Boletín 117

ACEITE DIELECTRICO PARA TRANSFORMADORES

Boletín técnico N°117
PARTE 1

Ing. Gregor Rojas

Caracas - Venezuela

ACEITE DIELECTRICO PARA TRANSFORMADORES

PARTE 1

Por:

Ing. Gregor Rojas
GERENTE NACIONAL
MERCADEO Y VENTAS
División materiales eléctricos

1. General.

El aceite dieléctrico es un fluido esencial en transformadores de potencia, desempeñando funciones fundamentales como aislamiento eléctrico, refrigeración y supresión de descargas parciales.

Un componente clave para el aislamiento, la disipación térmica y la fiabilidad operativa en sistemas eléctricos de potencia

Su comportamiento está condicionado por una combinación de propiedades fisicoquímicas críticas y su interacción con materiales como papel celulósico, bobinas y componentes metálicos.

En este boletín técnico vamos a detallar la composición, clasificación, propiedades técnicas, mecanismos de degradación, metodologías de análisis y consideraciones de selección para aplicaciones en sistemas de alta y muy alta tensión.

En los transformadores de potencia y distribución, el aceite dieléctrico cumple una función esencial como medio de aislamiento y disipación de calor. Su desempeño influye directamente en la vida útil del transformador, la estabilidad dieléctrica del sistema y la resistencia frente a fallas eléctricas o térmicas.

El aceite no solo actúa como aislante eléctrico entre los componentes internos (bobinados, núcleo, conexiones), sino que además absorbe y transporta el calor generado, garantizando que el transformador opere dentro de los rangos térmicos especificados.

2. ¿Qué es un aceite dieléctrico?

El aceite dieléctrico es un lubricante estable a elevadas temperaturas y con buenas propiedades refrigerantes dada su baja viscosidad. Se elabora con lubricantes hidrogenados que ofrecen una elevada resistencia a la corriente eléctrica y a la oxidación.

Es muy útil para determinados tipos de maquinaria con capacitadores de alto voltaje, así como interruptores de alto voltaje, interruptores automáticos, balastros y transformadores de alta potencia.

Dentro de la línea de aceites lubricantes se encuentran los aceites dieléctricos, que se emplean como fluidos aislantes y refrigerantes en distintos transformadores y equipos industriales.

Los aceites dieléctricos se obtienen a partir de bases nafténicas de bajo punto de fluidez, libres de ceras y sometidas a proceso de refinación de extracción por solventes y de tratamiento con hidrógeno.

El aceite cumple tres funciones básicas de refrigerante, aislante eléctrico y protector de las partes internas del transformador teniendo a la vez una buena estabilidad a la oxidación y una aceptable tendencia a la gasificación.

3. Características.

El aceite dieléctrico cumple funciones técnicamente sinérgicas: proporciona aislamiento eléctrico entre elementos conductores y partes activas, y actúa como medio refrigerante que transfiere calor desde las zonas calientes hacia el sistema de enfriamiento externo. Además, su interacción con materiales higroscópicos como el papel celulósico condiciona el envejecimiento del

sistema completo. En consecuencia, una especificación técnica rigurosa del fluido es fundamental para garantizar la estabilidad funcional de transformadores en redes de alto voltaje.

El desempeño del aceite dieléctrico está estrechamente ligado a los perfiles de carga, condiciones ambientales (humedad relativa, contaminación atmosférica), y diseño térmico del transformador.

Dada su relevancia funcional, cualquier deterioro en sus propiedades representa un riesgo para la continuidad operativa del sistema eléctrico.

Las empresas electrificadoras (Utilities) y los fabricantes deben implementar estrategias de monitoreo y mantenimiento predictivo basadas en análisis fisicoquímicos e indicadores de envejecimiento como el contenido de furfural, gases disueltos, y tensión interfacial.

4. Especificaciones químicas y clasificación de los aceites dieléctricos.

La naturaleza química de los aceites dieléctricos utilizados en transformadores determina en gran medida sus propiedades térmicas, dieléctricas, químicas y ambientales.

