

UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica

CARACTERIZACIÓN DE FALLOS TÉRMICOS Y ELÉCTRICOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA MEDIANTE TÉCNICAS DE ESPECTROFOTOMETRÍA EN EL RANGO ESPECTRAL DE LUZ VISIBLE.

Lorena Beatriz Olivares Rojas

MEMORIA DE TITULO PARA OPTAR AL TÍTULO DE

Ingeniera Civil Electricista

Profesor patrocinante (1) : Dr. Jorge Ardila-Rey
Profesor patrocinante (2) : Dr. Leonardo Alfredo Vivas

Mayo, 2025

Santiago, Chile

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título; ☐ Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: CARACTERIZACIÓN DE FALLOS TÉRMICOS Y ELÉCTRICOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA MEDIANTE TÉCNICAS DE ESPECTROFOTOMETRÍA EN EL RANGO ESPECTRAL DE LUZ VISIBLE

Nombre del candidato(a): LORENA BEATRIZ OLIVARES ROJAS

Carrera / Grado: INGENIERÍA CIVIL ELÉCTRICA

Campus: Santiago San Joaquin **;** **Departamento**: INGENIERÍA ELÉCTRICA

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Jorge Ardila Rey, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

☒ El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

☐ 6 meses; ☐ 12 meses; ☐ 2 años; ☐ 3 años; ☐ 5 años; ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 27/06/2025 ; **Firma:** 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 27/06/2025 ; **Firma:** Lorena Beatriz Olivares Rojas

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

A quienes no tuvieron la oportunidad
pero lucharon para que yo sí la tuviera.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi madre, cuyo esfuerzo y sacrificio me han enseñado a apreciar las oportunidades que la vida me ha dado. Y a mi padre, quien con su sabiduría y dedicación me enseñó a ser perseverante, paciente y siempre mejor persona. Ellos me entregaron lo que no tuvieron. Este logro también es suyo.

A mi amado José, mi abrazo al final del día y mi mayor fuerza para seguir adelante. Él más que nadie sabe cuanto ha sido el esfuerzo para llegar a este momento. Gracias por acompañarme en cada paso, aunque el camino fuese cuesta arriba.

Agradezco al equipo del laboratorio: a David, Daniel y Matías, quienes con una paciencia admirable compartieron su conocimiento y me guiaron durante el camino. También a mis compañeros y amigos, con quienes enfrentamos momentos difíciles e inciertos, pero los logramos superar.

Y finalmente, pero no menos importante, agradezco a Sergi, quien ha sido mi ayudante, mi guía, mi profesor, mi compañero de anécdotas y, sin duda, mi gran amigo. Su guía paciente y amable es un gran pilar que sostiene esta investigación.

Estoy de pie sobre los hombros de gigantes. Este logro no sería posible sin el esfuerzo, el amor y el sacrificio de quienes me antecedieron.

Índice general

1. Introducción **9**
- 1.1. Objetivos del trabajo de título . . . 11
  - 1.1.1. Objetivo principal . . . 11
  - 1.1.2. Objetivos específicos . . . 11

2. Marco teórico **12**
- 2.1. Transformador de potencia sumergido en aceite . . . 12
  - 2.1.1. Aislamiento sólido . . . 12
  - 2.1.2. Aislamiento líquido . . . 14
- 2.2. Degradación de los sistemas de aislamiento . . . 15
  - 2.2.1. Degradación por estrés térmico . . . 15
  - 2.2.2. Degradación por estrés eléctrico . . . 16
- 2.3. Formación de gases disueltos en el aceite mineral . . . 16
- 2.4. Técnicas de evaluación del estado del aislamiento . . . 17
  - 2.4.1. Técnicas eléctricas . . . 18
  - 2.4.2. Técnicas químicas . . . 18
- 2.5. Espectrofotometría en el rango visible aplicada en transformadores de potencia . . . 23
- 2.6. Técnicas de procesamiento de datos aplicadas a espectrofotometría . . . 24
  - 2.6.1. Análisis de componentes principales . . . 24
  - 2.6.2. Modelo K-Means . . . 25
  - 2.6.3. Modelo de Mezcla Gaussiana . . . 26

3. Metodología **28**
- 3.1. Tratamiento previo . . . 28
- 3.2. Procedimiento para fallas térmicas . . . 30
  - 3.2.1. Degradación térmica acumulada . . . 30
  - 3.2.2. Degradación térmica acelerada . . . 31
  - 3.2.3. Método *hotspot* . . . 32
- 3.3. Procedimiento de generación de fallas eléctricas . . . 32
  - 3.3.1. Degradación mediante impulsos de alta tensión . . . 33
  - 3.3.2. Degradación por descargas parciales . . . 34
- 3.4. Espectrofotometría de las muestras . . . 35

4. Resultados y análisis **37**
- 4.1. Curvas de absorbancia . . . 38
- 4.2. Análisis de componentes principales . . . 41
- 4.3. Clusterización mediante K-Means . . . 44

4.4. Clusterización mediante GMM 46

5. Conclusiones **49**

A. **58**
A.1. Métodos de identificación de fallas mediante análisis DGA. 58

B. **60**
B.1. Especificaciones del equipo *Orion AquaMate 7100 Spectrophotometer* 60

Índice de cuadros

4.1. Resumen de muestras con fallas. 37

A.1. Método de gases clave. Extraído de [1]. 58
A.2. Método de proporciones de Rogers. Extraído de [1]. 59
A.3. Método de razones de Doernenburg. Extraído de [1]. 59
A.4. Tabla de interpretación de análisis DGA. Extraído de [2]. 59

B.1. Error instrumental para la medición de absorbancia [3]. 60
B.2. Ruido en la medición de absorbancia [3]. 60

Índice de figuras

1.1. Curva típica de fallas. Extraído de [4] 9
1.2. Clasificación de las causas más comunes de falla en transformadores. Recreado de [5]. 10

2.1. Esquema de un transformador eléctrico de potencia trifásico (A) y un núcleo de transformador eléctrico de potencia (B). Fragmento extraído de [6]. 13
2.2. Artículos conformados de cartón prensado. Extraída de [7]. 13
2.3. Porcentaje relativo de concentraciones de gas disuelto en aceite mineral en función de la temperatura y del tipo de fallo. Extraída de [1]. . . . 17
2.4. Triángulo 1 de Duval. Extraído de [1]. 20
2.5. Pentágono 1 de Duval. Extraído de [1]. 21
2.6. Esquema de los componentes de un espectrofotómetro de luz visible. . 22
2.7. Curvas de absorbancia para diferentes muestras. 24

3.1. Cromatógrafo utilizado, correspondiente al modelo *Mobil GC2*. 29
3.2. Espectrofotómetro utilizado, correspondiente al modelo *Orion Aqua-Mate 7100 Visible Spectrophotometer*. 29
3.3. Equipo desgasificador. 30
3.4. Esquema experimental de la botella utilizada en las fallas térmicas. . 31
3.5. Diferencias de temperatura entre el aceite mineral en la botella y la plancha térmica. 32
3.6. Diagrama de los objetos de ensayo utilizados en los circuitos. 33
3.7. Circuito para impulsos rápidos de tensión. 34
3.8. Circuito para descargas parciales. 34
3.9. Pantallas del espectrofotómetro. 36

4.1. Representación del espectro visible completo y filtrado. 37
4.2. Curva de absorbancia de 7 muestras con fallos térmicos. 38
4.3. Curva de absorbancia de 7 muestras con fallos eléctricos. 39
4.4. Objeto de ensayo para impulsos de tensión tras la aplicación de 200 impulsos 40
4.5. Cambio en el aceite mineral tras la generación de una falla eléctrica. . 40
4.6. Muestras térmicas obtenidas mediante “Degradación térmica acumulada” a distintas temperaturas. 41
4.7. PCA generado con muestras de fallas térmicas y eléctricas respaldadas por cromatografía. 42
4.8. PCA generado con muestras de fallas térmicas y eléctricas, respaldadas por cromatografía, y referencias. 42

4.9. PCA generado con muestras de fallas térmicas, DP e impulsos, respaldadas por cromatografía y referencias. 43
4.10. PCA generado con todas las muestras. 44
4.11. Gráfica PCA de muestras con cromatografía, tras aplicar clusterización K-Means con dos grupos. 45
4.12. Gráfica PCA de muestras con cromatografía y referencias, tras aplicar clusterización K-Means con tres grupos 45
4.13. Gráfica PCA con todas las muestras, tras aplicar clusterización K-Means con tres grupos. 46
4.14. Gráfica PCA de muestras con cromatografía, tras aplicar clusterización GMM con dos grupos. 47
4.15. Gráfica PCA de muestras con cromatografía y referencias, tras aplicar clusterización GMM con tres grupos. 48
4.16. Gráfica PCA con todas las muestras, tras aplicar clusterización GMM con tres grupos. 48

1 Introducción

Uno de los equipos fundamentales para mantener la operación continua, eficiente y segura del Sistema Eléctrico Nacional, es el transformador de potencia. Este dispositivo permite el flujo de potencia en distintos niveles de tensión, lo que reduce las pérdidas eléctricas en las líneas de transmisión. Además, contribuye al control de desviaciones angulares y a la eliminación de componentes armónicas que podrían comprometer la estabilidad operativa de la red [8].

La vida útil de un transformador oscila entre los 20 y 30 años, pudiendo prolongarse hasta 50 años en condiciones ideales de operación y realizando una correcta mantención [9]. Las fallas en estos equipos siguen un patrón característico común, denominado "curva de la bañera", mostrada en la Figura 1.1. Este patrón indica que el mayor porcentaje de fallas se producen en los primeros y los últimos años de operación. En los primeros años, las fallas están asociadas a errores de diseño o de montaje, mientras que, en los últimos años, las fallas se deben al desgaste del equipo [10].

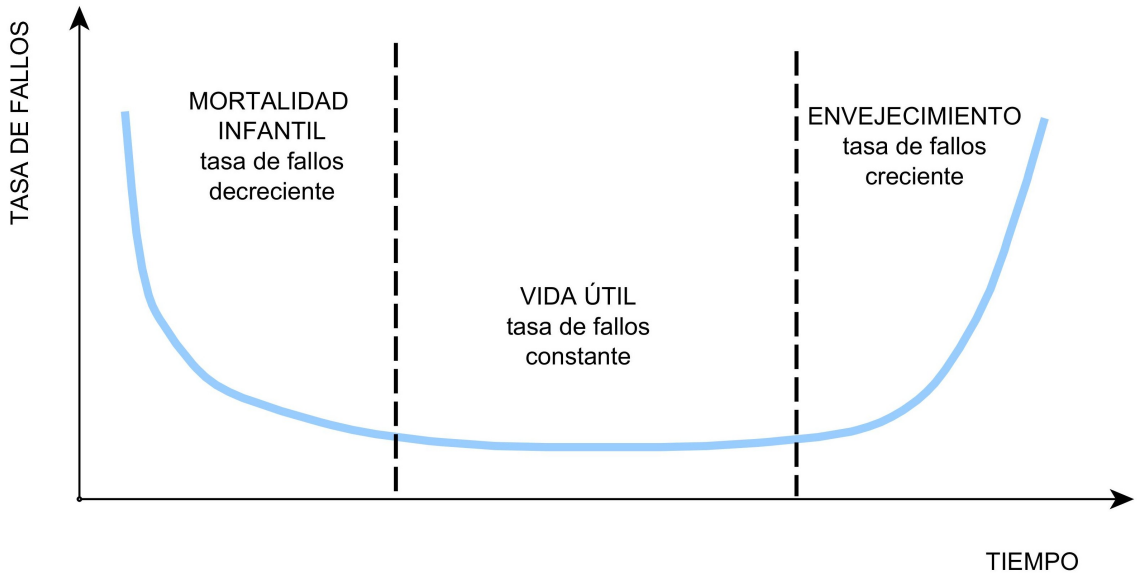


Figura 1.1: Curva típica de fallas. Extraído de [4]

La operación continua del transformador provoca el envejecimiento progresivo de su sistema de aislamiento, disminuyendo su capacidad para soportar condiciones exigentes, como sobrecargas o cortocircuitos [11]. Para aplicaciones que requieren potencias superiores a 1 MVA, este sistema está compuesto principalmente por aceite

mineral y papel aislante [12]. La degradación de estos materiales se ve acelerada por factores como altas temperaturas, presencia de contaminantes químicos (humedad y oxígeno) y catalizadores metálicos (cobre y hierro), cuya interacción puede conducir a una falla prematura del equipo [13]. Los mecanismos de degradación pueden clasificarse según su origen como internos o externos, y subdividirse en fallas mecánicas, eléctricas, térmicas, ambientales o magnéticas, como se muestra en la Figura 1.2.

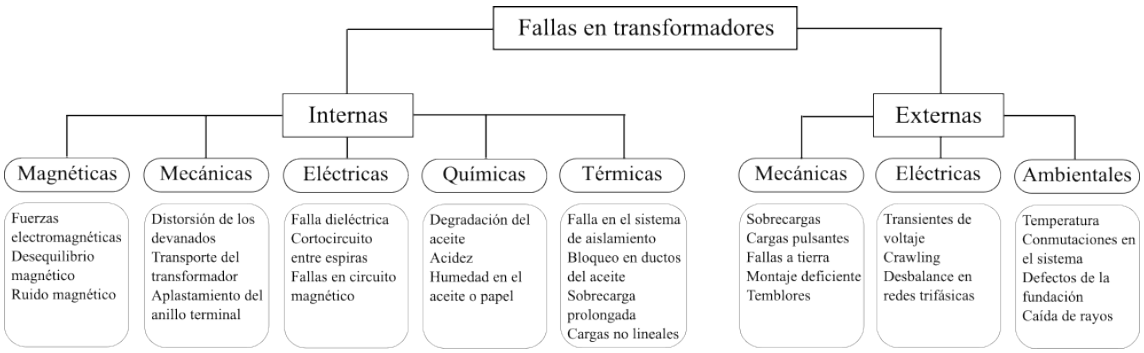


Figura 1.2: Clasificación de las causas más comunes de falla en transformadores. Recreado de [5].

Debido al alto valor técnico y económico de los transformadores de potencia, es fundamental contar con sistemas de monitoreo periódicos que permitan evaluar su estado operativo. Como indican diversos autores [11, 14], la vida útil de un transformador viene determinada por la de su sistema de aislamiento, por lo que se han desarrollado y aplicado diversas técnicas químicas y eléctricas que ofrezcan la posibilidad de detectar cambios en la calidad del aislamiento. El aceite mineral, utilizado como aislamiento dieléctrico y térmico en un gran porcentaje de los transformadores, al ser sometido a diversos tipos de estrés térmico y eléctrico, sufre una descomposición en las cadenas de hidrocarburos que lo componen, dando lugar a la formación de gases y nuevas moléculas, como ácidos, cetónas, aldehídos, etc.

La técnica química más utilizada por su confiabilidad y facilidad de analizar una muestra de aceite sin necesidad de retirar el equipo de operación, es el análisis de gases disueltos (DGA, por sus siglas en inglés). Esta técnica consiste en extraer, reconocer, cuantificar y analizar las concentraciones de distintos gases, entre los cuales se puede encontrar hidrógeno (H_2), metano (CH_4), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4), etano (C_2H_6), dióxido de carbono (CO_2) y monóxido de carbono (CO) [1]. Estos gases tienen su origen en fallas térmicas y eléctricas que descomponen las cadenas de hidrocarburos y celulosa que conforman los sistemas de aislamiento líquido y sólido del transformador de potencia, respectivamente. La detección del tipo y concentración de gases se realiza mediante cromatografía de gases, lo que requiere el uso de equipos especializados y personal altamente capacitado en la metodología de extracción de muestras. Esto presenta una desventaja del método, ya que las restricciones en cuanto al equipo y personal se traducen en elevados costos de mantenimiento [15].

Otras técnicas, como la espectrofotometría, estudian la presencia de los productos generados por la descomposición del aceite mineral y la celulosa. Compuestos como las cetonas, aldehídos, ácidos y peróxidos son responsables de cambios en las pro-

piedades fisicoquímicas y dieléctricas del aceite mineral, lo cual puede manifestarse como un cambio en la coloración de la muestra, el cuál varía según las condiciones de falla [16]. La flexibilidad del método permite complementarlo con otras técnicas, como la medición de acidez, la turbidez, la tensión de ruptura dieléctrica, entre otros, para formar un análisis más completo. Sin embargo, no se ha utilizado esta técnica para caracterizar la naturaleza de la falla en una muestra de aceite mineral.

Esta investigación surge de la hipótesis que la naturaleza de la falla determina los subproductos generados por la descomposición del aceite, los cuales son responsables de la coloración de la muestra. Los procesos de degradación térmica forman muestras anaranjadas debido a la formación de ácidos, cetonas, aldehídos, entre otros [17]. Por el contrario, las fallas eléctricas de alta energía generan la carbonización del aceite mineral en contacto con el arco, y las muestras adquieren una tonalidad aparentemente grisácea, asociada a la presencia de partículas de carbón que enturbian la muestra [18].

La espectrofotometría permite medir la absorción de luz por parte de una muestra en un rango específico de longitudes de onda. A través del análisis estadístico de estos datos, este trabajo busca caracterizar fallas térmicas y eléctricas en muestras de aceite mineral preparadas en laboratorio, evaluando la viabilidad de la espectrofotometría como una herramienta diagnóstica complementaria.

1.1. Objetivos del trabajo de título

1.1.1. Objetivo principal

- Clasificar fallas térmicas y eléctricas en aceite mineral de transformadores de potencia empleando técnicas de espectrofotometría en el espectro visible de la luz y métodos de clusterización.

1.1.2. Objetivos específicos

- Preparar muestras de aceite mineral sometidas a fallas térmicas y eléctricas controladas.
- Medir muestras de aceites minerales mediante espectrofotometría en el rango espectral de luz visible.
- Clasificar muestras de aceite mineral sometidas a fallos térmicos y eléctricos, utilizando como referencia los resultados obtenidos por cromatografía de gases.
- Crear una base de datos con los resultados obtenidos de las curvas de absorbancia obtenidas por espectrofotometría.
- Implementar un modelo de clasificación de fallas térmicas y eléctricas utilizando técnicas de clusterización basado en las mediciones de espectrofotometría.

2 Marco teórico

2.1. Transformador de potencia sumergido en aceite

Un transformador de potencia es una máquina eléctrica estática, compuesta por dos o más circuitos eléctricos, denominados devanados, que se encuentran acoplados magnéticamente a través de un núcleo de hierro, contenido dentro de una cuba metálica [19]. Durante su operación, la circulación de corriente en los devanados produce pérdidas de energía en forma de calor, por lo que, para mantener la temperatura dentro de niveles seguros y asegurar el aislamiento eléctrico, el transformador de potencia cuenta con dos sistemas de aislamiento principalmente: el aislamiento sólido y el aislamiento líquido.

Estos sistemas, en conjunto, actúan como una barrera dieléctrica que aísla los elementos energizados de aquellos aterrizados, evitando la formación de arcos eléctricos entre los componentes. Particularmente, el aislamiento líquido, además de actuar como un aislamiento eléctrico, facilita el enfriamiento de los devanados al actuar como un líquido refrigerante que dispersa el calor generado. La Figura 2.1, extraída de [6], muestra a grandes rasgos los principales componentes y materiales utilizados para la construcción del transformador de potencia. La cuba metálica contiene en su interior los devanados de cobre, enrollados en el núcleo de hierro y recubiertos de papel aislante. El conjunto devanado-núcleo se encuentra sumergido en aceite dieléctrico, el cual, además, lo protege del oxígeno que pueda filtrarse, quedando todo contenido dentro del tanque metálico.

2.1.1. Aislamiento sólido

El aislamiento sólido en los transformadores de potencia cumple dos funciones principales: aislar eléctricamente los devanados energizados mediante el revestimiento de estos en papel aislante; y brindar soporte mecánico a la estructura, a través de tubos de bobinado, bloques espaciadores y terminaciones de devanados [7]. Históricamente, el principal componente del aislamiento sólido ha sido la celulosa, la cual está presente en elementos como el papel aislante, cartón prensado, cartón de transformador y bloques de madera [20]. La Figura 2.2, extraída de [7], muestra elementos de cartón prensado específicamente diseñados para aplicaciones en transformadores de potencia.

