

TRABAJO DE FIN DE GRADO 2014-2015
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



Universidad
Carlos III de Madrid
www.uc3m.es

ce | **is** centro de ensayos,
innovación y servicios

**DETERMINACIÓN DE INDICADORES DE REFERENCIA
DE LAS CONDICIONES FÍSICO-QUÍMICAS DE LOS
ACEITES MINERALES PARA EL DIAGNÓSTICO DEL
ESTADO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN
SERVICIO.**

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Daniel Rodríguez González

Tutor: Domingo Urquiza Cuadros





INDICE

1. INTRODUCCION	6
2. TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	9
2.1 GENERACIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	9
2.2 COMPONENTES DE UN TRANSFORMADOR	10
2.3.1 El núcleo magnético	10
2.3.2 Los arrollamientos	12
2.3.3 La cuba.....	12
2.4 REFRIGERACIÓN Y AISLAMIENTO	14
2.4.1 Transformador en baño de aceite Vs transformador seco	14
2.5 METODOS DE DIAGNOSTICO DE UN TRANSFORMADOR	16
2.5.1 Análisis de gases.....	17
2.5.2 Análisis de compuestos furánicos	17
2.6 MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE UN TRANSFORMADOR	18
3. ACEITES.....	19
3.1 INTRODUCCIÓN	19
3.2 PROPIEDADES DE UN ACEITE	19
3.2.1 Propiedades funcionales	20
3.2.2 Refino y estabilidad	20
3.2.3 Prestaciones	20
3.2.4 Salud, seguridad y propiedades medioambientales	20
3.3 CLASIFICACIÓN DE UN ACEITE MINERAL.....	21
3.4 MANTENIMIENTO DEL ACEITE.....	21
3.4.2 Frecuencia de análisis.....	22
3.4.3 Muestras.....	22
3.5 CARACTERISTICAS.....	24
3.5.1 Aspecto y color	24
3.5.2 Tensión de ruptura eléctrica	24
3.5.3 Contenido en agua	25
3.5.4 Acidez	26
3.5.5 Factor de disipación eléctrica (DDF) y resistividad.....	26



3.5.6 Contenido en inhibidor	26
3.5.7 Tensión interfacial	26
3.5.8 Partículas	27
3.6 RECOMENDACIONES	27
3.7 TRATAMIENTOS	28
3.7.1 Reacondicionamiento	28
3.7.2 Regeneración	29
3.7.2.1 Regeneración por percolación	30
3.7.2.2 Regeneración por contacto	30
4. ESTUDIO ESTADÍSTICO	32
4.1 DESCRIPCIÓN DE LA BASE DE DATOS	32
4.2 PERCENTILES POR GRUPOS	33
4.3 INTERPRETACIÓN DE LOS VALORES DE COLOR	39
4.4 EVOLUCIÓN DE PARAMETROS	40
4.4.1 Evolución de parámetros de color	40
4.4.2 Evolución de parámetros de tensión de ruptura	41
4.4.3 Evolución de parámetros de contenido en agua	42
4.4.4 Evolución de parámetros de la acidez	43
4.4.5 Evolución de parámetros de disipación eléctrica	44
4.4 CORRELACIÓN ENTRE PARAMETROS	46
5. CONCLUSIONES E IMPACTO	50
5.1 IMPACTO ECONÓMICO	50
6. SOLUCIONES Y ALTERNATIVAS	51
6.1 MATENIMIENTO PREDICTIVO CON EL INDICADOR DE COLOR	51
7. REFERENCIAS	53





1. INTRODUCCION

Desde hace más de un siglo se vienen utilizando de forma sistemática aceites minerales aislantes en los equipos eléctricos empleados en la generación, transporte y distribución, por lo que la cantidad de aceite que se usa en todo el mundo asciende a cientos de millones de kilogramos.

El control y mantenimiento de la calidad del aceite es importante para asegurar el correcto funcionamiento de estos equipos. Si se excede de un nivel de deterioro del aceite, inevitablemente se pueden producir sucesos no deseados en el equipo eléctrico lo que puede aumentar el riesgo de un fallo prematuro. Además los aceites minerales son recursos limitados y según la legislación vigente son residuos controlados por lo que un vertido o una mala manipulación pueden tener consecuencias medioambientales.