Al momento de su elección depende de la aplicación específica, condiciones de operación, normativas ambientales y requisitos de mantenimiento. A continuación, se detallan los principales tipos, con énfasis en su composición molecular, comportamiento fisicoquímico y compatibilidad con sistemas aislantes.

4.1 Aceites Minerales

Los aceites minerales son hidrocarburos obtenidos por destilación fraccionada del crudo de petróleo, seguidos de procesos avanzados de refinamiento como hidrocraqueo, hidrotratamiento catalítico y desaromatización por extracción con solventes. El objetivo es reducir la cantidad de compuestos polares, azufrados, aromáticos pesados y metales traza, obteniendo un fluido eléctricamente estable. En la figura 1 se puede observar un barril de aceite de un fabricante reconocido.

Figura1 Tambor de aceite dieléctrico mineral

4.1.1 Aceites Nafténicos

- ❒ Derivados de crudos con alta proporción de estructuras cíclicas (cicloalcanos).
- ❒ Alta estabilidad frente a la oxidación, especialmente en presencia de inhibidores como fenoles alquilados.
- ❒ Excelente solubilidad de productos polares derivados de la degradación del papel

celulósico (como ácidos orgánicos), evitando su precipitación y formación de lodos.

- ❒ Bajo punto de fluidez (inferior a -40 °C), lo que los hace idóneos para aplicaciones en climas fríos.

- ❒ Compatibilidad sobresaliente con aditivos antioxidantes y buena impregnación de celulosa.

4.1.2 Aceites Parafínicos

- ❒ Compuestos predominantemente por alcanos lineales y ramificados, con una estructura molecular más rígida y cristalina.

- ❒ Poseen mayor estabilidad térmica intrínseca, pero su baja solubilidad de productos de oxidación genera una mayor tendencia a la formación de depósitos y barnices.

- ❒ Presentan un mayor punto de fluidez (usualmente >-15 °C), lo que los limita en aplicaciones de alta latitud o ambientes de baja temperatura.

- ❒ Menor aceptación comercial en transformadores de potencia; aun así, se utilizan en situaciones donde se requiere mayor resistencia a la evaporación o viscosidad elevada.

4.2 Ésteres Naturales y Sintéticos

Los ésteres dieléctricos son una clase de compuestos polares, de estructura química basada en la esterificación de ácidos grasos con alcoholes lineales o polihídricos. Se clasifican en función de su origen y nivel de síntesis química.

4.2.1 Ésteres Naturales (Vegetales)

- ❒ Obtenidos a partir de triglicéridos vegetales refinados (soja, colza, palma), a través de procesos de transesterificación y purificación.

- ❒ Presentan altísima biodegradabilidad (>95% según OCDE 301), baja toxicidad aguda y no están clasificados como sustancias peligrosas según el Sistema Globalmente Armonizado (GHS).

- ❒ Alta constante dieléctrica (εr > 3.2) y excelente capacidad de absorción de humedad, lo que protege la celulosa aislante de la hidrólisis directa.

- ❒ Limitaciones: Sus enlaces éster son susceptibles a la hidrólisis bajo condiciones de humedad elevada y altas temperaturas. Requieren mayor cuidado en control de humedad y filtrado.

4.2.2 Ésteres Sintéticos

Formulados mediante la reacción de ácidos grasos purificados con alcoholes alifáticos de cadena media o polioles, bajo condiciones controladas.

- ❒ Presentan una mayor estabilidad térmica (>140 °C de temperatura operativa continua) que los ésteres naturales, con resistencia superior a la oxidación y sin formación rápida de ácidos libres.

- ❒ Son menos higroscópicos que los naturales y exhiben excelente rigidez dieléctrica (>40 kV/cm) sin necesidad de aditivos mejoradores.

- ❒ Su uso es preferido en transformadores de tracción, ferroviarios o de parque eólico, donde la densidad de potencia térmica es más elevada.

4.3 Fluidos Especiales de Alta Prestación

Estos fluidos no convencionales están reservados para aplicaciones extremas, donde los requerimientos de seguridad, resistencia térmica o inercia química sobrepasan los límites de los aceites tradicionales.