No obstante, debido al interés de utilizar materiales con mejores características dieléctricas y térmicas, se han investigado e implementado diversos tipos de papel

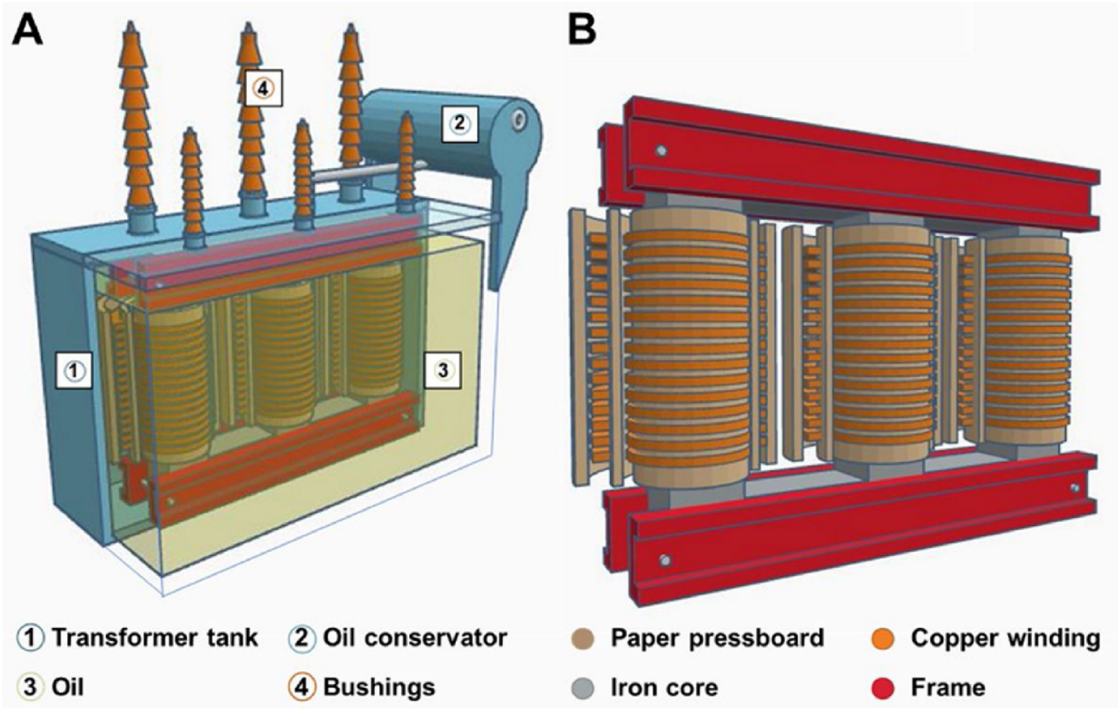


Figura 2.1: Esquema de un transformador eléctrico de potencia trifásico (A) y un núcleo de transformador eléctrico de potencia (B). Fragmento extraído de [6].



Figura 2.2: Artículos conformados de cartón prensado. Extraída de [7].

aislante, entre los cuales, los más utilizados son el papel Kraft, el papel Kraft termoendurecido y el papel Nomex [21]. Tanto el papel Kraft como el papel Kraft termoendurecido están compuestos en gran parte de celulosa, mientras que el papel Nomex está hecho a partir de fibra de aramida, la cual tiene un origen sintético [22, 23]. Tanto el papel Kraft termoendurecido como el papel Nomex fueron diseñados con el propósito de aumentar la resistencia del aislamiento al calor, lo que permitiría aumentar la vida útil del transformador [23]. Sin embargo, la característica higroscópica de estos materiales los hace propensos a la oxidación, lo que puede acelerar la degradación de tanto el aislamiento sólido como el líquido [20, 21].

2.1.2. Aislamiento líquido

El líquido aislante utilizado en transformadores de potencia es un material de textura aceitosa, que actúa como un medio de alta rigidez dieléctrica que recubre los devanados, aislándolos eléctricamente de los puntos aterrizados. Junto a esto, actúa como un líquido refrigerante que permite disipar el calor generado durante la operación del equipo mediante convección natural o forzada [20, 24].

Históricamente, el aceite mineral ha sido utilizado como líquido aislante debido a su bajo costo y sus favorables características físicas, químicas y dieléctricas [25]. Este proviene del refinado del petróleo, por lo que está compuesto principalmente de cadenas de hidrocarburos, es decir, moléculas formadas únicamente de átomos de carbono e hidrógeno. Sin embargo, según sea la categoría de aceite crudo del cual la muestra fue refinada, existen variaciones en las propiedades químicas y dieléctricas del líquido. Aquellos que son refinados a partir de los aceites parafínicos presentan un mayor punto de fluidez y contienen ceras, mientras que las muestras formadas a partir de los crudos nafténicos tienen una menor viscosidad y punto de fluidez, lo que les otorga mejores capacidades de transferencia de calor [26].

Nuevas alternativas de líquidos aislantes han surgido como respuesta a crecientes demandas por disminuir la inflamabilidad del aislamiento, así como aumentar su resistencia a descargas eléctricas y mejorar su biodegradabilidad [26]. Dentro de las alternativas existentes, se destacan los aceites vegetales, ésteres sintéticos y líquidos de siliconas, cada una presenta sus ventajas y desventajas.

- **Aceites vegetales:** Los aceites vegetales provienen de fuentes naturales, como semillas de flores o frutos, lo que los vuelve biodegradables. Además, estos aceites presentan una mayor tensión de ruptura y capacidad de absorber la humedad que el aceite mineral. Sin embargo, su estructura química los hace más propensos a la oxidación [21, 27]
- **Ésteres:** Los ésteres pueden tener un origen sintético o natural. Los primeros presentan una mayor biodegradabilidad que el aceite mineral y una menor inflamabilidad. No obstante, se caracterizan por tener una mayor pérdida dieléctrica que el aceite mineral y un elevado costo, lo cual restringe su uso a aplicaciones específicas [20, 28]. Por otra parte, los ésteres naturales, obtenidos a partir de aceites de semillas, presentan un menor costo y buenas propiedades aislantes. Aunque son más propensos a la oxidación, la incorporación de inhibidores ha permitido mitigar esta desventaja [29, 30]

- **Líquidos de siliconas:** Las siliconas son compuestos completamente sintéticos, biodegradables, que presentan una alta resistencia al fuego y a la oxidación [31, 32]. Sin embargo, debido a su alto costo, su uso es limitado a aplicaciones donde exista riesgo de incendio [26].

2.2. Degradación de los sistemas de aislamiento

2.2.1. Degradación por estrés térmico

La degradación térmica del aceite mineral y el papel aislante se rige por tres reacciones químicas principalmente: pirólisis, la cual ocurre a temperaturas sobre 130 °C; hidrólisis, ante la presencia de agua y temperaturas entre 70 y 130 °C; y oxidación, en presencia de oxígeno y temperaturas sobre 75 °C, siendo esta última el principal mecanismo de degradación en ambos aislamientos [33, 34].

La oxidación del aceite mineral fragmenta las cadenas de hidrocarburos que lo componen, dando lugar a la formación de diversos tipos de gases y otros compuestos como ácidos, agua, alcoholes, aldehídos, cetonas, ésteres y resinas [21, 33]. Estos compuestos, a su vez, actúan como catalizadores en las tres reacciones químicas previamente mencionadas, generando un proceso de descomposición cíclico. La degradación del aceite mineral se manifiesta como un cambio en la coloración y la alteración de sus propiedades químicas y dieléctricas debido a la presencia de subproductos polares e insolubles [17]. En un estado avanzado de degradación, estos compuestos forman depósitos sólidos insolubles (*sludge*) que precipitan y comprometen la capacidad de transferencia de calor del aceite [35].

En cambio, el proceso de degradación por hidrólisis en el aceite mineral ocurre a altas temperaturas en conjunto con la presencia de moléculas de agua. Dichas moléculas pueden deberse a humedad residual no extraída durante el secado del papel aislante, humedad ambiental que logra filtrarse en el equipo o bien, generada como subproducto de otros procesos de degradación, por lo que es inevitable su presencia en ambos sistemas de aislamiento [36]. A medida que la temperatura del transformador aumenta por sobre la de operación, las moléculas de agua presentes en el papel aislante se traspasan al aceite, formando burbujas de baja rigidez dieléctrica que favorecen la actividad de descargas parciales [36].

La reacción de pirólisis en el aceite mineral, a diferencia de las reacciones de oxidación e hidrólisis, no requiere de contaminantes que actúen como catalizadores en la degradación del aceite mineral. La presencia de altas temperaturas genera la energía necesaria para causar la ruptura de los enlaces en las cadenas de hidrocarburos, lo que conlleva a la formación de gases que se disuelven en el aceite y radicales libres, los cuales favorecen la degradación por oxidación [37].

Por otro lado, el principal componente del aislamiento sólido es la celulosa, la cual, dependiendo del material utilizado, puede alcanzar una concentración de hasta un 90 % [34, 38]. El largo de la cadena de monómeros de glucosa que conforman la celulosa se denomina grado de polimerización, el cual se ve disminuido a medida que el aislamiento envejece, debido a las reacciones de hidrólisis, pirólisis y oxidación

[39, 40]. Esta reducción en el largo de la cadena de celulosa afecta negativamente a las propiedades dieléctricas y mecánicas del papel aislante, generando subproductos como óxidos de carbono, agua, compuestos furanos, ácidos, partículas de carbón, entre otras moléculas [41, 38].

2.2.2. Degradación por estrés eléctrico

A diferencia de la degradación térmica, las descargas eléctricas son fenómenos fugaces con una reducida superficie de contacto, cuyas temperaturas van desde los 100 °C en fenómenos de descargas parciales, hasta sobre los 1000 °C durante la formación de arcos eléctricos [1]. Estas descargas de alta energía provocan principalmente la carbonización inmediata del volumen de aceite mineral en contacto con el arco, y en una proporción considerablemente menor, las reacciones químicas de pirólisis, hidrólisis y oxidación. La degradación del aceite mineral se manifiesta a través de la generación de gases y la presencia de partículas de carbón suspendidas en el aceite mineral sano restante [18].

Por otra parte, los fenómenos de descargas parciales, definidas según el estándar IEC 60270 [42] como una «descarga eléctrica localizada que sólo puentea parcialmente el aislamiento entre conductores (...)», generan una descomposición lenta del aceite, dando lugar a la formación de hidrógeno principalmente. La presencia de este tipo de descargas genera una degradación progresiva en el papel aislante, causando pequeños agujeros en la superficie del papel que, eventualmente, puede derivar en la ruptura del aislamiento sólido y la consecuente falla del transformador [43].

2.3. Formación de gases disueltos en el aceite mineral

El aceite mineral está compuesto de cadenas de hidrocarburos, las cuales presentan enlaces entre átomos de carbonos ($C-C$) y átomos de carbono e hidrógeno ($C-H$). La ruptura de estos enlaces y posterior formación de nuevas moléculas está asociada, principalmente, a la temperatura de la falla, lo que determina el tipo y concentración de los gases y subproductos generados que quedan disueltos en el aceite mineral. Fallas de menor temperatura, como las descargas parciales de plasma frío generan grandes cantidades de hidrógeno. A medida que aumenta la temperatura asociada a la falla, se forman gases como el metano, etano y etileno. Finalmente, las fallas de alta energía, como lo son los arcos eléctricos, pueden alcanzar temperaturas entre 800 y 1200 °C, lo que permite la formación de gases como el acetileno, cuya concentración aumenta proporcionalmente con la temperatura de la falla [1, 2].

El estándar de IEC 60599-2022 [2] identifica seis tipos de fallas internas típicas en transformadores de potencia, que se indican a continuación.

- Descargas parciales (DP)
- Descargas de baja energía (D1)
- Descargas de alta energía (D2)

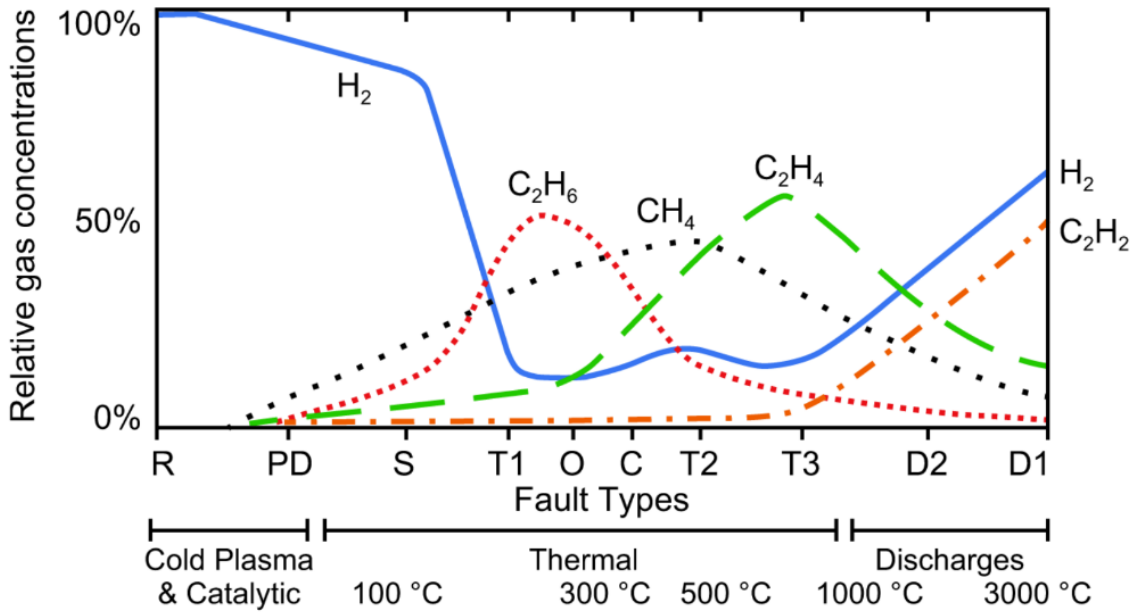


Figura 2.3: Porcentaje relativo de concentraciones de gas disuelto en aceite mineral en función de la temperatura y del tipo de fallo. Extraída de [1].

- Fallas térmicas menores a 300 °C (T1)
- Fallas térmicas entre 300 °C y 700 °C (T2)
- Fallas térmicas sobre 700 °C (T3)

La Figura 2.3 [1] ilustra los tipos y concentraciones relativas de los gases generados según el tipo de falla y su temperatura asociada. Nótese que existe un error en la posición de las fallas D1 y D2, pues estas se encuentran invertidas.

Adicionalmente, el estándar IEEE C57.104-2019 [1] define 5 subtipos de fallas:

- *Stray gassing* a temperaturas menores a 200 °C (S)
- Sobrecalentamiento a temperaturas menores a 250 °C sin carbonización del papel (O)
- Posible carbonización del papel (C)
- Falla térmica T3 solamente en el aceite mineral (T3-H)
- Reacción catalítica (R)

2.4. Técnicas de evaluación del estado del aislamiento

El análisis de diversas características del aislamiento sólido y líquido, así como la presencia de determinados contaminantes, permite detectar e identificar la presencia de fallas incipientes en el transformador de potencia. En respuesta, se han desarrollado

e implementado diversas técnicas de diagnóstico que posibilitan la evaluación de la condición del aislamiento, las cuales pueden ser clasificadas en técnicas eléctricas y técnicas químicas.

2.4.1. Técnicas eléctricas

Estas técnicas analizan tanto la condición del aislamiento líquido como las propiedades eléctricas y mecánicas de los devanados y el núcleo. Algunas de estas técnicas son:

- **Voltaje de ruptura.** Abreviado como BDV por sus siglas en inglés, esta técnica permite determinar la rigidez dieléctrica del aislamiento líquido al aplicar corriente alterna hasta su punto de ruptura. En presencia de contaminantes o degradación, el voltaje de ruptura disminuye [14, 44].
- **Factor de dispersión dieléctrica.** También denominado como DDF, por sus siglas en inglés; factor de potencia del aceite (FP) o tangente delta ($tan(\delta)$), este método estudia las pérdidas dieléctricas del aceite bajo corriente alterna. Un valor de DF o FP cercano a 1 % indica que el aislamiento presenta una mala capacidad dieléctrica y debe cambiarse [5, 45].
- **Índice de polarización.** Denominado PI, por sus siglas en inglés, es la proporción entre la resistencia del aislamiento medida a 10 minutos y al minuto. Un valor de PI cercano a 1 es peligroso; sin embargo, no es considerado un buen indicador de la condición del aislamiento [5, 14].
- **Análisis de respuesta en frecuencia.** Abreviado FRA por sus siglas en inglés, este método evalúa gráficamente la condición mecánica de los devanados y el núcleo del transformador. Cualquier cambio en la gráfica puede indicar un cambio en las capacitancias o inductancias del devanado del transformador [45, 46].
- **Análisis de descargas parciales.** La detección temprana de descargas parciales es clave para prevenir un envejecimiento prematuro del equipo. Estas descargas pueden ser registradas a través de pulsos electromagnéticos, vibraciones, pulsos de corriente, entre otros métodos [14, 44].

A pesar de que existen diversas técnicas eléctricas, tales como las corrientes de polarización y despolarización, la medición de capacitancia, la resistencia de devanados, entre otras, no son el propósito de este trabajo de título, por lo que no se profundiza en ellas.

2.4.2. Técnicas químicas

Estas técnicas se centran en la condición de los sistemas de aislamiento sólido y líquido mediante el estudio de la presencia de determinadas moléculas o bien, de las características intrínsecas del material. Algunas de las técnicas químicas existentes se explican a continuación.

- **Análisis de gases disueltos.** Conocido como DGA, esta técnica identifica y cuantifica ciertos gases disueltos en el aceite mineral con el propósito de determinar el tipo de falla presente en el equipo. Dentro de estos gases se encuentran el hidrógeno (H_2), metano (CH_4), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4), etano (C_2H_6), dióxido de carbono (CO_2) y monóxido de carbono (CO) [45, 47].

- **Grado de polimerización.** Esta técnica estudia la degradación de la celulosa aislante a través del largo de las cadenas de monómeros que la componen. Si bien esta técnica es rápida y precisa, también es invasiva, ya que requiere retirar el transformador de servicio para analizar el papel [44, 48].

- **Acidez y tensión interfacial.** El análisis de la acidez (AN, en inglés) mide la presencia de ácidos en el aceite mineral formados a partir de la oxidación tanto de la celulosa como del líquido aislante, mientras que la tensión interfacial (IFT, siglas en inglés) estima la degradación del aislamiento líquido a través de la presencia de *sludge* [5, 44].

- **Espectrofotometría en el rango espectral de luz visible.** Esta técnica estudia la absorbancia de una muestra de aceite para cada longitud de onda en el rango del espectro visible (380 [nm] a 600[nm]) con el propósito de determinar la cantidad de productos de degradación disueltos (DDP, por sus siglas en inglés) en el aceite mineral, a través del cálculo del área bajo la curva de absorbancia [16]. A medida que aumentan los contaminantes presentes (peróxidos, aldehídos, cetonas y ácidos orgánicos) en la muestra, la curva de absorbancia aumenta su magnitud y se desplaza a mayores longitudes de onda [14].

Dentro del universo de técnicas químicas existentes, es de particular interés para este trabajo de título el estudio del análisis DGA y la espectrofotometría en el rango visible, por lo que se detallan a continuación.

Análisis de gases disueltos en aceite mineral

La degradación del aceite mineral genera hidrógeno (H_2) e hidrocarburos gaseosos, tales como el metano (CH_4), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4) y etano (C_2H_6) [15], mientras que la degradación de la celulosa produce óxidos de carbono, CO_2 y CO, junto con agua y compuestos furanos [2, 39]. El tipo y concentración del gas presente en el líquido aislante depende del tipo de falla que experimente el equipo [49, 10]. Para determinar dicha falla, es necesario interpretar las concentraciones de los gases obtenidos. Para ello, se han desarrollado diversos métodos que analizan las proporciones entre ciertos gases de falla, como el método de gases clave, el método de razones de Rogers, el método de razones de Doernenburg y el método de razones IEC, y otros métodos gráficos, como el triángulo y pentágono de Duval [1].

- **Método de gases clave.** Permite identificar 4 tipos de fallas: térmica en aceite mineral, térmica en aceite mineral y celulosa, descargas parciales de baja energía y arcos eléctricos de alta energía [1]. Cada tipo de falla tiene asociado una generación de uno o más gases específicos, llamados gases claves. Esto se presenta detalladamente en la Tabla A.1 del Anexo A.

