descritos anteriormente). Esta adición generalmente se realiza cuando el transformador se somete a algún tipo de tratamiento, por ejemplo si el aceite va a ser regenerado porque presento formación de lodos, entonces al final de este tratamiento es cuando se añade el sintético.

Es de suma importancia realizar esta ensayo para conocer la cantidad de inhibidor de oxidación que se encuentra presente en el aceite, ya que el agotamiento del inhibidor es el primer indicador de que el aceite necesita ser analizado con más detalle, porque probablemente se empiecen a encontrar descomposición del aceite debido a la oxidación.

Chequear periódicamente el contenido de inhibidor en el aceite es una muy sana precaución pues nos podemos evitar grandes costos de mantenimiento con solo mantener el contenido de inhibidor en niveles de seguridad. A mayor grado de acidificación del aceite, mayor serán los costos de un buen mantenimiento.

Existen dos métodos para realizar este ensayo en donde se detectan ambos compuestos el DBPC y el DBP que son:

- El método ASTM D-2668 se utiliza un espectrofotómetro infrarrojo para determinar el contenido de inhibido.
- El método ASTM D-4768 se utiliza la cromatografía de gases.

Los dos métodos dan resultados similares y el contenido de inhibidor lo presentan como porcentaje de peso total del inhibidor del aceite. El nivel óptimo para el inhibidor es de 0.3% en el aceite según la normativa ASTM D-3487 ya que el inhibidor tiene un efecto negativo sobre el factor de potencia y la rigidez dieléctrica, lo que constituye una de las razones de la ASTM para limitar su máximo porcentaje.

Este estudio se basara en la ASTM D-2668, pero se debe tener cuenta que esta norma no se señalan normas de seguridad, esto debe ser responsabilidad del usuario de establecer en la partica su propia norma de seguridad.

3.11.1 RESULTADOS:

La clasificación de los resultados de la prueba de contenido de inhibidor de oxidación en porcentaje de peso es el siguiente:

ACEPTABLE	CUESTIONABLE	INACEPTABLE
≥0.2%	≥0.1% <0.2%	<0.1%

TABLA 3.16: Valores de contenido de inhibidor de oxidación según el estándar de IEEE Std. 62-1995

3.12 EXTABILIDAD A LA OXIDACIÓN (ASTM D-2440)

En los transformadores se puede encontrar dos tipos de aceites dieléctricos que son: los inhibidos y los no inhibidos. el ensayo de inhibidor de oxidación solo se puede realizar en aceites minerales que contengan este estabilizador, en cambio en el caso de aceites que no contengan se debe tener una valor a la tendencia de formación de ácidos y lodos en el aceite.

Según la ASTM D-2440 el ensayo evaluar la propensión de un aceite para formar ácidos y depositar lodos insolubles bajo condiciones previamente definidas de oxidación. El ensayo se basa en generar estos contaminantes al aceite al estar en presencia de cobre catalítico, durante 72 y 164 horas.

La evaluación total de un aceite dieléctrico, incluye la consideración de su tendencia para formar ácidos y depositar lodos bajo una condición moderada (considera en 72 horas) y la continuación de esta tendencia que ocurra como resultado de una oxidación más severa en el ensayo se continua hasta las 164 horas.

3.12.1 EQUIPO:



Figura 3.30: equipo para realizar el ensayo.

Se debe utilizar un OXIDATION STABILITY BATH (baño de envejecimiento de oxidación) que contenga:

- Un baño de envejecimiento de oxidación: un baño de aceite que sea capaz de controlar la temperatura a $110 \pm 0.5^\circ\text{C}$ con un gradiente de temperatura menor de 1°C en el líquido.
- Torre de secado: la torre debe ser de 25 a 30cm de altura provistas de un tapón de vidrio esmerilado y con tubos laterales para acondicionar la alimentación del oxígeno.
- Recipiente para el aceite: consiste en un tubo de ensayo de vidrio resistente al calor, con 25mm de diámetro exterior y de $150\text{mm} \pm 2\text{mm}$ de longitud, con capacidad de 50ml.
- Tubo para el suministro de oxígeno: debe ser de vidrio, resistente al calor, con diámetro interno mínimo de 3mm.

3.12.2 PREPARACIÓN DEL EQUIPO Y LOS INSTRUMENTOS:

- Preparación del suministro de oxígeno:

Para el paso de oxígeno al tubo de suministro, solamente se usara tubería metálica o de vidrio, evitándose el uso de conexiones de goma. Se debe sacar el oxígeno por circulación forzada a través de un desecante solido (perclorato de magnesio u otro) con alta capacidad de absorción de humedad. Se coloca una capa de 20 a 25cm del desecante en la torre de secado cambiándolo cuando el indicador comienza a cambiar los colores de absorción de humedad, si no se utiliza indicador se debe hacer semanalmente.



Se debe pasar el oxígeno a través de la torre de secado, se hace pasar directamente hacia el recipiente que contiene el aceite a analizar. No debe precalentarse el oxígeno. Se debe determinar la cantidad de oxígeno suministrado usando un medidor de flujo, se ajusta el flujo de manera que sea de 1.0 ± 0.1 litros/hora a cada tubo de aceite en ensayo.

- Preparación del recipiente que contiene el aceite:

Lavar cada recipiente que contendrá el aceite de forma rigurosa, primero con acetona y luego con jabón, y enjuagar con agua abundante. Luego se juaga con una solución de ácido crómico para luego volver a enjuagar con agua, y finalmente se seca introduce a un horno a temperatura entre 105 y 110°C durante 3 horas por lo menos, para luego enfriar a temperatura ambiente.

- Preparación del catalizador de cobre:

Se pule el alambre de cobre con papel de lija N° 00 o su equivalente y luego se limpia adecuadamente el abrasivo usando un trapo limpio y seco.

Enrollar una bobina helicoidal con 300mm de alambre de cobre pulido, cuyo diámetro exterior sea de aproximadamente 16mm y 50mm de altura. Se limpia rigurosamente con etílico y aire seco, y se inserta inmediatamente en el recipiente del aceite.

Nota: se debe usar pinzas adecuadas para manejar la bobina de cobre y evitar la contaminación.

- Preparación del crisol de vidrio para filtración:

Se limpia vidrio de crisol para filtración y se seca en un horno de aire a temperatura de 105 a 110°C hasta obtener un peso seco constante. Se enfría y se almacena en un desecador.

- Acondicionamiento de la muestra:

Filtrar la muestra de ensayo de aceite por gravedad el aceite a temperatura ambiente, usando para ello papel de filtro, libre de ácido y previamente secado con el objeto de eliminar sedimentos, fibras y humedad excesiva (se seca el filtro de papel durante una hora a 100°C antes de usarlo). Se descartan los primeros 25ml de aceite filtrado y se protege el resto durante toda la filtración para evitar contaminación por polvo u otros agentes.

3.12.3 PROCESO:

Se insertan dos muestras de catalizadores de cobre y se inserta una en cada uno de los recipientes de aceite (se encuentran limpios y secos).

Se procede a transferir 25 ± 0.01 gramos de la muestra de aceite acondicionado a cada uno de los recipientes del aceite usando una pipeta limpia y seca, evitando contaminación del aceite con humedad atmosférica y polvo, durante el intervalo de tiempo que transcurra entre la colocación del aceite en el recipiente y el inicio de la oxidación.

Se ajusta el baño de calentamiento para mantener una temperatura de $110 \pm 0.5^\circ\text{C}$ durante la oxidación de la muestra. Se sumerge el recipiente del aceite en el baño, hasta que la superficie del baño se encuentre ligeramente por encima del nivel de la muestra de aceite colocada en el recipiente (aproximadamente de 3 a 5cm). Se debe esperar unos minutos a que el aceite alcance la



temperatura que contiene el baño, conecte los tubos de entrada de oxígeno a la línea de suministros de oxígeno.

Se oxidan las dos muestras de aceite por 72 y 164 horas respectivamente, en condiciones cuidadosamente controladas.

Luego del tratamiento de oxidación se suspende la alimentación de oxígeno y se saca el recipiente de aceite del baño de oxidante. Se deja enfriar por una hora a la temperatura ambiente en una caja limpia y oscura en un salón oscuro, protegiendo la muestra del polvo, humedad u otros contaminantes. Al final del periodo de enfriamiento, se saca la bobina catalizadora de cobre y el tubo de suministro de oxígeno del recipiente del aceite y lavarlos con n-heptano para recuperar el aceite adherido. Se transfiere el aceite oxidado a un frasco Erlenmeyer de 500 ml equipado con una tapa de vidrio. Se añaden al aceite 300ml de n-heptano, parte del cual se ha usado para lavar el tubo de suministro de oxígeno, la bobina catalizadora y el recipiente de ensayo.

Se deja la mezcla en la oscuridad por 24 horas a una temperatura de $20 \pm 2^{\circ}\text{C}$, antes de filtrarla a través de un filtro de vidrio previamente secado hasta obtener un peso constante. Al iniciarse la filtración solo debe operarse con una pequeña caída de presión a objeto de evitar que el lodo pase a través del filtro. Los filtrados sucios se deberán pasarse nuevamente por el filtro y todas las trazas de aceite deberán extraerse usando para ello lavados repetidos con n-heptano (el volumen total de n-Heptano usado para lavado de lodos debe ser de 150ml). Se seca el filtro que contiene el lodo a una temperatura de 110°C hasta obtener un peso constante y se pesa con una precisión de 0.0001 gramo. Se lava el frasco de 500ml usando el n-Heptano. Se transfiere el lodo adherido a la bobina catalizadora al recipiente de prueba, al tubo de suministro de oxígeno y al frasco de 500ml, disolviendo el lodo con una cantidad 30ml de cloroformo dentro de un envase de porcelana. Luego de la evaporación del cloroformo se seca a 110°C hasta obtener el peso constante y se añade el peso del residuo al del lodo obtenido por precipitación con n-Heptano.

El total de lodos se expresa como:

$$\text{lodos (\%)} = \frac{\text{peso de lodo}}{\text{Peso de la muestra de aceite}} \times 100 \quad \text{ec. 16}$$

Se recoge la solución de heptano obtenida después del filtrado de lodos en un frasco de 500ml y se diluye hasta la marca. Se efectúan tres determinaciones de valor de neutralización, en muestras de 100ml sin quitar el n-Heptano.

Se añade 0.5ml de la solución indicadora de p-naftolbenzeina a 100ml de disolvente de titulación. Se añade esta solución indicadora (100ml) a 100ml de la solución de heptano agitándolo constantemente. Se titula esta mezcla con solución alcohólica de hidróxido de potasio a una temperatura que no exceda los 25°C (el color naranja del indicador cambia a verde o verde-marrón cuando se aproxima al punto final). Se considera el punto final si el cambio de color persiste por 15 segundos, o si se invierte al añadir 2 gotas de 0.1 N HCl.

El valor de neutralización se calcula con la ecuación:



$$\text{Valor de neutralización} = \frac{(N_2 - N_1) * 5.61}{5} \quad \text{ec. 17}$$

N1= mililitros de solución alcohólica de hidróxido de potasio necesarias para neutralizar la solución de n-Heptano.

N2= mililitros de solución alcohólica de hidróxido de potasio necesarias para neutralizar 100ml de n-Heptano a los cuales se ha añadido 100ml de la solución de tituladora.



Capítulo IV: ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

Los métodos variados de separación de mezclas, se conocen como cromatografía. Según la definición dada por Keulemans la cromatografía es un método de separación en el que los componentes a desglosar o a separar, se distribuyen entre dos fases inmiscibles, una fija o estacionaria (F.E) y otra móvil (F.M).

La fase móvil (puede ser un gas o un líquido) se usa como portador de la muestra a analizar, esta se hace pasar a través de la fase estacionaria (puede ser un sólido un líquido), donde esta se mantiene fija en una columna o sobre una superficie sólida.

La cromatografía es una técnica muy utilizada en diferentes áreas de la ciencia, ya que es muy útil para separar compuestos volátiles de una muestra, aunque hay muchas y variadas técnicas de cromatografías, todas se basan en el mismo objetivo, que es de separar una sustancia que está contenida en una mezcla y para luego enviarlas a un detector para ser analizadas. Dependiendo de la naturaleza de la fase estacionaria y de la fase móvil se pueden distinguir distintos tipos de cromatografía.

- a) Cromatografía sólido-líquido. La fase estática o estacionaria es un sólido y la móvil un líquido.
- b) Cromatografía líquido-líquido. La fase estática o estacionaria es un líquido anclado a un soporte sólido.
- c) Cromatografía líquido-gas. La fase estática o estacionaria es un líquido no volátil impregnado en un sólido y la fase móvil es un gas.
- d) Cromatografía sólido-gas. La fase estacionaria es un sólido y la móvil un gas.

Como también según el tipo de interacción que se establece entre los componentes de la mezcla y la fase móvil y estacionaria podemos distinguir entre:

- a) Cromatografía de adsorción. La fase estacionaria es un sólido polar capaz de adsorber a los componentes de la mezcla mediante interacciones de tipo polar.
- b) Cromatografía de partición. La separación se basa en las diferencias de solubilidad de los componentes de la mezcla en las fases estacionaria y móvil, que son ambas líquidas.
- c) Cromatografía de intercambio iónico. La fase estacionaria es un sólido que lleva anclados grupos funcionales ionizables cuya carga se puede intercambiar por aquellos iones presentes en la fase móvil.

La cromatografía no es una ciencia exacta como tal, de ahí que, si no se hace un manejo adecuado de la información que esta suministra se puede llegar a obtener conclusiones erradas, lo que podría llevar a realizar una actividad equivocada, por ejemplo, sacar un transformador de servicio cuando no sea necesario o dejarlo cuando va en camino a fallar gravemente.

Para realizar un óptimo análisis del contenido de partículas que posee un aceite, se recomienda utilizar la cromatografía, que para análisis de aceites, se desarrollan los siguientes:

- Análisis de gases disueltos
- Contenido de PCBs
- Análisis de Furano



4.1 ANALISIS DE GASES DISUELTOS (ASTM D-3612)

Durante la operación normal del equipo, los materiales aislantes que se encuentran dentro del transformador (aislamiento líquido y sólido), se empiezan a descomponer con el tiempo y esto hace se vaya debilitando o perdiendo poco a poco sus propiedades dieléctricas (efecto de la degradación) para las que es utilizado dentro del transformador (como aislador).

El aislamiento líquido o conocido como aceite dieléctrico se empieza a descomponer, ya que este se encuentra constituido por una mezcla de diferentes moléculas de hidrocarburos que contienen grupos químicos, como: CH₃, CH₂ y CH, y a su vez estos están unidos por enlaces carbono-carbono y carbono-hidrógeno.

El papel o aislamiento sólido, mejor conocido como celulosa, también posee moléculas de hidrocarburo, que con los años, también se va degradando o descomponiendo como lo hace el aceite, y a medida que sucede este proceso, estos elementos aislantes se empiezan a mezclar entre ellos en el interior del transformador (mezcla aceite-papel). La mezcla hace que se generen ciertos gases y estos se muevan libremente en el aceite, y cuando el transformador se somete a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales, hace que estos gases generen fallas dentro del transformador, incluso es posible que puedan llevar a la paralización total del servicio, por esto, cuando un transformador falla, se puede deducir que fue producido por la presencia de gases en el aceite.

La distribución de los gases que se generan en el interior del transformador, pueden estar relacionadas con el tipo de falla del suministro eléctrico, y la tasa de generación (rapidez de crecimiento de los gases) está relacionada con el tiempo que dura la falla. La identificación de los gases que se generan en una unidad puede ser una información muy útil en cualquier programa de mantenimiento preventivo.

Los gases, como se explicó anteriormente, son producidos gracias a la descomposición del aislamiento junto con la oxidación, la vaporización y a acciones electrolíticas desarrolladas o generadas dentro del transformador.

Cuando se generan los rompimientos de los enlaces C-C y C-H de los aislamientos, el aceite libera pequeñas cantidades de gases de bajo peso molecular, que se presentan en la tabla 4.1. El papel (celulosa) también libera ciertos gases, como los que se muestran en la tabla 4.2.

GAS	COMPISICION QUIMICA
Hidrogeno	(H ₂)
Metano	(CH ₄)
Acetileno	(C ₂ H ₂)
Etano	(C ₂ H ₆)
Etileno	(C ₂ H ₄)

TABLA 4.1: Gases por descomposición del aceite

GAS	COMPISICION QUIMICA
Monóxido de Carbono	(CO)
Dióxido de Carbono	(CO ₂)

TABLA 4.2: Gases por descomposición del papel

Estos gases mencionados son los denominados "Gases de Falla"



Otros gases que también se generan son los que se presentan en la tabla 4.3:

GAS	COMPISICION QUIMICA
Propano	(C3H8)
Propileno	(C3H6)
Oxigeno	(O2)
Nitrógeno	(N2)

TABLA 4.3: otros gases

La formación de estos gases depende de la presencia de cada hidrocarburo, de la distribución de energía, la temperatura y el tiempo durante el cual el aceite es utilizado térmica o eléctricamente.

Los principales métodos de detección de gases combustibles (derivados del petróleo) que existían anteriormente, antes del método cromatográfico, suponían pruebas de combustibilidad directa o de un análisis químico de los gases en el volumen encima de la superficie del aceite. Sin embargo, estos métodos no eran lo suficientemente sensibles para las normativas actuales, ni lo suficientemente precisos para acercarse a los valores reales. Por eso, en la actualidad, se utiliza “La cromatografía de gases”, que es el método más idóneo para identificar los gases, ya que da una perspectiva cualitativa y cuantitativa de los gases disueltos en el aceite del transformador.

Los gases formados como resultado de la descomposición del aceite y la descomposición de la celulosa, tienden a disolverse en el aceite, y para ser analizados, se pueden realizar mediante la técnica de la cromatografía. El método de análisis de gases disueltos (AGD) en aceite dieléctrico se encuentra estandarizado bajo la norma ASTM D3612.

Para realizar este análisis, primero se debe tomar una muestra de aceite apropiada del transformador a evaluar, siguiendo el método de toma de muestra de aceites para el análisis de gases disueltos estandarizado en la norma ASTM D-3613. Luego se debe realizar el proceso de la normativa ASTM D-3612, donde se presentan tres métodos diferentes para poder hacer la separación de los gases. A continuación se da una breve explicación de estos métodos:

El método A: se le conoce como el método “Rack” y se puede decir que es el método original de esta normativa, este requiere que el aceite se someta a un alto vacío, en un sistema de vidrio sellado, esto es realizado para eliminar la mayor parte del gas del aceite. Luego que se eliminó el gas y se midió en un tubo graduado, luego se procede a romper el vacío con el mercurio. El gas se elimina de la columna graduada a través de un tabique con una jeringa hermética al gas e inmediatamente se inyecta en un cromatógrafo de gases.

El método B: se le conoce como el método “Stripper Column” los gases disueltos se extraen de una muestra de aceite por medio de burbujeo, donde un gas es el portador en una columna de destilación que contiene un grado de alta área superficial. Los gases se lavan a continuación de la columna de separación en un cromatógrafo de gases para analizarlos.

El método C: se le conoce como el método “Space Extraction Head”, este método consiste en que la extracción de los gases se logra agitando y calentando la muestra de aceite, la cual es transportada



por una fase gaseosa hacia un “cámara de extracción” donde esta es purgada con argón en un recipiente cerrado. Una vez que se han extraído los gases que se envían a continuación al cromatógrafo de gas, donde se analizan el gas para ver las partículas q contiene.