4.3.1 Siliconas

- Compuestos poliméricos derivados de unidades de siloxano (-Si-O-), con grupos metilo o fenilo como sustituyentes.
- Presentan excelente estabilidad térmica (>180 °C), son químicamente inertes y no forman productos de oxidación polares.
- Baja tensión superficial y alta viscosidad a bajas temperaturas, lo que facilita la convección térmica en transformadores sellados.
- Usualmente empleados en transformadores de interior o de uso especial, por su muy baja inflamabilidad (punto de ignición >300 °C).
- Entre sus limitaciones está el alto costo, la poca biodegradabilidad e incompatibilidades con sellos de nitrilo o EPDM.

4.3.2 Perfluorocarbonos (PFCs)

- Compuestos fluorados completamente saturados (CF_3-(CF_2)n-CF_3), químicamente inertes, no tóxicos, no inflamables.
- Altísima estabilidad química, no se oxidan ni degradan térmicamente, incluso a >200 °C.
- Dieléctricamente estables y aptos para sistemas herméticos.
- Usados en sistemas nucleares, satélites, submarinos y electrónica de misión crítica, donde se prioriza inercia total y nula inflamabilidad.
- Limitaciones: Altísimo costo, bajo poder de disipación térmica y potencial de acumulación ambiental.

4.4 Aditivos Comunes en Formulaciones Dieléctricas

Los aceites dieléctricos, especialmente los de base mineral, requieren la adición de compuestos funcionales para mejorar su estabilidad y desempeño operativo. Estos aditivos son seleccionados por su compatibilidad química y térmica, sin comprometer la rigidez dieléctrica del fluido.

4.4.1 Inhibidores de oxidación:

- Butilhidroxitolueno (BHT): fenol monomérico con elevada capacidad de secuestrar radicales libres.
- Alquilfenoles, ditiofosfatos metálicos (Zn, Ca): utilizados en concentraciones típicas de 0.2–0.4% p/p.
- Retardan la formación de ácidos carboxílicos y polímeros insolubles.

4.4.2 Mejoradores de rigidez dieléctrica:

- Aromáticos livianos o compuestos con alta constante dieléctrica que actúan estabilizando el campo eléctrico local.
- Permiten alcanzar tensiones disruptivas superiores a 60 kV sin necesidad de procesos de secado adicionales.

4.4.3 Otros aditivos funcionales:

- Antiespumantes: Siliconas modificadas para evitar la formación de espuma en llenado o circulación forzada.
- *Depresores del punto de fluidez*: Alquilnaftenos o ceras modificadas que previenen la cristalización a baja temperatura.
- Dispersantes de lodos: Mantienen los productos polares en suspensión, reduciendo el riesgo de sedimentación

5. Propiedades Fisicoquímicas Relevantes

El desempeño operativo de los aceites dieléctricos en transformadores eléctricos depende críticamente de una serie de propiedades fisicoquímicas que definen su capacidad aislante,

su eficiencia como medio de transferencia térmica, su estabilidad frente al envejecimiento y su compatibilidad con otros materiales dieléctricos sólidos (papel, prensa, aramida, etc.).

Estas propiedades se evalúan según normativas internacionales estandarizadas, y sus valores deben mantenerse dentro de rangos estrictos durante la vida útil del fluido.

5.1 Propiedades Críticas (Normada y de Control Rutinario)

En la tabla 1 podemos observar un resumen de las propiedades de los aceites dieléctricos y la norma asociada que lo regula.

TABLA 1

Propiedad	Norma	Valor Estándar	Relevancia
Rigidez dieléctrica	IEC 60156	>30 kV	Capacidad aislante en condiciones críticas
Pérdida dieléctrica tanδ	IEC 60247	<0.05%	Indicador de contaminación polar y envejecimiento
Viscosidad a 40ºC	ASTM D445	8-12 mm²/s	Influencia en la circulación térmica
Punto de inflamación	ASTM D92	>140ºC	Seguridad contra fuego
Tensión interfacial	ASTM D971	>22 mN/m	Estado de limpieza molecular
Acidez total	ASTM D974	<0.03 mg KOH/g	Indicador de oxidación
Agua disuelta	IEC 60814	<35 ppm	Riesgo de fallas dieléctricas

5.2 Propiedades Avanzadas (Diseño y Diagnóstico Funcional)

Estas propiedades, aunque no siempre monitoreadas rutinariamente, son esenciales para modelar el comportamiento dieléctrico, térmico y químico del fluido dentro de transformadores de alta potencia o de características especiales (herméticos, encapsulados, ferroviarios, offshore).