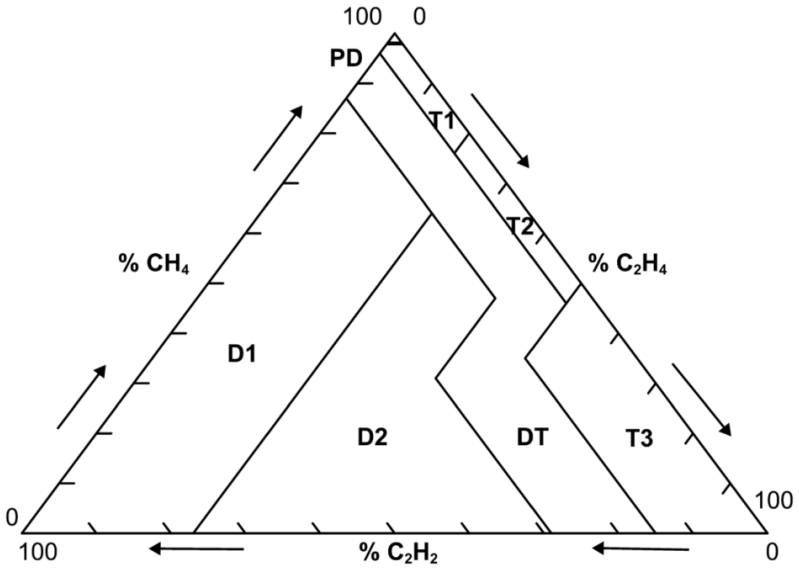


Figura 2.4: Triángulo 1 de Duval. Extraído de [1].

- **Método de razones de Rogers.** Este método utiliza las concentraciones de 5 gases: H_2, C_2H_2, CH_4, C_2H_4, C_2H_6, de los cuales analiza 3 proporciones para el diagnóstico de fallas. A partir del valor de estas proporciones, el método identifica 5 posibles fallas, como se muestra en la Tabla A.2 del Anexo A [1].

- **Métodos de razones de Doernenburg** El método de razones de Doernerburg utiliza las concentraciones de los mismos gases que el método de Rogers, a partir de los cuales estudia 4 proporciones. Según sea el valor de estas proporciones, se identifica el tipo de falla como se muestra en la Tabla A.3 del Anexo A. Sin embargo, a diferencia del método de Rogers, este método tiene exigencias mínimas para las concentraciones de gases, los cuales se encuentran detallados en el Anexo G.4 (6.7.1) del estándar IEEE Std C57.104-2019 [1].

- **Métodos de razones IEC 60599.** El método de proporciones descrito en el estándar IEC 60599-022 [2] utiliza los mismos gases y proporciones que el método Rogers, con valores diferentes que permiten identificar los 6 tipos de fallas indicados en la sección 2.3. Esto se detalla en la Tabla A.4 del Anexo A.

- **Triángulo de Duval.** Este método consiste en un triángulo, mostrado en la Figura 2.4, donde cada uno de los lados corresponde uno de los 3 gases de estudio: CH_4, C_2H_2 y C_2H_4. El área del triángulo se divide en las 6 fallas nombradas en la sección 2.3 e incorpora la falla DT, la cual indica fallas térmicas y eléctricas simultáneas [1]. Existen distintos tipos de triángulos de Duval, según sea el material que conforma el aislamiento líquido, o nivel de especificación de la falla [50].

- **Pentágono de Duval.** A diferencia del triángulo de Duval, el pentágono de Duval utiliza 5 gases: H_2, CH_4, C_2H_2, C_2H_4 y C_2H_6 para diagnosticar las 6 fallas principales y los 4 subtipos descritos en la sección 2.3. Al igual que en el triángulo de Duval, existen más modelos del pentágono de Duval que dependen del tipo de aislamiento o la necesidad de identificar subtipos de fallas térmicas

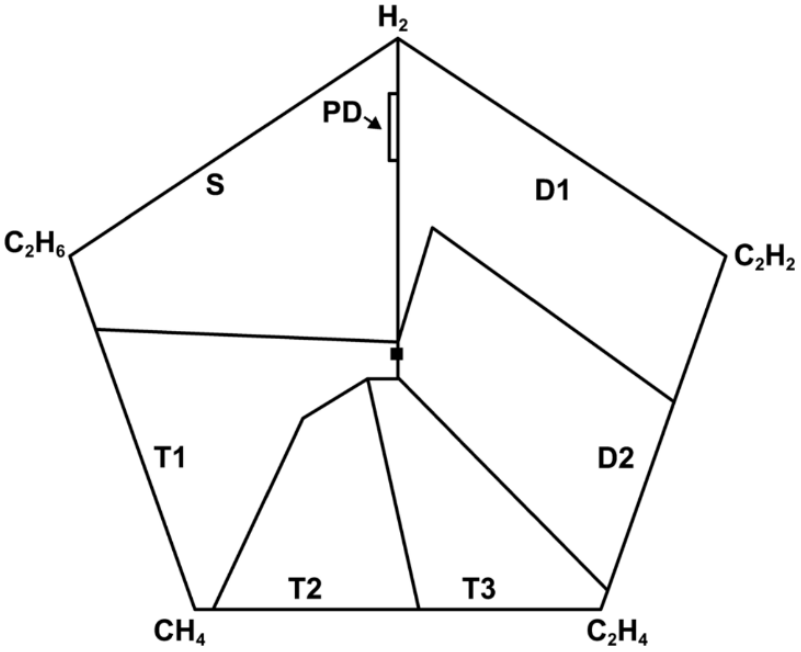


Figura 2.5: Pentágono 1 de Duval. Extraído de [1].

[51]. En este trabajo de título, se utiliza el pentágono 1 de Duval, mostrado en la Figura 2.5 debido a su mayor precisión.

El análisis DGA es una herramienta ampliamente utilizada para el diagnóstico de fallas en transformadores de potencia, ya que es confiable y no invasiva, pues no es necesario retirar el equipo de operación [52]. En la actualidad, la técnica más utilizada para identificar los gases disueltos en el aceite es la cromatografía de gases [10], no obstante, esta técnica es de respuesta tardía y requiere tanto un equipo de laboratorio especializado como un personal altamente capacitado, lo cual se traduce en un aumento de los costos de mantenimiento del equipo [15]. Asimismo, el análisis DGA ha mostrado ser impreciso a la hora de diagnosticar fallas incipientes, especialmente cuando se presentan bajas concentraciones de gases [53]. En consecuencia, se han investigado nuevos acercamientos que permitan manejar estas incertidumbres, implementando técnicas de *machine learning* o bien, complementando los resultados obtenidos por el análisis DGA con otras técnicas químicas o eléctricas [54].

Espectrofotometría

La espectroscopia óptica es el estudio de la interacción entre los fotones de luz y la materia, a través de la absorción o emisión de energía [55]. La energía del fotón (E) es inversamente proporcional a la longitud de onda de la onda electromagnética (λ) de la cual es emitido, según como indica en la ecuación de Planck en vacío.

$$E = \frac{hc}{\lambda} \tag{2.1}$$

Donde h es la constante de Planck ($6,626 \times 10^{-34}$ $[Js]$) y c es la velocidad de la luz ($2,998 \times 10^{8}$ $[m/s]$) [56]. El efecto que produce la absorción de la energía de los fotones depende de su energía y de la naturaleza química de las moléculas del

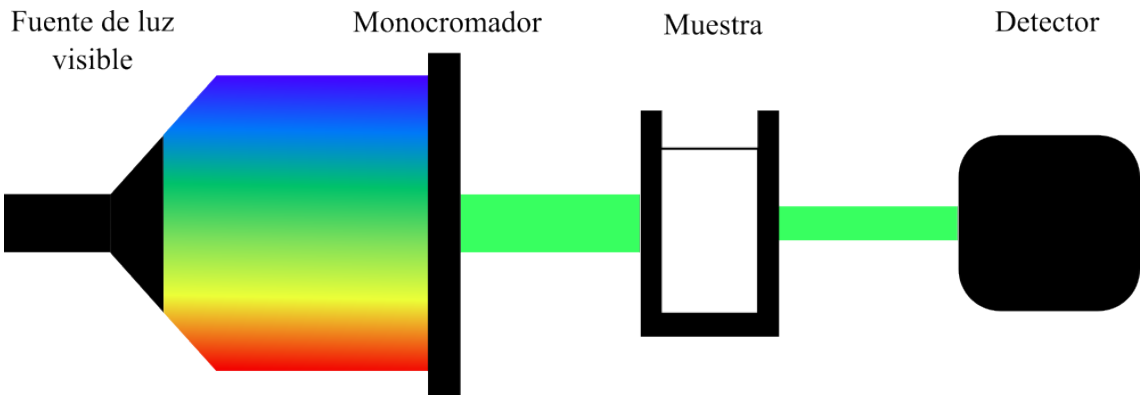


Figura 2.6: Esquema de los componentes de un espectrofotómetro de luz visible.

material [57]. En el espectro infrarrojo (IR), los fotones poseen baja energía, lo que induce vibraciones y, en algunos casos, rotaciones moleculares. En el otro extremo del espectro, los fotones de rayos X tienen energía suficiente para ionizar átomos y romper enlaces moleculares. En cambio, la radiación ultravioleta (UV) y visible (VIS) excita electrones a niveles de energía más elevados [57, 58, 59].

Cuando un haz de luz incide sobre un material, este pierde intensidad debido a la reflexión de la luz, dispersión por partículas suspendidas y absorción del material [60]. La absorción es cuantificada a través de la absorbancia (A), la cual es determinada por la Ley de Beer-Lambert.

$$A = log\left(\frac{I_0}{I}\right) = \epsilon(\lambda) \cdot c \cdot l \tag{2.2}$$

Donde I_0 es la intensidad del haz de luz incidente, I es la intensidad del haz emergente, $\epsilon(\lambda)$ es el coeficiente de absorción molar, c es la concentración de absorbente en el medio y l es el largo del material [60]. El instrumento que mide la absorbancia en función de la longitud de onda de un haz de luz incidente es denominado espectrofotómetro [61]. En el rango visible (400-780 [nm]), este equipo está formado por una fuente de luz (lámpara de filamento de tungsteno), un monocromador, un compartimiento para la muestra y un detector, como se ilustra en la Figura 2.6 [56, 62]. Las curvas de absorbancia graficadas mediante el espectrofotómetro presentan en el eje de las ordenadas la magnitud de absorbancia (adimensional), mientras que en el eje de las abscisas se encuentra la longitud de onda en nanómetros ([nm]).

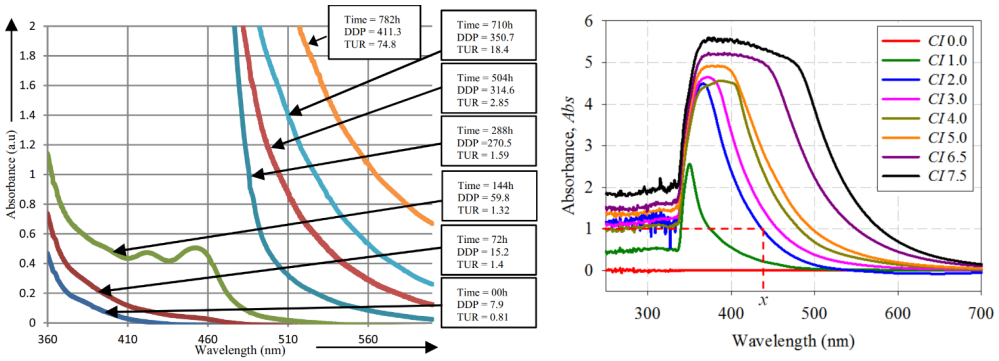
La espectrofotometría se utiliza en diversas áreas, tales como en medicina, astronomía, industria alimenticia, biología, entre muchas otras. Millantina et al. [63] detectan y cuantifican la proporción de adulterante utilizado en cacao en polvo mediante espectroscopia en el espectro VIS-IR. Paiva et al. [64] elaboran un algoritmo de *machine learning* para determinar y caracterizar contaminantes biológicos en cultivos de microalgas utilizando espectrofotometría en el espectro UV-VIS. Hu et al. [65] comparan 8 modelos de *machine learning* entrenados con los resultados obtenidos por espectrofotometría VIS-IR para detectar la presencia de arsénico en el suelo. Guo et al. [66] utilizan espectrofotometría en el espectro visible, específicamente la absorbancia en 420 [nm], para estimar el nivel de inflamación del líquido sinovial.

La espectrofotometría ha demostrado ser una técnica simple, rápida, costoefectiva, no destructiva, y sin mayores requerimientos de equipo ni personal altamente especializado [58, 59]. Aplicado en el análisis del aislamiento líquido en transformadores de potencia, esta técnica permite detectar tempranamente la presencia de contaminantes, indicadores del envejecimiento del aceite mineral y el aislamiento sólido [48], por lo que ha sido ampliamente estudiada en esta área.

2.5. Espectrofotometría en el rango visible aplicada en transformadores de potencia

La técnica de análisis del aceite mineral mediante espectrofotometría en el rango de espectro visible ha sido utilizada por varios investigadores tanto como una técnica complementaria para el análisis de muestras, como un estudio de la degradación del aceite. Rashed et al. [67] estudian la degradación del aceite mineral al ser sometido a estrés térmico, comparando el efecto que tienen catalizadores como el cobre y el papel sobre las muestras, mediante el análisis de DDP, BDV y DDF de las muestras. Fofana et al. [68] determinan una correlación matemática entre las propiedades DDP y turbidez con los valores de IFT, AN e índice de color (CI, en inglés) para diversas muestras envejecidas en laboratorio y otras obtenidas de transformadores sacados de servicios. Una gráfica de su estudio se muestra en la Figura 2.7(a). Polanský et al. [69] investigan la evolución absorbancia en una determinada longitud de onda para diversas muestras envejecidas térmicamente en laboratorio y como esto, junto con el valor DDF, permite estimar la reducción en la vida útil del aceite mineral en presencia de cobre y celulosa. Gafiyatullina et al. [70] se enfocan en las moléculas químicas que dan forma a la curva de absorbancia en determinados rangos de longitud de onda. Yang et al. [71] determinan un modelo matemático entre el DDP y el CI, así como entre el ancho de banda óptico de la curva en una determinada absorbancia y el CI. En la Figura 2.7(b) se muestra sus curvas obtenidas para diversas muestras. Abu Bakar et al. [72] establecen un modelo matemático que relaciona el valor de IFT con DDP para muestras de aceite mineral obtenidas de transformadores en servicio. Abu-Siada et al. [73] determina un modelo matemático difuso que relaciona el ancho de banda de la curva de absorbancia con el valor máximo de absorbancia para determinar la concentración de compuestos furanos.

Investigaciones previas han logrado relacionar parámetros propios de la curva de absorbancia, como el área bajo la curva, el ancho de banda, o el valor de absorbancia en una determinada longitud de onda, con otras características eléctricas o químicas del aceite para estudiar el envejecimiento del aislamiento líquido. Sin embargo, hasta ahora, no se ha utilizado esta técnica por sí misma para clasificar fallas térmicas y eléctricas en aceite mineral, utilizando como respaldo, información obtenida mediante cromatografía de gases.



(a) Efecto del envejecimiento en la turbidez y absorbancia del aceite en el rango del espectro UV/Visible. Extraído de [68].

(b) Espectro de absorbancia óptica de aceites de transformador con CI creciente. Extraído de [71].

Figura 2.7: Curvas de absorbancia para diferentes muestras.

2.6. Técnicas de procesamiento de datos aplicadas a espectrofotometría

2.6.1. Análisis de componentes principales

La información extraída desde la curva de absorbancia de n muestras se representa a través de p variables, lo cual genera una matriz de información $A_{n\times p}$ compuesta por n filas y p columnas, como se muestra en la Ecuación (2.3). Esta elevada dimensionalidad del problema obstaculiza la capacidad de establecer conexiones entre las muestras en función de la información proporcionada por las variables. La naturaleza extendida de este problema ha requerido que se desarrollen diversas técnicas de reducción de dimensionalidad, así como técnicas que permitan la clasificación y agrupación de muestras. En este trabajo de título, se profundiza en el análisis de componentes principales (PCA, por sus siglas en inglés). El análisis mediante PCA permite observar e interpretar relaciones gráficamente que previamente no era posible observar [74].

$$A_{n\times p} = \begin{bmatrix} x_{1,1} & \dots & x_{1,p} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{n,1} & \dots & x_{n,p} \end{bmatrix} \tag{2.3}$$

Cada fila de la matriz $A_{n\times p}$ corresponde a un vector $\vec{X}_i$, $i \in \{1, \dots, n\}$ que contiene la información de las p variables estudiadas asociada a la muestra n, esto es, un vector de dimensión $1 \times p$. A partir de estos vectores, se define el vector fila promedio $\bar{x}$ y la matriz promedio $\bar{X}$ como se indica en la Ecuación (2.4).

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \vec{X}_i}{n} \rightarrow \bar{X} = \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}_{n\times 1} \cdot \bar{x}_{1\times p} = \begin{bmatrix} - & \bar{x} & - \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ - & \bar{x} & - \end{bmatrix}_{n\times p} \tag{2.4}$$

Cada componente del vector $\bar{x}$ de dimensión $1 \times p$, corresponde al valor promedio de cada columna de la matriz $A_{n\times p}$. Al restar la matriz promedio $\bar{X}_{n\times p}$ a la matriz $A_{n\times p}$, se obtiene la matriz $B_{n\times p}$, la cual está centrada en el origen. Esto permite

desplazar el universo de muestras al centro del sistema de coordenadas formado por los vectores columna de la matriz $A_{n\times p}$.

Una vez el universo de muestras se centra en el origen, se obtiene la matriz de covarianza $C_{p\times p}$ mediante la Ecuación (2.5), cuya diagonal indica la varianza de cada variable, mientras que los demás elementos indican la correlación entre variables.

$$C_{p\times p} = Cov(B) = \frac{{B_{n\times p}}^T \cdot B_{n\times p}}{n-1} \tag{2.5}$$

A partir de la matriz de covarianza, se obtienen los vectores y valores propios, representados como $\vec{v}$ y λ respectivamente, utilizando la Ecuación (2.6). Dichos vectores definen un nuevo sistema de coordenadas, basado en las direcciones de mayor varianza.

$$C_{p\times p} \cdot \vec{v} = \lambda \cdot \vec{v} \tag{2.6}$$

Cada valor propio $\lambda_j,\ j \in \{1, \dots, p\}$ indica la varianza de las muestras al ser proyectadas sobre el vector propio $\vec{v_j}$. A partir de estos se construye la matriz $V_{p\times p}$, cuyas columnas corresponden a los vectores propios de la matriz de covarianza, ordenados de izquierda a derecha en orden creciente de la magnitud de su correspondiente valor propio.

El objetivo del análisis PCA es definir nuevos ejes tal que la varianza de las muestras sea máxima en estos. Se define entonces la matriz $Z_{n\times p}$ mediante la Ecuación (2.7), en cuyas filas se encuentran las nuevas coordenadas de cada muestra en el nuevo sistema de coordenadas. Cada vector propio, denominado componente principal, define las nuevas direcciones de dicho sistema, siendo el primer componente principal aquel que presenta mayor varianza de las muestras en su dirección.

$$Z_{n\times p} = B_{n\times p} \cdot V_{p\times p} \tag{2.7}$$

2.6.2. Modelo K-Means

El resultado tras aplicar PCA es una gráfica de dos dimensiones, donde el eje horizontal corresponde al componente principal 1 y el eje vertical, al componente principal 2. En la gráfica se encuentran las n muestras, reordenadas con base en sus proyecciones a los componentes principales, por lo que se debe analizar esta nueva distribución mediante técnicas de clusterización, como lo es el método K-Means.