Según la normativa el rango de medición se debe realizar en partes por millón (ppm), la cual esta es una unidad de medida, con la que se evalúa la concentración, y como su nombre lo indica, una ppm hace referencia a una concentración de 1 parte de una sustancia en 1 millón de partes de otra sustancia. Por ejemplo, imaginemos que constamos de 1 millón de gotas de aceite y las juntamos en un recipiente, y después agregas 1 sola gota de agua; esta gota de agua está entonces en una concentración de 1 ppm. En un concepto análogo al de porcentaje, se puede expresar este valor, sólo que en este caso no es partes por ciento sino por millón (tanto por mil). De hecho, se podría tomar las siguientes equivalencias:

10,000 ppm = 1 %	10 ppm = 0,001%
1,000 ppm = 0,1%	1 ppm = 0,0001%
100 ppm = 0,01%	

La idea principal del análisis de gases disueltos es detectar con anticipación las fallas de sobrecalentamiento, arco eléctrico, descarga parcial y/o degradación de la celulosa, antes de que generen una falla irreparable al transformador. Actualmente existen cromatógrafos portátiles que permiten hacer el análisis y obtener resultados en el campo en corto tiempo, pero siempre es recomendable realizar este análisis en un laboratorio.

Los beneficios que puede ofrecer un análisis de gases, son los siguientes:

- Advertencia temprana de las fallas en desarrollo.
- Determinar el uso inadecuado de los transformadores
- Programación adecuada de reparaciones
- Monitoreo de unidades sometidas a sobrecarga.

4.1.1 PROCESO:

El muestreo o extracción de la muestra es el primer paso que se debe tomar en cuenta para este análisis, ya que una muestra bien extraída puede presentar datos más exactos, por ello es importante preparar el área de donde se va a tomar la muestra antes de iniciar la extracción. Esto se hace primero asegurando que no haya presencia de agentes contaminantes o humedad en la zona.

Existen diferentes métodos para obtener una muestra representativa, sin embargo para el AGD se usa el descrito en la norma ASTM D-3613, donde se encuentran detallados los lineamientos a seguir. Consultar anexos.

Se debe procurar tomar una muestra representativa sin pérdidas de gases disueltos y evitar la exposición al aire (es sumamente importante evitarlo), como también tener cuidado que la cantidad y composición de los gases disueltos permanezcan invariables durante el transporte al laboratorio. Se debe evitar una prolongada exposición de la muestra a la luz, esto se puede evitar colocando las muestras inmediatamente en unos contenedores a prueba de luz y se deben mantener ahí hasta que se dé inicio el análisis del ensayo.



Para mantener la integridad de la muestra, se debe tratar que el tiempo entre el muestreo y la prueba de cromatografía, sea el más corto posible, así como también evaluar el tiempo máximo de almacenamiento de los contenedores. Las muestras que han sido almacenadas en jeringas y cilindros metálicos pueden permanecer sin cambios aceptables hasta por cuatro semanas según la ASTM D-3613.

Luego se procede a realizar la extracción de los gases disueltos que se encuentran en la muestra de aceite, esta operación es la primera parte del análisis según la ASTM D-3612.

Nota: Se detallará más el proceso del método A, ya que en la actualidad es el más utilizado.

4.1.1.1 Método A: Extracción mediante un vacío

El equipo de desgasificación se presenta en la figura 4.1.

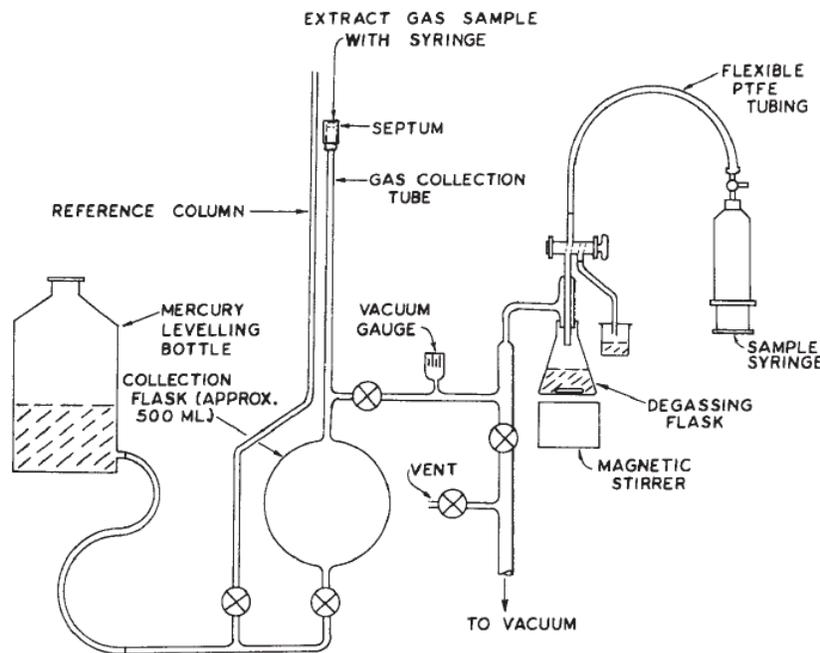


Figura 4.1: diagrama del equipo desgasificador

Antes que nada se debe calcular la relación de colección volumétrica (R_{CV}) mediante la siguiente formula:

$$R_{CV} = \frac{V_c}{V_t - V_0} \quad ec. 18$$

Esta relación será posteriormente utilizada para hacer una corrección al volumen de gas extraído.

Donde:

V_c = Volumen del espacio colector

V_t = Volumen total del equipo de extracción

V_0 = Volumen de la muestra de aceite.

Se deben someter a un vacío el frasco colector y frasco de desgasificación, a una presión absoluta de 130mPa (1×10^{-3} torr) o menor a esta. Y proceder a conectar la jeringa con la muestra en la válvula de tres vías del frasco de desgasificación mediante una manguera de material inerte (se puede



utilizar la misma de la extracción de la muestra) y se debe tener cuidado de que si se encuentra aire o una burbuja, de expulsarlo/a haciendo salir una pequeña cantidad de aceite a través de la manguera.

Luego se debe cerrar la válvula hacia la bomba de vacío y permitir el paso del aceite al frasco de desgasificación, abriendo lentamente la válvula de tres vías (se debe tomar en cuenta que este volumen de aceite es V_0). Luego se enciende el agitador magnético por aproximadamente 10 minutos.

Finalizado el tiempo, se cierra la válvula de paso del frasco colector y se permite que el mercurio fluya dentro del frasco colector, seguidamente se abre la válvula de la columna de referencia y por medio de bombeo manual se iguala el nivel de mercurio en la columna de referencia con el nivel en el tubo colector.

Medir el volumen de gas extraído en el tubo y corregirlo por medio de la eficiencia de colección, esto se hace mediante la división del volumen de gas extraído entre la relación de colector volumétrica (ecuación anterior). Luego se determina el volumen de aceite desgasificado en el frasco de desgasificación y se registra el contenido de gas como un porcentaje en volumen.

Después de la lectura del volumen, se debe realizar la inyección en el cromatógrafo. Donde se desarrollará la detección de los gases, para ello se requiere que el cromatógrafo tenga unas columnas que aguanten elevadas temperaturas; La frecuencia y la duración del horneado, dependerá del tipo de columna como también de la cantidad de uso y la concentración de los materiales ensayados.

Nota: El equipo que se debe utilizar tiene que ser capaz de controlar con precisión todas y cada una de las siguientes variables: la temperatura de las tres partes principales, la corriente de los detectores y el flujo del gas inerte. Para las columnas se utilizan distintos tipos de detectores y medios, cada uno de los cuales presenta selectividad para un componente o grupo de componentes afines.

4.1.1.2 Método C: Extracción mediante un vacío

Se toma la muestra de aceite y posteriormente este es inyectado en un vial cerrado y purgado con gas argón, y luego es introducida en un muestreador (Headspace) que se encargara de extraer los gases disueltos en la muestra con la finalidad de poner en contacto la fase gas con la fase líquida. Los gases disueltos en la muestra son equilibrados en las dos fases en contacto bajo condiciones controladas (siguiendo la Ley de Henry). En el equilibrio la fase gas es sobre presurizada con argón y es llevada al lazo de inyección. Luego los gases contenidos en el lazo de inyección son introducidos en el Cromatógrafo de gases donde son separados, identificados y determinados cuantitativamente.

4.1.2 OBTENCION DE RESULTADOS

En la actualidad existen diferentes formas de cromatogramas que resultan de las diferentes técnicas de cromatografía, en la técnica de elución se presentan los cromatogramas de escalones mejor conocidos como los de picos. En la figura 4.2 se muestra un cromatograma de picos típico y puede usarse para ilustrar los resultados que se obtienen en un análisis de cromatografía de gases.

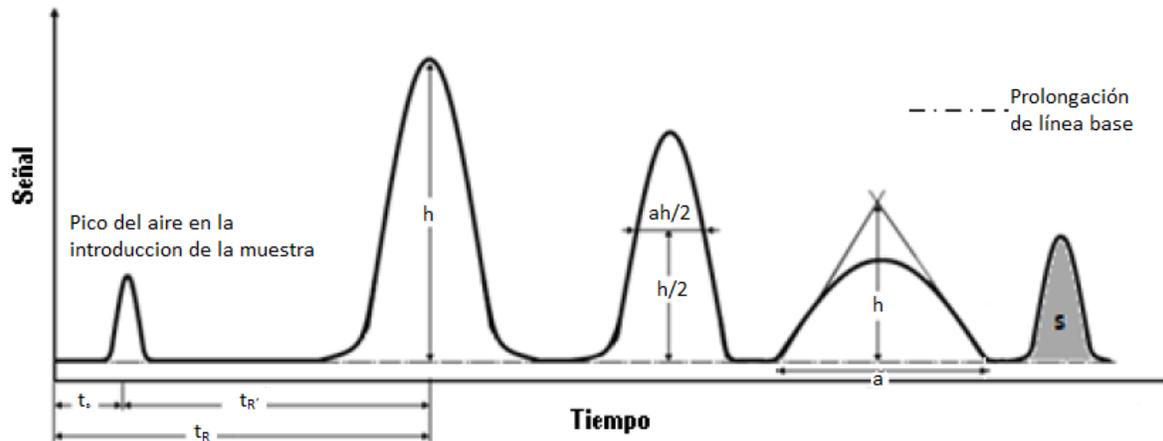


Figura 4.2: Diagrama Cromatográfico

Como se observa, el diagrama está compuesto de diferentes partes que son:

- **Pico de aire:** es el que corresponde a la detección de una cantidad muy pequeña de aire que entra a la columna cuando se introduce la muestra en el cromatógrafo.
- **Línea base:** es la parte del registro que corresponde al gas portador puro.
- **Área de pico (S):** es la comprendida entre el pico y la prolongación de la línea de base. El área pico permite determinar la concentración de cada componente separado en la columna, depende de la concentración de la muestra.
- **Tiempo muerto (t_0):** es el tiempo requerido para eluir un soluto que no se retiene en la fase estacionaria, tiempo que un soluto permanece en la fase móvil, representa el espacio vacío de la columna.
- **Tiempo de retención (t_R):** es el tiempo transcurrido desde la inyección de la muestra hasta que se obtiene el máximo del pico.
- **Tiempo de retención ajustado (t_R'):** es el tiempo que el componente permanece en la fase estacionaria.
- **Altura del pico (h):** es la distancia entre la cima del pico y la prolongación de la línea de base. En el caso de que el pico sea de vértice redondeado se trazan rectas tangentes a los puntos de inflexión de las laderas; el punto de corte determina la altura del pico.
- **Anchura del pico (a):** es la longitud del tramo de la prolongación de la línea base, comprendida entre las interacciones con la misma de las laderas del pico o en su caso de las líneas tangentes antes mencionadas.
- **Anchura del pico en la mitad de la altura ($ah/2$):** es la distancia paralela a la línea base, entre las dos laterales del pico, tomada a la mitad de altura del pico.

La concentración de los gases disueltos en aceites se expresa en partes por millón (ppm) o volumen/volumen de aceite. Para el método A se utiliza la siguiente formula:

$$C_i = \frac{(V_g)(A_i)(C_{si})(P_a)(273 \times 10^4)}{(A_{si})(V_0)(760)(T_a)} \quad ec. 19$$



Donde:

V_g = volumen de gas extraído.

C_i = concentración de gas en ppm, vol / vol.

A_i = recuento de área o altura del pico del gas i en la muestra.

A_{si} = recuento de área o altura del pico del gas i en la norma.

C_{si} = concentración de gas i en la norma en porcentaje vol/ vol.

V_o = volumen de aceite.

P_a = presión atmosférica, en torr.

T_a = temperatura ambiente, en Kelvin.

4.1.3 ANALISIS

Para garantizar la coherencia de los resultados, deben seguirse varios métodos y procedimientos de análisis para evaluar y diagnosticar correctamente la falla que se encuentra activa o puede generarse a futuro. Para lograr esto existen diferentes técnicas que se pueden utilizar, las cuales se describen en la norma IEEE C57.104-91 y la IEC 60599-03.

En estas normas se detallan procedimientos para análisis de gases disueltos en aceites dieléctricos, interpretando los resultados con la finalidad de proveer información positiva e importante en términos del servicio óptimo del transformador. Los métodos para análisis e interpretación de los resultados son los siguientes:

NORMATIVA	METODO DE ANALISIS	DESCRIPCION
IEEE C57.104-91	ANALISIS 1	Evaluación de la condición del Transformador utilizando concentraciones individuales y concentraciones totales de gases disueltos (TDCG, siglas en ingles).
	ANALISIS 2	Determinación del procedimiento de operación e intervalo de muestreo utilizando los niveles y la velocidad de generación de TDCG en el aceite
	ANALISIS 3	Evaluación del posible tipo de falla por el Método de los Gases Claves.
	ANALISIS 4	Evaluación del posible tipo de falla por el Método de las relaciones de Dornenburg.
	ANALISIS 5	Evaluación del posible tipo de falla por el Método de las relaciones de Roges.
IEC 60599-03	ANALISIS 6	Análisis de gases disueltos mediante el método del triángulo de Duval

Tabla 4.4: Diferentes análisis según las normas IEEE y IEC



4.1.3.1 Análisis 1

Este procedimiento es desarrollado en base un criterio de cuatro niveles para clasificar el riesgo en transformadores, para realizar la evaluación inicial de un transformador nuevo o reparado, cuando no existe análisis de gases disueltos previos, para equipos con historia previa (por lo que se debe determinar si la situación es estable o no). Sin embargo la norma advierte que las concentraciones de gases contenidas en la Tabla C1.5. son valores de consenso basados en las experiencias de muchas empresas y el analizador debe decidir si utiliza diferentes concentraciones de gases disueltos para gases individuales (particularmente el acetileno) y para concentraciones totales de gases disueltos sobre la base de criterios de ingeniería y experiencia con otras transformadores similares.

ESTADO	LIMITES DE CONCENTRACION DE REFERENCIA DE GASES DISUELTOS (PPM)							TDCG (Cantidad de gases disueltos)
	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	
1	100	120	35	50	65	350	2500	720
2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>140	>10000	>4630

Tabla 4.5: Concentraciones de gases disueltos extraída de IEEE std C7.104-1991

Estado 1: En valores por debajo de TDCG indica que el transformador está operando satisfactoriamente.

Estado 2: En valores TDCG dentro de estos valores indica que el nivel de gas combustible es mayor que el normal. Cualquier gas combustible que exceda los niveles especificados debería impulsar una investigación adicional. Utilizar los métodos de diagnóstico de Gases claves, Rogers y Doernenburg.

Estado 3: Los valores TDCG indican un alto nivel de descomposición, Cualquier gas combustible que exceda los niveles especificados debería impulsar una investigación adicional. Se recomienda establecer una tendencia. Una falla o combinación de fallas puede estar presente por eso se recomienda utilizar los métodos de diagnóstico de Gases Claves, Rogers y Doernenburg.

Estado 4: Los valores TDCG indican una excesiva descomposición. La continua operación podría resultar en una falla de transformador. Proceder inmediatamente y utilizar los métodos de diagnóstico de Gases Claves, Rogers y Doernenburg.

4.1.3.2 análisis 2

Este método se recomienda utilizar cuando existe un incremento repentino en el contenido de gases disuelto en el aceite que ha estado operando satisfactoriamente y se sospecha de una falla interna, para este caso se debe ayudar de la tabla 4.6, en la cual se presentan procedimientos e intervalos de muestreo. Los estados se basan en los descritos en el método a).



CONDICION DEL EQUIPO	NIVELES DE CTGCD (PPM)	VELOCIDAD DE GENERACION DE TGCD (PPM/DIA)	INTERVALOS DE MUESTREO Y PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN SEGÚN LA VELOCIDAD DE FORMACION DE GASES	
			INTERVALO DE MUESTREO	PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN
ESTADO 1	<720	>30	Mensual	Tener precaución. Analizar cada gas individual. Determinar la dependencia de la carga
		10-30	Quincenal	Continuar con la operación normal
		<10	Anual	
ESTADO 2	721-1920	>30	Mensual	Tener precaución. Analizar cada gas individual. Determinar la dependencia de carga.
		10-30	Mensual	
		<10	Quincenal	
ESTADO 3	1921-5630	>30	Semanal	Tener extrema precaución. Analizar cada gas individual. Trazar un plan y avisar al fabricante.
		10-30	Semanal	
		<10	Mensual	
ESTADO 4	>4630	>30	Diario	Considerar sacar fuera de servicio.
		10-30	Diario	
		<10	Semanal	Tener extrema precaución. Analizar cada gas individual. Trazar un plan y avisar al fabricante.

Tabla 4.6: acciones basadas en TDCG extraída de IEEE std C7.104-1991

4.1.3.3 análisis 3

La dependencia en la temperatura de la descomposición del aceite y de la celulosa en los diferentes gases de falla provee la base para la determinación cualitativa del tipo de falla, de acuerdo a los gases típicos o predominantes a varias temperaturas. A estos gases predominantes y las proporciones a las que se generan (cuatro tipos de fallas en general) se les denomina “Gases Claves” y se analizan utilizando esquemas gráficos para indicar los niveles anormales de cada uno de los gases. Los tipos de fallas que pueden presentarse y sus gases claves se presentan en la tabla 4.7.

FALLA	GAS MAS IMPORTANTE	CRITERIO	PORCENTAJE
Arco	C2H2	Gran cantidad de H2, C2H2 y en menor cantidad C2H4,CH4 ,CO	H2 : 60% C2H2: 30%
Corona	H2	Gran cantidad de H2, CH4 y en menor cantidad C2H6, C2H4 ,CO, CO2	H2 : 85% CH4: 13%
Sobrecalentamiento del aceite (térmica del aceite)	C2H4	Gran cantidad de C2H4, y en menor cantidad C2H6, y algunas cantidades de CH4, H2	C2H4 :63% C2H6: 19% CH4: 16%
Sobrecalentamiento de la celulosa (térmica de la celulosa)	CO	Gran cantidad de CO2, CO y pueden existir algunos hidrocarburos	CO: 92%

Tabla 4.7: Gases claves, datos basados en la IEEE std C7.104-1991



A continuación se muestran los datos de la tabla en graficas de las diferentes tipos de diagnósticos que se puede tener con la cantidad de gas obtenía:

1. Eléctrico- Arco: Se observa que para fallas eléctricas del tipo arco de alta intensidad el gas principal en la falla es el acetileno, acompañado con gas hidrogeno y pequeñas cantidades de metano, etileno y etano. Dióxido y monóxido de carbono se pueden generarse si la falla envuelve a la celulosa. El aceite puede carbonizarse.