5.2.1 Constante Dieléctrica Relativa (εr)

- Rango típico: 2.2 a 3.4, dependiendo del tipo de aceite (menor en minerales, mayor en ésteres).
- Afecta directamente la capacitancia intrínseca de los devanados y entre capas de papel aislante, modificando el campo eléctrico local.
- Valores más altos mejoran el efecto de inmersión dieléctrica, pero incrementan las tensiones localizadas en interfaces sólido/líquido.

5.2.2 Densidad (ρ)

- Típica: 0.85–0.96 g/cm³ a 20°C.
- Influye en la presión hidrostática dentro del tanque, y por lo tanto en el diseño estructural de la cuba.
- Afecta el coeficiente de convección natural (Rayleigh-Reynolds) que define el régimen de transferencia térmica por circulación libre.

5.2.3 Conductividad Eléctrica (σ)

- Orden de magnitud: 10^{-12} a 10^{-10} S/m, en aceites nuevos y secos.
- Aumenta de forma exponencial con la presencia de especies iónicas solubles (Na^+, Ca^{2+}, acidez libre) y agua.
- Un aumento de σ puede generar calentamiento localizado por pérdidas dieléctricas volumétricas y reducción del tiempo de recuperación posterior a un sobrevoltaje.

5.2.4Color y Aspecto Visual (ASTM D1500)

- Escala cromática: 0.5 (claro) a >4.0 (oscuro).

- Cambios de color reflejan oxidación progresiva, formación de barnices y carbonización parcial.
- El oscurecimiento rápido es un predictor temprano de degradación térmica avanzada y pérdida de transparencia para inspección visual.

5.2.5 Índice de Refracción

- Valores típicos: 1.475 – 1.485.
- Sensible a cambios de temperatura y composición molecular.
- Puede correlacionarse con la formación de compuestos de alto peso molecular no volátiles (productos de oxidación secundaria).

Figura 2 Análisis propiedades avanzadas

En la figura 2 se aprecia como se analizan las propiedades de los aceites dieléctricos

5.2.6 Tensión superficial y comportamiento interfacial

- Fundamental para la dispersión de burbujas de gas, formación de espumas y comportamiento de humectación sobre materiales sólidos.
- Directamente ligada a la presencia de contaminantes polares, surfactantes naturales (en ésteres) y residuos metálicos.

Estas propiedades son interdependientes y determinan colectivamente la vida útil y confiabilidad del sistema aislamiento-líquido.

La alteración de uno solo de estos parámetros puede tener efectos exponenciales en la estabilidad dieléctrica y térmica, y su monitoreo integrado es esencial en cualquier programa de mantenimiento predictivo conforme a IEC 60422, IEEE C57.106 y directrices CIGRÉ.

6 Mecanismo de envejecimiento y degradación.

El aceite dieléctrico, como elemento funcional dentro del sistema de aislamiento de un transformador, está expuesto a una serie de mecanismos de degradación que ocurren en paralelo o en sinergia. Estos mecanismos son clasificados en cuatro grandes categorías: térmico, oxidativo, dieléctrico y catalítico.

La progresión de estos procesos puede generar compuestos polares, ácidos, gases, humedad y lodos que reducen significativamente la eficacia del aceite como medio aislante y refrigerante. Es esencial comprender cada mecanismo en profundidad para diseñar estrategias de monitoreo, regeneración y reemplazo adecuadas.

6.1 Oxidación Térmica

La oxidación térmica es uno de los procesos de envejecimiento más relevantes y ocurre cuando el aceite reacciona con el oxígeno disuelto, especialmente a temperaturas superiores a 70 ºC.

El proceso se ve intensificado en presencia de metales como el cobre (Cu) y el hierro (Fe), que actúan como catalizadores de reacciones de autoxidación.