Para evitar estos fallos la experiencia actual muestra una gran variedad de procedimientos y estándares, sin embargo estos estándares son generales y nos aportan una base generalista que en la mayoría de los casos no es específica para un región, un país,... Por lo que es necesario, para tener un mejor control analizar estos datos y establecer valores de referencia adaptados a la normativa.



Fig 1.1 – Logotipo de la empresa CEIS

Para ello, la empresa CEIS (Centro de ensayos, innovación y servicios), que se trata es una empresa privada, innovadora en su gestión y en sus servicios, que evalúa y facilita información sobre la calidad y la seguridad de los productos y los servicios, sobre las instalaciones y sobre los sistemas de gestión de las empresas, especializados en la áreas:

- Área eléctrica
- Área de materiales plásticos
- Área de materiales metálicos
- Área de la eficiencia energética

Y a través del profesor D. Domingo Urquiza Cuadros me han suministrado una base de datos con más de 28000 muestras de aceites minerales de más de 20000 transformadores de potencia en servicio de España perteneciente a empresas como Iberdrola, Endesa,... Para establecer indicadores que permitan diagnosticar el estado del aceite adaptando la normativa europea UNE 60422. “Esta norma proporciona las directrices para la supervisión y el mantenimiento de la calidad del aceite en equipos eléctricos y se aplica a aceites minerales aislantes, suministrados inicialmente conforme a la Norma IEC 60296 en transformadores, interruptores y otros aparatos donde la toma de muestras es razonablemente practicable y se dan las condiciones normales de operación descritas en las especificaciones del equipo. Otros análisis como de gases disueltos y compuestos furánicos u otros medios quedan fuera de esta norma.”

Este análisis se hará mediante un estudio estadístico de la base de datos centrándose en los aspectos o condiciones físico-químicas del aceite, como por ejemplo, el color, la densidad, el contenido en agua, etc., dividiendo estos valores por edad, potencia y voltaje de los transformadores.



Fig 1.2 – Empresas cuyos transformadores están en la base de datos



La estructura de este proyecto estará dividida en 3 grandes puntos que serán:

- 1) Introducción y definiciones: En este punto se hablará de que es un transformador de potencia, definiendo conceptos básicos, partes del mismo y métodos de diagnóstico. Sucesivamente me centraré en los aceites minerales, analizando características.
- 2) Estudio estadístico: Se realizara el análisis de la base de datos, analizado los datos físico-químicos de los aceites y se relacionarán los datos para finalizar con una conclusión.
- 3) Conclusión: Se sacarán las conclusiones del estudio realizado y se plantearan alternativas para un mejor mantenimiento y una mayor calidad del aceite, además de analizará el impacto económico que puede suponer un mal mantenimiento de un transformador de potencia.

2. TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Generalmente, un transformador de potencia está definido como una máquina estática que por inducción electromagnética transforma una corriente con un valor de voltaje e intensidad en otra de diferentes valores y a la misma frecuencia con la finalidad de transmitir energía eléctrica.

Desde su creación, a finales del siglo XVIII, estas máquinas han sido determinantes en la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica

2.1 GENERACIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

La transmisión de energía está generalmente dividida en dos partes; primero es la transmisión a lo largo de grandes distancias a alto voltaje que está respaldada por los transformadores de potencia. Y una segunda parte que es la distribución de la energía desde las subestaciones hasta diferentes usuarios, esto lo realizan los transformadores de distribución.