Este método de clusterización corresponde a una técnica no supervisada, es decir, que no utiliza etiquetas de las muestras, sino que las clasifica tratando de que los puntos dentro de cada grupo estén lo más cerca posible de su centroide [75]. Esto se representa matemáticamente mediante la Ecuación (2.8), donde X_i corresponde al $i-$ésimo vector fila de la matriz A y μ_{c_i} es el centroide del cluster al que fue asignada la muestra x_i.

$$J = \sum_{i=1}^{n} \|X_i - \mu_{c_i}\|^2 \tag{2.8}$$

Este es un método iterativo que requiere previamente la especificación del número de grupos a formar, el cual es denominado como K. En primera instancia, el algoritmo establece K centroides de forma aleatoria, y determina la distancia euclidiana c_i entre las muestras x_iy el centroide más cercano a partir de la Ecuación (2.9).

$$c_i := \arg \min_{k \in \{1,\dots,K\}} \|x_i - \mu_k\|^2 \tag{2.9}$$

Para cada grupo formado en la iteración, el algoritmo calcula nuevamente el centroide de la distribución mediante la Ecuación (2.10), donde N_k es el número de muestras asociadas al $k-$ésimo *cluster*.

$$\mu_k = \frac{1}{N_k} \sum_{i:C_i=k} x_i \tag{2.10}$$

El método converge cuando la diferencia entre los valores de los centroides en dos iteraciones consecutivas es menor a un límite ϵ. Esto se describe en la Ecuación (2.11).

$$\sum_{k=1}^{K} \|\mu_k^t - \mu_k^{t-1}\|^2 < \epsilon \tag{2.11}$$

El método de clusterización K-Means es útil para tratar con distribuciones esféricas, donde los grupos no se encuentren superpuestos ni sean de tamaños dispares. Esto presenta una limitación a la hora de implementar el método, por lo que se contrasta con otra técnica de clusterización más flexible.

2.6.3. Modelo de Mezcla Gaussiana

Este método es una técnica no supervisada que busca agrupar muestras similares basándose en sus características y no en sus etiquetas. A diferencia de K-Means, este método asume que las muestras tienen una probabilidad de pertenecer a un grupo determinado a partir de curvas gaussianas en dos dimensiones [75].

La probabilidad de que la muestra x_i pertenezca a una de las K curvas gaussinas viene determinada por la Ecuación (2.12).

$$p(x_i) = \sum_{k=1}^{K} \pi_k \cdot \mathcal{N}(x_i|\mu_k, \Sigma_k) \tag{2.12}$$

Donde π_k corresponde al peso del $k-$ésimo grupo y $\mathcal{N}(x_i|\mu_k, \Sigma_k)$ es la densidad de probabilidad del punto x_i bajo la gaussiana k. El método define valores semilla para la media de cada cluster μ_k, su matriz de covarianza Σ_k y su peso π_k, con lo cual calcula las responsabilidades $\gamma_{i,k}$, esto es, la probabilidad de que el punto x_i sea generado por la gaussiana k, mediante la Ecuación (2.13).

$$\gamma_{i,k} = \frac{\pi_k \cdot \mathcal{N}(x_i|\mu_k, \Sigma_k)}{p(x_i)} \tag{2.13}$$

Tras esto, se obtienen nuevamente los valores de μ_k, Σ_k y π_k mediante las Ecuaciones (2.14), (2.15) y (2.16).

$$\mu_k = \frac{\sum_{i=1}^{n} \gamma_{i,k} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^{n} \gamma_{i,k}} \tag{2.14}$$

$$\Sigma_k = \frac{\sum_{i=1}^{n} \gamma_{i,k} \cdot (x_i - \mu_k)(x_i - \mu_k)^T}{\sum_{i=1}^{n} \gamma_{i,k}} \tag{2.15}$$

$$\pi_k = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \gamma_{i,k} \tag{2.16}$$

Con estos nuevos valores se calcula la log-verosimilitud utilizando la Ecuación (2.17), con el propósito de monitorear la convergencia de las iteraciones.

$$\log L = \sum_{i=1}^{n} \log p(x_i) \tag{2.17}$$

El algoritmo seguirá iterando hasta que la diferencia entre los valores de la log-verosimilitud en dos iteraciones consecuentes sea menor a un margen ϵ, como se muestra en la Ecuación (2.18).

$$\| \log L^t - \log L^{t-1} \| < \epsilon \tag{2.18}$$

3 Metodología

Esta sección tiene por objetivo detallar el procedimiento experimental implementado para la realización de diversos tipos de fallos térmicos y eléctricos, los cuales permiten estudiar distintos niveles de degradación del aceite mineral. Las muestras extraídas son estudiadas primeramente mediante análisis DGA con el propósito de clasificar y respaldar la existencia de una falla térmica o eléctrica. Para ello, se extraen 10 ml del aceite mineral ensayado, los cuales son llevados a un cromatógrafo de gases; el resultado obtenido es posteriormente clasificado mediante el pentágono 1 de Duval. Una muestra adicional de 10 ml de aceite mineral es utilizada para las mediciones de espectrofotometría, la cual entrega la curva característica de absorbancia en función de la longitud de onda en el espectro de luz visible.

Los equipos utilizados corresponden al cromatógrafo de gases *Mobil GC2* de Energy Support, mostrado en la Figura 3.1, y el espectrofotómetro *Orion AquaMate 7100 Visible Spectrophotometer* de Thermo Scientific, en la Figura 3.2. El aceite mineral utilizado es del tipo Dielec-D, mientras que la celulosa aislante, utilizada tanto en ensayos de degradación térmica como eléctrica, corresponde a papel Presspan de 0,12 mm de espesor, cortado en cuadrados de 7,5 cm por lado. Para eliminar la presencia de contaminantes atmosféricos, como el aire y la humedad, tanto el papel aislante como el aceite mineral deben ser tratados previamente.

3.1. Tratamiento previo

Secado del papel

Eliminar la humedad del papel es crucial para que este pueda quedar impregnado de aceite mineral lo que aumenta su rigidez dieléctrica y evita la generación de vacuolas de agua o aire. Para ello, el papel *Presspan*, una vez recortado, es llevado a un horno a 60 °C, con una presión interna de -0,8 bar, durante al menos 24 horas. El horno utilizado corresponde al equipo *DZ-2B CII* de Faithful instrument.

Desgasificado del aceite mineral

Para garantizar la calidad de las mediciones, es fundamental eliminar la presencia de contaminantes atmosféricos, como humedad, oxígeno, nitrógeno y dióxido de carbono, entre otros gases, que puedan estar presentes en el aceite mineral. Si bien, su presencia no presenta diferencias en las mediciones de espectrofotometría, si afecta la certeza del análisis DGA.



Figura 3.1: Cromatógrafo utilizado, correspondiente al modelo *Mobil GC2*.



Figura 3.2: Espectrofotómetro utilizado, correspondiente al modelo *Orion AquaMate 7100 Visible Spectrophotometer*.



Figura 3.3: Equipo desgasificador.

Este proceso se lleva a cabo mediante el equipo *Lab Degassing Unit* de Sea Marconi, el cual se muestra en la Figura 3.3. Este conjunto cuenta con una bomba de vacío y un agitador magnético con placa calefactora de cerámica, el cual es configurado en 1000 rpm y 70 °C, condición que se mantiene por al menos 24 horas. Esto debe realizarse para todas las muestras de aceite que serán sometidas a ensayos.

3.2. Procedimiento para fallas térmicas

A fin de considerar diversas formas de degradación térmica del aceite mineral, se desarrollan 3 metodologías experimentales, las cuales son denominadas como: degradación acumulada, degradación acelerada y *hotspot*.

Los primeros 2 métodos requieren del uso de botellas de lavado de gases con capacidad de 500 ml, las cuales cuentan con 2 boquillas, una interna y una externa, como se ilustra en la Figura 3.4. El calentamiento de la muestra de aceite se lleva a cabo a través de un agitador magnético con placa calefactora de cerámica *AREC. X 7* de Velp Scientifica, el cual puede alcanzar una temperatura máxima de 550 °C.

3.2.1. Degradación térmica acumulada

El procedimiento consiste en mantener 300 g de aceite mineral a una temperatura superior a 250 °C durante 3 horas. Durante este periodo, las válvulas de tres vías conectadas a las boquillas permanecen abiertas, facilitando el libre acceso de oxígeno al interior de la botella, lo que acelera la degradación y acentúa la alteración del color del aceite mineral debido al proceso de oxidación.

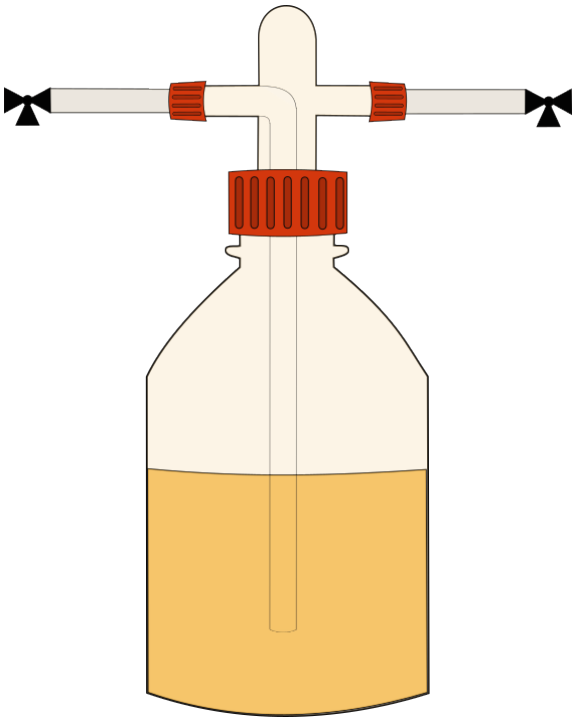


Figura 3.4: Esquema experimental de la botella utilizada en las fallas térmicas.

Este experimento presenta 2 variantes; la primera consiste en calentar únicamente aceite mineral, manteniendo el libre acceso de oxígeno; mientras que la segunda incorpora cobre y papel aislante en proporción 16,3:1:1, conforme a las indicaciones del estándar IEEE C57.100-2011 [76]. La adición del papel aislante y un catalizador como el cobre al aceite mineral, limita la temperatura de los ensayos a 300 °C aproximadamente, debido a que la descomposición de la celulosa genera como subproducto agua, la cual reacciona violentamente con el aceite.

Cabe señalar que, debido a las propiedades de dispersión térmica del vidrio y del aceite mineral, la temperatura configurada en la plancha de calentamiento es hasta 100 °C superior a la temperatura del aceite. Este fenómeno se ilustra en la Figura 3.5, obtenida mediante una cámara térmica *Ti400* de Fluke Corporation.

3.2.2. Degradación térmica acelerada

El procedimiento experimental consiste en calentar una botella conteniendo aproximadamente 36 gramos de cobre a 550 °C durante 20 minutos, asegurando que el conjunto alcanzara una temperatura superior a 300 °C, condición monitorizada con una cámara térmica. Posteriormente, se vertieron lentamente 10 ml de aceite mineral a través de la boquilla interna en intervalos de 5 minutos, hasta completar un volumen de 100 ml. Finalmente, la botella se dejó reposar durante 20 minutos con ambas boquillas abiertas.

Dada su alta conductividad térmica, el cobre alcanza rápidamente temperaturas elevadas, incrementando la superficie de contacto caliente con el aceite e impidiendo que este sea capaz de disipar el calor al entrar en contacto con otros elementos. Este proceso genera una degradación acelerada del aceite mineral al entrar en contacto con

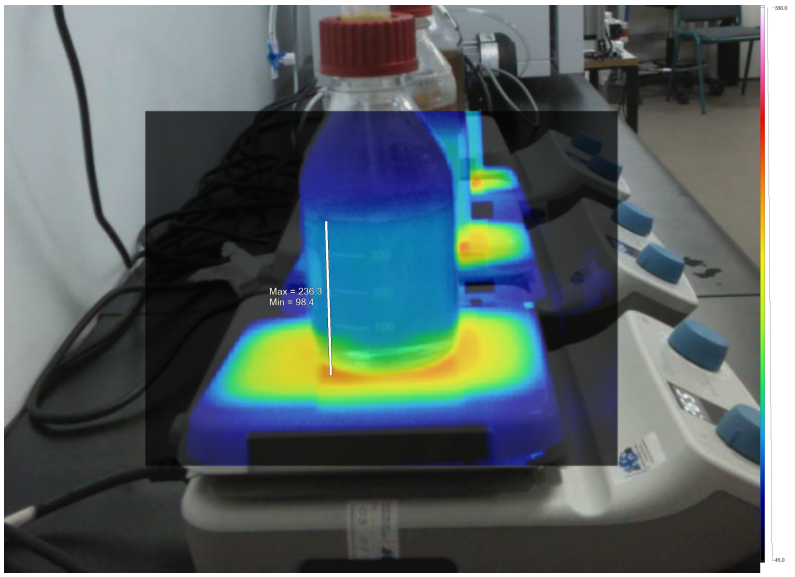


Figura 3.5: Diferencias de temperatura entre el aceite mineral en la botella y la plancha térmica.

la superficie caliente, generando grandes cantidades de gases y otros subproductos.

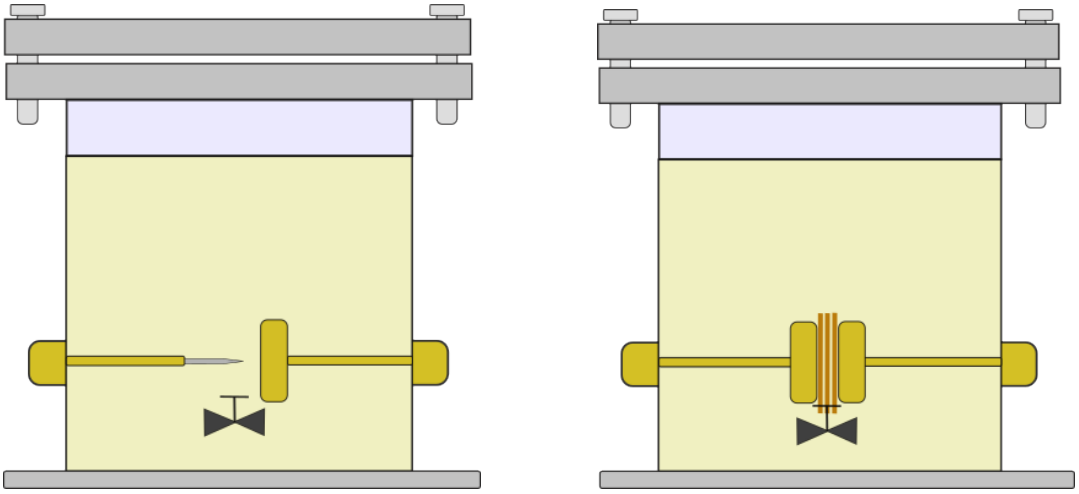
3.2.3. Método *hotspot*

El método consiste en circular corriente a través de un bloque de grafito, conectado a dos terminales energizados, durante aproximadamente 2 minutos, con 10 minutos de enfriamiento. El volumen de aceite utilizado es de 300 ml y el rango de corriente utilizado es de 40 A hasta 200 A.

3.3. Procedimiento de generación de fallas eléctricas

De forma similar a las fallas térmicas, la generación de fallas eléctricas presenta 2 métodos experimentales, con el propósito de obtener muestras con fallas de distinta naturaleza. El primero de estos métodos consiste en someter un determinado volumen inicial de aceite mineral a una cierta cantidad de impulsos rápidos de tensión, tras lo cual se extrae una muestra a ser posteriormente analizada. El segundo método se basa en exponer un volumen inicial de aceite mineral a descargas parciales por un número definido de horas, para luego extraer y medir una muestra de este.

Los objetos de ensayo utilizados en cada uno de los métodos experimentales, ilustrados en las Figuras 3.6(a) y 3.6(b), quedan sellados herméticamente para evitar la entrada de contaminantes ambientales. El espacio donde se vierte el aceite tiene aproximadamente 18 cm de alto, 16 cm de ancho y 11 cm de profundidad, e incorpora una válvula para la extracción de muestras durante el ensayo. Estos elementos fueron diseñados particularmente para la generación de fallas eléctricas, cuyas características constructivas se encuentran detalladas en la referencia [77].



(a) Objeto de ensayo circuito de impulso.

(b) Objeto de ensayo circuito DP.

Figura 3.6: Diagrama de los objetos de ensayo utilizados en los circuitos.

3.3.1. Degradación mediante impulsos de alta tensión

Para la generación de descargas eléctricas sobre el aceite mineral, se implementa el circuito de la Figura 3.7, el cual ha sido diseñado para generar impulsos rápidos de tensión, con un tiempo de frente de 1,2 μs y un tiempo de *half-value* de 50 μs, según las especificaciones del estándar IEC 60060-1 [78]. Los electrodos utilizados presentan una configuración punta-plano; la punta, de acero inoxidable, posee una longitud de 20 mm, mientras que el electrodo plano, hecho de latón, corresponde a un disco de 51,5 mm de diámetro, con un redondeo de 5 mm de radio.

El circuito de impulso consiste en una fuente de tensión alterna, la cual alimenta un transformador elevador monofásico de relación 220 V/110 kV. Para limitar el nivel de corriente por el circuito, es necesario incorporar una resistencia de alta magnitud, como lo es R_L. La medición de tensión alterna en el devanado de alta tensión es llevada a cabo mediante el condensador de medida C_M, mientras que la magnitud de la tensión *peak* del impulso se mide a través de la resistencia R_M. Además, el conjunto de condensadores C_1 y C_2, y resistencias R_1 y R_2 determinan las características del impulso generado. El elemento gap de esferas permite regular el nivel de tensión del impulso. Finalmente, la impedancia de medición Z_M cumple la función de registrar la señal de los impulsos aplicados sobre el objeto de ensayo. Dicha señal es procesada a través del osciloscopio, lo que permite confirmar la ruptura del aceite mineral al mostrarse la señal de impulso cortada.

El desarrollo experimental consiste en aplicar una cantidad progresiva de impulsos rápidos de tensión sobre el objeto de ensayo, mostrado en la Figura 3.6(a). El valor de tensión *peak* del impulso fue configurado dentro del rango de 80 kV a 110 kV, aproximadamente. Por otro lado, la separación de los electrodos se establece en 1 mm y 13 mm, lo cual impacta sobre la energía de la ruptura.

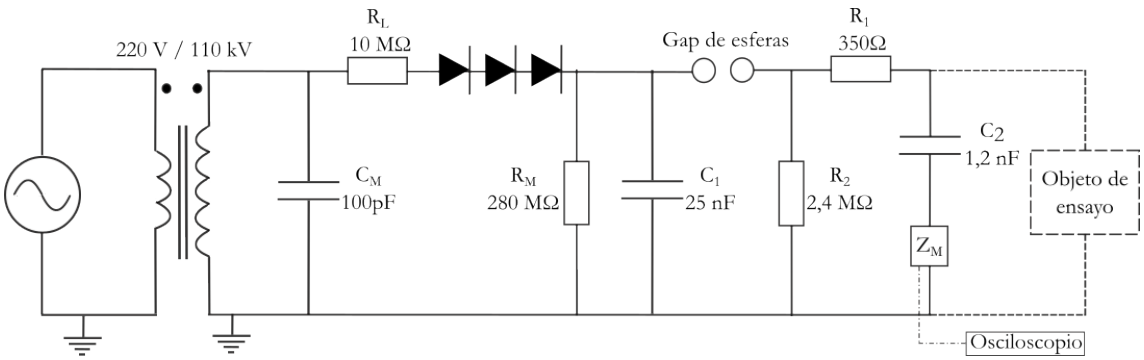


Figura 3.7: Circuito para impulsos rápidos de tensión.

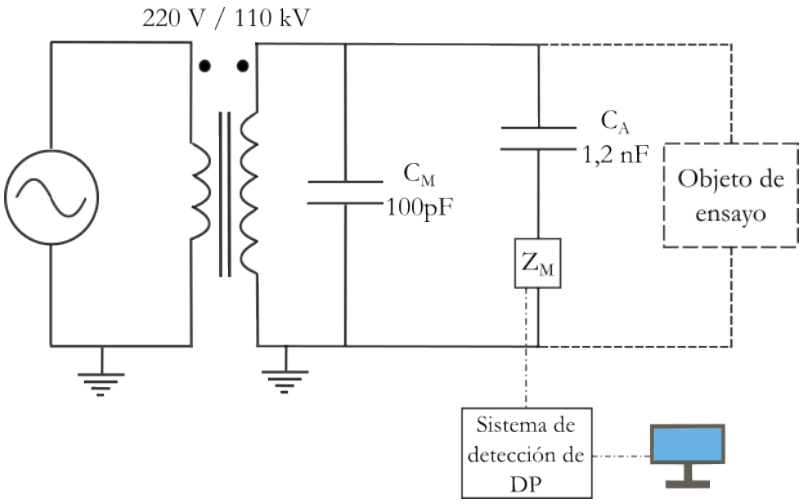


Figura 3.8: Circuito para descargas parciales.