Reacciones principales:

- Oxidación de compuestos hidrocarbonados a peróxidos inestables.
- Transformación de peróxidos a ácidos carboxílicos, aldehídos y cetonas.
- Polimerización secundaria, generando barnices y lodos insolubles que se depositan en superficies calientes.

Efectos:

- Incremento de la acidez total (TAN).
- Disminución de la tensión interfacial.
- Aumento de la viscosidad y disminución de la fluidez.
- Opacidad del aceite y disminución de la rigidez dieléctrica.

Los productos de oxidación, al depositarse sobre las superficies internas del transformador, dificultan la transferencia térmica y favorecen puntos calientes. Estos barnices también pueden interferir con la permeabilidad dieléctrica del sistema de aislamiento.

6.2 Contaminación Hídrica

El agua es uno de los contaminantes más críticos en aceites dieléctricos, especialmente en transformadores que utilizan papel celulósico como aislamiento sólido. La humedad puede ingresar al sistema por permeación atmosférica, condensación interna o descomposición del propio papel.

Mecanismos:

- Hidrólisis de ésteres (en aceites naturales/sintéticos): genera ácidos grasos libres y alcoholes, aumentando la acidez.
- Hidrólisis del papel: acelera la despolimerización de la celulosa, reduciendo su grado de polimerización (DP) y vida útil.
- Absorción-desorción cíclica: entre el papel y el aceite, afectando el equilibrio higroscópico.

Efectos:

- Disminución de la rigidez dieléctrica (<20 kV).
- Aumento del riesgo de formación de burbujas de vapor en zonas calientes.
- Posibilidad de descargas parciales y rompimiento dieléctrico local.

La contaminación hídrica es especialmente crítica cuando el contenido supera el punto de saturación del aceite, lo que favorece la precipitación de agua libre y crea microambientes altamente reactivos.

6.3 Descargas Parciales (PD)

Las descargas parciales son eventos localizados de ionización no disruptiva que ocurren en zonas de alto gradiente de campo, donde la homogeneidad dieléctrica se ve comprometida.

Estas pueden producirse en burbujas de gas, grietas o interfaces papel/aceite mal impregnadas.
Productos gaseosos generados:

- H2: indicador de actividad eléctrica genérica.
- C2H2 (acetileno): asociado a descargas disruptivas o arcos.
- C2H4 (etileno): indica calentamiento de aceite.
- CO, CO2: productos de degradación de la celulosa.

Consecuencias:

- Carbonización del aceite y formación de "trackings".
- Generación de canales de conducción permanente.
- Reducción de la vida útil del aislamiento sólido.

Estas descargas son detectadas típicamente mediante análisis de gases disueltos (DGA) y

pueden anticipar fallas catastróficas si no se mitigan a tiempo.

6.4 Degradación de Aditivos

Los aceites formulados contienen aditivos que mejoran propiedades clave como la resistencia a la oxidación, la estabilidad térmica y la capacidad antiespuma. Con el tiempo, estos aditivos sufren degradación térmica o reaccionan con los subproductos del envejecimiento del aceite.
Tipos de aditivos afectados:

- Inhibidores de oxidación (p. ej., BHT): oxidados por peróxidos o consumidos en reacciones radicalarias.
- Depresores del punto de fluidez: pueden precipitar con contaminantes.
- Aditivos polares: sufren reacciones cruzadas con ácidos o radicales libres.

Efectos:

- Pérdida progresiva de protección frente a oxidación.
- Disminución de la estabilidad térmica global del fluido.
- Aceleración de los mecanismos degradativos subsecuentes.

En la figura 3 se aprecian las curvas con el contenido de hidrogeno en el aceite dieléctrico

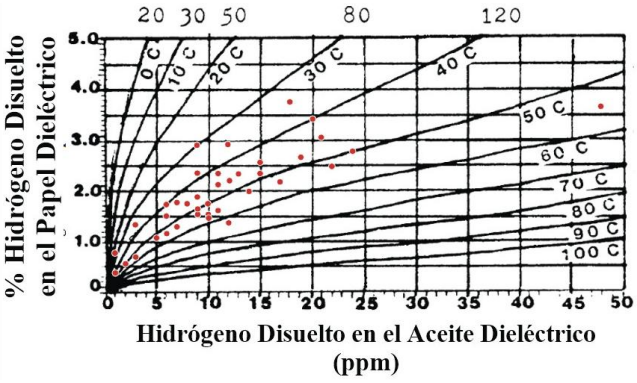

Figura 3 grafica de contenido de hidrogeno

El monitoreo de la concentración de aditivos mediante cromatografía líquida o espectroscopía IR es fundamental para determinar el momento adecuado de reacondicionamiento o reemplazo del aceite.