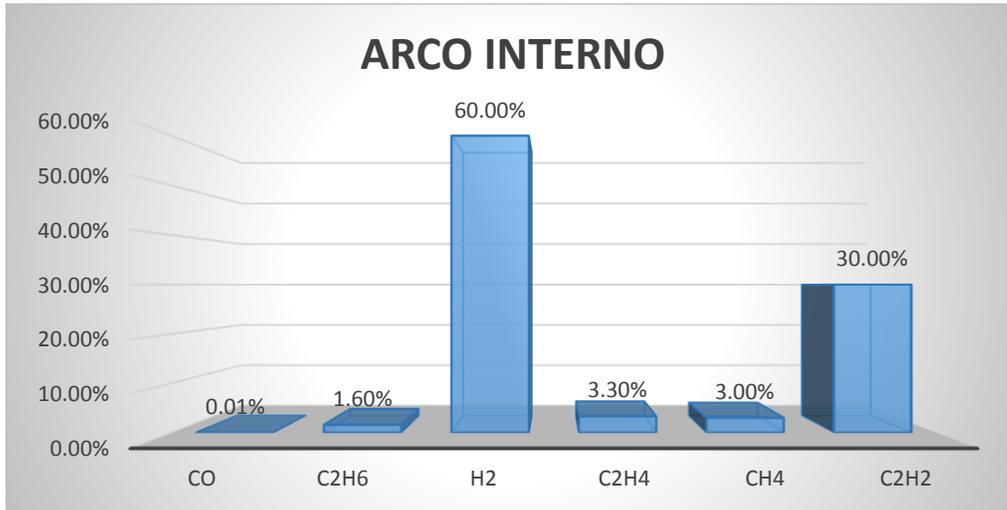


Figura 4.3: Grafica del arco interno, datos basados en la IEEE std C7.104-1991

2. Eléctrico – Corona: Se observa que para fallas eléctricas del tipo descarga parcial de baja densidad de energía el gas principal en la falla es el hidrogeno, acompañado con gas metano y pequeñas cantidades de etano y etileno. Cantidades comparables de dióxido y monóxido de carbono pueden resultar de la descarga en la celulosa.

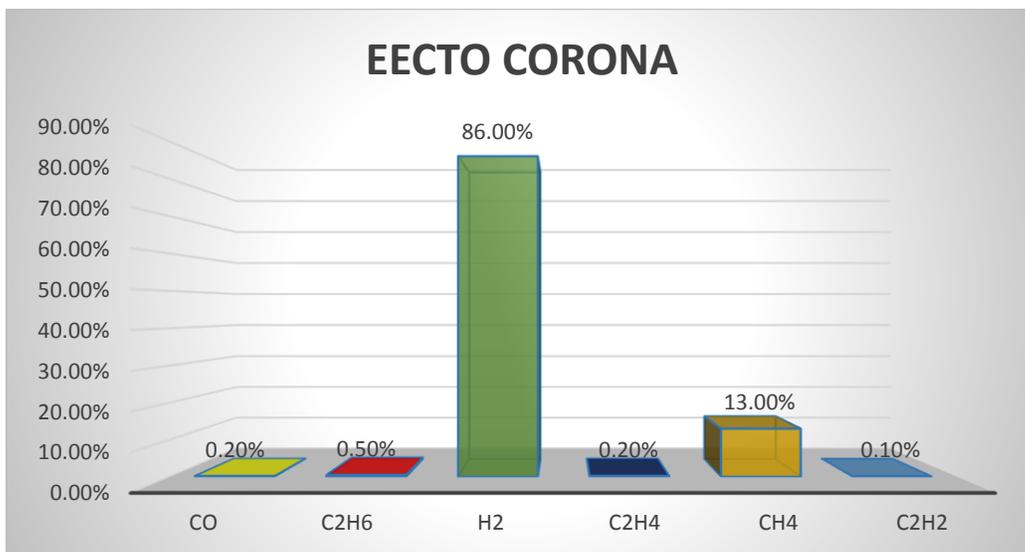


Figura 4.4: Grafica de efecto corona, datos basados en la IEEE std C7.104-1991



3. Térmico – Aceite: Se observa que para una falla térmica del aceite el gas principal que se encuentra en la falla es el etileno, acompañado de gas etano y metano. También se puede encontrar pequeñas cantidades de hidrogeno. Se puede llegar generar acetileno si la falla vuelve severa o envuelve contactos eléctricos.

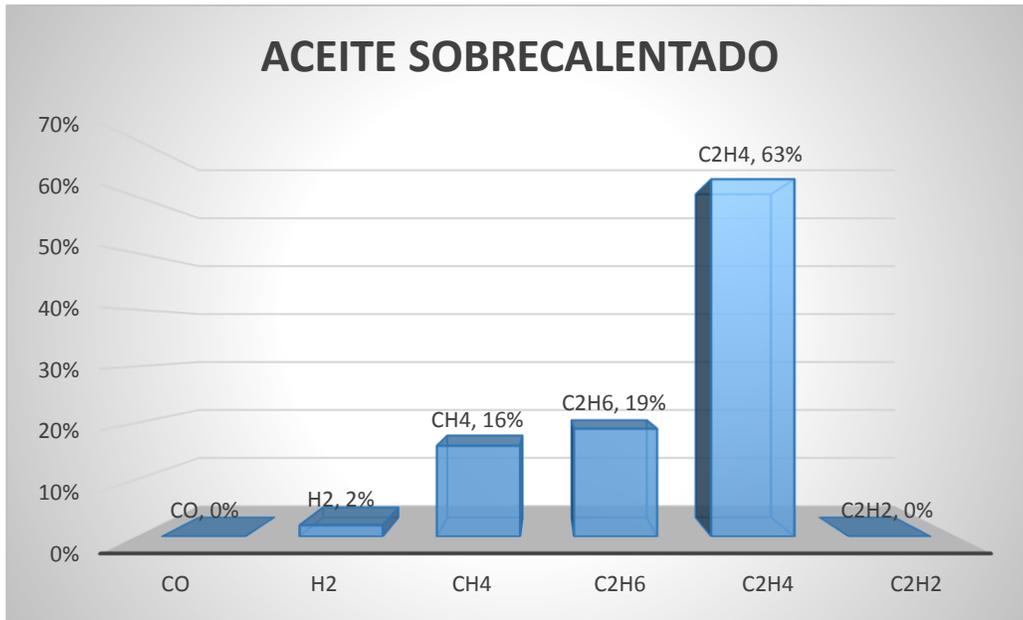


Figura 4.5: Grafica de aceite sobrecalentado, datos basados en la IEEE std C7.104-1991

4. Térmico – Celulosa: Se observa que para una falla térmica de la celulosa el gas principal es el monóxido de carbono. Cuando ocurre este tipo de falla, grandes cantidades de monóxido de carbono y dióxido de carbono son generadas por la descomposición de la celulosa. Adicionalmente gases como metano y etileno se pueden generar si la falla envuelve algunas estructuras impregnadas en el aceite.

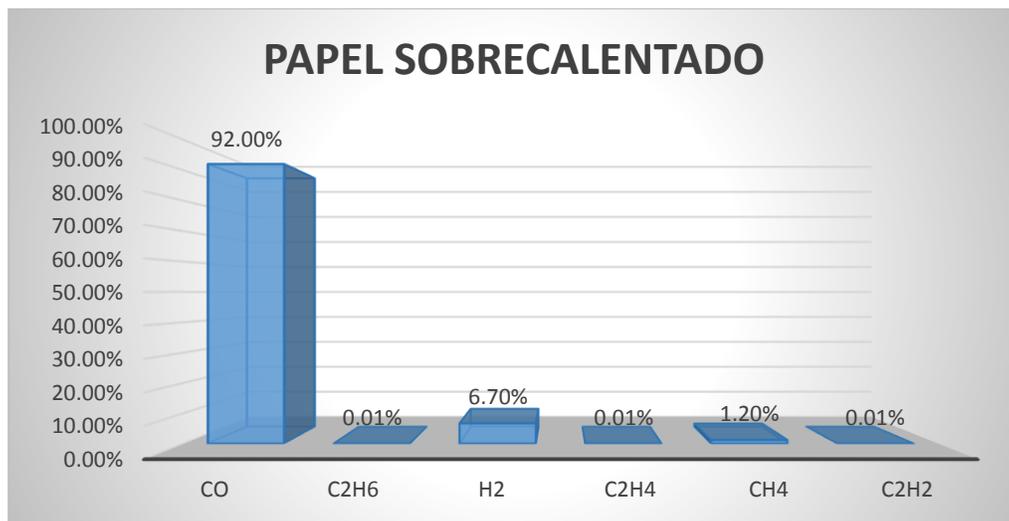


Figura 4.6, Grafica papel sobrecalentado, datos basados en la IEEE std C7.104-1991



4.1.3.4 análisis 4

Este método se basa en corroborar la existencia de algunas de las tres tipos de fallas que analiza (degradación térmica, corona y arco), y para relacionar estas fallas se utilizan los siguientes gases formados por la descomposición del aceite de acuerdo a su aparición que son:



El método trata de unifica dos tipos de diagnóstico, el primero basado en concentraciones independientes de cada gas en partes por millón y el segundo en la combinación de relaciones.

Para el primer tipo se establecen los valores de las concentraciones de los gases en partes por millón y son comparados con los valores patrones mostrados en la siguiente tabla 4.8, si al menos una de las concentraciones de los gases combustibles en ppm excede el doble del valor límite de algunos de los siguientes gases H₂, CH₄, C₂H₂ Y C₂H₄, y si alguna de la concentración de uno de los tres gases restantes excede el valor límite, la unidad puede considerarse defectuosa y con ello se establece que existe realmente una problema con el transformador, y se determina que se puede aplicar un diagnostico a base de relaciones.

GASES CLAVES	CONCENTRACIONES LIMITES (PPM)
Hidrogeno H₂	100
Metano CH₄	120
Monóxido de carbono CO	350
Acetileno C₂H₂	35
Etileno C₂H₄	50
Etano C₂H₆	65

Tabla 4.8: concentración de gas disuelto extraída de IEEE std C7.104-1991

El diagnóstico de la falla está basado en ciertas relaciones de gases combustibles donde gracias a ellos se puede determinar con alguna certeza una de las tres tipos de fallas (térmica, descarga eléctrica o de corona). Estas concentraciones son: CH₄/H₂, C₂H₂/CH₄, C₂H₆/C₂H₂ y C₂H₂/C₂H₄, y estas se representan en abreviatura como se presenta en la siguiente tabla, pero las más relevantes que se utilizan para el análisis de falla son R1 y R2, ya que las concentraciones R3 y R4 no presentan cambios a la hora de presentar un diagnóstico de la falla presente.

RELACION	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	C ₂ H ₂ /CH ₄
ABREVIATURA	R1	R2	R3	R4

Tabla 4.9: Abreviaturas según relación de composición de gases.

El estado de un transformador se puede diagnosticar mediante una gráfica con escala logarítmica en ambos ejes, donde cada eje está asociado a la relación de dos gases, como se muestra en la siguiente figura 4.7; el eje vertical se encuentra la relación R2 y en el eje horizontal tenemos la relación R1.

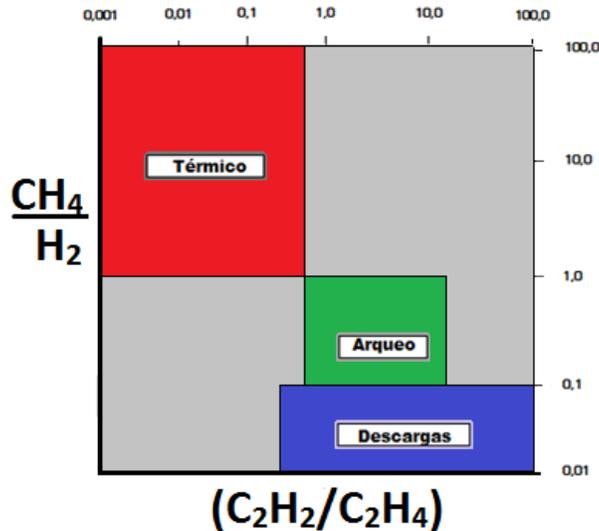


Figura 4.7: Grafica de relación de los gases

Dentro de la gráfica se puede observar que existen tres áreas bien definidas, las cuales corresponden a las tres tipos de fallas en el transformador. Los de tipo Térmico, que van de relaciones (C_2H_2/C_2H_4) menor a 0.75 y (CH_4/H_2) mayores a 1.0. Los de tipo Arqueo que se encuentran en relaciones de (C_2H_2/C_2H_4) mayores a 0.75 y (CH_4/H_2) entre 0.1 a 1. Y por último los defectos de Descargas parciales localizados en relaciones (CH_4/H_2) menores a 0.1. Los diagnósticos de este método se muestran de igual forma en la tabla 4.10:

DIAGNOSTICO	R1	R2
DESCOMPOSICION TERMICA (punto caliente)	>1.0	<0.75
DESCARGAS ELECTRICAS (arqueo)	>0.1 y <1.0	>0.75
CORONA (descarga parcial)	<0.1	No relevante

Tabla 4.10: Relaciones para los gases en clave, extraída de IEEE std C7.104-1991

Doernenburg desarrollo este método de las relaciones para evitar que las unidades de concentración de los límites máximos permitidos dadas en partes por millón (ppm) dependieran del volumen del transformador, ya que para un transformador de mayor volumen, un mismo volumen de gas producido por una determinada falla se diluirá más que en un transformador de menor volumen.

La gran desventaja de este método, es que existen combinaciones entre relaciones de gases que no arrojan resultados y el método no identifica si existe falla.

4.1.3.5 análisis 5

El método de las relaciones de Rogers se basa solamente en tres de los cinco gases principal que se forman por la descomposición del aceite (presentados en el análisis 4). El método considera que la concentración de etano proporciona información para diferenciar los problemas térmicos en varias categorías. Utilizando este gas Roger propuso las relaciones:

RELACION	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
ABREVIATURA	A1	A2	A3



Este método de análisis sugiere la existencia de ocho tipos de fallas generales y al igual que el método de Doernenburg, puede darse el caso de relaciones que no entran en los códigos de diagnósticos establecidos por Roger, las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultaneas o en periodos de evolución. De cualquier manera se debe tomar el diagnostico que más coincidan con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones A2 y A3. Y se recomienda utilizar otros métodos para obtener un diagnóstico más confiable.

RANGO DE RELACIONES		A1	A2	A3
<0.1		0	1	0
0.1 – 1		1	0	0
1 – 3		1	2	1
>3		2	2	2
CASO	DIAGNÓSTICO DE FALLA	CÓDIGO		
1	Equipo normal	0	0	0
2	Descarga parcial por baja densidad de energía	0	1	0
3	Descarga de alta energía (arco)	1	0	2
4	Falla térmica por temp. Inferiores a 150°C	0	0	1
5	Falla térmica por temp. Entre 150°C a 700°C	0	2	1
6	Falla térmica por temp. Superior a 700°C	0	2	2

Tabla 4.11: Relaciones para los gases método Rogers, extraída de IEEE std C7.104-1991

Caso 2: descargas eléctricas en burbujas, causadas por inclusiones en el aislamiento o saturación de contenido de humedad el aceite (burbujas de vapor de agua). Generalmente puede producir CO y CO₂.

Caso 3: descarga repetitivas, ruptura del aceite por arqueo entre devanados o bobinas, o entre bobinas y tierra.

Caso 4: sobrecalentamiento de conductor aislado.

Caso 5: sobrecalentamiento localizado en el núcleo debido a concentraciones de flujo. Incremento de temperatura en puntos calientes; sobrecalentamiento del cobre debido a corrientes circulantes, falsos contactos o uniones.

ANALISIS 6:

El método del triángulo de Duval fue desarrollado en 1974 y su diseño fue con el propósito de tratar de corregir la desventaja que presenta el método Dornunurg ya que este en muchos casos no puede diagnosticar bien porque no hay suficiente gas disuelto o bien porque los ratitos que se obtienen de los análisis no encajan en ninguna fila. El método basa su diagnóstico con el empleo de las concentraciones de sólo tres gases de hidrocarburos: Metano, Etileno y Acetileno (CH₄, C₂H₄ y C₂H₂).

Los gases acetileno (C₂H₂) y Etileno (C₂H₄) son utilizados en todos los métodos de interpretación para representar fallas de alta energía (arcos eléctricos) y fallas de alta temperatura. El gas hidrógeno (H₂) es utilizado en los métodos de análisis para representar fallas de baja energía como descargas parciales (DP), donde este gas es producido en grandes cantidades por esta falla, en cambio el gas metano (CH₄) siempre se forma en este tipo de falla, en pequeñas cantidades pero lo



suficientemente grandes para ser cuantificado o detectado. Duval por su parte, escogió el gas metano (CH₄) porque no solo permite identificar estas fallas, sino que provee un mejor resultado a la hora de diagnosticar los tipos de fallas que cuando se basa en el hidrogeno (H₂), ya que se puede atribuir que el gas hidrogeno (H₂) se difunde mucho más rápidamente desde el aceite hacia las juntas y uniones de soldaduras que el resto de los gases hidrocarburos.

En la figura 4.8 se muestra el Triángulo de Duval donde cada lado representa una escala desde 0 a 100% de cada gas y en su interior se puede observar seis zonas establecidas (PD, D1, D2, T1, T2 y T3).

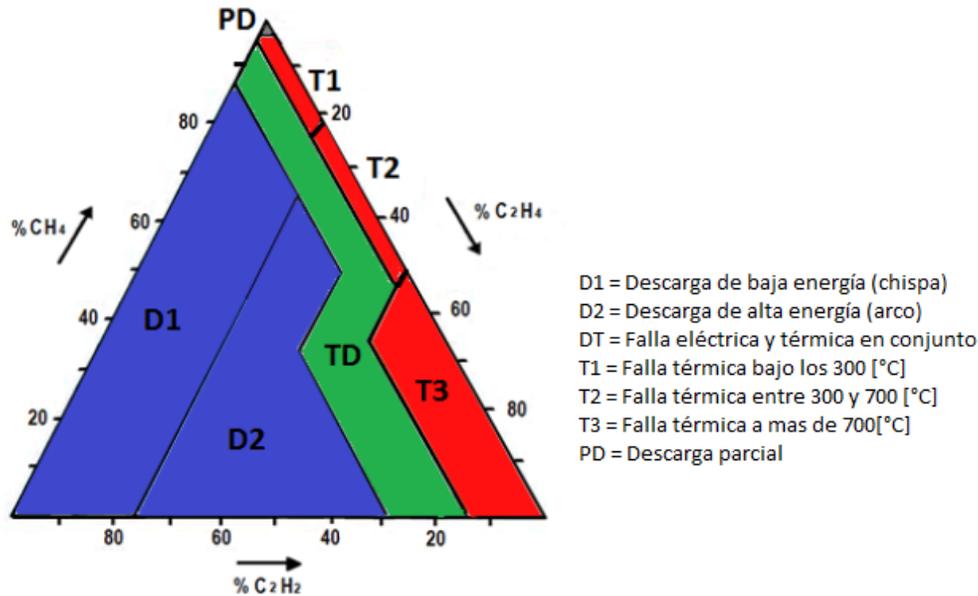


Figura 4.8: Triángulo de Duval

Considerando que la suma de las concentraciones de estos tres gases representa un 100%, el método consiste en calcular nuevos porcentajes de participación para cada uno de estos gases. 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 localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

Este método propone los sistemas de coordenadas triangulares en porcentaje y esos porcentajes de partición para cada gas son calculados mediante las siguientes formulas:

$$\%C_2H_4 = \frac{[100 * y]}{x + y + z} \quad ec. 20$$

$$\%C_2H_2 = \frac{[100 * x]}{x + y + z} \quad ec. 21$$

$$\%CH_4 = \frac{[100 * z]}{x + y + z} \quad ec. 22$$



Donde:

x= Concentración de Acetileno en ppm.

y= Concentración de Etileno en ppm.

z= Concentración de Metano en ppm.