3.3.2. Degradación por descargas parciales

Para la ejecución de este ensayo, se implementa el circuito de la Figura 3.8, a través del cual se somete el objeto de ensayo de la Figura 3.6(b) a actividad de descargas parciales por una cantidad progresiva de horas. Los electrodos utilizados corresponden a 2 discos de 51,5 mm de diámetro, con un radio de redondeo de 5 mm, los cuales se encuentran separados por 15 cuadrados de papel *Presspan*. Por otro lado, el nivel de tensión alterna en el devanado de alta tensión aplicada durante el ensayo varía entre los valores 4 kV, 26 kV y 40 kV, aproximadamente.

Al igual que el circuito de generación de impulsos, el circuito de descargas parciales está compuesto por una fuente de tensión alterna que suministra energía al transformador elevador monofásico, cuya tensión en el devanado de alta tensión es medida mediante el condensador de medida C_M. La incorporación del condensador de acoplamiento C_A genera un camino de baja impedancia para los pulsos de DP generados en el objeto de ensayo. La medición y separación de las señales de sincronismo y pulsos de DP se realiza mediante la impedancia de medición Z_M, la cual transmite esta información al sistema de detección de DP. Este circuito corresponde a un circuito de medición indirecta de DP, según se describe en el estándar IEC 60270 [42].

3.4. Espectrofotometría de las muestras

Preparación de las muestra de aceite mineral

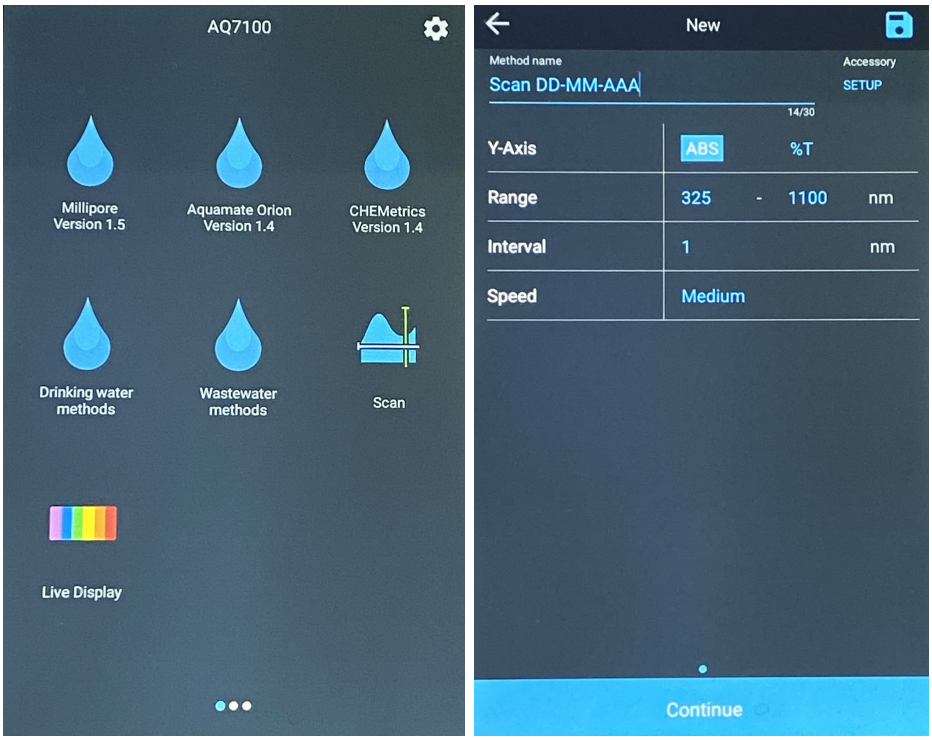
Para obtener de las curvas de absorbancia del aceite mineral ensayado, es necesario previamente configurar el equipo de medición y preparar los viales donde se coloca la muestra. En primer lugar, se extrae un volumen aproximado de 12 ml de aceite mineral desde el objeto de ensayo, ya sea mediante una jeringa o una botella de vidrio. De esta muestra, se utilizan 2 ml para ambientar el vial de medición. Este paso tiene como objetivo eliminar cualquier posible residuo sólido presente en el interior del vial. Tras desechar el aceite utilizado para el ambientado, el vial se llena con 10 ml de la muestra a analizar. Finalmente, se limpia la superficie exterior del vial con etanol para remover cualquier resto de aceite mineral que pudiera interferir con la medición.

Configuración del espectrofotómetro

Una vez encendido el espectrofotómetro, se procede con su configuración siguiendo los siguientes pasos:

- En la pantalla inicial, seleccionar la opción *Scan*, tal como se ilustra en la Figura 3.9(a). Esto abrirá la ventana de configuración de los parámetros de medición.
- En la ventana de configuración, ubicada en la parte superior, se encuentra la opción para asignar un nombre al método. Debajo de esta, se selecciona *ABS* para la medición de absorbancia. El rango de longitud de onda se mantiene entre 325 nm y 1100 nm. La velocidad de escaneo (*Speed*) se ajusta a *Medium* y el intervalo (*Interval*) a 1 nm, como se muestra en la Figura 3.9(b). Esta configuración permite registrar la absorbancia de la muestra para cada valor entero de longitud de onda dentro del rango especificado.
- Tras guardar la configuración, se presiona *Continue* para realizar la medición del blanco, el cual consiste en hexano. Dicha celda se introduce en el compartimiento del espectrofotómetro y se selecciona la opción *Blank*. Este procedimiento es fundamental para establecer la línea base de absorbancia cero del equipo.
- A continuación, se retira la celda con el blanco y se introduce el vial con la muestra de aceite mineral preparada previamente para su medición. Una vez finalizada la lectura, los datos de la curva de absorbancia se exportan a una unidad de almacenamiento USB.
- Para minimizar el error asociado al proceso de medición, cada muestra se analiza dos veces, y se utiliza el promedio de ambas curvas para la conformación de la base de datos.

El error de medición y el ruido inherente a las mediciones de absorbancia se detallan en las Tablas B.1 y B.2 del Anexo B, respectivamente.



(a) Primera pantalla. (b) Segunda pantalla.

Figura 3.9: Pantallas del espectrofotómetro.

4 Resultados y análisis

Previamente a la obtención de gráficas de absorbancia, la base de datos obtenida desde el espectrofotómetro para cada muestra es filtrada en el rango de longitud de onda entre 380 nm y 600 nm. Esto se basa en el estándar ASTM 6802-02 [16], el cual establece que el área bajo la curva en dicho rango está directamente relacionada con los productos de descomposición disuelta (DDP).

El espectro de luz visible abarca desde los 350 nm a los 750 nm aproximadamente, por lo que no se estudiaría todo el rango. La Figura 4.1 muestra el espectro visible y el rango de interés.

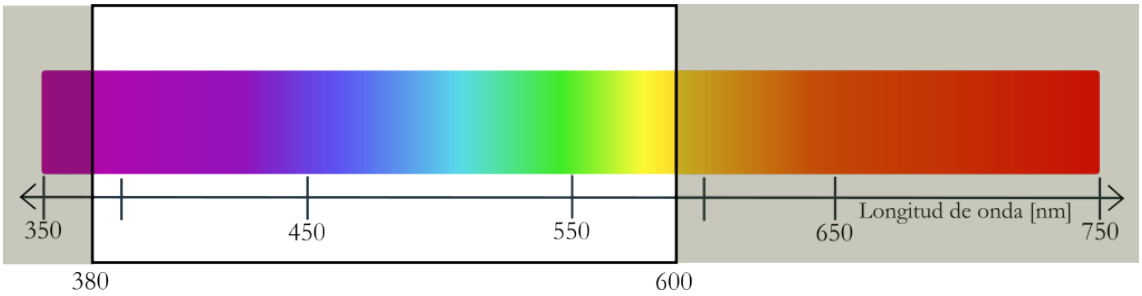


Figura 4.1: Representación del espectro visible completo y filtrado.

La Tabla 4.1 ofrece una visión general de la base de datos, detallando las muestras analizadas y no analizadas por cromatografía de gases. Esta base de datos contiene 13 muestras con fallas térmicas y 22 con fallas eléctricas, cuya clasificación se realizó mediante el pentágono de Duval 1 (Figura 2.5) tras su análisis por cromatografía de gases. Además, se consideran 9 muestras con fallas térmicas y 24 con fallas eléctricas que no fueron sometidas a análisis DGA. Para complementar la base de datos, se incluyen 5 mediciones de aceite desgasificado, obtenido tras el procedimiento detallado en la sección 3.1.

	Fallas térmicas	Fallas eléctricas	**Total de muestras**
Muestras con cromatografía	13	22	**35**
Muestras sin cromatografía	9	24	**33**
Cantidad total de muestras con falla			**68**

Tabla 4.1: Resumen de muestras con fallas.

4.1. Curvas de absorbancia

En la Figura 4.2 se presentan las curvas de absorbancia de 7 muestras con fallas térmicas, mientras que la Figura 4.3 muestra las curvas de absorbancia para siete muestras con fallas eléctricas. En el eje de las abscisas se encuentra la longitud de onda, mientras que el eje de las ordenadas corresponde a la absorbancia de la muestra. La numeración asociada a los nombres de las muestras en ambas figuras no está relacionada con el nivel de degradación de estas ni a la clasificación de la falla.

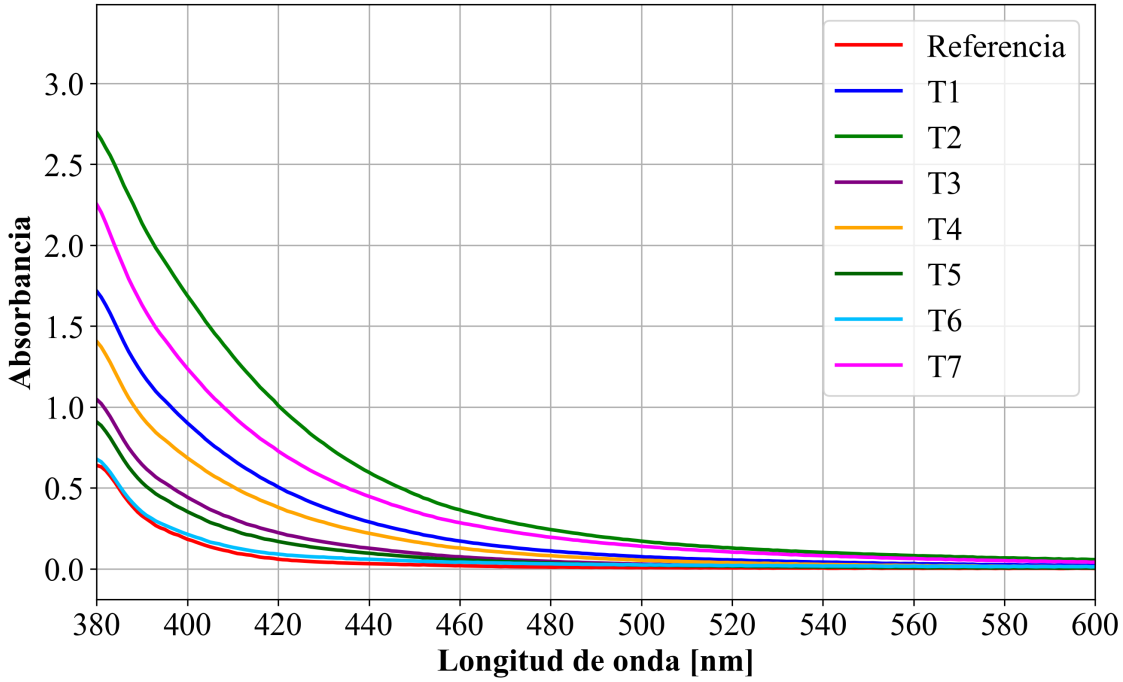


Figura 4.2: Curva de absorbancia de 7 muestras con fallos térmicos.

Las gráficas siguen una tendencia exponencial decreciente, cuyo máximo se encuentra en 380 nm y disminuye hacia mayores longitudes de onda. Esto indica que tanto el aceite mineral desgasificado, como aquellos productos que se generan tras la descomposición de las cadenas de hidrocarburos, presentan una mayor absorbancia en las longitudes de onda menores, asociadas a tonalidades violeta-azul, y reflejan las longitudes de onda de tonos amarillas-naranjas, lo que explica la coloración de las muestras.

La degradación progresiva del aceite mineral generada durante las fallas térmicas conlleva un incremento de los productos de descomposición disueltos. Estos compuestos absorben preferentemente las tonalidades azules del espectro visible, mientras que reflejan las amarillas y anaranjadas. Esta característica se relaciona principalmente con la presencia de aldehídos, cetonas y resinas, cuya fuerte absorción en longitudes de onda más cortas provoca que el aumento en la curva de absorbancia de la Figura 4.2 no sea homogéneo en todo el espectro visible. El estándar ASTM D-6802 describe este fenómeno como un «desplazamiento de la curva de absorbancia hacia mayores longitudes de onda».

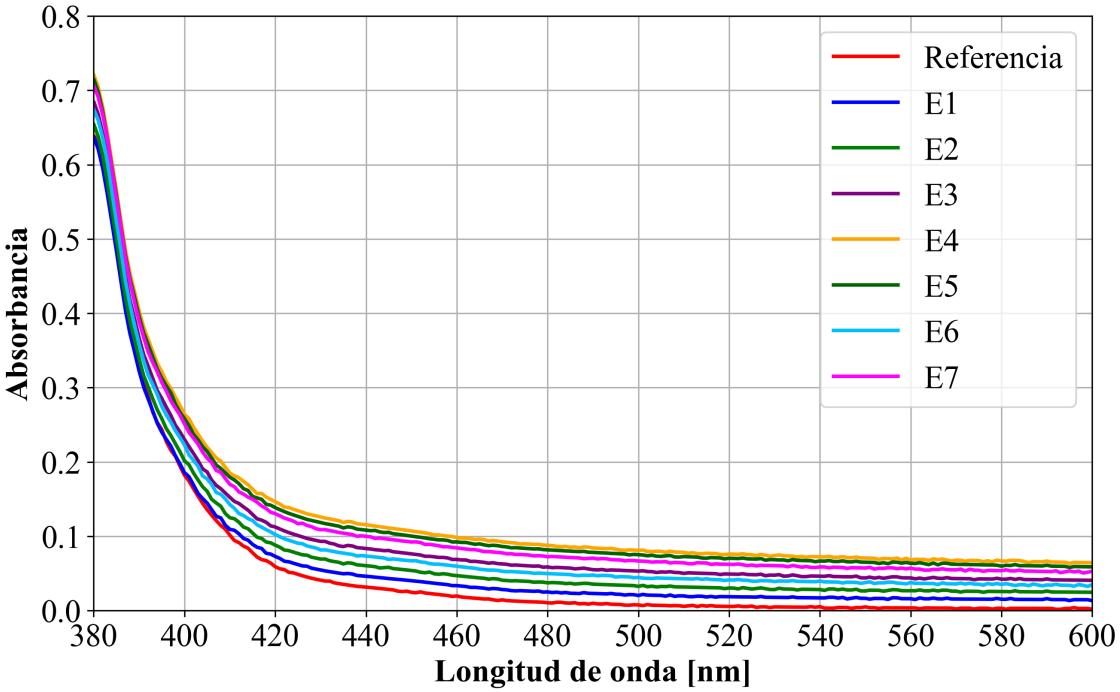


Figura 4.3: Curva de absorbancia de 7 muestras con fallos eléctricos.

En general, las curvas de absorbancia de las muestras con fallas térmicas (Figura 4.2) alcanzan magnitudes considerablemente superiores a aquellas con fallas eléctricas (Figura 4.3), lo cual podría interpretarse como que las muestras con fallas eléctricas generadas experimentalmente presentarían un menor nivel de degradación en comparación con aquellas sometidas a fallas térmicas. No obstante, esta interpretación debe considerarse con cautela, ya que los procesos de degradación térmica y eléctrica difieren sustancialmente en su naturaleza. Factores como la temperatura, la superficie de contacto, la presencia de contaminantes y la duración del evento, son determinantes en las reacciones químicas que descomponen las cadenas de hidrocarburos del aceite mineral. Las muestras sometidas a fallas térmicas experimentan una descomposición gradual y homogénea del aceite debido a que presentan una mayor superficie de contacto y una duración prolongada. En contraste, la temperatura y duración de las fallas eléctricas de impulso tipo rayo provocan la carbonización instantánea del aceite mineral en el punto de falla, mientras que el volumen restante permanece prácticamente intacto. Si bien, las muestras afectadas por este tipo de falla presentan una ligera coloración amarillenta, el efecto más significativo es el oscurecimiento de la muestra, directamente relacionado con un incremento en la concentración de partículas de carbón suspendidas en el volumen del aceite.

Este efecto es observable en la Figura 4.4, correspondiente al objeto de ensayo para impulsos de tensión tipo rayo tras la aplicación de 200 impulsos, donde es posible distinguir una columna de partículas de carbón proveniente de los electrodos. Complementando a esto, las Figuras 4.5(a) y 4.5(b) comparan el aceite mineral desgasificado en su estado inicial y después de someterlo a 240 impulsos rápidos de tensión. Existe un oscurecimiento general del aceite mineral dado por la presencia de partículas de carbón suspendidas en este, así como un leve tono más amarillo, el cual viene determinado por la generación de subproductos de descomposición.

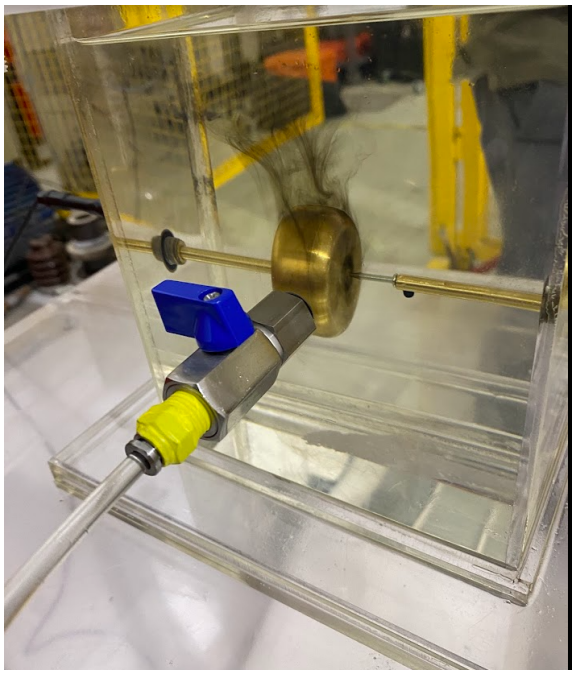
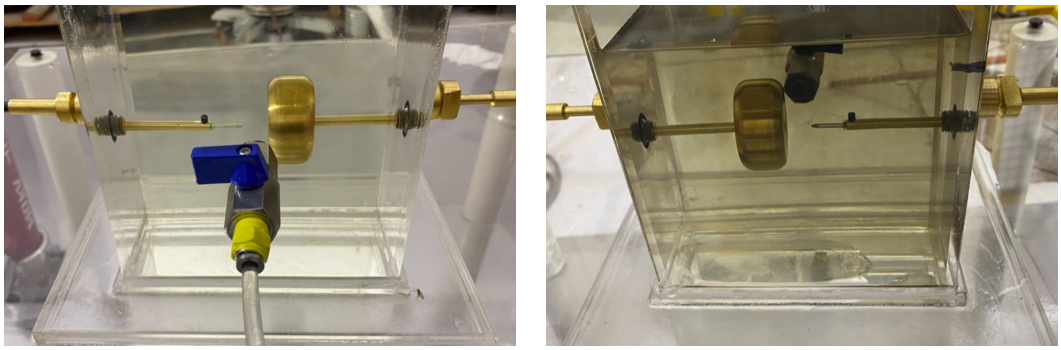


Figura 4.4: Objeto de ensayo para impulsos de tensión tras la aplicación de 200 impulsos

Esta alteración cromática se traduce en un leve aumento de la absorbancia que es detectada por el espectrofotómetro.