La complejidad de los mecanismos de degradación del aceite dieléctrico reside en su interdependencia. Por ejemplo, una ligera oxidación puede generar productos que catalizan la hidrólisis o inducen descargas parciales por disminución de la rigidez dieléctrica.

Una estrategia efectiva de mantenimiento debe integrar el monitoreo de gases, humedad, acidez, y la concentración de aditivos para predecir y mitigar fallas antes de que afecten la continuidad operacional del sistema eléctrico.

7. Metodologías de Ensayo y Diagnóstico

El diagnóstico del estado del aceite dieléctrico y, por extensión, del sistema aislante completo de un transformador, se basa en una combinación de ensayos fisicoquímicos, análisis espectroscópicos y técnicas de cromatografía que permiten caracterizar su desempeño, nivel de contaminación, envejecimiento y detección temprana de fallas internas. La implementación de estas metodologías responde a normativas internacionales como IEC, ASTM e IEEE, proporcionando datos cuantitativos de alta confiabilidad para mantenimiento predictivo.

7.1 Ensayos Fisicoquímicos Rutinarios

Los ensayos fisicoquímicos constituyen la primera línea de defensa en la evaluación de aceites aislantes. Permiten identificar la presencia de contaminantes, productos de oxidación, degradación térmica y cambios en las propiedades dieléctricas básicas del fluido.

IEC 60422: Guía para mantenimiento y criterios de descarte

Esta norma guía el establecimiento de programas de monitoreo del aceite en servicio, estableciendo límites críticos de parámetros como acidez, humedad, rigidez dieléctrica y contenido de lodos para aceites minerales.

Distingue criterios según clase de transformador, edad del fluido y tipo de aceite (nuevo, regenerado, en servicio).

ASTM D1816 / D877: Evaluación de rigidez dieléctrica

Ambas normas miden la rigidez dieléctrica o tensión disruptiva del aceite. La D1816 utiliza electrodos esféricos en un medio con agitación, simulando condiciones operativas más realistas, mientras que D877 emplea electrodos planos.

Valores inferiores a 30 kV indican contaminación con agua o partículas polares, y requieren acciones correctivas inmediatas

ASTM D1533 (Método Karl Fischer): Determinación de humedad

Determina el contenido de agua disuelta en el aceite en ppm (partes por millón), mediante titulación culombimétrica o volumétrica. La humedad actúa como catalizador de degradación celulósica y aumenta la probabilidad de descargas parciales. Valores >35 ppm en aceites minerales pueden considerarse críticos.

Otros ensayos fisicoquímicos incluyen:

- ❒ Viscosidad (ASTM D445)
- ❒ Índice de acidez (ASTM D974)
- ❒ Tensión interfacial (ASTM D971)
- ❒ Contenido de inhibidores (ASTM D2668)

7.2 Análisis de Gases Disueltos (DGA)

El análisis cromatográfico de gases disueltos (DGA, por sus siglas en inglés) es una de las herramientas más poderosas para la detección incipiente de fallas internas en transformadores. Permite la identificación cualitativa y cuantitativa de gases generados por descargas parciales, arcos eléctricos, sobrecalentamiento de papel o aceite, entre otros.

IEC 60599: Interpretación estructurada de gases

Proporciona el marco de interpretación de resultados de DGA mediante relaciones de concentración entre gases clave: H_2, CH_4, C_2H_2, C_2H_4, C_2H_6, CO, CO_2. Define rangos operativos, causas probables y tendencias de evolución.

IEEE C57.104: Rangos de alerta por tipo de gas

Establece rangos de alerta por gas individual y total combustible. Clasifica transformadores en cuatro niveles de condición (Normal, Alerta, Preocupante, Crítica), lo que permite planificar mantenimientos o monitoreos adicionales.