En la tabla 4.12 se muestran un resumen de algunos de los problemas que pueden producirse en un transformador junto con los gases característicos generados internamente:

GASES CARATERÍSTICOS	FALLAS POSIBLES	POSIBLE SINTOMAS
H2, rastros de CH4 y C2H6. Posible presencia de CO	Descarga parcial (corona)	Debilitamiento de aislamiento debido al envejecimiento y a los esfuerzos eléctricos
H2, CH4 (algo de CO si el aislamiento de celulosa está involucrado). Posible presencia de rastro de C2H6	Descarga de baja energía (chisporroteo). (posible existencia de descargas eléctricas)	Pinchazos en la celulosa con restos de carbón. Posible existencia de partículas de carbón en el aceite. Posible mal aterrizamientos de los objetos metálicos.
Existencia de H2, CH4, C2H6, C2H4 y el gas característico del arco C2H2 tal vez en elevadas concentraciones. Si se está generado C2H2 el arco todavía está presente. El CO estará presente si el aislamiento de celulosa es sobrecalentado	Descarga de alta energía (arco)	Fusión de metal. Mal contacto en el cambiador contacto en el cambiador de tap o en las conexiones internas. Debilitamiento del aislamiento y a los esfuerzos eléctricos. Aceite carbonizado. Destrucción del papel si esta es sobrecalentado o se encuentra en la trayectoria del arco eléctrico
H2, CO	Falla térmica con temperaturas menores a los 300°C cercanas al aislamiento de celulosa (el papel está siendo sobrecalentado)	Descolocación del papel. Sobrecarga y/o problemas con el sistema de ventilación. Mal contacto en el cambiador de tap o en las conexiones internas. Corrientes y/o fluidos magnéticos circulantes.
H2,CH4, C2H6, C2H4, CO	Falla térmica entre 300°C y 700°C	Aislamiento de celulosa destruido. Aceite sumamente carbonizado.
Todos los gases anteriores y el acetileno en elevadas concentraciones	Arco eléctrico produciendo temperaturas de 700°C y superiores	Lo mismo que lo anterior pero con descolocación del metal. El arco eléctrico pudo haber causado una falla térmica

Tabla 4.12: Resumen de las posibles fallas y sus síntomas

4.2 CONTENIDO DE PCB (ASTM D-4059)

Los Bifenilos Policlorados son una clase de compuestos químicos clorados más conocidos por sus siglas como PCB's, estos pertenecen a una familia de compuestos de alto peso molecular formados por dos anillos de benceno sustituidos por átomos de cloro. Los átomos de cloro se sustituyen en uno o en los diez lugares disponibles restantes. El número y la posición de los átomos de cloro determinan la clasificación y propiedades de las distintas moléculas.

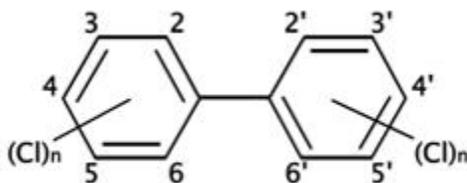


Figura 4.9: composición química de los Bifenilos Policlorados

Los PCB son conocidos porque fluidos viscosos muy estables, no corrosivos e incombustibles, esto es gracias a que posee una baja inflamabilidad y no poseen punto de ignición. Una de las cualidades más importantes es que posee excelentes características dieléctricas (térmicas y estabilidad química), y por ello es uno de los mejores fluidos aislantes conocido. Gracias a ello, originalmente esta sustancia se ponía en los aceites de transformadores, condensadores, etc.

Un aceite con PCB puede absorber los cambios rápidos en campos eléctricos sin calentarse mucho, es decir, con poca pérdida de energía. Además, como se dijo anteriormente, los PCB tienen un punto bajo de inflamación y no tienen punto de ignición, gracias a esto, pueden permanecer estables ante temperaturas variables. Sólo arden en contacto directo con una llama.

A pesar de sus buenas características es considerada un contaminante orgánico persistente, es decir que si permanece en el medio ambiente por largos periodos resulta ser cancerígeno y muy nociva para la salud humana, tanto también como un medio contaminante para el medio ambiente, razón por la cual hoy en día su uso está prohibido por las autoridades ambientales internacionales, y es clasificado como uno de los doce contaminantes más peligrosos del planeta.

Los transformadores y condensadores son los equipos más probables a contener PCB, no solamente porque se fabricaron muchos equipos con este componente, sino que se ha tenido muchas posibilidades de adquirir la contaminación por fuente alternas. Por eso se puede decir que los equipos pueden contener PCB en los siguientes dos casos:

- Cuando para su fabricación se utilizó aceite dieléctrico en base a PCB (puro o con algún grado de concentración).
- Cuando los transformadores o equipos que aunque durante el proceso de su fabricación no se ha utilizado PCB, durante los trabajos de mantenimiento (utilizando dispositivos con PCB), han sido contaminados. A estos se les llama equipos con PCB por contaminación cruzada

Los primeros transformadores llenados con PCB se fabricaban de forma muy parecida a los equipos que se llenan con aceite. Pero los modelos posteriores se fabricaron como unidades completa o herméticamente selladas sin válvulas de drenaje ni dispositivos de acceso. La razón de ello es que como los PCB tenían la reputación de ser fluidos muy estables, no se degradarían como los aceites normales, y por eso los transformadores podrían sellarse para siempre.

Por las leyes internacionales del medio ambiente es importante conocer si un equipo que se encuentre en funcionamiento o fuera de servicio contiene PCB, y por precaución solo se recomienda realizar este ensayo en un laboratorio especializado, teniendo las precauciones debidas por ser un contaminante.



Los contenidos de o concentraciones de PCBs se determina en parte por millón (ppm), en miligramos por kilogramos (mg/kg) o en porcentaje en peso (%). Las equivalencias entre estas son las siguientes:

- 1ppm = 1mg/kg.
- 1000 ppm = 1 por mil en peso = 0.1% en peso.

Existen dos métodos para identificar y determinar si un equipo contiene PCBs, pero antes de utilizarlos se debe verificar la placa colocada por el fabricante, pues que en ella se indica el tipo y/o características del aceite dieléctrico contenido en el transformador, y así se podrá saber si contiene o no este compuesto, como también el peso y volumen del aceite dieléctrico. Para ello se debe verificar lo siguiente:

- Si el nombre del fluido aislante se encuentra dentro de la tabla “Otros nombres comerciales (PCB’s)” es un transformador con PCB’s.
- Si la especificación de este líquido empieza con la letra “L” (como LFAF, LFAN, LFWN, LNP, LNS, LNW, y LNWN) dicho transformador contiene PCB’s.

Existen transformadores que no contienen placa de identificación que especifique el tipo de aceite que contiene, para ello se debe hacer uso de alguno de los dos métodos establecidos, que son:

- Método colorimétrico
- Método cromatográfico

El método colorímetro es una prueba rápida, y se basa en el uso de los kits CLOR-N-OIL-50 de la compañía Dexil Corporation (detecta cuando el aceite contiene más de 50mg/kg o 50ppm). Esta metodología es reconocida como EPA-SW-846 Method 9079 (EPA, Environmental Protection Agency, por sus siglas en inglés) y consiste en mezclar tres líquidos (sodio metálico catalizado con naftaleno y dimetilglioxima) con el aceite a temperatura ambiente para obtener según base a color la cantidad de concentración que PCB.



Figura 4.10: Equipo Dexil para análisis de PCB’s

Nota: la prueba trabaja por el principio de detección de cloro. Por lo tanto, la contaminación con sal (cloruro de sodio) agua de mar, sudor (transpiración), etc, podría dar como resultado un falso positivo y será necesarias pruebas de laboratorio adicionales.

El método cromatográfico se describe en la normativa ASTM D-4059, donde se describe la determinación cuantitativa de la concentración de los PCB’s por medio de cromatografía gaseosa de captura electrónica. En la figura 4.11 se muestra el diagrama de lo que consta la cromatografía de este análisis:

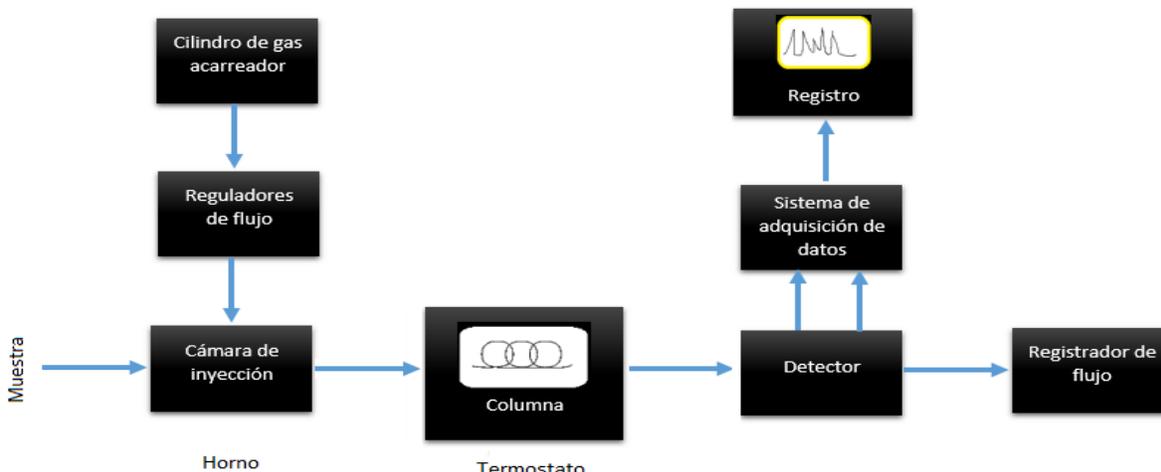
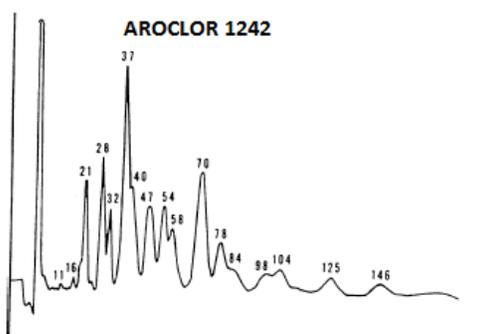


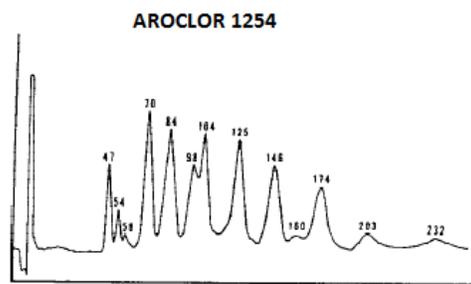
Figura 4.11: Diagrama de cromatógrafo.

Los compuestos son analizados a través de un cromatógrafo que dispone de un horno por el cual a través de temperatura se logra la evaporación de los compuestos (analitos). Estos mismos son arrastrados por medio de un flujo de gas (llamado gas Carrier), llevándolos por una columna cromatografía (tipo capilar o empacada), que permite la separación de los distintos componentes; pasando luego por un detector de captura electrónica (ECD) lugar donde se generan las distintas variaciones eléctricas que luego son amplificadas y procesadas por medio de un Soft particular y se determina su posterior cuantificación.

La técnica descrita en la normativa ASTM D-4059 se basa en la detección de tres tipos PCB's (diferente grado de coloración) que son los Aroclors 1242, 1254 y 1260, estos son los adecuados para esta normativa, ya que han sido encontrado como el contaminante de PCB's más común en los aceites dieléctricos.



Column: 3 % OV-1, Carrier Gas: Nitrogen at 60 mL/min, Column Temperature: 170°C, Detector: Electron Capture
Figura 4.12: Grado de coloración AROCLOR 1242



Column: 3 % OV-1, Carrier Gas: Nitrogen at 60 mL/min, Column Temperature: 170°C, Detector: Electron Capture
Figura 4.13: Grado de coloración AROCLOR 1254

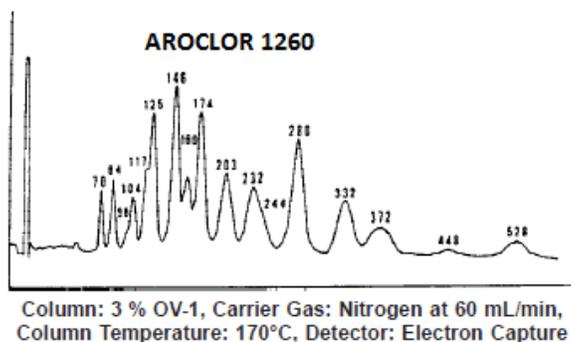


Figura 4.14: Grado de coloración AROCLOR 1260

Según la EPA Part 761 considera que una baja concentración de PCB (<50ppm) generalmente indica un riesgo bajo y el aceite es clasificado como no contaminante. Una moderada concentración de PCB (≥ 50 ppm pero <500ppm) causa que el aceite sea clasificado como contaminado. Cualquier concentración ≥ 500 ppm es considerado como si fuera PCB puro.

4.2.1 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Como el riesgo mayor de los PCB es la absorción cutánea, se debe tener especial cuidado al elegir la vestimenta de protección adecuada para realizar este ensayo. Se sabe que los PCB's pueden penetrar casi en todos los materiales, pero existen algunos, como el caucho natural, que son particularmente permeables a estos contaminantes. Este dato se debe tomar en cuenta cuando se tendrá contacto con PCB's por tiempo prologando. Para el caso del ensayo como es tiempo corto que se tendrá contacto con el aceite, se utilizara los implementos de seguridad básicos que son:

- Guantes de hule a prueba de productos químicos.
- Mascara de protección respiratoria
- Lentes de protección o masca para mayor seguridad.
- Se recomienda utilizar una gabacha a prueba de productos químicos o un overol de mangas largas para para cubrimiento de los brazos,

En caso de derrame de aceite que contenga PCB's, debe utilizar materiales absorbentes, para realizar la limpieza. Si se ha tenido algún tipo de contacto se debe realizar alguno de estos pasos.

- Si ha habido contacto de los ojos, hay que enjuagarlos de inmediato con agua, por lo menos durante 15 minutos y solicitar atención medica por precaución.
- Si ha habido contacto con la piel, se debe lavar la parte del cuerpo con jabón y agua abundantemente.
- En caso de ingestión, enjuagarse la boca varias veces con agua limpia, tomar agua y solicitar atención médica.
- En caso de inhalación, retirarse a un área de aire fresco y solicitar atención médica.

Los síntomas de la exposición a los PCB's son irritación de los ojos, somnolencia, dolor de cabeza e irritación de la garganta.

4.2.2 MÉTODO CROMATÓGRAFO



Figura 4.15: Equipo Cromatógrafo.

El equipo debe constar con las siguientes características:

- Sistema de inyección: tiene la función de vaporizar la muestra a analizar e incorporarla a la columna de separación, por medio del tubo de inyección, para ello la muestra debe ser vaporizada muy rápidamente, sin discriminar ningún componente. Existen muchos sistemas de inyección; sin embargo en este caso se necesita un sistema de inyección de columna. estos sistemas son diseñados para introducir la muestra directamente en el interior de la columna capilar, para ello se utiliza una jeringa de precisión, la cual consta de una aguja extremadamente fina (0.1 mm). El sistema de inyector debe ser capaz de manejar una temperatura de 250°C.
- Horno y columna cromatografía: Debe manejar una temperatura isotérmica o isoterma; significa mantener una temperatura del horno constante durante todo el análisis de cromatógrafo. El horno tiene que tener la función de mantener la columna de separación a una temperatura fija, esta con gran precisión ($\pm 1^\circ\text{C}$). también tiene que contar con un sistema de control del horno, ya que es muy importante que permita incrementar la temperatura del mismo a una velocidad prefijada y constante. Los rangos de temperatura con los que trabajara el horno están entre 30 a 400 °C. así mismo el sistema debe contar con un sistema de enfriamiento, el cual está conformado por dos tubos, uno que extrae el aire de afuera hacia adentro y el otro que saca el aire de adentro hacia afuera del sistema.
- Sistema de detección: En el sistema cromatógrafo se utilizan diversos detectores, la aplicación o utilización estará en dependencia de lo que se desee analizar, para este análisis se utilizará el detector de captura de electrones (ECD) de níquel para alta temperatura (280 a 400°C).

4.2.2.1 Procedimiento:

Una vez obtenida la muestra según procedimientos establecido en la normativa ASTM D-923-97, esta es analizada en el laboratorio según la ASTM D-4059 siguiendo los lineamientos de seguridad básico, lo que son el uso de guantes, lentes de protección, para evitar tener el contacto con la muestra por motivo de si presenta contaminantes PCBs no afecte la salud del que desarrolla el ensayo.

Se debe pesar de 10 a 20 gramos de aceite libre de PCB's y diluirlo en un litro de solvente



El procedimiento se basa en cuatro pasos que se describen a continuación:

- **Preparación de la muestra:** pesar de 0.1 a 0.2g de muestra de ensayo dentro de un frasco volumétrico y la diluir con un solvente (puede ser heptano o 2,2,4-trimetilpentano) a relación de 50:1. Se debe registrar el peso de la muestra (W^x) en gramos, como también el volumen total de la solución (V^x) en mililitros.
- **Eliminación de interferencias:** esto se puede realizar con cualquiera de las dos formas:
 - Tratamiento con absorbente electrofilico: colocar aproximadamente 0.25g de adsorbente en un frasco de vidrio limpio, y vertirlo en la solución preparada, sellar con el frasco y agitar bien. Luego dejar reposar, hasta que las la solución se separe del absorbente y traspasar la solución tratada en un segundo frasco. Esta solución se debe utilizar para el análisis.
 - Tratamiento con ácido: con cuidado se debe colocar un volumen de ácido sulfúrico, aproximadamente la mitad de la muestra de ensayo diluida en un frasco de vidrio limpio y vertir la solución preparada, sellar el frasco y la agitar bien. Luego dejar reposar, hasta que las la solución se separe del ácido y traspasar la solución tratada en un segundo frasco, esta solución se debe utilizar para el análisis.
- **Análisis por C.G:** inyectamos de 1 a 5 μL (V^x) de la muestra diluida dentro del cromatógrafo de gases. registrar el cromatograma a las mismas condiciones que las del estándar.
- **Cálculos:** medir la respuesta de cada pico (altura de pico o área) en el cromatograma estándar y de la muestra. Calcular la concentración de PCBs en cada pico:

$$C_i = M_i * \frac{R_i^x}{R_i^s} * \frac{1}{V^x} * \frac{V^x}{w^x} * 10^6, ppm \quad ec. 23$$

Nota: los valores de M_i , R_i^x , R_i^s se obtienen a la hora de realizar la calibración para solución estándar de Aroclor 1242, 1254 y 1260 (revisar la ASTM D-4059, apartado 11).

Calcular el contenido total de PCBs en la muestra:

$$C = \sum_i * C_i \quad ec. 24$$

4.2.3 MÉTODO COLORIMÉTRICO

Este es un método químico-colorimétrico o electroquímico para la detección o medición de PCB, es basado en el análisis de los elementos clorados presentes en la muestra. Debido a que los PCB contiene cloro, una ausencia de clorados asegura que la sustancia no contiene PCB.

Este método cualitativo se basa en el uso de los kits CLOR –N- OIL de la compañía Dexsil Corporation de 50 ppm, existentes también en las versiones de 20 y 500 ppm, según el límite de detección requerido por el interesado. En este caso es el de 50ppm.

Cada Kit contiene todo lo necesario para realizar la prueba en menos de 10 minutos. Todos los agentes reactantes están contenidos en ampollas con las cantidades precisas para obtener resultados seguros, efectivos y al instante. Con la finalidad de eliminar la posibilidad de obtener falsos negativos, el kit esta calibrado con el Aroclor 1242 que contiene una concentración de cloruro del 42%. El kit consta de:



1. Tubo #1 – Un tubo de ensayo de plástico, de tapa negra con válvula, contiene una ampolla incolora con una marca azul (inferior) y una ampolla gris (superior).
2. Tubo #2 – Un tubo de ensayo de tapa blanca, conteniendo 7 ml de una solución buffer, una ampolla incolora con una marca blanca (inferior) y una ampolla verde roja (superior)
3. Una pipeta desechable de plástico.
4. Una ampolla de vidrio embalada en un tubo de cartón, designado como ampolla de eliminación.