Por otro lado, en la Figura 4.6 se presentan cinco muestras con fallas térmicas realizadas siguiendo la metodología descrita en la sección 3.2.1, sin presencia de papel aislante ni cobre, y con temperaturas entre 250 °C y 450 °C. Una diferencia notable con las muestras de fallas eléctricas es la intensa coloración amarilla observada en estas. Sin embargo, la intensidad de esta coloración no está determinada exclusivamente por la temperatura máxima del ensayo. La masa de aceite y, de manera significativa, la disponibilidad de oxígeno en cada muestra son factores influyentes. Este último punto es particularmente relevante para la formación de los subproductos de descomposición



(a) Aceite mineral desgasificado previo al ensayo.

(b) Aceite mineral tras la aplicación de 240 impulsos de tensión.

Figura 4.5: Cambio en el aceite mineral tras la generación de una falla eléctrica.

del aceite mineral, que definen el color final de la muestra. De hecho, se ha constatado que muestras expuestas a altas temperaturas pueden mostrar una coloración menos intensa si el acceso al oxígeno dentro de las botellas es restringido.

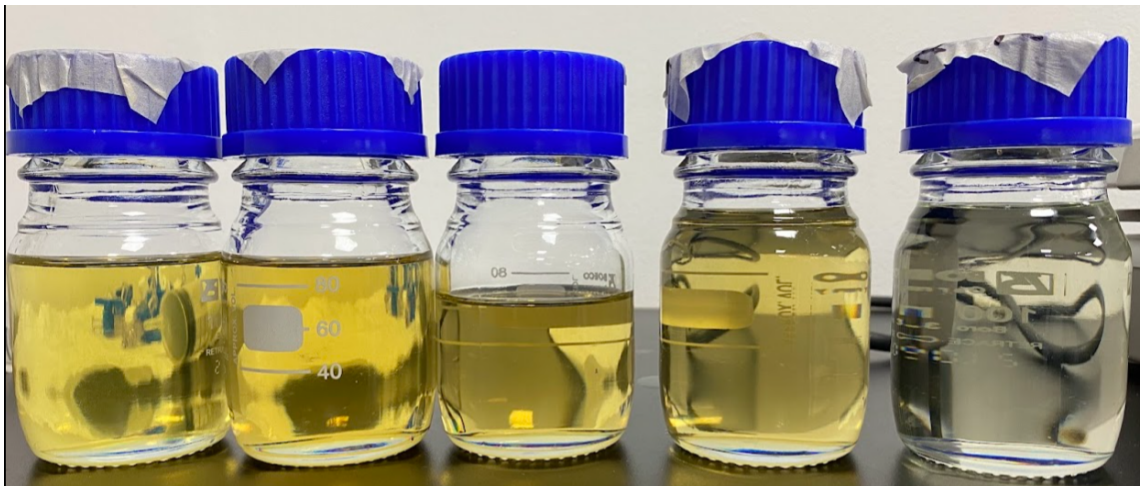


Figura 4.6: Muestras térmicas obtenidas mediante "Degradación térmica acumulada" a distintas temperaturas.

4.2. Análisis de componentes principales

Para realizar el análisis de componentes principales se consideran 221 variables por cada muestra, correspondientes al valor de absorbancia de esta en cada valor de longitud de onda en el rango de 380 nm a 600 nm, ambos inclusive. Esto permite utilizar toda la información entregada por la gráfica de absorbancia. Cabe recordar que el análisis PCA es un método no supervisado, es decir, no requiere una clasificación previa de las muestras para formar la gráfica, por lo tanto, la coloración de los grupos en las gráficas analizadas en este apartado es posterior e independiente del proceso de reducción de dimensionalidad.

En la Figura 4.7 se presenta la gráfica tras aplicar análisis PCA a las muestras respaldadas con cromatografía que presentan fallas térmicas y eléctricas. A partir de esto, es posible distinguir dos tendencias: una diagonal superior, indicada en la elipse verde, que siguen las fallas eléctricas; y una diagonal inferior, más dispersa, correspondientes a las fallas térmicas, mostrada con una elipse roja. De esto es posible inferir que la coloración de las muestras constituye un criterio factible para distinguir entre las muestras con fallas térmicas de las con fallas eléctricas.

Al incorporar en el análisis PCA las mediciones del aceite desgasificado, indicadas con el circulo morado, se obtiene la gráfica de la Figura 4.8. Dichas muestras se sitúan en el vértice de convergencia de las dos líneas de tendencia mencionadas anteriormente. Esta ubicación sugiere que en las proximidades de este punto, en adelante denominado "punto de referencia", se encuentran las fallas de menor energía, caracterizadas por una menor concentración de productos de descomposición disueltos en el aceite.

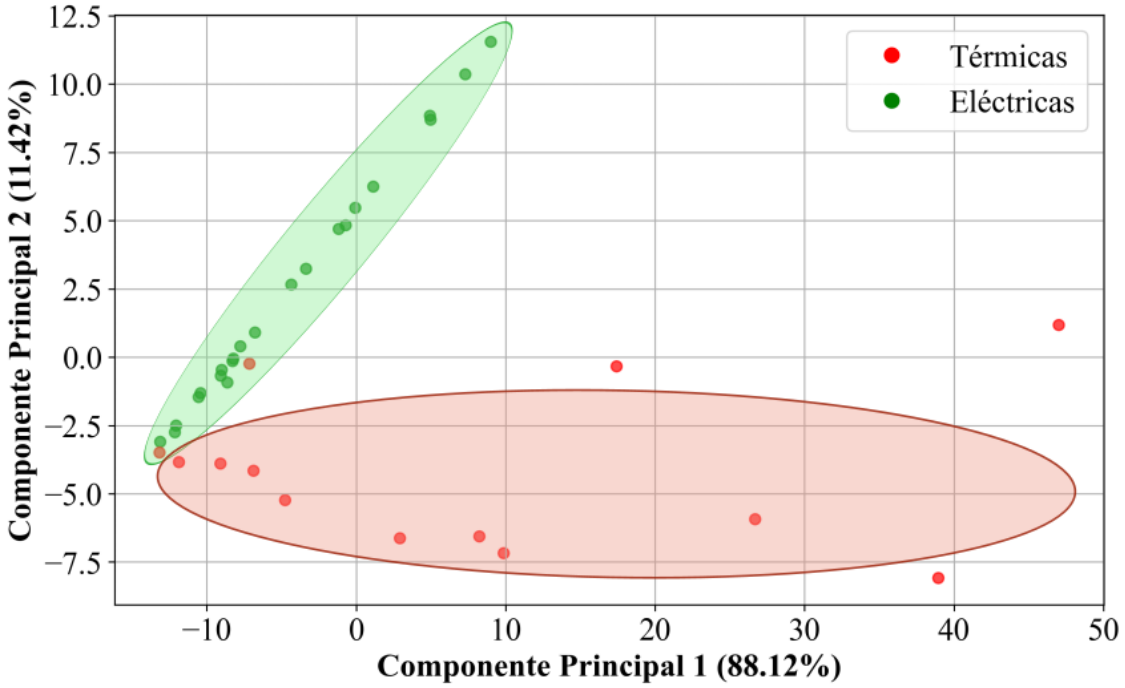


Figura 4.7: PCA generado con muestras de fallas térmicas y eléctricas respaldadas por cromatografía.

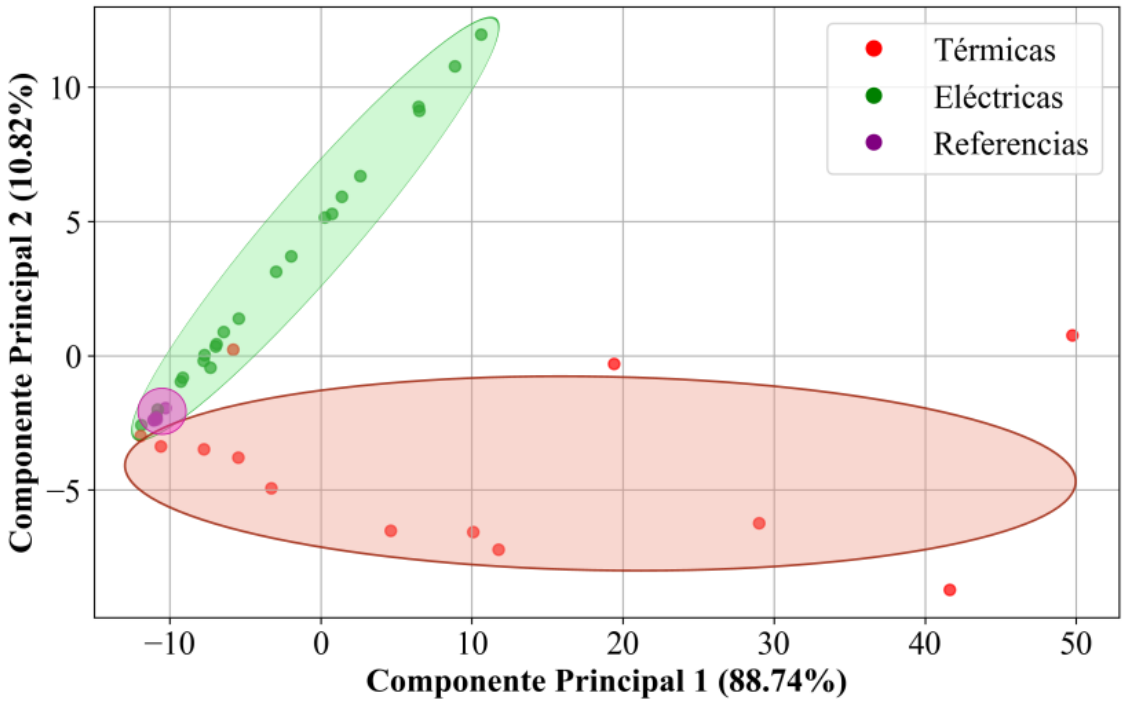


Figura 4.8: PCA generado con muestras de fallas térmicas y eléctricas, respaldadas por cromatografía, y referencias.

La dispersión de las muestras térmicas observada en ambas gráficas está asociada a la alta variabilidad de los métodos experimentales utilizados para inducir fallas térmicas. Las condiciones varían considerablemente entre muestras en cuanto a la temperatura aplicada, la presencia de catalizadores como papel y cobre, el flujo de

oxígeno en las botellas, entre otros factores. Estas variaciones se traducen en que el tipo y cantidad de subproductos de la degradación del aceite mineral generados durante el ensayo varían considerablemente en cada muestra, lo que influye en su coloración y, por lo tanto, en su curva de absorbancia. En consecuencia, no es posible afirmar que un incremento en la temperatura aplicada conduzca inevitablemente a una mayor distancia del "punto de referencia" debido a la interacción de múltiples variables.

Por otro lado, las fallas eléctricas siguen una tendencia lineal con baja dispersión. Las muestras más cercanas al "punto de referencia" corresponden a descargas de menor energía, y se alejan progresivamente a medida que la energía aplicada en el ensayo aumenta. Para profundizar esta relación, se presenta la Figura 4.9, donde se distinguen en color celeste las muestras con fallas de descargas parciales y con verde, las de impulso. Como se observa, aquellas muestras con descargas parciales, al ser fallas de menor energía, se encuentran más cercanas al "punto de referencia" que aquellas muestras sometidas a impulsos de tensión tipo rayo. Este tipo de falla evoluciona en función de la energía de la descarga, la cual depende directamente del nivel de tensión y del número de impulsos aplicados, mientras que las descargas parciales evolucionan principalmente con el nivel de tensión aplicado y la duración del ensayo.

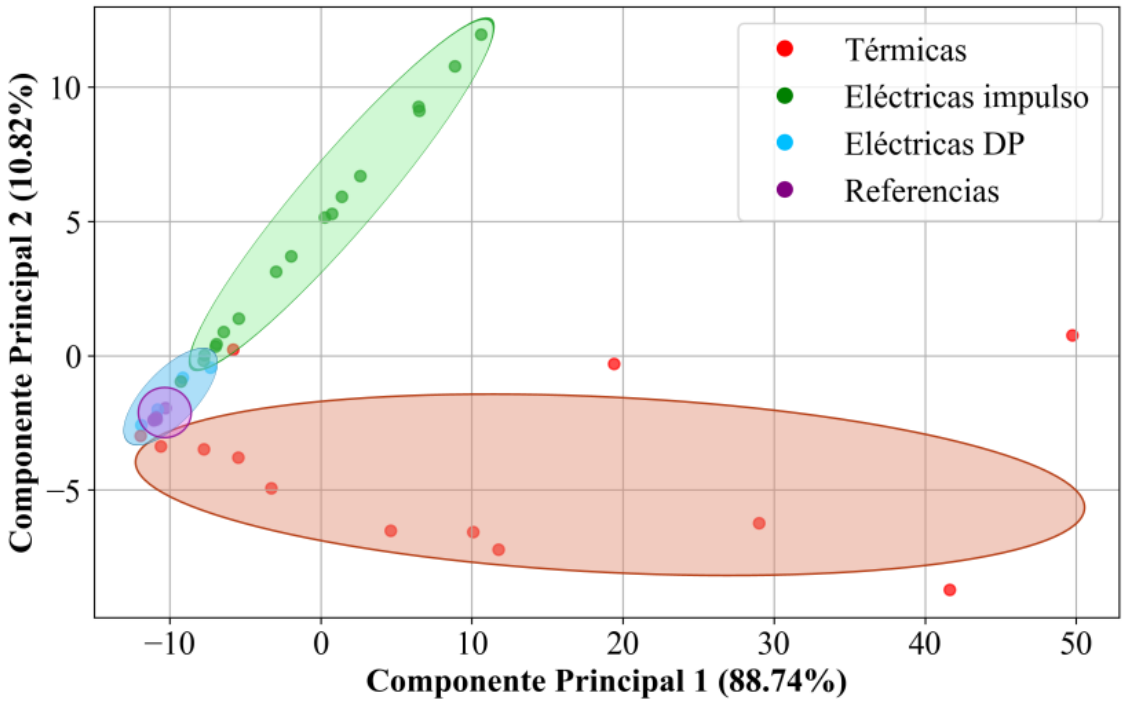


Figura 4.9: PCA generado con muestras de fallas térmicas, DP e impulsos, respaldadas por cromatografía y referencias.

Finalmente, la Figura 4.10 muestra la gráfica tras aplicar análisis PCA a la base de datos completa de muestras, incluyendo aquellas que no han sido estudiadas mediante análisis DGA, las cuales se presentan con una "x" en la gráfica. La tendencia de las fallas térmicas y eléctricas permanece inalterada, es decir, no existe una superposición

inesperada entre ambos grupos. Nuevamente se cumple que las muestras, mientras más cercanas se encuentren al "punto de referencia", presentan un menor nivel de degradación.

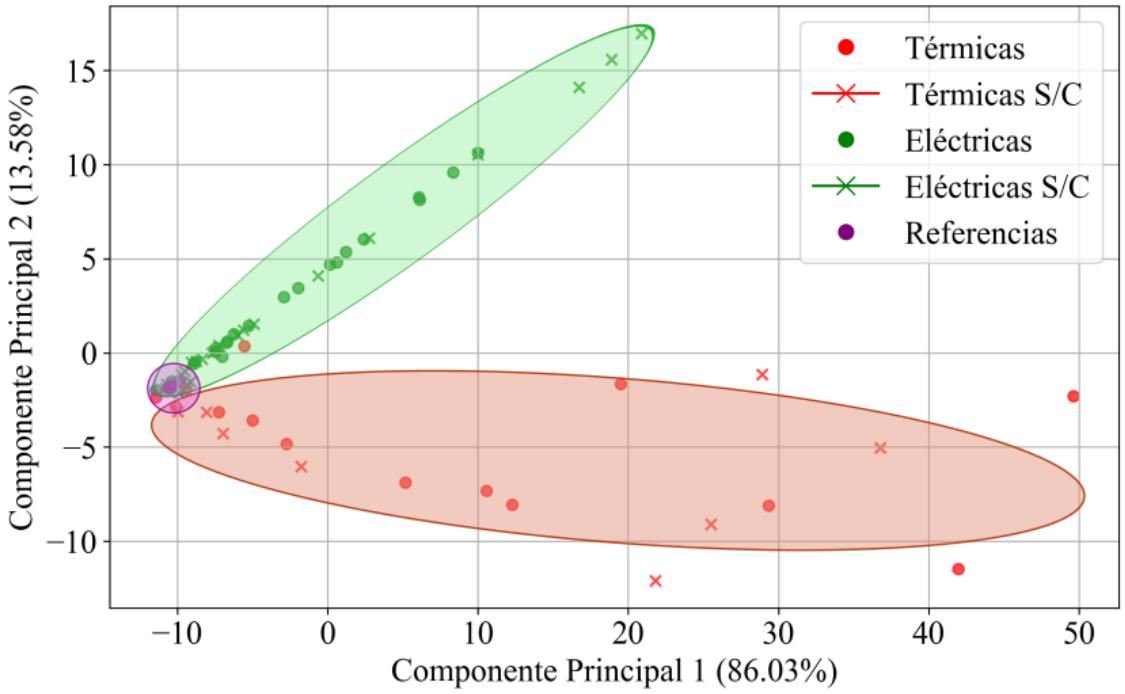


Figura 4.10: PCA generado con todas las muestras.

4.3. Clusterización mediante K-Means

Tras la reducción de dimensionalidad mediante PCA, se aplica el algoritmo de clusterización K-Means para evaluar la distinguibilidad de los tipos de fallas estudiados mediante un método no supervisado. Aunque K-Means requiere especificar el número de grupos a identificar, no necesita un etiquetado previo de las muestras.

En la Figura 4.11 se muestra la gráfica PCA de la Figura 4.7 tras aplicar clusterización K-Means con dos grupos. Como se observa, el método no distingue las líneas de tendencia que siguen ambos tipos de falla. Al intentar agrupar las muestras en clusters circulares alrededor de sus centroides, clasifica erróneamente muestras eléctricas y térmicas, formando un primer grupo (elipse azul) que contiene ambos tipos de falla y un segundo grupo (elipse amarilla) con las fallas térmicas más dispersas.

La Figura 4.12 presenta la clasificación de las muestras tras aplicar el método K-Means con tres grupos sobre la gráfica PCA de la Figura 4.8. Se evidencia que el método no logra separar las muestras según su tipo de falla, generando un primer clúster, indicado en amarillo, que incluye fallas de menor energía y aceite desgasificado; un segundo clúster, indicado en azul, que contiene fallas térmicas y eléctricas; y un tercer clúster, indicado en rosado, compuesto por las fallas térmicas más dispersas.

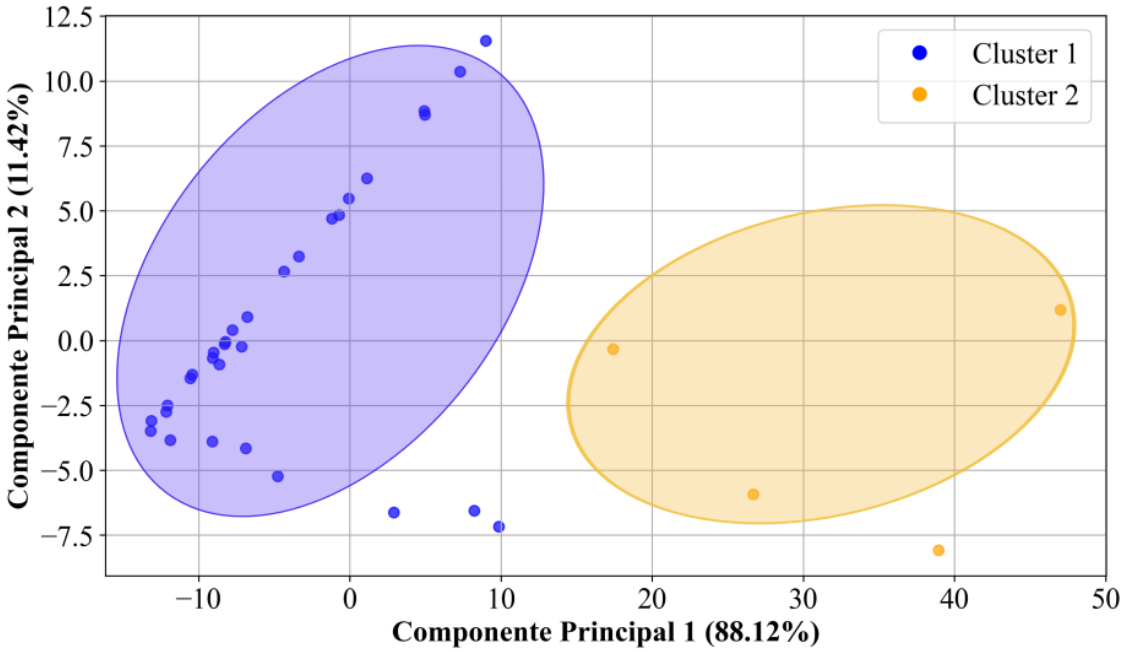


Figura 4.11: Gráfica PCA de muestras con cromatografía, tras aplicar clusterización K-Means con dos grupos.