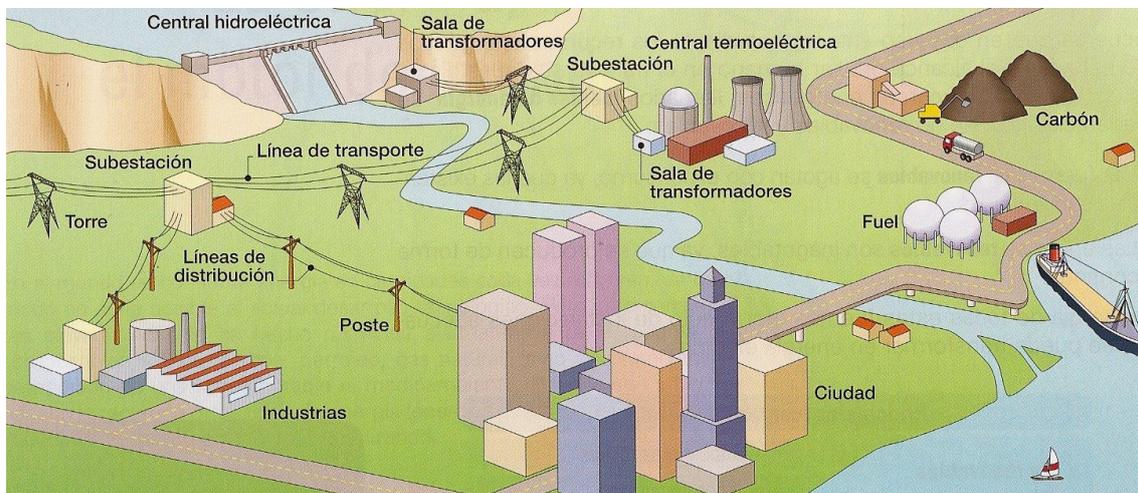


Fig 2.1 – Esquema de la red de transporte de energía eléctrica

Hoy en día para garantizar la continuidad del suministro eléctrico, es necesario disponer de una estación de transformadores de alta fiabilidad. Una carencia en esta fiabilidad puede provocar un impacto económico, social y medio ambiental. Es por ello por lo que las grandes compañías eléctricas tienen severas políticas de mantenimiento.

2.2 COMPONENTES DE UN TRANSFORMADOR

El transformador es una máquina eléctrica que transforma la potencia eléctrica en corriente alterna, alterando los valores de tensión y corriente.

Consta de tres partes fundamentales:

- El núcleo magnético.
- Los arrollamientos.
- La cuba.

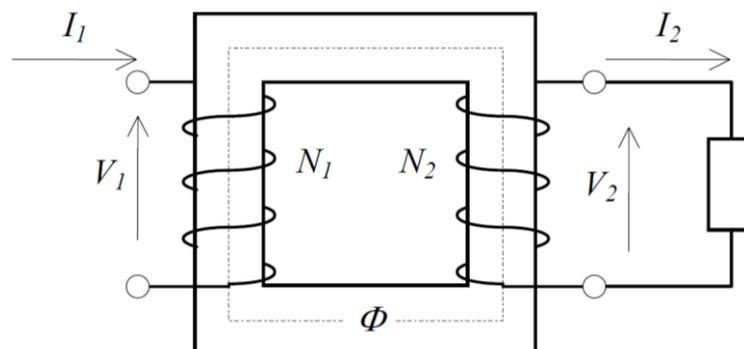


Fig 2.1 – Esquema de funcionamiento de un transformador

Como se ilustra en la Fig. 2.1 los devanados son acoplados magnéticamente a través del núcleo, si se alimenta uno de ellos (primario) con una tensión, en el núcleo se crea un flujo magnético que depende de la tensión de alimentación, de la frecuencia y del número de espiras de las bobinas. Gracias a la acción del núcleo, este flujo se enlaza casi en su totalidad con el segundo devanado (secundario) e induce una f.e.m cuya amplitud depende del número de espiras del secundario y de la frecuencia.

2.3.1 El núcleo magnético

El núcleo magnético viene construido normalmente con materiales magnéticos para conseguir un buen acoplamiento magnético entre los dos circuitos al mismo tiempo, el material utilizado suele ser un acero compuesto principalmente por hierro y silicio, cuya cantidad varía de 0 a 6,5%, además de un bajo contenido de carbono <0,1% dado que a mayor contenido de carbono se aumentan las pérdidas por histéresis.

También el núcleo viene realizado de forma laminada con el fin de reducir las pérdidas por corrientes parásitas o corrientes de Foucault que son producidas por la alternancia del flujo, el espesor de estas láminas puede variar de 0,28 a 0,5 mm. . El espesor más bajo es usado en las máquinas de mayor dimensión.