4.2.3.1 Procedimiento:

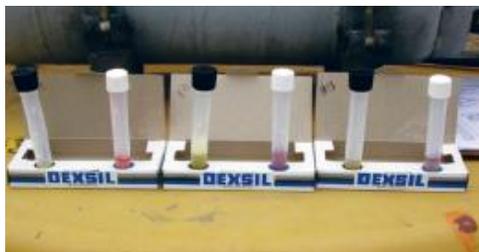


Figura 4.16: Equipo Dexil.

El proceso del kit consta se describe en la tabla 4.13 ayudado de la figura 4.17:

<ul style="list-style-type: none"> •Retirar la tapa negra del tubo #1, e ingresar con la pipeta desechable 5 ml de aceite (hasta la línea), y cerrar bien.
<ul style="list-style-type: none"> •se debe quebrar la ampolleta con la marca azul (inferior) del tubo #1, esto se hace comprimiendo los lados del tubo, luego se debe agitar durante 10 segundos. •Quebrar la ampolleta gris del tubo #1 y agitar bien durante 10 segundos. •Esperar 50 segundos para que los reactantes reaccionen, agitar intermitentemente.
<ul style="list-style-type: none"> •Remover las tapas de los tubos y transferir la solución del tubo #2 al tubo #1, (cerrar el tubo #1 y agitar 10 seg.) •dejar ventilar el tubo #1 y abrir la tapa para aliviar la presión dentro del tubo. (Agitar 10 seg. más y volver a ventilar). •Colocar el tubo #1 bien cerrado con la tapa hacia abajo y esperar 2 minutos para que la solución acuosa y orgánica se separen. •Si el aceite queda por debajo se la solución acuosa, el aceite es PCB puro (Askarel), de lo contrario continuar con el ensayo.
<ul style="list-style-type: none"> •Si el aceite se encuentra por encima de la solución acuosa, levantar el tubo #1 (invertido) y transferir 5 ml. de la solución acuosa al tubo #2 (hasta la marca de los 5 ml). •Cerrar bien el tubo #2, y quebrar la ampolla incolora (inferior) del tubo #2 y agitar durante 10 seg. Luego quebrar la ampolla de color ámbar (superior) del mismo tubo y agitar por otros 10 seg.
<ul style="list-style-type: none"> •Observar el color y comparar con la tabla de colores. Si la solución se torna púrpura, el aceite contiene menos de 50 ppm de PCB, de lo contrario si tuviera un color amarillo o incoloro, el aceite podría tener más de 50 ppm de PCB. •Realizar análisis a través de (cromatografía gaseosa) para la identificación y cuantificación de PCB.

TABLA 4.13: Proceso del equipo Dexil.

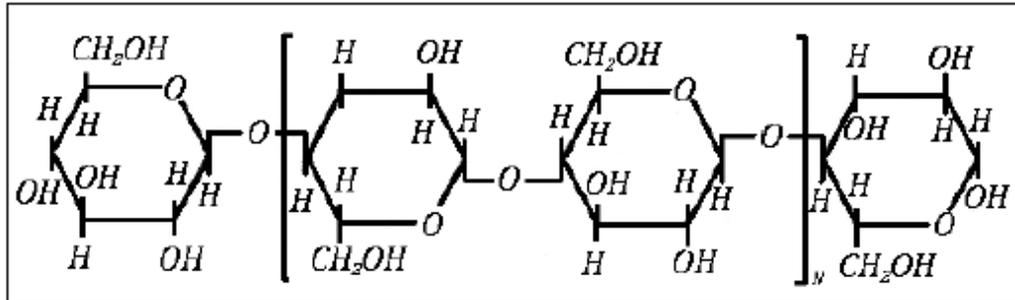


Figura 4.19: Composición química de la celulosa.

Cuando el papel esta nuevo, antes de su instalación en el transformador, este contiene una cadena promedio de 1000 a 1200 moléculas de glucosa. Sin embargo en el momento de secado e instalación el transformador esta llega a reducirse a llegar a tener 800 a 1000 moléculas.

La longitud de la cadena de celulosa es conocida como grado de polimerización, y a medida que la acidez aumenta en el aceite, esto debido al envejecimiento, hace que disminuya el grado de polimerización, (ver figura 4.20) es decir que reduce la resistencia mecánica del papel, haciendo que el papel se degrade, y cuando la celulosa comienza a degradarse, esta libera unos componentes aromáticos llamados furanos en el aceite aislante en el que está sumergido dicho papel. Este proceso se genera cuando la cadena de la celulosa se rompe y forma dos cadenas más cortas, se separan una o más moléculas de glucosa y también forma cierta cantidad de agua, de monóxido y de dióxido de carbono. La molécula de glucosa cambia químicamente durante este proceso y forma un compuesto que contiene un anillo de furano C₄H₄O.

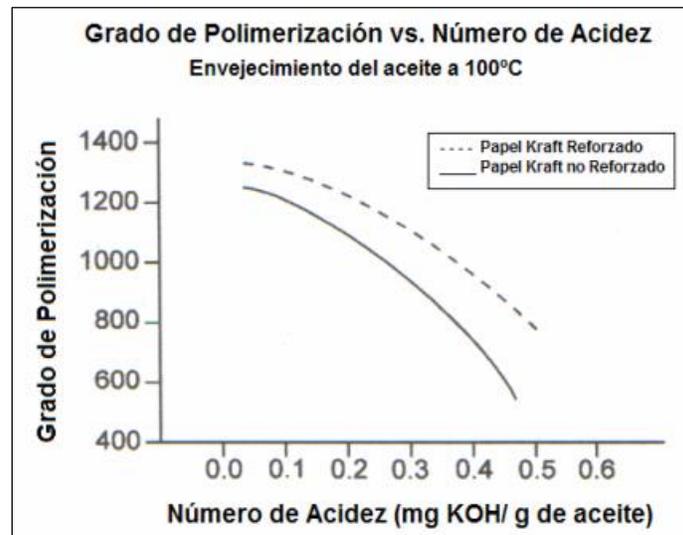


Figura 4.20: Grado de polimeración contra número de acidez

Las altas concentraciones o los aumentos inusuales en la concentración de compuestos furánicos en el aceite pueden indicar una degradación de la celulosa, debido al envejecimiento del equipo o por fallas incipientes. Por eso este método consiste en determinar en los líquidos aislantes los productos de la degradación de materiales de celulosa, tales como papel, cartón comprimido y material de algodón, materiales de aislamiento que conforman el equipo eléctrico.

Un método, que se ha utilizado para supervisar la degradación de la celulosa, es el de la técnica de la polimerización (DP). Ésta es una técnica que mide la longitud de la cadena de la celulosa, pero requiere una muestra del papel extraída del transformador, Y el otro método es el análisis de furano en el aceite, este es el más practico ya que no se necesita abrir el transformador para tomar una muestra.

De la degradación de la celulosa se generan cinco compuestos de furánicos que son compuestos aromáticos y dependiendo de la cantidad de estos compuestos en el aceite podría ser una buena indicación de la condición del aislamiento celulósico. Los cinco compuestos son:

- 2-Furaldehyde
- Furfuryl alcohol
- 2- Acetyl furan
- 5-Methyl-2-furaldehyde
- 5-Hydroxymethyl-2-furaldehyde.

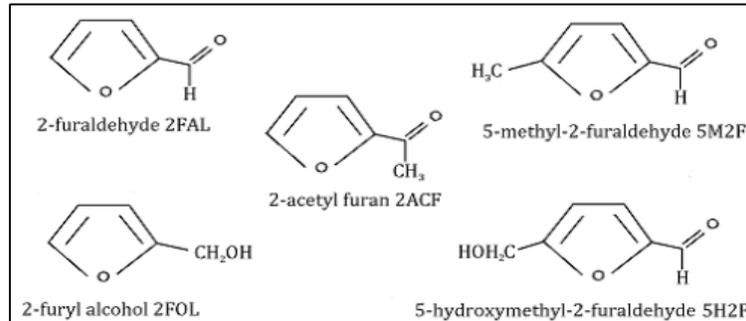


Figura 4.21: Composición química de compuestos furánicos.

- 2-Furaldehyde: también denominado furfural o furfuraldehido. Este es el compuesto de furano que se encuentra con mayor frecuencia. Se forma por sobrecalentamiento generalmente de la celulosa o puede presentarse como resultado de una condición de falla en el pasado.
- Furfuryl alcohol: también se denomina furfural alcohol o furfurol. Este compuesto furanico se forma en presencia de gran contenido de humedad y es la prueba de una condición de descomposición activa del papel debido a elevados niveles de humedad en el aislamiento sólido
- 2- Acetyl furan: es el menos común de los compuestos de fúranicos que se pueden encontrar en un transformador operando. Se encuentra con mayor frecuencia en transformadores averiados que han sufrido descargas eléctricas por rayos, lo cual lleva a la conclusión preliminar que la formación de este compuesto puede ser el resultado de elevados niveles de esfuerzo eléctrico.
- 5-Methyl-2-furaldehyde: se forma como resultado de sobrecalentamiento intenso y localizado de la celulosa y es la prueba de una condición que supone falla por punto caliente a alta temperatura.
- 5-Hydroxymethyl-2-furaldehyde: se forma como resultado de la descomposición del papel en presencia de grandes cantidades de oxígeno y es la prueba de la oxidación del aislamiento sólido.

Este análisis se basa en la normativa ASTM D-5837 que es el método estándar para compuestos furánicos en líquidos aislantes, donde la muestra del aceite se extrae ya sea con otro liquido tal como acetonitrilo o con la extracción de una fase solida (SPE) del depósito. La extracción se analiza con una cromatografía de alta resolución (HPLC).

El proceso consiste en separar los 5 compuestos mencionados anteriormente con una columna apropiada y cada uno se detecta mediante el uso de un detector ultravioleta (UV) que se ajusta automáticamente a la longitud de onda apropiada para cada uno de los cinco componentes.

La cantidad de derivados furánicos disueltos en el aceite es muy reducida, y su concentración se mide en partes por billón (ya sea en peso, $\mu\text{g}/\text{kg}$, o en volumen $\mu\text{g}/\text{L}$).

El análisis de furanos puede utilizarse para confirmar el análisis cromatografía de gases, cuando la concentración de monóxido de carbono se encuentre con niveles arriba de lo normal.

4.3.1 EQUIPO

Según la normativa existen dos procesos de extracción para un volumen conocido de aceite, la extracción líquido/líquido y la extracción fase sólida (SPE).

Para desarrollar este análisis se utiliza un cromatógrafo de alta presión de líquido (HPLC). Este es un sistema capaz de mezclar al menos dos disolventes por medio de bombeo, con una columna y un detector UV (ultravioleta) o detectores capaz de operar en un mínimo de dos longitudes de onda.

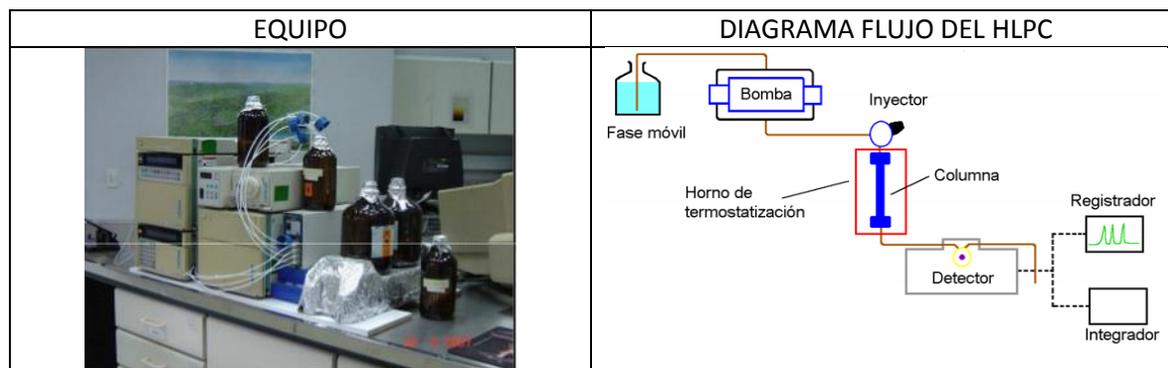


Figura 4.22: Equipo para realizar el ensayo

Se debe tomar en cuenta las siguientes precauciones en el equipo para tener condiciones satisfactorias para la inyección del aceite:

Volumen de inyección	20 to 30 μL
Fase móvil	acetonitrilo / gradiente de agua
Caudal, inicio	0.5–1.0 mL/min
Temperatura de la columna	Ambiente hasta 30°C
Columna	WatersT Nova-Pak C18 Reversed Phased 300x3.9 mm, 60A, 4 μm

TABLA 4.14: Requisitos del equipo según la ASTM D-5837

Para la inyección directa se ha encontrado para proporcionar mejor resultados para la cromatografía de los diferentes compuestos se necesita una longitud de onda fija entre 274 y 281nm, a excepción de alcohol furfúrico, que se mide mejor con un ensayo separado usando una longitud de onda entre 215 y 220 nm.

Cada compuesto furánico tiene una característica absorbancia máxima de la luz, que ocurren dentro de los intervalos indicados de longitudes de onda. El uso de detectores de longitud de onda o de fotodiodos variable permite la selección de una longitud de onda específica para cada compuesto



furánico. A la hora de desarrollar la práctica en el laboratorio se debe seleccionar la longitud de onda específica para obtener al máximo de absorción para cada compuesto de la siguiente manera:

Componentes Furánicos	nm
5-hydroxymethyl-2-furaldehyde	280 to 282
furfuryl alcohol	215 to 220
2-furaldehyde	272 to 280
2-acetyl furan	270 to 280
5-methyl-2-furaldehyde	280 to 292

TABLA 4.15: Longitudes de onda para cada compuestos furánicos

Para el caso de la fase móvil según la ASTM se deben utilizar frascos boeco transparente como el de la figura 4.23, donde se colocará el disolvente orgánico altamente puros, de grado HPLC desgasificados (eliminar el aire disuelto dentro del disolvente). Estos disolventes son:

- Acetonitrilo
- Hexano
- Metanol
- Tolueno
- Agua



Figura 4.23: frasco boeco

4.3.2 PROCEDIMIENTO

Para extracción líquida/líquida: Medimos de 1 a 2ml de disolvente orgánico de extracción que se ocupara que puede ser metanol, acetonitrilo o metanol/acetonitrilo. Colocar el disolvente en una muestra de aceite de 10ml en el recipiente dependiendo del equipo a utilizar puede ser un tubo de ensayo o un vial color ámbar). Mezclar utilizando un mezclador de vórtice durante 3 minutos para acetonitrilo y de 1 a 5 minutos para metanol, para el caso de acetonitrilo/metanol mezclar durante 3 minutos máximos.

Permitir que las dos fases se separen. La fase superior es el extracto, mientras que la fase inferior se compone de la porción no polar de la muestra de ensayo. Luego inyectar la muestra en el equipo y después estabilizar el aparato según condiciones iniciales según el manual.



Para extracción fase solida (SPE): insertar la columna en el colector de vacío y pasar de 3 a 5ml de hexano a través de cada columna bajo vacío, teniendo precaución de no sacar la columna.

Mezclar 10ml de la muestra de aceite con 10ml de hexano y lo pasar a través de la columna SPE a una velocidad no más rápida de 3ml/seg. Luego pasar 10 a 20ml de hexano a través de la columna para enjuagar el aceite y secar la columna bajo un vacío durante 5 minutos.

Diluir retenidos de compuestos de la columna usando una mezcla de acetonitrilo/agua compuesta de la misma porción como el de la fase móvil del sistema HPLC (20% de acetonitrilo: 80% de agua), se debe asegurar de hacer esto no más rápido de 3ml/min.

Recoger los primeros 2.0 a 2.5ml de eluato de la columna y registrar el valor del volumen, y proceder a filtrar el eluato con una jeringa de 0.5µm o menor politetrafluoroetileno antes de insertar para el análisis en el sistema HPLC.

Resultados:

Los niveles de contenido de furano se establecen en la siguiente tabla:

<100ppb	→	Transformador Saludable
>100ppb	→	Perdida del 10% vida útil del transformador
>250ppb	→	Perdida del 25% vida útil del transformador
<250ppb	→	Transformador inaceptable

Para estos valores el transformador sigue siendo aceptable pero en constante observación

TABLA 4.16: Niveles de análisis de compuestos furánicos.

Se considera que los niveles superiores a 100ppb indica un daño severo e irreversible en el aislamiento sólido. El rango de 100 a 250ppb es considerado como la zona de peligro ya que en el comienza a producirse fallas por lo que se recomienda una recuperación al aceite.

Cuando el contenido de furano es mayor a 250 partes por billón se podría recuperar el aceite, pero el papel estaría deteriorado y la vida útil del transformador decaería enormemente. Así que para este caso se debe tomar en cuenta que el transformador está en niveles críticos.

Es de esperarse que debido al deterioro y/o descomposición del papel sea correspondiente con un contenido mayor de compuestos de furánicos disueltos en el aceite, en especial del 2-furaldehido cuya proporción es de más del 90% comparada con los demás furano, lo cual analizando este solo elemento da una perspectiva de la cantidad de compuestos. El contenido de furano en el aceite es especialmente útil para ayudar a hacer una estimación del tiempo restante de vida del papel. Particularmente si existen pruebas previas y poder establecer así una tendencia del deterioro.

Capítulo V: ACREDITACIÓN

Los laboratorios de ensayo y calibración juegan un papel muy importante a la hora de su funcionalidad, ya que estos, son las entidades encargadas de analizar, determinar o verificar el estado de algún producto. Pero que garantía dan, de que presentan un servicio de calidad, con resultados precisos y confiables, que es lo que busca un cliente cuando desea contratar uno de estos servicios. Para ello es necesario saber si el laboratorio presenta un servicio de calidad, donde se respalde con un reconocimiento internacional, ya sea certificación o acreditación, de la capacidad técnica y administrativa con la que se rigue el proceso de servicio del laboratorio.

Cuando se habla de reconocimientos internacionales, se refiere a una certificación o bien una acreditación, aunque son diferentes tipos de reconocimientos se tiende a generar una confusión, debido a que ambas actividades realizan una evaluación y son palabras básicas que se escuchan cuando se habla de calidad en un laboratorio. Pero se debe tener claro que existen dos diferencias fundamentales entre ellas: su objetivo y el contenido de normas las que se basan.

Para acercarnos a comprender la diferencia entre estos conceptos es necesario identificar el objetivo que presenta cada una de ellas; de ésta manera cuando se habla de certificación es “evaluar y declarar públicamente que el laboratorio cumple los requisitos de una norma de gestión de calidad”, y la que la importancia de la certificación para los laboratorios radica en demostrar que se tiene un sistema de gestión implementado. Y acreditar es “reconocer formalmente que se tiene la competencia técnica para desempeñar determinadas tareas” y la importancia de la acreditación para los laboratorios radica en demostrar que tienen implementado un sistema de gestión, que son competentes técnicamente y que los resultados reportados tienen validez.

Los laboratorios pueden certificarse o acreditarse bajo ciertas normas internacionales de “La Organización Internacional de Normalización” conocida como ISO.

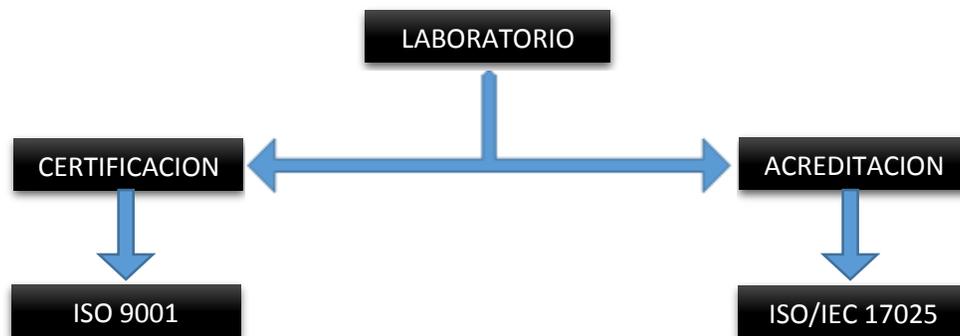


Figura 5.1: Acreditación y certificación.