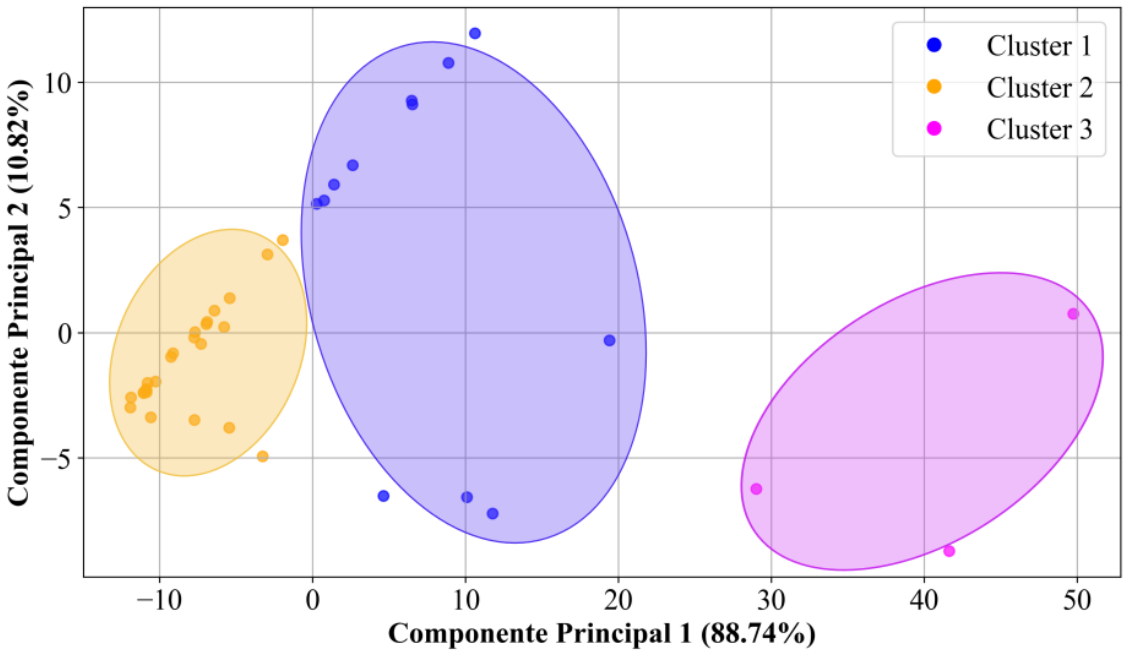


Figura 4.12: Gráfica PCA de muestras con cromatografía y referencias, tras aplicar clusterización K-Means con tres grupos

Al incorporar en el análisis del método las muestras sin cromatografía, cuya gráfica PCA se presenta en la Figura 4.10, y considerando tres grupos, se obtiene la clasificación de la Figura 4.13. En esta se observa que el método mantiene la misma tendencia de clusterización que la gráfica de la Figura 4.12. La invariabilidad en la agrupación de las muestras indica que este método no es apropiado para clasificar las muestras en base a su tipo de falla debido a que estas no se presentan en grupos circulares separados unos de otros.

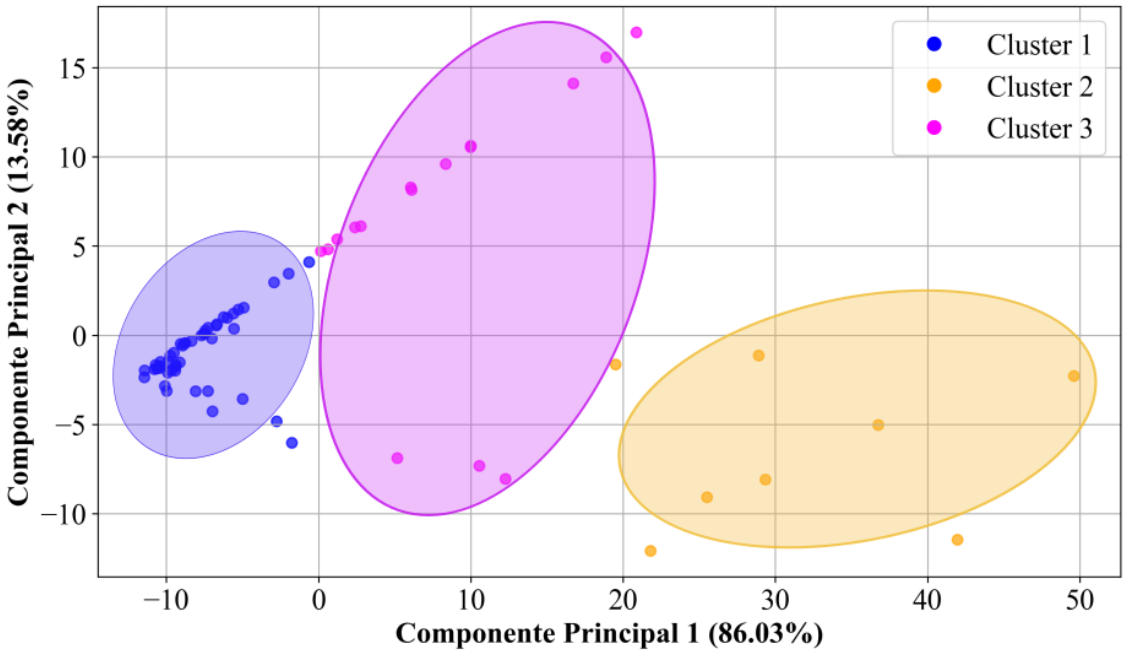


Figura 4.13: Gráfica PCA con todas las muestras, tras aplicar clusterización K-Means con tres grupos.

4.4. Clusterización mediante GMM

En la Figura 4.14 se presenta la gráfica PCA de la Figura 4.7, tras aplicar el método de clusterización GMM considerando dos grupos. En ella se distingue un primer grupo, indicado con la elipse azul, que contiene, en su mayoría, muestras con fallas eléctricas. Por otro lado, se observa un segundo grupo, señalado con la elipse amarilla, que agrupa principalmente muestras térmicas. Esto evidencia una mejora considerable en la clasificación realizada por GMM, en comparación con la obtenida mediante K-Means, al momento de distinguir entre fallas térmicas y eléctricas. De una base de datos compuesta por 35 muestras con fallas, solo dos son clasificadas erróneamente, lo que corresponde a un 5,7 %.

Al aplicar el algoritmo GMM sobre la representación PCA mostrada en la Figura 4.8, considerando la existencia de tres grupos, se obtiene la segmentación presentada en la Figura 4.15. El modelo genera un primer grupo, representado por la elipse amarilla, compuesto principalmente por muestras con fallas eléctricas, y dos grupos adicionales —elipses azul y rosada— que contienen muestras térmicas con distintos

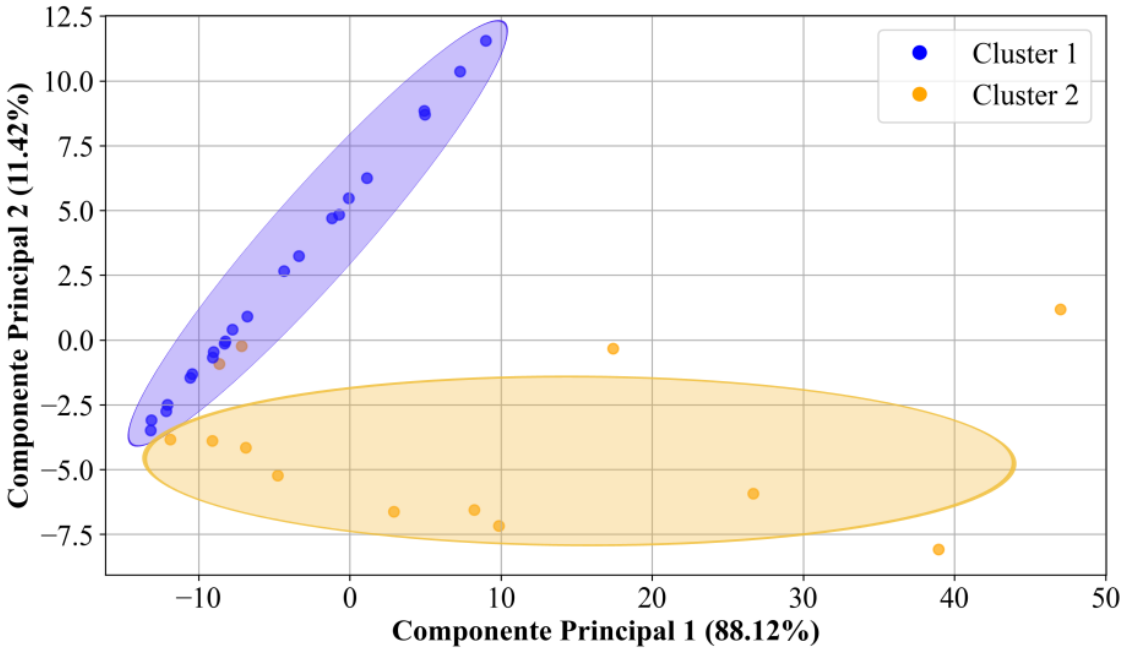


Figura 4.14: Gráfica PCA de muestras con cromatografía, tras aplicar clusterización GMM con dos grupos.

niveles de degradación. Estos resultados sugieren que, para este número de muestras, el método GMM no logra distinguir correctamente las muestras con fallas eléctricas del aceite desgasificado, aunque sí detecta cierta variabilidad interna entre las muestras térmicas.

Sí, en cambio, se aplica el método de clusterización GMM sobre la representación PCA mostrada en la Figura 4.10, la cual incorpora un mayor número de muestras al incluir aquellas sin información cromatográfica, se obtiene la clasificación presentada en la Figura 4.16. El incremento en la cantidad de datos permite al algoritmo realizar estimaciones más estables, lo que se traduce en una segmentación más clara de los grupos. A diferencia de lo observado en la Figura 4.15, el método distingue un grupo central (circulo azul), compuesto principalmente por muestras con menor nivel de degradación y el aceite desgasificado, junto con dos ramificaciones opuestas, correspondientes a aquellas muestras con fallas térmicas (elipse amarilla) y eléctricas (elipse rosada). La incapacidad del método para distinguir las fallas incipientes de origen térmico y eléctrico del aceite desgasificado, evidencia una limitación importante de la metodología evaluada, particularmente en escenarios donde el nivel de degradación del aislamiento es bajo. Sin embargo, en contraste con el método K-Means, el método de clusterización GMM permite una clasificación más certera de las tendencias que siguen las muestras con fallas térmicas y eléctricas. De un total de 73 muestras, donde 22 son muestras con fallas térmicas, 46 con fallas eléctricas y 5 son mediciones de aceite desgasificado, existen 23 muestras clasificadas erróneamente, equivalentes a un 31 %.

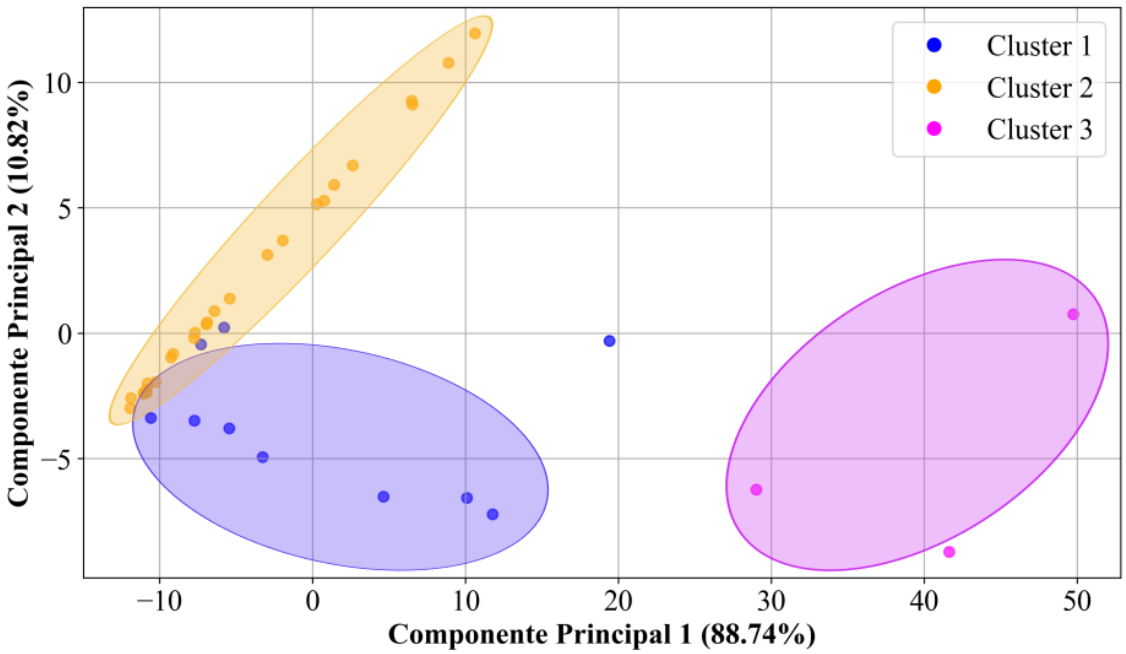


Figura 4.15: Gráfica PCA de muestras con cromatografía y referencias, tras aplicar clusterización GMM con tres grupos.

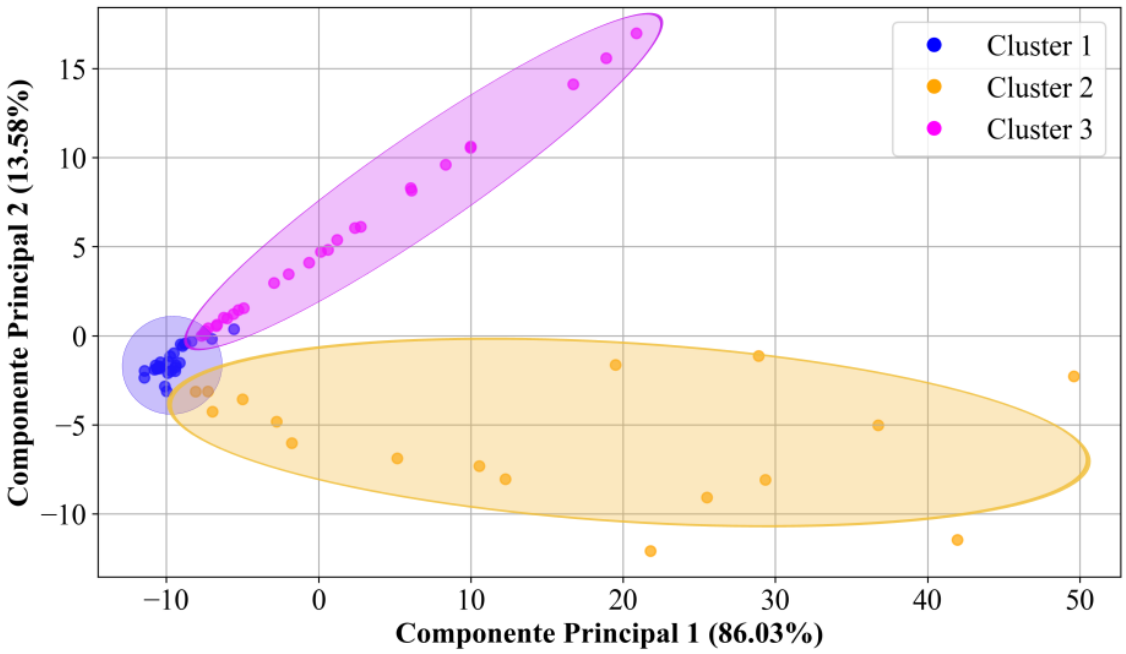


Figura 4.16: Gráfica PCA con todas las muestras, tras aplicar clusterización GMM con tres grupos.

5 Conclusiones

El presente trabajo de título tuvo como objetivo estudiar la capacidad de la espectrofotometría para caracterizar fallas térmicas y eléctricas en muestras de aceite mineral, respaldadas mediante análisis DGA. A partir de las curvas de absorbancia, se realizó un análisis estadístico utilizando las técnicas PCA, GMM y K-Means, lo que permitió proyectar las muestras en dos dimensiones e identificar agrupamientos asociados a la naturaleza de la falla.

Las curvas de absorbancia confirman que, a medida que aumenta el nivel de degradación de la muestra, también lo hace la magnitud de absorbancia, manteniéndose una tendencia consistente: el aceite mineral presenta una mayor magnitud de absorbancia en el rango de 380 a 420 nm, asociado a tonalidades azuladas, mientras que refleja colores naranja-amarillo. A medida que aumentan los productos de degradación, la absorbancia en longitudes de onda menores crece de forma considerable, disminuyendo hacia las longitudes más largas. Esto es coherente con el estándar ASTM D-6802, que establece que el área bajo la curva es proporcional a los subproductos generados por la descomposición del aceite mineral.

El análisis de las muestras revela que las fallas eléctricas generadas experimentalmente se caracterizaron por un aparente menor grado de degradación en comparación con las fallas térmicas. Esta diferencia se atribuye a la naturaleza intrínseca de cada fenómeno: las descargas eléctricas de alta energía generan principalmente partículas de carbón, las cuales permanecen insolubles en el aceite, y producen una menor concentración de productos de descomposición disueltos, lo que resulta en una escasa variación en la coloración del aceite. En contraste, las fallas térmicas presentan una descomposición gradual del aceite, favoreciendo la formación de subproductos portadores de color, como aldehídos, cetonas y resinas.

El análisis PCA aplicado sobre las curvas espectrales generó una representación en forma de "V" horizontal, con las muestras de aceite desgasificado localizadas en el vértice. Desde este punto, las muestras con fallas térmicas y eléctricas se proyectaron siguiendo tendencias divergentes. Esta separación visual es un indicador positivo de que ambos tipos de falla inducen cambios espectrales distintos y por lo tanto, podrían ser identificados mediante técnicas de clusterización. Sin embargo, la similitud espectral entre las muestras con un bajo nivel de degradación y el aceite desgasificado dificulta la aplicación de dichas técnicas para la detección temprana de fallas.

El método de clusterización K-Means no fue capaz de distinguir correctamente las líneas de tendencia que siguen los distintos tipos de falla, independientemente del

número de muestras que se analizase. Esto indica que la distribución de las muestras no es apropiada para esta técnica, sin embargo, al utilizar el método GMM, se obtuvo un resultado más certero. A medida que se incorporó un mayor número de muestras, fue posible identificar tres agrupamientos principales: uno correspondiente a fallas térmicas, otro a fallas eléctricas, y un tercero donde se superponen muestras de fallas de baja energía y aceite desgasificado. Esta superposición indica una limitación importante de la metodología propuesta, ya que las características espectrales en las fases iniciales de la falla no presentan diferencias suficientemente significativas. A pesar de esta limitación, la eficacia de GMM en la distinción de fallas severas resalta su potencial como herramienta analítica.

Una limitación adicional de esta investigación reside en la naturaleza controlada de las muestras empleadas. Su preparación en laboratorio implica la ausencia de contaminantes y catalizadores presentes en transformadores reales. Asimismo, no se abordó el estudio de fallas combinadas de naturaleza térmica y eléctrica simultánea, un escenario potencial en condiciones operativas reales. Estas circunstancias son el principal obstáculo para asegurar que la espectrofotometría, en el alcance de esta investigación, pueda reemplazar a la cromatografía de gases. Es imperativo contar con una base de datos más amplia que comprenda una mayor variedad de naturalezas de falla para el desarrollo robusto de modelos de análisis estadístico.