Dentro del núcleo podemos distinguir entre transformadores monofase y trifase. Se pueden realizar pequeños transformadores monofásico con la composición de “trozos” en forma de C, E, U e I (ver Fig 2.2 A, B, C) y componer un núcleo con la forma deseada. En los transformadores más grandes las láminas tienen forma rectangular (Fig 2.2 D).

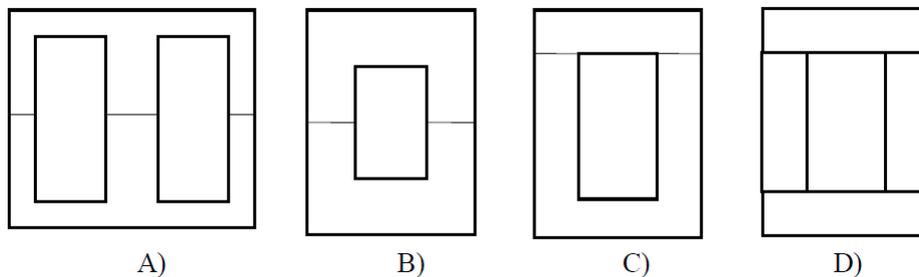


Fig 2.2 – Núcleos comunes en un transformador monofase

En el caso de transformadores trifase, la configuración más común es el núcleo a tres columnas representado en la Fig. 2.3 A , por otro lado en la configuración a cinco columnas (Fig. 2.3 B) solo las columnas centrales están destinadas a la bobinas, las columnas laterales son usadas como vía de reconexión del flujo magnético.

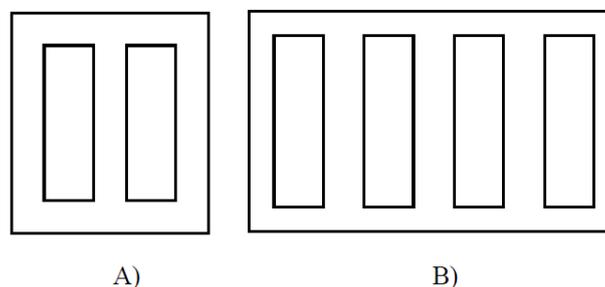


Fig 2.3 – Núcleos comunes en un transformador trifase

2.3.2 Los arrollamientos

Los arrollamientos son los conductores en forma de bobina que forma los devanados que se acoplan al núcleo magnético. La forma de las bobinas en un transformador de potencia es en general rectangular para utilizar todo el espacio disponible pero cabe destacar que la forma y la disposición de las bobinas no es determinante sino el número de espiras.

Existen varios tipos de disposiciones en la que se pueden colocar las bobinas primarias y secundarias pero el principal es:

- Bobinas concéntricas.

Las bobinas se colocan de tal forma que componen dos cilindros concéntricos, separados por una capa aislante y por un canal de refrigeración (Fig 2.4 a). Normalmente el arrollamiento de alta tensión suele estar en el exterior para conseguir una mejor coordinación del aislamiento.

Esta solución se aplica a aquellos casos en los cuales el desarrollo de la columna es vertical. De tal modo la posición vertical facilita la circulación del fluido (aire, gas, aceite) en el canal de refrigeración.

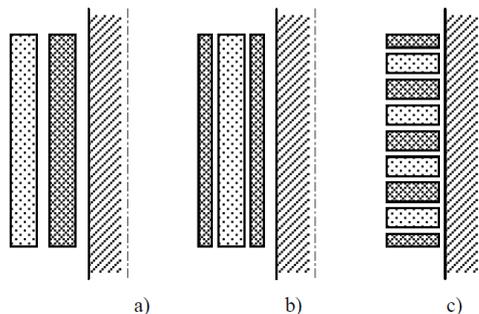


Fig. 2.4 – Disposición de los arrollamientos

- a) Bobinas concéntricas
- b) Bobinas concéntricas intercaladas
- c) Bobinas discoidales intercaladas

2.3.3 La cuba

La cuba es principalmente el depósito del aceite y una protección física para la parte activa, también sirve como estructura de soporte para los accesorios y equipamientos de control.