Aunque la norma ISO 9001 es una herramienta de evaluación de la gestión de calidad, carece de la evaluación de la competencia técnica del laboratorio, por ese motivo se creó la normativa ISO/IEC 17025, que se podría decir que contiene un paso más que la ISO 9001.

A continuación se presenta la tabla 5.1 donde se hace un comparativo entre usos y aplicaciones de las normas:



ASPECTOS	ISO/IEC 17025	ISO 9001
OBJETO	Evaluar los requisitos de la competencia del laboratorio de ensayo y/o calibración	Evaluar los requisitos del sistema de gestión de calidad.
PROPOSITO	La acreditación o reconocimiento, realizada exclusivamente por un organismo de acreditación	La certificación realizada por organismos de certificación.
COBERTURA	Cubre los aspectos técnicos específicos para que los ensayos y/o calibración demuestren que se encuentran en capacidad de generar resultados validos	Cubre los aspectos genéricos para gestionar la calidad en cualquier organización.
EXCLUSIONES	Todos los requisitos son aplicables; por tanto no se admiten exclusiones	Admite exclusiones siempre y cuando no se afecte la capacidad o responsabilidad de la organización para proporcionar productos y/o servicios que cumplan con los requisitos del cliente y los reglamentos aplicables.

Tabla 5.1: comparación entre las normas ISO/IEC 17025 y ISO 9001

5.1 ACREDITACION

La acreditación de un laboratorio es el reconocimiento formal de que un laboratorio es competente para cumplir ciertas actividades y esta debe ser emitida por un organismo de acreditación reconocido y legalmente establecido en los países. Para el salvador se tiene la “Organización Salvadoreña de Acreditación, conocida por sus siglas como OSA que es la que da fe de la competencia que tienen las entidades públicas o privadas para realizar actividades diferentes actividades de evaluación.

La acreditación se obtiene mediante un proceso de evaluación al cual es sometido el laboratorio que desea acreditarse y demuestra de forma objetiva haber cumplido una serie de requisitos establecidos en estándares y normas internacionales.

Para poder iniciar el proceso de acreditación según OSA el laboratorio debe de haber cumplido los siguientes requisitos:

- cuenta con un sistema de gestión de calidad debidamente documentado, basado en la normativa ISO/IEC 17025.
- que tenga cuatro meses implementando el sistema de gestión de calidad.
- tenga evidencias de haber realizado una revisión por la dirección y una auditoria interna completa de todos los requisitos de la norma que le aplique.
- Participar en ensayos de actitudes.

5.1.1 PROCESO DE ACREDITACION DEL OSA

El proceso de acreditación se encuentra dividido en cuatro etapas que son:



Figura 5.2: Proceso de acreditación según OSA

Cada uno de los procesos que involucran cada una de estas etapas, se encuentran detalladas en la página web de osa (<http://www.osa.gob.sv>) como también descritas en anexo A.

5.2 GENERALIDADES DE LA NORMA ISO/IEC 17025

En la norma internacional ISO/IEC 17025 se establecen los criterios o requerimientos generales que deben de cumplir los laboratorios de ensayo y de calibración si desean demostrar que poseen un sistema de calidad efectivo y que son capaces de generar resultados técnicamente válidos.

La normativa debe ser conocida por el laboratorio y debe ser de dominio de todos los involucrados en el proyecto de implementación del sistema de gestión de calidad y de la acreditación subsecuente de los ensayos, análisis y servicios prestados.

Existen algunos beneficios cuando un laboratorio tiene un régimen de calidad debidamente acreditado, como:

- Asegura los resultados de los ensayos: La acreditación tiene como propósito asegurar que los resultados de los ensayos realizados por un laboratorio acreditado son correctas y rigurosas. Ya que permite determinar que se está efectuando el trabajo correctamente.
- Reconocimiento internacional de los resultados: A través de un sistema de acuerdos internacionales, los resultados obtenidos por un laboratorio acreditado, de un determinado país tiene reconocimiento en otros países.
- un mayor número de contratos para ensayos: Algunas organizaciones tanto públicas como privadas sólo contratan con laboratorios acreditados.

La ISO/IEC 17025 tiene aplicación en cualquier laboratorio independientemente del número de personas, dimensiones del lugar y del número o tipos de ensayos a realizar, pero se debe tener en cuenta el trabajo, el coste asociado a dicha implementación, los costos a la acreditación, y al mantenimiento/renovación de dicha acreditación, ya que esta solo tiene una duración de 4 años según nuestro país.



La estructura general de la normativa ISO/IEC 17025, consta de dos capítulos fundamentales:

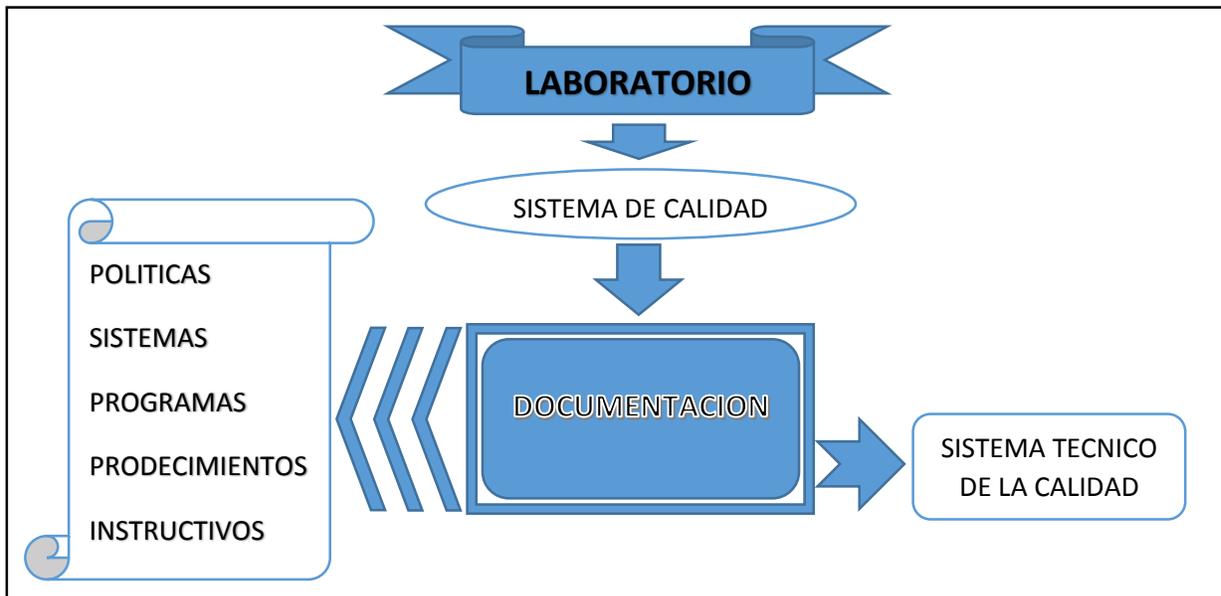
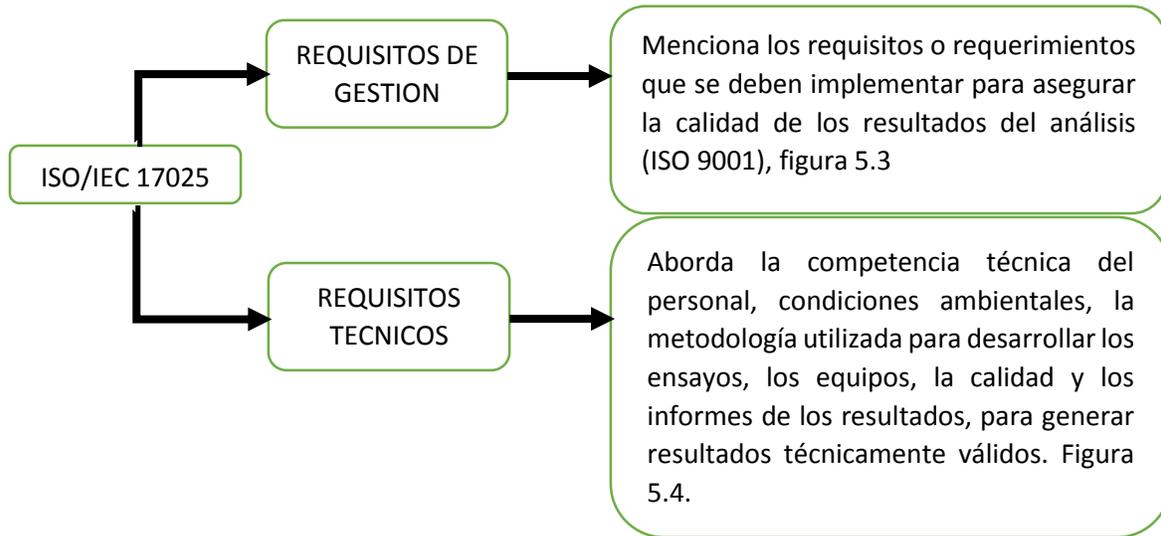


Figura 5.3: Esquema general de la normativa ISO 17025:2005 relativo al sistema de gestión de la calidad

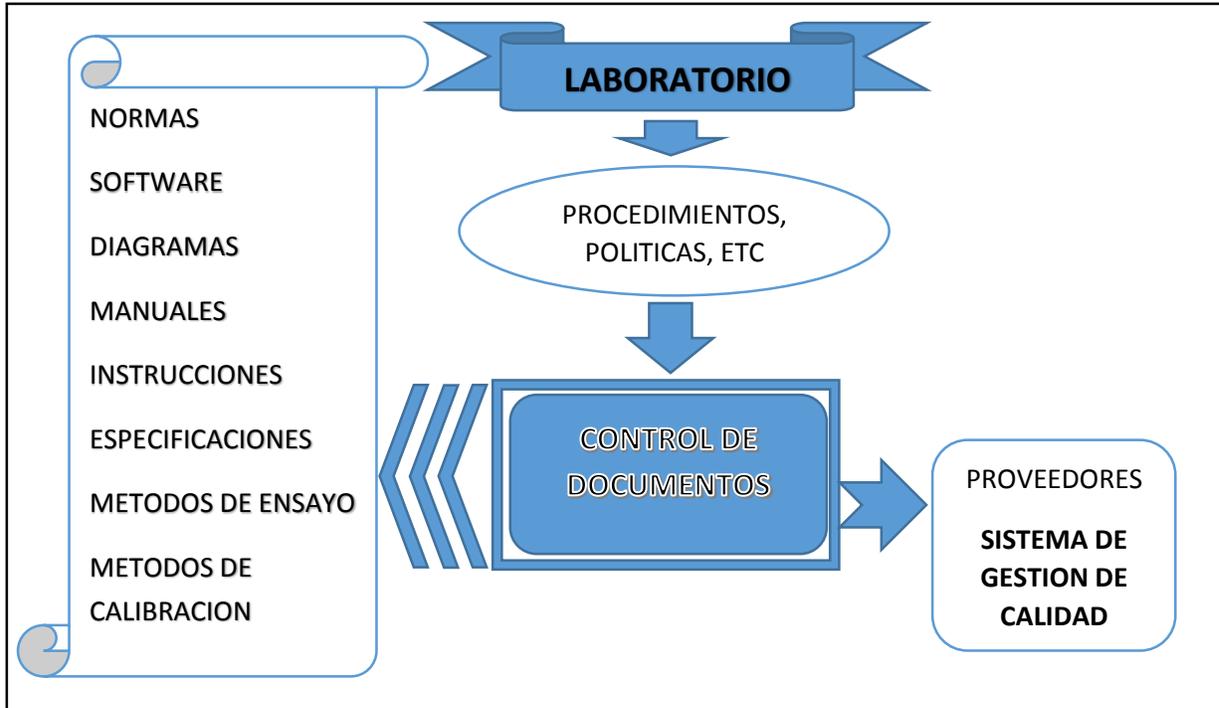


Figura 5.4: Esquema general de la normativa ISO 17025:2005 relativo al laboratorio de ensayo

La finalidad de implementar la norma es llegar a una acreditación del laboratorio en sí, para ello el laboratorio con su respectivo manual de calidad deben cumplir con ciertos requisitos que según la ISO 17025 son de dos tipos (administrativos y técnicos) que cada uno se desglosan diferentes puntos a seguir:

Norma ISO/IEC 17025			
Requisitos de gestión		Requisitos técnicos	
4.1	Organización	5.1	Generalidades
4.2	Sistema de gestión	5.2	Personal
4.3	Control de los documentos	5.3	Instalaciones y condiciones ambientales
4.4	Revisión de los pedidos, ofertas y contratos	5.4	Método de ensayo y validación de los métodos Equipos
4.5	Subcontratación de ensayos y de calibraciones	5.5	Trazabilidad de las mediciones
4.6	Compras de servicios y de suministros	5.6	Muestreo
4.7	Servicio al cliente	5.7	Manipulación de los ítems de ensayo
4.8	Quejas	5.8	Aseguramiento de calidad de los resultados
4.9	Control de trabajos de ensayos o de calibraciones no conformes	5.9	Informe de los resultados
4.10	Mejora	5.10	Aseguramiento de calidad de los resultados de ensayo Informe de resultados
4.11	Acciones correctivas		
4.12	Acciones preventivas		
4.13	Control de registros		
4.14	Auditorías internas		
4.15	Revisiones por la dirección		

Tabla 5.2: contenido de la ISO/IEC 17025



5.2.1 REQUISITOS DE GESTION

- Organización:

Destaca la información legal del laboratorio, donde se indica que el laboratorio existe legalmente siendo individualmente o dependiente de otra entidad. El laboratorio debe nombrar un director de control de calidad, que debe tener definida la responsabilidad y la autoridad a ejercer, para asegurarse de que el sistema de gestión será implementado y respetado en todo momento.

La empresa debe contar con un organigrama, que tenga definida completamente su estructura interna, con sus responsabilidades, sustitutos, y los recursos necesarios para mantener el correcto funcionamiento del sistema de calidad. Además se debe detallar políticas y procedimientos para asegurar la protección a la información (almacenamiento y transmisión electrónica).

- Sistema de gestión:

Destaca el conjunto de responsabilidades, procedimientos y recursos, para lograr implementar un buen sistema de calidad. En sí, es todo relacionado con el desarrollo que involucran las actividades para llevar un buen sistema de calidad, y para llevar acabo esto se debe documentar la política, los procesos y programas e instrucciones, donde solo se detalle la información necesaria para asegurar la calidad. Para detallar un sistema de calidad de un laboratorio de ensayo se debe tener los siguientes documentos:

- Manual de calidad
- Procedimientos generales
- Procedimientos de ensayo
- Procedimientos de verificación
- Procedimiento de interpretación de resultados
- Instrucciones de trabajo

- Control de los documentos

Especifica los procedimientos para controlar la documentación interna y externa, para poder garantizar que la documentación se crea, prueba, emite y modifica según los procedimientos establecidos por escrito dentro del laboratorio. Todos los documentos oficiales deben estar autorizados y controlados, y se deben de revisar periódicamente y actualizarlo cuando lo amerite. Cada cambio que se realice en los documentos se debe seguir el mismo procedimiento de revisión que para la elaboración del documento inicial.

- Revisión de los pedidos, ofertas y contratos

Se debe establecer procedimientos escritos para revisión de pedidos, ofertas y contratos para que el supervisor del laboratorio asegure que el laboratorio tiene la capacidad técnica y los recursos necesarios para cumplir los requisitos necesarios. Cada contrato debe ser aceptado siempre por parte del cliente y este, debe conservar los registros y sus respectivas revisiones. El laboratorio debe informar al personal y a los clientes afectados ante de realizar una algún tipo de modificación que se le quiera realizar a un contrato.



- Subcontratación de ensayos y de calibraciones

Se deben considerar métodos o procedimientos para realizar una subcontratación cuando el laboratorio lo desee. Se puede realizar una subcontratación no prevista por carga de trabajo o bien por necesidades técnicas, como también por una incapacidad laboral temporal. En caso que el laboratorio no desee subcontratar esto debe ser declarado en el sistema de gestión.

En el caso que el laboratorio quiera subcontratar y sea a un laboratorio no acreditado, el laboratorio que subcontrata será responsable de verificar y demostrar que los resultados recibidos son de calidad.

- Compras de servicio y de suministros

El laboratorio debe adquirir suministros y equipos a través de proveedores aprobados que cumplan con las especificaciones técnicas o requisitos de calidad que establece los requisitos establecidos por el, esto con el fin de no afectar la veracidad de los resultados a la hora de realizar los ensayos.

Se debe de disponer de un procedimiento de compra, almacenamiento, como también llevar un registro de evaluación de los proveedores.

- Servicio al cliente

El laboratorio debe animar a los clientes a cooperar con la entidad, con el fin de facilitar la clarificación de sus peticiones, para ello se debe de disponer de un procedimiento escrito donde contenga aclaración de dudas, como enriquecer nuestros informes con datos añadidos, realizar encuestas de satisfacción, recoger observaciones y sugerencias de parte de los clientes.

El laboratorio debe permitir a los clientes inspeccionar el laboratorio.

- Quejas

Se debe definir una política y procedimiento para la resolución de atención a reclamos o quejas, esto para asegurar a los clientes que estas, reciben una atención por parte del laboratorio. Se debe brindar una pronta respuesta o solución para la satisfacción del cliente y mantener registrado de todos los reclamos y los pasos seguidos que se utilizaron para resolverlos.

El proceso que se debe seguir es el siguiente:



- Control del trabajo de ensayo y/o calibración no conforme

Se debe definir políticas y procedimientos para implementar acciones correctivas cuando existan no conformidades con procedimientos o requisitos de los clientes. La política y procedimiento deben asegurar que se debe identificar la no conformidad, evaluar su importancia, establecer una corrección inmediata y si fuera necesario notificarle al cliente.



- Mejora

El laboratorio debe tener en cuenta las recomendaciones de mejora que figuren en informes de auditorías análisis de datos, reclamaciones y sugerencias de clientes, acciones correctivas y preventivas e inspecciones de la dirección.

- Acciones correctivas y preventivas

Para cada una de las no conformidades, se levanta una acción correctiva, y para cada tendencia que pueda producir en el futuro la no conformidad, se levanta una acción preventiva.

Para la acción correctiva se debe establecer una política y procedimientos donde se designe el cómo eliminar la causa de la no conformidad, y algunas otras situaciones que producen algún inconveniente. La acción correctiva tiene como fin, evitar la recurrencia que vuelva a ocurrir la no conformidad.

Para la acción preventiva se debe implementar un procedimiento destinado a eliminar una posible no conformidad o algunas otras acciones que potencialmente generen un inconveniente.

- Control de registros

El laboratorio debe de establecer y mantener procedimientos para identificación, recopilar, indexar, almacenar, recuperar y eliminar registros técnicos y administrativos.

Se debe almacenar los registros de manera que el laboratorio garantice su seguridad, confidencialidad, calidad e integridad durante el tiempo que sea necesario conservarlos.

- Auditorías internas

El laboratorio debe definir un procedimiento por escrito de auditorías, con las competencias y responsabilidades para la planificación de las mismas. También el laboratorio debe implementar un calendario para las auditorías internas que debe estar establecido de tal manera que se someta cada elemento del sistema de calidad y cada sección del laboratorio a una auditoría anualmente. Estas sesiones de auditorías deben ser gestionadas por el director de calidad.

Se debe informar de los resultados de las auditorías a los clientes con respecto a la calidad de los resultados de los ensayos y las calibraciones.