A pesar de estas limitaciones, la metodología desarrollada sienta las bases para el uso de espectrofotometría como herramienta de apoyo en la caracterización de fallas en aceites dieléctricos. Futuros estudios podrían incluir muestras obtenidas de transformadores en operación o fuera de servicio, con el fin de entrenar modelos de *machine learning* capaces de distinguir con mayor precisión entre fallas térmicas, eléctricas e incipientes. Así mismo, esta técnica ha demostrado ser altamente compatible con las mediciones de turbidez, por lo que, futuras investigaciones podrían utilizar la información de ambas técnicas para formar una base de datos más completa que permita caracterizar los distintos tipos de fallas en transformadores.

Bibliografía

[1] *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers*, IEEE Power and Energy Society Std. IEEE Std C57.104-2019, 2019.

[2] *Mineral oil-filled electrical equipment in service — Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*, International Electrotechnical Commission IEC Standard BS EN IEC 60 599:2022, 2022.

[3] Thermo Scientific, *Orion AquaMate 7100 Spectrophotometer Specifications*, Thermo Fisher Scientific, 2014.

[4] Mantenimiento Industrial Web, "Curva de la bañera," 2016, accedido: 3 de febrero de 2025. [Online]. Available: https://mantenimientoindustrialweb.wordpress.com/2016/06/14/curva-de-la-banera/

[5] A. R. Abbasi, "Fault detection and diagnosis in power transformers: a comprehensive review and classification of publications and methods," *Electric Power Systems Research*, vol. 209, 2022. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107990

[6] P. Jusner, E. Schwaiger, A. Potthast, and T. Rosenau, "Thermal stability of cellulose insulation in electrical power transformers – a review," *Carbohydrate Polymers*, vol. 252, 2021. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2020.117196

[7] T. A. Prevost and T. V. Oommen, "Cellulose insulation in oil-filled power transformers: Part i—history and development," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 22, no. 1, 2006. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/MEI.2006.1618969

[8] H.-L. Jou, J.-C. Wu, K.-D. Wu, W.-J. Chiang, and Y.-H. Chen, "Analysis of zig-zag transformer applying in the three-phase four-wire distribution power system," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 2, 2005. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.844281

[9] R. Murugan and R. Ramasamy, "Understanding the power transformer component failures for health index-based maintenance planning in electric utilities," *Engineering Failure Analysis*, vol. 96, 2019. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2018.10.011

[10] H. de Faria, J. G. S. Costa, and J. L. M. Olivas, "A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on

dissolved gas analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 46, 2015. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.052

[11] M. Wang, A. J. Vandermaar, and K. D. Srivastava, "Review of condition assessment of power transformers in service," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, no. 6, 2002. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/MEI.2002.1161455

[12] J. Harlow, "Electric power transformer engineering," *CRC Press LLC*, 2004.

[13] D. K. Mahanta and O. Andrew, "Transformer dielectric liquid: A review," in *2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, 2020. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219867

[14] I. Fofana and Y. Hadjadj, "Electrical-based diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers," *Energies*, vol. 9, no. 9, 2016. [Online]. Available: https://doi.org/10.3390/en9090679

[15] N. A. Bakar, A. Abu-Siada, and S. Islam, "A review of dissolved gas analysis measurement and interpretation techniques," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 30, no. 3, 2014. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/MEI.2014.6804740

[16] ASTM International, *Test Method for Determination of the Relative Content Of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry*, Std. D6802-02, 2010. [Online]. Available: https://doi.org/10.1520/D6802-02R10

[17] *Mineral insulating oils in electrical equipment — Supervision and maintenance guidance*, International Electrotechnical Commission IEC Standard BS EN IEC 60 422:2024, 2024.

[18] S. Bustamante, M. Manana, A. Arroyo, A. Laso, and R. Martinez, "Evolution of graphical methods for the identification of insulation faults in oil-immersed power transformers: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 199, p. 114473, 2024. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114473

[19] M. A. R. Pozueta, "**Máquinas Eléctricas II. Tema 1. Transformadores**," 2018, universidad de Cantabria, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética.

[20] T. K. Saha and P. Purkait, *Transformer Ageing: Monitoring and Estimation Techniques*. Wiley-IEEE Press, 2017. [Online]. Available: https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?bknumber=8006405

[21] V. A. Thiviyanathan, P. J. Ker, Y. S. Leong, F. Abdullah, A. Ismail, and M. Zaini Jamaludin, "Power transformer insulation system: A review on the reactions, fault detection, challenges and future prospects," *Alexandria Engineering Journal*, vol. 61, no. 10, 2022. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.aej.2022.01.026

[22] I. Fernández, F. Delgado, F. Ortiz, A. Ortiz, C. Fernández, C. J. Renedo, and A. Santisteban, "Thermal degradation assessment of kraft paper in power

transformers insulated with natural esters," *Applied Thermal Engineering*, vol. 104, 2016. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.05.020

[23] O. H. Arroyo-Fernández, J. Jalbert, E. M. Rodriguez-Celis, S. Duchesne, B. Morin, and I. Fofana, "Changes in mechanical properties of impregnated nomex papers 410 and 910 during accelerated aging," *Polymer Testing*, vol. 83, 2020. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.polymertesting.2020.106358

[24] Comisión Nacional de Energía, *Anexo Técnico - Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión*, Std., 2021.

[25] T. O. Rouse, "Mineral insulating oil in transformers," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 14, no. 3, 1998. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/57.675572

[26] I. Fofana, "50 years in the development of insulating liquids," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 29, no. 5, 2013. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/MEI.2013.6585853

[27] S. Singh, M. M. Mohsin, A. Masood, and S. Khatoon, "Advances in the field of insulating liquids used in electric power equipment and their perspectives-a review," in *2016 International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE)*, 2016. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/ICRAIE.2016.7939476

[28] M. Talhi, I. Fofana, and S. Flazi, "Comparative study of the electrostatic charging tendency between synthetic ester and mineral oil," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 20, no. 5, 2013. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/TDEI.2013.6633689

[29] S. O. Oparanti, U. M. Rao, and I. Fofana, "Natural esters for green transformers: Challenges and keys for improved serviceability," *Energies*, vol. 16, no. 1, 2023. [Online]. Available: https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/61

[30] C. McShane, "New safety dielectric coolants for distribution and power transformers," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 6, no. 3, 2000. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/2943.838037

[31] E. Gockenbach and H. Borsi, "New insulating liquids for high voltage apparatus," in *2008 IEEE International Conference on Dielectric Liquids*, 2008. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/ICDL.2008.4622531

[32] S. A. Azli, M. Hezri Fazalul Rahiman, Z. M. Yusoff, N. Fadzilah Razali, S. S. Abd Wahid, and M. Sufian Ramli, "A review on alternative oils as dielectric insulating fluids on power transformer," in *2019 IEEE 15th International Colloquium on Signal Processing Its Applications (CSPA)*, 2019. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/CSPA.2019.8695983

[33] K. Bandara, C. Ekanayake, T. K. Saha, and P. K. Annamalai, "Understanding the ageing aspects of natural ester based insulation liquid in power transformer," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 23, no. 1, 2016. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/TDEI.2015.004744

[34] E. Zhang, J. Liu, C. Zhang, P. Zheng, Y. Nakanishi, and T. Wu, "State-of-art review on chemical indicators for monitoring the aging status of oil-immersed transformer paper insulation," *Energies*, vol. 16, no. 3, 2023. [Online]. Available: https://doi.org/10.3390/en16031396

[35] N. Lelekakis, W. Guo, D. Martin, J. Wijaya, and D. Susa, "A field study of aging in paper-oil insulation systems," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 28, no. 1, 2012. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/MEI.2012.6130527

[36] B. García, J. C. Burgos, M. Alonso, and J. Sanz, "A moisture-in-oil model for power transformer monitoring - part i: Theoretical foundation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 2, 2005. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.832366

[37] Y. Wang, L. Du, and B. Zhang, "Study on pyrolysis model of mineral insulating oil and temperature field simulation under thermal fault," *2018 IEEE 2nd International Conference on Dielectrics (ICD)*, 2018. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/ICD.2018.8514617

[38] A. Emsley and G. Stevens, "Kinetics and mechanisms of the low-temperature degradation of cellulose," *Cellulose*, vol. 1, 03 1994. [Online]. Available: https://doi.org/10.1007/BF00818797

[39] T. Oommen and T. Prevost, "Cellulose insulation in oil-filled power transformers: part ii maintaining insulation integrity and life," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 22, no. 2, 2006. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/MEI.2006.1618996

[40] L. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell, and T. Painter, "Aging of oil-impregnated paper in power transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 1, pp. 230–239, 2004. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.820175

[41] G. Kaliappan and M. Rengaraj, "Aging assessment of transformer solid insulation: A review," *Materials Today: Proceedings*, vol. 47, 2021, nCRABE. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.04.301

[42] International Electrotechnical Commission, *High-voltage test techniques - Partial discharge measurements*, Std. IEC 60 270:2000, 2000.

[43] A. Mehta, R. N. Sharma, and S. Chauhan, "Partial discharge study by monitoring key gases of power transformers," in *2011 3rd International Conference on Electronics Computer Technology*, vol. 4, 2011. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/ICECTECH.2011.5941883

[44] L. Jin, D. Kim, and A. Abu-Siada, "State-of-the-art review on asset management methodologies for oil-immersed power transformers," *Electric Power Systems Research*, vol. 218, 2023. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109194

[45] P. Verma, Y. Sood, and J. Singh, "Diagnostics techniques of power transformer," in *2009 Second International Conference on Computer and Electrical Engineering*, vol. 1, 2009. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/ICCEE.2009.10

[46] R. Soni and B. Mehta, "Review on asset management of power transformer by diagnosing incipient faults and faults identification using various testing methodologies," *Engineering Failure Analysis*, vol. 128, 2021. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105634

[47] T. K. Saha, "Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 10, no. 5, 2003. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/TDEI.2003.1237337

[48] J. S. N'cho, I. Fofana, Y. Hadjadj, and A. Beroual, "Review of physicochemical-based diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers," *Energies*, vol. 9, no. 5, 2016. [Online]. Available: https://doi.org/10.3390/en9050367

[49] H.-C. Sun, Y.-C. Huang, and C.-M. Huang, "A review of dissolved gas analysis in power transformers," *Energy Procedia*, vol. 14, 2012, 2011 2nd International Conference on Advances in Energy Engineering (ICAEE). [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.1079

[50] M. Duval, "The duval triangle for load tap changers, non-mineral oils and low temperature faults in transformers," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 24, no. 6, 2008. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/MEI.2008.4665347

[51] M. Duval and L. Lamarre, "The new duval pentagons available for dga diagnosis in transformers filled with mineral and ester oils," in *2017 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, 2017. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/EIC.2017.8004683

[52] S. A. Ward, A. El-Faraskoury, M. Badawi, S. A. Ibrahim, K. Mahmoud, M. Lehtonen, and M. M. F. Darwish, "Towards precise interpretation of oil transformers via novel combined techniques based on dga and partial discharge sensors," *Sensors*, vol. 21, no. 6, 2021. [Online]. Available: https://doi.org/10.3390/s21062223

[53] M. Duval and J. Dukarm, "Improving the reliability of transformer gas-in-oil diagnosis," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 21, no. 4, 2005. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/MEI.2005.1489986

[54] S. A. Wani, A. S. Rana, S. Sohail, O. Rahman, S. Parveen, and S. A. Khan, "Advances in dga based condition monitoring of transformers: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, 2021. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111347

[55] N. V. Tkachenko, *Optical Spectroscopy: Methods and Instrumentations*, 1st ed. Elsevier, 2006. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/B978-0-444-52126-2.X5024-2

[56] M. F. Vitha, *Spectroscopy: Principles and Instrumentation*. Hoboken, NJ: Wiley-Blackwell, 2019. [Online]. Available: https://www.wiley.com/en-ie/Spectroscopy%3A%2BPrinciples%2Band%2BInstrumentation-p-9781119436607

[57] M. Hof and R. Macháň, "Basics of optical spectroscopy," in *Handbook of Spectroscopy, Volume 1*, G. Gauglitz and D. S. Moore, Eds. Weinheim, Germany: Wiley-VCH, 2003, pp. 31–38.

[58] A. K. Rashed, A. M. Alshehawy, D.-E. A. Mansour, R. A. Farade, M. Ghali, and T. F. Megahed, "Optical spectroscopy techniques for condition assessment and fault diagnosis of power transformer insulation: A critical review on technologies, methods and standards," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2025. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/TDEI.2025.3538816

[59] N. A. Bakar, H. Cui, A. Abu-Siada, and S. Li, "A review of spectroscopy technology applications in transformer condition monitoring," in *2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, 2016. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/CMD.2016.7757895

[60] J. Burdett, "Electronic spectra of polyatomic molecules," in *Spectroscopy: Volume Three*, B. Straughan and S. Walker, Eds. London: Springer, 1976, pp. 120–160.

[61] K. S. Gibson, *Spectrophotometry (200 to 1,000 Millimicrons)*. Washington, D.C.: U.S. Government Printing Office, 1949, no. 484.

[62] V. Sablinskas, "Instrumentation," in *Handbook of Spectroscopy, Volume 1*, G. Gauglitz and D. S. Moore, Eds. Weinheim, Germany: Wiley-VCH, 2003, pp. 39–70.

[63] N. R. N. Millatina, W. Setyaningsih, J. L. P. Calle, M. Palma, and M. Barea-Sepúlveda, "Detection and quantification of cocoa powder adulteration using vis-nir spectroscopy with chemometrics approach," *Food Chemistry*, vol. 449, 2024. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.foodchem.2024.139212

[64] E. M. Paiva, E. Hyttinen, T. Dönsberg, and D. Barth, "Biological contaminants analysis in microalgae culture by uv–vis spectroscopy and machine learning," *Spectrochimica Acta - Part A: Molecular and Biomolecular Spectroscopy*, vol. 330, 2025. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.saa.2024.125690

[65] T. Hu, C. Qi, M. Wu, T. Rennert, Q. Chen, L. Chai, and Z. Lin, "Classification of arsenic contamination in soil across the eu by vis-nir spectroscopy and machine learning," *International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation*, vol. 104, 2024. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.jag.2024.104158

[66] H. W. Guo, C. Y. Yu, H. W. Wang, C.-Y. Lee, and C.-W. Sun, "Visible light absorption spectroscopy for rapid screening of synovial fluid," *Journal of Biomedical Optics*, vol. 29, no. 2, 2024. [Online]. Available: https://doi.org/10.1117/1.JBO.29.2.025001

[67] A. K. Rashed, D.-E. A. Mansour, A. Rezk, and M. Ghali, "Effect of oxidation of aged power transformer insulating oil on uv-vis spectra," in *2022 IEEE 21st International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, 2022. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/ICDL49583.2022.9830922

[68] Y. Hadjadj, I. Fofana, J. Sabau, and E. Briosso, "Assessing insulating oil degradation by means of turbidity and uv/vis spectrophotometry measurements," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 22, no. 5, 2015. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/TDEI.2015.005111

[69] R. Polanský, P. Hahn, P. Kadlec, D. Moravcová, and P. Prosr, "Quantifying the effect of catalysts on the lifetime of transformer oil," *Applied Sciences*, vol. 10, no. 4, 2020. [Online]. Available: https://doi.org/10.3390/app10041309

[70] L. G. Gafiyatullina, O. A. Turanova, V. K. Kozlov, and A. N. Turanova, "Uv spectroscopy of gk transformer oil," *Optics and Spectroscopy*, vol. 109, no. 1, 2010. [Online]. Available: https://doi.org/10.1134/S0030400X10070155

[71] Y. S. Leong, P. J. Ker, M. Z. Jamaludin, S. M. Nomanbhay, A. Ismail, F. Abdullah, H. M. Looe, and C. K. Lo, "Uv-vis spectroscopy: A new approach for assessing the color index of transformer insulating oil," *Sensors*, vol. 18, no. 7, 2018. [Online]. Available: https://doi.org/10.3390/s18072175

[72] N. A. Bakar, A. Abu-Siada, S. Islam, and M. F. El-Naggar, "A novel uv-vis spectroscopy application to measure interfacial tension of transformer oil," in *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2015. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7285771

[73] A. Abu-Siada, S. P. Lai, and S. M. Islam, "A novel fuzzy-logic approach for furan estimation in transformer oil," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 2, 2012. [Online]. Available: https://doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2186986

[74] R. A. Johnson, *Applied multivariate statistical analysis*. Pearson, 2019.

[75] M. J. Zaki, *Data mining and machine learning : fundamental concepts and algorithms*. Cambridge University Press, 2020.

[76] Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers*, Std. IEEE Std C57.100-2011 (Revision of IEEE Std C57.100-1999), 2012.

[77] S. L. T. Araya, "Caracterización de gases disueltos en aceites minerales mediante un sistema multisensorial para un análisis complementario de fallas en transformadores de potencia," Master's thesis, Universidad Técnica Federico Santa María, 2024.

[78] International Electrotechnical Commission, *High-voltage test techniques - Part 1: General definitions and test requirements*, Std. IEC 60 060-1:2010, 2010.

A

A.1. Métodos de identificación de fallas mediante análisis DGA.

Gas clave	**Tipo de falla**	**Proporciones típicas de gases combustibles generados**
Etileno	Térmica en aceite mineral	Predominantemente etileno con proporciones menores de etano, metano e hidrógeno. Trazas de acetileno a temperaturas de falla muy altas.
Monóxido de carbono	Térmica en aceite mineral y celulosa	Predominantemente monóxido de carbono con cantidades mucho menores de gases hidrocarburos, predominantemente etileno con proporciones menores de etano, metano e hidrógeno.
Hidrógeno	Descarga parcial de baja energía	Predominantemente hidrógeno con pequeñas cantidades de metano y trazas de etileno y etano.
Hidrógeno y acetileno	Arco eléctrico de alta energía	Predominantemente hidrógeno y acetileno con trazas menores de metano, etileno y etano. También monóxido de carbono si se trata de celulosa.

Tabla A.1: Método de gases clave. Extraído de [1].

Caso	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	**Diagnóstico de falla sugerida**
0	<0.1	[0.1-1.0]	<1.0	Normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Descarga eléctrica de baja intensidad (descargas parciales)
2	[0.1-3.0]	[0.1-1.0]	>3.0	Descarga eléctrica de alta intensidad (arco eléctrico)
3	<0.1	[0.1-1.0]	[1.0-3.0]	Falla térmica de baja temperatura
4	<0.1	>1.0	[1.0-3.0]	Falla térmica <700°C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Falla térmica >700°C

Tabla A.2: Método de proporciones de Rogers. Extraído de [1].

Diagnóstico de falla sugerida	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$
Descomposición térmica	>1,0	<0,75	<0,3	>0,4
Descarga parcial de baja intensidad	<0,1	No es relevante	<0,3	>0,4
Descarga parcial de alta intensidad (arco eléctrico)	]0,1-1,0[	>0,75	>0,3	<0,4

Tabla A.3: Método de razones de Doernenburg. Extraído de [1].

Caso	**Falla característica**	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD	Descargas parciales	No es relevante	$< 0,1$	$< 0,2$
D1	Descargas de baja energía	$> 1,0$	$[0,1 - 0,5]$	$< 1,0$
D2	Descargas de alta energía	$[0,6 - 2,5]$	$[0,1 - 1,0]$	$> 2,0$
T1	Falla térmica menor a 300 °C	No es relevante	No es relevante	$< 1,0$
T2	Falla térmica entre 300 °C y 700 °C	$< 0,1$	$> 1,0$	$[1,0 - 4,0]$
T3	Falla térmica sobre 700°C	$< 0,2$	$> 1,0$	$> 4,0$

Tabla A.4: Tabla de interpretación de análisis DGA. Extraído de [2].

B

B.1. Especificaciones del equipo *Orion AquaMate 7100 Spectrophotometer*

Magnitud de absorbancia	Exactitud
0,5	± 0,002
1,0	± 0,004
2,0	± 0,008

Tabla B.1: Error instrumental para la medición de absorbancia [3].

Magnitud de absorbancia	Ruido
0,0	$\leq$ 0,0002
1,0	$\leq$ 0,0003
2,0	$\leq$ 0,0004

Tabla B.2: Ruido en la medición de absorbancia [3].