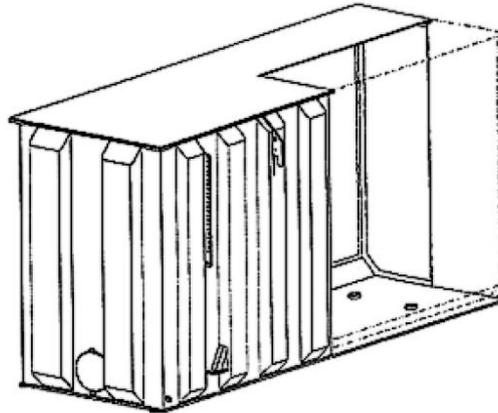


Fig. 2.5 – Cuba de un transformador

El tanque de un transformador tiene que ser diseñado para resistir la presión atmosférica con la mínima deformación, además antes de llenar el tanque con la parte activa del transformador se elimina todo el aire que podría poner en peligro la resistencia dieléctrica del aislante del transformador.

En cuanto a las dimensiones del tanque, se tienen que tener en cuenta varios aspectos. Primero, se tienen que cumplir una dimensiones compatible con el transporte, tanto en carretera como en ferrocarril, por otra parte es importante que en el diseño se guarden las distancias de aislamiento necesarias a la vez que se realiza un diseño simple.

Otro fenómeno a tener en cuenta a la hora de realizar el diseño de un transformador es la coincidencia de las frecuencias de sonido por el núcleo del transformador y la frecuencia de resonancia de alguna parte de la cuba, puede aumentar el sonido emitido al medio ambiente. Este fenómeno en el que el transformador produce un zumbido se denomina “magnetostricción”.

En algunos casos el tanque del transformador contiene otro tanque, llamado tanque conservador (Fig 2.6, que consiste en un recipiente fijo en la parte superior de la cuba cuya finalidad es contener el aceite cuando este se expande por la variación de temperatura.

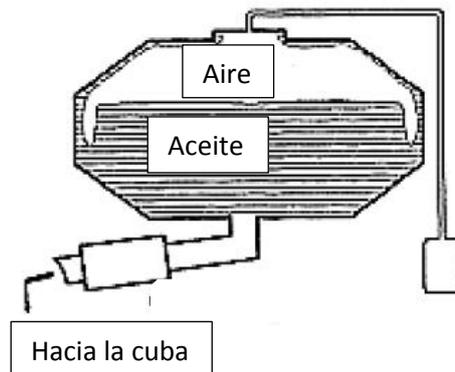


Fig. 2.6 – Tanque conservador

2.4 REFRIGERACIÓN Y AISLAMIENTO

Para transformadores de media y baja potencia es suficiente la refrigeración por aire, sin embargo, cuando tienen una potencia mayor es necesario que tanto el núcleo como los devanados estén sumergidos en un fluido refrigerante. El general pueden ser aceites minerales o aceites de siliconas (se profundizará en el tema 3) porque ofrece mejores características térmicas y eléctricas.

Teniendo en cuenta las posibilidades de refrigeración se pueden clasificar los transformadores es:

- Transformadores en seco, aquellos refrigerados por aire
- Transformadores en baño de aceite, aquellos en que los componentes activos están sumergidos en aceite o un líquido refrigerante y que el refrigerante evacua el calor a través de aletas y radiadores situados en la parte externa de la cuba.

En cuanto a este último, el elemento que más atención requiere es este tipo de transformadores es el aceite, ya que estos tienden a oxidarse y por lo tanto merman las cualidades electrotécnicas del aceite. Esta degradación de las propiedades se produce por la temperatura, la humedad y el contacto con el oxígeno del aire.

2.4.1 Transformador en baño de aceite Vs transformador seco

A continuación, se mostrarán las diferencias entre ambos transformadores

Ventajas	
Transformador en baño de aceite	Transformador en seco
<ul style="list-style-type: none"> - Menor coste un unitario - No emiten ruido - Mejor resistencia a sobre tensiones - Funcionamiento en atmosferas contaminadas - Puede instalarse en cualquier sitio - Disponible para cualquier tipo de potencia 	<ul style="list-style-type: none"> - Menor coste de instalación - Ningún riesgo de incendio - Son respetuosos con el medio ambiente



Fig. 2.7 – Transformador refrigerado por aire

Desventajas	
Transformador en baño de aceite	Transformador en seco
<ul style="list-style-type: none"> - Baja temperatura de inflamación del aceite - Riesgo de incendio - Controles periódicos del aceite - Coste mayor en obra civil 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor coste, del orden del doble - Nivel de ruido - Resistencia a las sobretensiones - En la actualidad solo disponible has 36 kV y hasta 15 MVA



Fig 2.8 – Transformador refrigerado por aceite

De la comparación de ambos transformadores no se puede apreciar que uno sea mejor que el otro, el elegir uno u otro dependerá del uso que se le quiera hacer.