- Revisiones por la dirección

Las revisiones por la dirección sirven para asegurar que el sistema de gestión de calidad y actividades que se desarrollan dentro de los ensayos sigue siendo adecuadas y efectivas, para ello se debe implementar un calendario y un procedimiento para realizar estas las revisiones, donde se recomienda realizar estas revisiones una cada vez al año.

Las inspecciones de la dirección debe incluir un debate sobre el resultado de auditorías internas recientes y valoraciones externas, acciones correctivas y preventivas, resultados de los ensayos y comentarios de los clientes y recomendaciones para mejoras.



5.2.2 REQUISITOS TECNICOS

- Generalidades

Los requisitos técnicos abordan la calificación del personal, la metodología de los ensayos y los muestreos, los equipos y la calidad y los informes de los resultados de ensayo y calibraciones.

- Personal

El laboratorio debe de tener como política la identificación de las necesidades de formación de su personal para proporcionar atreves de programas de formación que sean pertinentes a aquellas tareas que sean presentes o futuras para preparar al personal con la educación apropiada, capacitación y destreza según sea necesario.

La dirección debe autorizar al personal para realizar tareas específicas, por ejemplo, para utilizar diferentes tipos de instrumentos, elaborar informes de ensayos, interpretar resultados específicos de ensayos y para formar o supervisar a otros empleados.

- Condiciones ambientales y acondicionamiento

Las instalaciones deben permitir que las actividades del laboratorio se desarrollen de modo eficaz y seguro. El diseño del laboratorio deberá obedecer a las características generales al programa de trabajo que queremos realizar y que deberá estar previsto para un largo periodo de años.

La disposición del laboratorio debe diseñarse con criterios de eficiencia, desde el punto de vista de la garantía de calidad, donde las condiciones no afecten negativamente a la calidad esperada por los ensayos. Por ejemplo que el equipo debe funcionar según las especificaciones del fabricante en cuanto a humedad y temperatura.

Se debe de contar con un procedimiento para tratamientos de residuos, de limpieza de las instalaciones y de control de medio ambiente para el bienestar del personal.

- Métodos de ensayo y de validación de métodos.

El laboratorio debe tener un procedimiento donde se describa la manipulación, transporte y almacenamiento y preparación de las muestras de ensayo, como también las técnicas utilizadas para el análisis de los datos.

El laboratorio debe incluir instrucciones de uso y funcionamiento de los equipos, y poseer los manuales de estos como también poseer las normas de los métodos de ensayos que se implementan debidamente actualizados.

El laboratorio debe validar los métodos no normalizados y cuando se trate de métodos previamente validados, que hayan sufrido alguna alteración significativa, también deben de volverse a evaluar. Estas variaciones pueden ser: cambio de equipo, cambio de componentes de equipos como columnas, detectores, cambio de analista, cambio de la matriz que contiene la muestra, entre otros.



- Equipos

Se debe incluir un procedimiento por escrito de mantenimiento y calibración de los equipos, y se debe tener registrado el estado de la calibración en el instrumento junto con las fechas de la última calibración y de la siguiente.

Los equipos deben cumplir con las especificaciones relevantes para los ensayos y estos deben ser adecuados según lo especifique la normativa del método del ensayo.

- Trazabilidad de las mediciones.

El laboratorio debe contar con un programa de calibración de equipos, patrones y materiales de referencia que influyan en los resultados de la medición. Esta calibración debe ser trazable con el sistema internacional de unidades.

- Muestreo

Se debe tener en mente que el muestreo puede ser acreditado o no, queda a disposición del laboratorio. El muestreo debe describir un procedimiento de la selección y extracción de muestras representativas, como también registrar la ubicación. La persona que ha tomado la muestra debe registrar cualquier información relevante sobre el proceso de muestreo.

- Manipulación de los ítems de ensayo

Se debe definir procedimientos a seguir para el transporte, recepción, manipulación, protección, almacenamiento, retención y/o eliminación de muestras. Los procedimientos deben evitar el deterioro de las muestras y la contaminación entre muestras durante el transporte y almacenamiento.

- Aseguramiento de calidad de los resultados

El aseguramiento de calidad de los resultados forma parte imprescindible en la administración de los laboratorios acreditados, ya que los laboratorios buscan demostrar y evaluar de manera transparente, objetiva y documentada la validez de los procedimientos utilizados para generar datos confiables. Por ello se debe tener un procedimiento escrito donde se definen los criterios para la planificación, realización y evaluación de resultados de las actividades que permitan realizar la calidad de los ensayos.

- Informe de los resultados

Se debe especificar claramente los resultados obtenidos en los procesos de medición de los ensayos, en el formato adecuado, que exprese fielmente las mediciones realizadas.



CONCLUSIÓN

- ❖ En el mantenimiento de transformadores de potencia, es necesario realizar un análisis al aceite ya que mediante diferentes ensayos se puede conocer el estado funcional del mismo y así evitar fallas inesperadas en los transformadores.
- ❖ El análisis físico-químico de los aceites ofrece la información sobre la calidad del aceite, indicando sus condiciones química, mecánica y eléctrica, además se compone de ensayos que son necesarios para determinar la calidad del aceite y establecer en qué estado se encuentra el transformador y estimar las posibles fallas que se están presentando en el interior de este y poder determinar un diagnóstico preciso.
- ❖ Una vez analizadas y estudiadas las diferentes pruebas eléctricas y físico-químicas para el sistema de aislamiento del transformador en aceite se puede concluir que, como un hemograma completo de la sangre de una persona, el análisis cromatográfico del aceite de un transformador constituye una herramienta poderosa a la momento de determinar un diagnóstico del estado del transformador, pasando a ser esta prueba, una de la más importante dentro del mantenimiento preventivo periódico del transformador.
- ❖ En el diagnóstico de la condición de un transformador de potencia o distribución no se debe basar en el resultado de un solo ensayo. Se debe realizar un análisis conjunto de la información y resultados de todas las pruebas efectuadas, además del análisis de las tendencias de estos resultados.
- ❖ La propuesta de ensayos para el laboratorio que se requiere para la escuela de ingeniería eléctrica abarca aquellos ensayos cuyos resultados proporcionen la información adecuada sobre la condición en la que se encuentra el aceite dieléctrico del transformador; los ensayos seleccionados son los siguientes:
 - ❖ Rigidez dieléctrica
 - ❖ Numero de neutralización
 - ❖ Tensión interfacial
 - ❖ Color
 - ❖ Contenido de agua
 - ❖ Gravedad específica

Con estos ensayos se podrá determinar el porcentaje de agua en el papel y el estado de degradación del aceite, estimando por tanto el grado de impregnación de productos ácidos también en el papel aislante.



Además se pueden adicionar los ensayos:

-  Contenido de inhibidor
-  Factor de potencia
-  Azufre corrosivo
-  Cromatografía de gases disueltos

Con estos ensayos al aceite dieléctrico de los transformadores se pretende dar un buen diagnóstico sobre la condición en la que se encuentra, en esta lista se encuentran los ensayos esenciales que se le pueden aplicar al aceite en operación.

- ❖ Es necesario realizar un proceso de certificación para la implementación del laboratorio ya que esto se reconocerá la autenticidad; además se requiere del proceso de calibración que con el cual se busca tener un respaldo en las mediciones, para que una organización internacional o local de una credibilidad en las mediciones realizadas. Este procedimiento se detalla en este documento.



RECOMENDACIONES

- ✚ El proceso de extracción y almacenamiento de la muestra es un procedimiento importante ya que dependiendo de la forma de extracción así será la calidad de la muestra, por lo que se debe mantener un gran cuidado en la manipulación de este para no contaminarla.
- ✚ La temperatura y humedad a la cual se expone la muestra de aceite para el almacenaje y manipulación debe tener como valores máximos 25 °C y 50% respectivamente, con esto se busca que la muestra no sufra cambios que influyan en los resultados de los ensayos.
- ✚ Realizar una buena limpieza a los recipientes que se utilizan para contener la muestra de aceite y los elementos utilizados para llevar a cabo el ensayo (como reactivo o agua) ya que residuos o cualquier cuerpo extraño puede modificar el resultado obtenido por los equipos de medición.



BIBLIOGRAFÍA

- ASTM D92-02 Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup.
- ASTM D117-02 Standard Guide for Sampling, Test Methods, and Specifications for Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin.
- ASTM D445-04 Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and the Calculation of Dynamic Viscosity).
- ASTM D611-04 Test Methods for Aniline Point and Mixed Aniline Point of Petroleum Products and Hydrocarbon Solvents.
- ASTM D664-04 Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration.
- ASTM D877-02 Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes.
- ASTM D923-97 Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids.
- ASTM D924-03 Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids.
- ASTM D971-99 Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method.
- ASTM D974 Test Method for Acid and Base Number by Color Indicator Titration.
- ASTM D1169-02 Test Method for Specific Resistance (Resistivity) of Electrical Insulating Liquids.
- ASTM D1275-03 Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical Insulating Oils.
- ASTM D1298-99 Practice for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.
- ASTM D1816-04 Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes.
- ASTM D1500-03 Standard Test Method for ASTM Color of petroleum Products (ASTM Color Scale).
- ASTM D1524-99 Test Method for Visual Examination of Used Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin in the Field.
- ASTM D1533-00 Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration.
- ASTM D1298-99 Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.
- ASTM D2285-99 Test Method for Interfacial Tension of Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin Against Water by the Drop-Weight Method.
- ASTM D2440-99 Test Method for Oxidation Stability of Mineral Insulating Oil.
- ASTM D2668-02 Test Method for 2,6-Ditertiary-Butyl Para-Cresol and 2,6-Ditertiary-Butyl Phenol in Electrical Insulating Oil by Infrared Absorption.
- ASTM D3612-02 Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography.
- ASTM D4059-00 Test Method for Analysis of Polychlorinated Biphenyls in Insulating Liquids by Gas Chromatography.
- ASTM D4768-03 Test Method for Analysis of 2,6-Ditertiary-Butyl Para-Cresol and 2,6-Ditertiary-Butyl Phenol in Insulating Liquids by Gas Chromatography.



- IEEE Std 62-1995-Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus.
- IEEE Std C57.106-2002-Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment.
- ISO IEC 17025-Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración.
- Página web: <http://www.osa.gob.sv>



GLOSARIO

Absorbancia: Es un concepto más relacionado con la muestra que se analiza en el ensayo, puesto que nos indica la cantidad de luz absorbida por la misma. La medición de absorbancia de la luz por las moléculas se realiza en unos aparatos llamados espectrofotómetros.

Askarel: Conocidos como PCBs, Son Bifenilos Polyclorados los cuales pertenecen a la familia de los hidrocarburos clorados.

Calidad: Se habla de calidad cuando un producto o un servicio satisfacen los requerimientos y expectativas de un cliente.

Celulosa: Principal componente de las paredes celulares de los arboles con altas propiedades aislantes.

Compuesto organoclorado: Conocido también como hidrocarburo clorado, clorocarbono o compuesto orgánico clorado y es un compuesto por un esqueleto de átomos de carbono, en el cual, algunos de los átomos de hidrógeno unidos al carbono, han sido reemplazados por átomos de cloro.

Cromatografía: Método de análisis que permite la separación de gases o líquidos de una mezcla por adsorción selectiva, produciendo manchas diferentemente coloreadas en el medio adsorbente; está basado en la diferente velocidad con la que se mueve cada fluido a través de una sustancia porosa

Desgasificar: Eliminar o extraer los gases disueltos en un líquido.

Despolimerización: es tanto la reacción contraria a la polimerización, como un mecanismo alterno a una reversión, pero que disminuye el peso molecular de los polímeros.

Dieléctrico: Material con alta resistencia al flujo eléctrico utilizado generalmente como aislante.

Eluato: En cromatografía de columna, eluato es la sustancia que se separa o sale de la columna después de cada extracción.

Emulsión: Es una mezcla de dos líquidos inmiscibles.

Ensayo: Operación técnica realizada de acuerdo a un procedimiento específico, que consiste en la determinación cualitativa y/o cuantificación de una o más características (propiedades o analitos) en un determinado producto, proceso o servicio.

Hidrocarburos: Por definición son compuestos químicos que contienen solo hidrogeno y carbono

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Electronicos y Electricistas).

Indexar: Ordenar una serie de datos o informaciones de acuerdo a un criterio común a todos ellos, para facilitar su consulta y análisis.

Inmiscible: Dos sustancias que no pueden disolverse entre ellas.



Inorgánicos: Se denomina sustancia inorgánica a toda sustancia que carece de átomos de carbono en su composición química, con algunas excepciones

Insípidamente La palabra insípida es un término que se emplea cuando se quiere dar cuenta que algo está iniciándose, es decir, que se encuentra dando sus primeros pasos de generación.

Insoluble: Que no puede ser disuelto ni diluido.

Laca: es sustancia resinosa, traslúcida, quebradiza y encarnada, que se forma en las ramas de varios árboles de la India con la exudación que producen las picaduras de insectos parecidos a la cochinilla, y los restos de estos mismos animales, que mueren envueltos en el líquido que hacen fluir. Se utiliza para desarrollar un barniz duro y brillante.

La absorción cutánea: Paso de sustancias a través de la piel.

La tensión interracial: Es un fenómeno físico-químico que se produce por las fuerzas de atracción molecular que existen entre las moléculas de dos líquidos.

Muestreo: Es la obtención de la cantidad de un material que es suficiente para realizar los ensayos necesarios y que es representante de la parte del material del que se tomó.

Núcleo: Circuito cerrado de material magnético sobre el cual se encuentran sujetos los devanados primario y secundario.

Polimerización: Proceso químico por el cual mediante el calor, la luz o un catalizador se unen varias moléculas de un compuesto para formar una cadena de múltiples eslabones de estas y obtener una macromolécula.

Polímeros: Se definen como macromoléculas compuestas por una o varias unidades químicas (monómeros) que se repiten a lo largo de toda una cadena.

Polisacárido: Es un polímero que está compuesto por una extensa sucesión de monosacáridos, unidos entre sí a través de enlaces glucosídicos. Los polisacáridos pueden incluirse dentro del grupo de los hidratos de carbono, que también son conocidos como carbohidratos o glúcidos.

Quejas: Es la expresión de un reclamo o una no conformidad realizada por una persona a la empresa con respecto a las actividades que realizaran los trabajadores y los servicios que brinda.

Refinanciamiento: Es un proceso que se le hace al aceite y este consiste en someterlo a una serie de procesos físico-químicos para quitarle todos los compuestos que le confieren las propiedades no deseables.

Rigidez dieléctrica: o rigidez electrostática el valor límite de la intensidad del campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aislante y pasa a ser conductor.

Ruptura dieléctrica: Se produce cuando el campo eléctrico entre dos conductores supera un valor el dieléctrico que pueda haber en medio impidiendo la conductividad.

Validación: Verificación de determinados parámetros de un método en la que los requisitos especificados para estos, demuestran que el método es idóneo para un uso previsto.



ANEXOS

ANEXO A: Muestreo.

El muestreo consiste en la acción confiable de tomar una muestra representativa para su posterior análisis. La confianza que se puede tener de la muestra está directamente relacionada con la precisión del muestreo. A mayor precisión en el muestreo menor será el error del mismo y se tendrá mayor seguridad de los resultados obtenidos al realizar los ensayos.

La práctica de muestreo a líquidos aislantes se realiza basándose en los procesos detallados en las normativas:

- ASTM D-923: Práctica estándar para muestreo de líquidos aislantes eléctricos.
- ASTM D-3613: Práctica estándar para muestreo de líquidos aislantes para análisis de gases y contenido de humedad.

A la hora de tomar la muestra se debe tener algunas precauciones, ya que el aceite dieléctrico tiene la propiedad de absorber humedad del ambiente con facilidad. Según la ASTM D-923 se recomienda que la temperatura del líquido debe ser igual que la temperatura del aire, con el fin de minimizar la posibilidad de que la humedad condensada del aire sea absorbida por el líquido. También se debe tener precaución de cuando la muestra fue extraída, de no ponerla en contacto con la luz solar.

Se debe tomar una cantidad suficiente de la muestra, para cubrir los requisitos de los análisis a realizar, para ello en la tabla A1.1 se muestran los volúmenes requeridos para cada uno de los diferentes ensayos estipulados en este documento.



TIPO DE PRUEBA	NORMA DE REFERENCIA	VOLUMEN (ml)
Gases disueltos	ASTM D 3612	50
Contenido de agua	ASTM D 1533	50
Rigidez dieléctrica	ASTM D 877	75
	ASTM D 1816	500
Tensión interfacial	ASTM D 971	20
	ASTM D 2285	15
Factor de potencia	ASTM D 924	250
Numero de neutralización	ASTM D 664	50
Análisis de furano	ASTM D 5837	20
Análisis de PCB's	ASTM D 4059	10
Acidez	ASTM D 974	20
Color	ASTM D 1500	125
Visual	ASTM D 1524	75
Gravedad especifica	ASTM D 1298	125
Resistividad volumétrica	ASTM D 1169	200
Azufre corrosivo	ASTM D 1275	250
Punto de inflamación e ignición	ASTM D 92	70
Temperatura de anilina	ASTM D 611	25
Viscosidad cinemática	ASTM D 445	125
Inhibidor de oxidación	ASTM D 2668	20
Estabilidad a la oxidación	ASTM D 2440	150

Tabla A1.1: Volúmenes de muestra requeridos

MATERIALES Y EQUIPO

El listado de los materiales y equipos a utilizar se detallan a continuación:

- Elementos de acoplamiento para válvulas de transformador.
- Frasco para la toma de muestra. Recomendable de vidrio y color ámbar. También se puede utilizar plásticos, pero que sea resistente al aceite, como polietileno de alta densidad.
- Bandeja metálica pequeña para recolección de derrames, fugas y elementos de limpieza.
- Material de señalización para aislar el ambiente de trabajo.
- Herramientas para manipulación de válvulas del transformador (alicates, llaves inglesas, llaves francesas, etc).
- Pedazo de manguera plástica, en caso de utilizar este material se debe usar una para cada muestra.
- Jeringa de vidrio de 50ml.
- Llave o válvula de tres vías.
- Caja de herramienta para almacenamiento y transporte de las muestras.
- Solvente para limpieza de válvulas en caso de derrámate de aceite.
- Solvente dieléctrico: mínimo 1 litro, para limpieza de herramientas.
- Mameluco de protección personal.
- Mascara de protección para gases orgánicos.
- Guantes de nitrilo.



- Botas de seguridad.
- Casco de protección y lentes.

Nota: Para la toma de muestra, la norma ASTM D-923, recomienda usar un muestreo general, que consta de: botellas de vidrio de color ámbar, atornilladas. Mientras tanto para la muestra para análisis de gases disueltos y humedad, la normativa ASTM D-3613, recomienda jeringas de vidrio de 50ml y frascos de vidrio color ámbar.

TOMA DE MUESTRA

Dependiendo del transformador se puede tener dos formas de extracción que son:

- ✓ Tomar las muestras del grifo (válvula) que se encuentra en la parte superior o inferior de los transformadores.
- ✓ Destapar el transformador para tomar la muestra, cuando no cuenta con la válvula o está dañada.

Nota: Antes de realizar cualquier extracción de muestra se debe corroborar que la presión dentro del transformador sea positiva en caso contrario no se debe realizar la extracción.