En la figura 4 se aprecia el equipo con se realizan estos ensayos a los aceites dieléctricos.

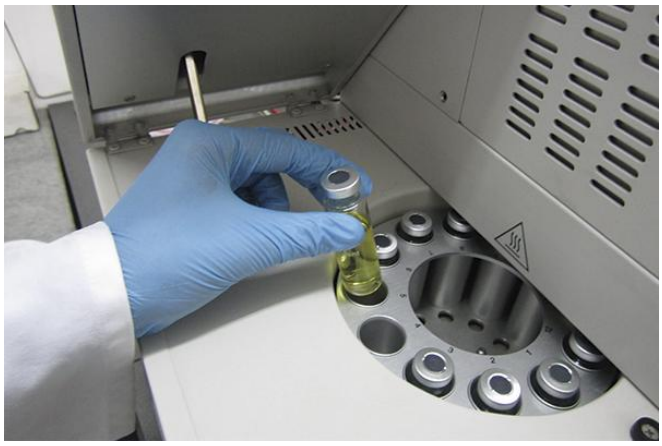

Figura 4 Ensayos a los aceites dieléctricos

Duval Triangle: Clasificación de tipos de fallas

Método gráfico de interpretación que utiliza las proporciones relativas de tres gases claves (C_2H_2, C_2H_4 y CH_4) para diagnosticar el tipo de falla dieléctrica:

T1: sobrecalentamiento leve
T2: sobrecalentamiento severo
D1: descarga parcial
D2: arco eléctrico intenso
DT: defectos combinados

La técnica DGA se realiza mediante cromatografía de gases con detector TCD o FID, y requiere una extracción precisa con vacío, purgado o headspace.

Este tipo de análisis lo desarrollaremos con mayor profundidad en próximos boletines técnicos dado su gran importancia en el análisis de los aceites dieléctricos.

7.3 Análisis de Furfuraldehído (2-FAL)
Este análisis es considerado un indicador directo de envejecimiento del papel celulósico en transformadores. El furfuraldehído es un subproducto de la hidrólisis térmica de las fibras de celulosa.

Normalizado según **IEC 61198**

Norma que regula la metodología para cuantificación de furfuraldehído y derivados en el aceite mediante cromatografía líquida de alta resolución (HPLC). Se recomienda su análisis periódico en transformadores con más de 5 años de operación.

Interpretación

- ❒ <250 ppb: Envejecimiento incipiente
- ❒ 250–1000 ppb: Moderado deterioro de papel
- ❒ 1000 ppb: Riesgo estructural elevado; posible colapso dieléctrico

Este ensayo es de particular relevancia en transformadores de potencia encapsulados en aceite mineral y en unidades donde el acceso físico al papel no es viable.

5.4 Espectroscopía FTIR y UV-Vis

Estas técnicas espectroscópicas permiten el análisis estructural y cualitativo de compuestos oxidados y contaminantes polares presentes en el aceite.

- ❒ Detección de grupos carbonilo y carboxilo
- ❒ Identificación de óxidos y contaminantes

FTIR (Infrarrojo por Transformada de Fourier)
Detecta la presencia de grupos carbonilo (C=O), carboxilo (-COOH), alcoholes y aldehídos, que son típicos de productos de oxidación y degradación térmica del aceite.

La presencia de picos de absorción en las regiones 1700–1800 cm^{-1} confirma la oxidación del aceite, mientras que absorciones en torno a 3200–3500 cm^{-1} indican contaminación por agua o alcoholes.

UV-Visible
Identifica compuestos aromáticos oxidados y radicales libres, mediante absorción en el rango 200–400 nm. Puede ser utilizado para monitorear la formación de lodos y barnices que afectan el intercambio térmico en el transformador.

Estas técnicas son utilizadas en laboratorios avanzados, especialmente en centros de monitoreo de condición (CMMS) y fabricantes de aceite para validación de calidad.

En este boletín técnico hemos visto todo lo referente a los distintos tipos de aceites dieléctricos, sus características y ensayos, en el próximo boletín técnico continuaremos con su almacenamiento, manipulación, control de calidad, su impacto ambiental y biodegradabilidad.