Toma de muestras de la válvula

1. Tomar los datos de placa del transformador.
2. Para desarrollar la extracción de la muestra se debe proteger el área de la cual se va a hacer la toma de la muestra. Se puede utilizar un recipiente o material absorbente que evite que el aceite caiga al suelo.
3. Identificar en el transformador la válvula, y verificar que está presente las mejores condiciones para la toma de la muestra (se observa en la parte exterior). Se debe limpiar el orificio por donde fluirá el aceite, esto se hace con un papel absorbente o una servilleta, con el fin de quitar la suciedad que pueda estar pegada en la válvula.
4. Remover el tapón protector de la válvula (si el transformador cuenta con ella)
5. Colocar un recipiente en la parte inferior de la válvula para prevenir una contaminación del piso en caso de derrame.
6. Se debe asegurar de desechar el aceite que está almacenado en la válvula, para esto se debe abrir suavemente la válvula del transformador y dejar que el aceite fluya por unos segundos. Si se observa contenidos de lodo a la hora de la salida del aceite, se debe dejar fluir hasta que se eliminen todos estos contenidos de lodo.
7. Colocar una manguera en la boca de la válvula, para que el aceite no entre en contacto con el aire. Como se observa en la figura A1.1



Figura A1.1: válvula de transformador de potencia

8. Colocar el frasco e introducir la manguera en su interior, y se depositan 100ml. Se tapa y se sacude varias veces el frasco, con el fin de enjuagar el recipiente. Se debe derramar el aceite en el recipiente metálico.
9. Colocar el frasco e introducir nuevamente la manguera en su interior, el frasco se deberá localizar de tal forma que el líquido corra por los lados y limite la oxigenación del líquido. Se debe llenar el depósito (aproximadamente 1 o 2 litros) y se tapa la muestra extraída.
10. Cerrar el grifo de la válvula del transformador y verificar que no se produzca ningún derrame de aceite. Proceder a quitar la manguera y colocar el tapón.
11. Una vez finalizado el muestreo, se deberá rotular la muestra con marcador de tinte indeleble y almacenarlo en el envase para ser transportadas al lugar de análisis.

Toma de muestra sin válvula en equipos con aceite

1. Tomar los datos de placa del transformador.
2. Para desarrollar la extracción de la muestra se debe proteger el área de la cual se va a hacer la toma de la muestra. Se puede utilizar un recipiente o material absorbente que evite que el aceite caiga al suelo.
3. Colocar la manguera en la jeringa.

Nota: es importante fijar fuertemente la jeringa en todo momento para evitar fugas y cerrar firmemente la jeringa en el momento que se vaya a impulsar el aceite al frasco.

4. Retirar la tapadera o un aislador con las herramientas adecuadas, desarrollar esto con precaución. Si se retiró la tapadera se recomienda desmontar un aislador para tomar la muestra, luego colocar la tapadera encima (para disminuir el área de contacto del aceite con el aire) con el aislador destrabado como se muestran en las figuras A1.2.



Figura A1.2: aislador retirado.

5. Introducir la manguera hasta la mitad del equipo, con la jeringa en el otro extremo y succionar aproximadamente entre 5 y 10ml de muestra y depositarla en el frasco como se observa en las figuras A1.3 y A1.4



Figura A1.3: extracción de la muestra



Figura A1.4: llenado de la muestra

Nota: se debe tener precaución de no inyectar aire al transformador ni a la muestra contenida en el frasco.

6. Tapar el frasco y se rotula con los datos del transformador (recomendación para evitar confusión).



Figura A1.5: rotulación de la muestra de aceite

7. Secar con toalla o un trapo absorbente cualquier indicio de aceite que este fuera del equipo y proceder a taparlo y sellarlo completamente.

TOMA DE MUESTRAS PARA ANALISIS DE GASES DISUELTOS Y CONTENIDO DE HUMEDAD

Con jeringa de vidrio:

Para la obtención de la muestra se debe utilizar una jeringa de vidrio, y esta debe poseer una válvula de tres vías ajustable como se muestra en la figura A1.6, mientras que en la figura A1.7 se muestra las diferentes posiciones de la válvula, y la dirección que será la del aceite:



Figura A1.6: jeringa de vidrio de 50ml con válvula de tres vías incorporada.

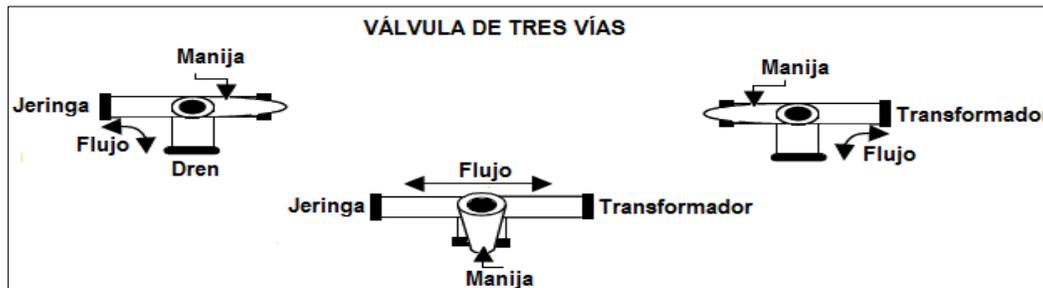


Figura A1.7: posiciones de la válvula de tres vías

Inicialmente se debe colocar todo el equipo de protección personal como son overol, casco, lentes, mascarara, guantes y otros según el riesgo que se presente.

1. Tomar los datos de placa del transformador.
2. Identificar en el transformador la válvula, y verificar que está presente las mejores condiciones para la toma de la muestra (se observa en la parte exterior). Se debe limpiar el orificio por donde fluirá el aceite, esto se hace con un papel absorbente o una servilleta, con el fin de quitar la suciedad que pueda estar pegada en la válvula.
3. Remover el tapón protector de la válvula (si el transformador cuenta con ella)
4. Colocar un recipiente en la parte inferior de la válvula para prevenir una contaminación del piso en caso de derrame.
5. Se debe asegurar de desechar el aceite que está almacenado en la válvula, para esto se debe abrir suavemente la válvula del transformador y dejar que el aceite fluya por unos segundos. Si se observa contenidos de lodo a la hora de la salida del aceite, se debe dejar fluir hasta que se eliminen todos estos contenidos de lodo.
6. Preparar la jeringa de 50ml acoplada a una llave de tres vías y una manguera de 60cm. Conectar la manguera al transformador como se observa en figura A1.8.



Figura A1.8: Conexión de la jeringa al transformador

7. Colocar la llave de la válvula en posición abierta como se observa en la figura A1.9 y abrir la válvula del transformador. Luego tirar del embolo de la jeringa hasta obtener 20 ml de muestra. Cerrar la llave en la posición que se muestra en la figura A1.10.

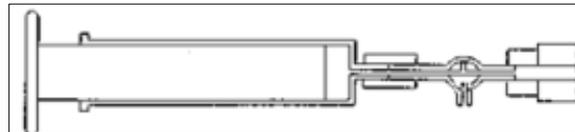


Figura A1.9: válvula posición abierta

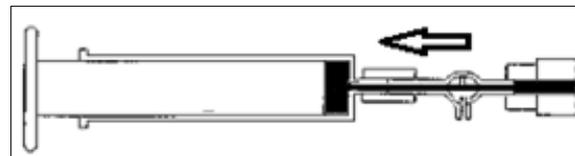


Figura A1.10: válvula posición cerrada

8. Una vez se obtengan los 20ml de muestra, se debe colocar la jeringa en forma vertical como se muestra en la figura A1.11. colocar la llave de la válvula de tres vías colocarla en posición de drenaje como se observa en la figura A1.12. Luego se debe llevar el embolo de la jeringa hasta los 50 ml, para proceder a agitar varias veces con el fin de enjuagarla con los 20ml de aceite que contiene.
9. Colocar la jeringa en forma horizontal encima del recipiente para residuos líquidos para evacuar el aceite de la jeringa como se muestra en la figura A1.13.



Figura A1.11: forma de evacuar burbujas y aire de la jeringa

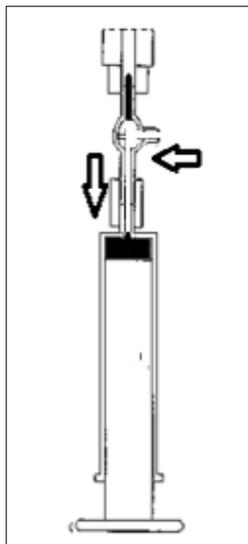


Figura A1.12: llenado para limpieza de jeringa

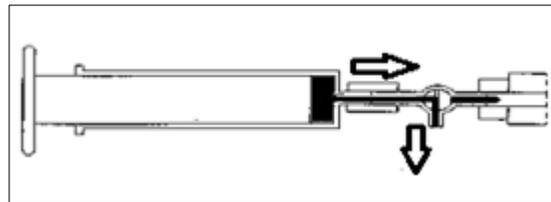


Figura A1.13: evacuación de la muestra para limpieza

10. Abrir la válvula de tres vías como se muestra en la figura A1.14 y llenar la jeringa con 50 ml de aceite. Cerrar la válvula de tres vías y retirar la manguera del transformador.

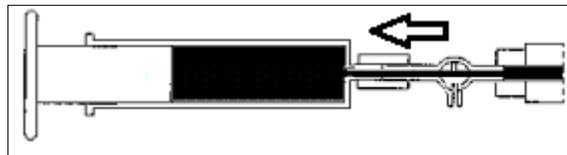


Figura A1.14: llenado de la jeringa con la muestra

11. Para guardar la muestra en la jeringa, esta se debe forrar con un material esponjoso de color negro, de preferencia Rubatex, como el que se muestra en la figura A1.15 y debe ser transportada como se muestra en la figura A1.16.



Figura A1.15: protectores para jeringa



Figura A1.16: forma de guardar la jeringa

ANEXO B: PROCESO DE OSA

ETAPA 1: Solicitud de acreditación

Conformada por:

1. La presentación de la solicitud de acreditación por el OEC en el formato establecido por el OSA.
2. Elaboración de la cotización del servicio por parte del OSA.
3. Revisión de los documentos presentados por el OEC solicitante.
4. Designación del equipo evaluador, en común acuerdo con el OEC solicitante. Esta designación debe ser confirmada por el OEC dentro de los 3 días hábiles posteriores al envío de la notificación. En caso de no ser aceptado un miembro del equipo evaluador por el OEC, éste deberá entregar una notificación explicando detalladamente las razones del rechazo y, si procede, la selección del equipo evaluador o de uno de sus miembros se realiza nuevamente. El equipo evaluador puede estar conformado por una o varias personas.
5. Evaluación documental. El equipo evaluador realiza la evaluación documental utilizando como referencia la normativa que aplica, las políticas, los criterios de acreditación y las guías establecidas por el OSA.

A partir de los resultados de la evaluación documental el proceso de acreditación puede:

1. Pasar a la Etapa II.
2. Posponer la Etapa II.
3. Detener el proceso de acreditación.

Si el resultado de la evaluación documental es:

- ✓ Pasar a la etapa II. El OSA hace entrega del informe de evaluación documental. Si se encontrarán observaciones o no conformidades el OEC puede presentar al OSA evidencias del cierre de los hallazgos antes de la evaluación en sitio; o presentar en la evaluación en sitio las evidencias objetivas de las acciones tomadas para cerrar dichos hallazgos. Cuándo



las evidencias presentadas no sean capaces de demostrar objetivamente que se cierra un hallazgo estos serán nuevamente planteados en el informe de evaluación en sitio.

- ✓ Posponer la etapa II. El OSA hace entrega del informe de evaluación documental y la etapa II se programa hasta que el OEC haya solventado los hallazgos. El OEC cuenta con 90 días calendario para cerrar los hallazgos (este tiempo puede variar según los plazos previamente establecidos por el OSA). De no presentar el cierre de los hallazgos, se detendrá el proceso de acreditación.
- ✓ Detener el proceso de acreditación. El OSA envía el F 9.1.16 “Notificación sobre proceso de acreditación” exponiendo los criterios bajo los cuales se tomó la decisión.

Nota: Si el OEC no presenta la información requerida por el OSA o no atiende a la comunicación enviada del proceso de acreditación en un periodo de 90 días calendarios, se cancela el proceso iniciado.

ETAPA 2: Evaluación

Conformada por:

1. La elaboración del plan de evaluación y su aprobación por el OEC solicitante. El OSA debe remitir al menos 8 días hábiles antes de la evaluación, el F 9.1.7 “Plan de evaluación” al OEC solicitante. Si el OEC tuviera observaciones al plan, el evaluador líder evalúa las modificaciones propuestas y hace las modificaciones según apliquen.

Cuando por razones justificadas el OEC no pueda llevar a cabo la evaluación en las fechas establecidas, debe de notificarlo al OSA con 10 días hábiles antes de la evaluación en sitio, exponiendo las razones por las cuales solicita la suspensión de la evaluación. Solamente se podrá reprogramar la evaluación en sitio una vez, y se hará de mutuo acuerdo con el grupo evaluador y el OEC. La fecha de reprogramación no debe exceder los 15 días hábiles posteriores a la fecha anteriormente fijada

Cualquier modificación al alcance de la acreditación (ampliación de metodologías de ensayo) que no hayan sido notificadas por escrito al OSA, mediante solicitud firmada por el representante legal o autorizado del OEC con al menos 30 días calendario antes de la fecha de evaluación en sitio, no podrá evaluarse en el proceso de acreditación que este por realizarse.

2. Evaluación en sitio.
El equipo evaluador debe conducir la evaluación en sitio en tres etapas secuenciales:
 - Reunión de apertura
 - Proceso de evaluación.
 - Reunión de cierre
3. Seguimiento de hallazgos.



El OEC cuenta con 15 días hábiles para presentar al OSA el F 9.1.12 “Plan de acción de la evaluación de acreditación” y 90 días calendario para realizar las acciones que eliminen las causas que las motivan.

Cuando el OEC no presente el plan de acción en el tiempo establecido se entenderá que no desea continuar con el proceso y se dará por finalizado teniendo que reiniciar el OEC nuevamente su proceso.

Cuando el OEC entrega el plan de acción, el OSA lo envía al equipo evaluador para verificar la adecuación de las acciones correctivas. El equipo evaluador tiene un plazo de 5 días hábiles para evaluar y remitir las opiniones técnicas u observaciones al OSA. Si el equipo evaluador emite observaciones, el OSA las envía para que sean incorporadas por el OEC evaluado.

Si el plan de acciones correctivas estipula acciones que por su complejidad requieren un plazo mayor de 90 días calendario, el OEC deberá solicitar un periodo de prórroga exponiendo las razones para ello. Dicha solicitud será revisada por la Comisión de Acreditación quien determinara si se le concede el plazo de prórroga el cual no deberá ser mayor a 60 días calendario.

4. Seguimiento al plan de acción del OEC.

El OEC entrega al OSA copia de las evidencias objetivas del cumplimiento del F 9.1.12 Plan de acción de la evaluación de acreditación.

El OSA solo programará una visita de cierre para cada proceso. Si durante la visita de cierre no se pueden solventar los hallazgos y el OEC aún se encuentra dentro de los 90 días, el OSA realizará una evaluación más de cierre, la cual será cobrada de acuerdo a las tarifas aprobadas.

Si en esta nueva visita, el OEC no ha solventado los hallazgos el evaluador líder preparará el informe de evaluación con la información disponible.

ETAPA 3: Dictamen

A. Otorgamiento de la acreditación.

La acreditación se otorga una vez el OEC ha demostrado la competencia para realizar el alcance de la acreditación y para el cual se ha podido comprobar el cumplimiento de los requisitos establecidos por el OSA para la acreditación.

B. Renovación de la acreditación.

La renovación de la acreditación consiste en realizar una evaluación al organismo acreditado para verificar que se mantienen las condiciones bajo las cuales se le concedió la acreditación. La renovación de la acreditación está sujeta al cumplimiento de todos los requisitos establecidos, por parte del OEC en el alcance detallado.

La renovación de la acreditación puede ser otorgada, de forma parcial o total, esto dependiendo de los resultados de la evaluación.



C. Suspensión de la acreditación.

La suspensión de la acreditación puede ser parcial o total, y consiste en prohibir temporalmente al organismo acreditado hacer referencia de la acreditación que le fue otorgada.

La acreditación puede ser suspendida por incumplimiento de los requisitos de la norma, políticas, criterios de acreditación y al Reglamento de Acreditación de Organismo de Evaluación de la Conformidad, demostrado durante la evaluación de vigilancia, en una investigación debido a una queja o por cualquier falla en el sistema de calidad que afecta los resultados del alcance de la acreditación.

D. Cancelación de la acreditación.

La cancelación de la acreditación puede ser parcial o total, consiste en la pérdida del estatus como organismo acreditado y en la prohibición al organismo acreditado de hacer referencia en cualquier medio a la acreditación.

La cancelación se da cuando el OEC no puede demostrar el cumplimiento con los requisitos de la norma que le aplica, las políticas y criterios de acreditación o el incumplimiento del Art. 29 del Reglamento de Acreditación de Organismo de Evaluación de la Conformidad. El OEC al que se le cancela la acreditación debe devolver al OSA su(s) certificado(s) de acreditación en un plazo no mayor de 5 días hábiles posteriores a la notificación de cancelación.

E. Reducción de la acreditación.

La manera en la cual se puede reducir el alcance de la acreditación es:

- I. Por decisión del OEC acreditado. Si el organismo desea reducir su alcance de acreditación deberá enviar una nota a la Directora Técnica en la que detalle lo que pretende eliminar del alcance de la acreditación. El OSA presentará la petición a la comisión de acreditación para la emisión del acuerdo.
- II. Por sanción del OSA. El OSA podrá reducir el alcance de la acreditación cuando después de realizada la visita de vigilancia o renovación de la acreditación, el equipo evaluador considere que existe evidencia de fallas en la competencia técnica para la realización del alcance, debido a que el organismo ha dejado de cumplir con los requisitos establecidos en la norma que le aplica.

F. Ampliación de la acreditación.

Un organismo puede ampliar el alcance de su acreditación en el momento que lo considere necesario, durante la vigencia de la acreditación otorgada o en el momento de renovarla. Cuando un organismo acreditado desee ampliar su alcance de acreditación durante la evaluación de la vigilancia o durante la renovación deberá notificarlo en la solicitud en el tiempo establecido, identificando sin ambigüedad el alcance acreditado y el que requiere ampliar y deberá presentar la documentación al menos 1 mes antes de la evaluación en sitio



para que el nuevo alcance pueda ser evaluado en la fecha prefijada para la evaluación de vigilancia.

La vigencia de la ampliación de la acreditación caduca en la misma fecha de la acreditación anteriormente otorgada.

La comisión de acreditación emite su decisión en el F 9.1.18 “Resolución de la comisión de acreditación” sobre otorgar, renovar, mantener, reducir, ampliar, cancelar o suspender la acreditación para cada OEC que se somete a ratificación por parte de la comisión directiva.

Cuando se trata de una evaluación inicial el OSA en coordinación con el OEC fijan la fecha de entrega del certificado, alcance y convenio de acreditación. Para el caso de los procesos de renovación de la acreditación solamente se firmará el convenio de acreditación, el alcance de acreditación se renueva cuando hay modificaciones en el mismo.

ETAPA 4: Vigilancia

1. Evaluación de vigilancia.

El OSA establece las evaluaciones de vigilancia de forma anual. Las fechas programadas son notificadas a cada OEC acreditado.

Si existiera algún inconveniente en la fecha propuesta por el OSA, el OEC podrá hacer llegar su observación y de mutuo acuerdo con el OSA se establecerá la fecha de la evaluación de vigilancia, la cual tendrá como fecha límite, 3 meses antes de la fecha de concesión de la acreditación.

La evaluación de vigilancia sigue las 3 etapas del procedimiento de acreditación.

2. Renovación de la acreditación.

La renovación de la acreditación consiste en realizar nuevamente una evaluación completa al organismo acreditado.

La evaluación de renovación de la acreditación para laboratorios se realiza cada cuatro (4) años y la de organismos de inspección y certificación cada tres (3) años, a petición de cada tipo de organismo.

El OEC acreditado deberá notificar al OSA noventa (90) días calendario antes de caducar el período de vigencia de la acreditación, su deseo de renovar, suspender o cancelar, la acreditación.