2.5 METODOS DE DIAGNOSTICO DE UN TRANSFORMADOR

Centrándonos en los aceites, en los transformadores hay diversos tipos de diagnósticos para determinar el estado del aceite en su interior. Estos diagnósticos son:

- Análisis físico-químico
- Análisis de gases
- Análisis de compuestos furánicos

En el capítulo 3 “Aceites”, se profundizará sobre el análisis físico-químico.

2.5.1 Análisis de gases

Una de las técnicas para analizar el estado del aceite es el análisis de gases disueltos en el aceite. El aceite aislante en condiciones anormales libera pequeñas cantidades de gases que dependen del tipo de fallo. Por lo tanto con el análisis de gases disueltos se puede distinguir fallos como descargas parciales, sobrecalentamientos o la degradación de materiales internos del transformador.

Una toma constante de muestras dentro de los mantenimientos preventivos de los transformadores puede aportar:

- Una anticipación a posible fallos
- Estado actual de aceite
- Un medio para programar reparaciones

En la mayoría de los casos, los gases analizados en este método de diagnóstico son C_2H_2 , H_2 , CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , CO and CO_2 y están recogidos en el estándar internacional IEC 60599.

2.5.2 Análisis de compuestos furánicos

El análisis de compuestos furánicos del aceite se utiliza habitualmente como alternativa a la medida del grado de polimerización del papel con la finalidad de determinar el grado de envejecimiento.

Desde hace varias décadas se ha demostrado que existe una relación entre el grado de polimerización del papel, exactamente unos de sus derivados el 2-FAL, y el contenido de derivados furánicos en el aceite.

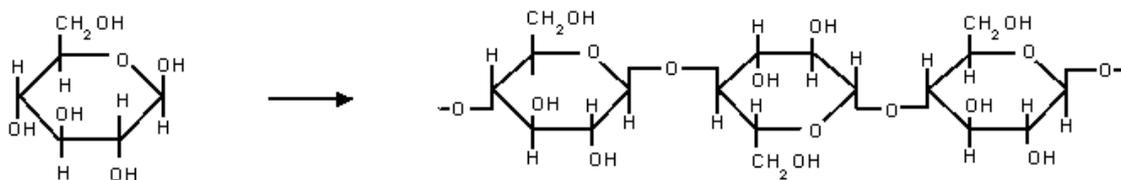


Fig. 2.9 – Estructura de la celulosa, componente principal del papel que contienen los bobinados de los transformadores

El contenido de componentes furánicos depende principalmente de los siguientes factores:

- Temperatura de servicio
- Diseño
- Edad del transformador
- Estado de aceite

2.6 MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE UN TRANSFORMADOR

En el contexto de este proyecto, es evidente que un buen mantenimiento predictivo supone una buena explotación de transformador. A través de estos procedimientos se intenta predecir el estado actual de equipo y determinar futuros fallos a corto plazo.

Estos análisis se pueden clasificar en tres grupos. En el primero, incluiría los ensayos tratados en el punto anterior, que permiten detectar si el aceite está contaminado, evaluar su grado de envejecimiento y determinar sus propiedades dieléctricas. Un segundo grupo donde mediante técnicas cromatográficas, se rastrea los posibles defectos del transformador. Por último, existiría un grupo de ensayo sobre el propio transformador, que permiten reconocer en el sitio los indicios detectados en los grupos anteriores.

Una buena utilización de estos tres grupos permite tomar decisiones adecuadas en relación al uso y al mantenimiento del transformador

3. ACEITES

3.1 INTRODUCCIÓN

El aceite de transformadores o aceite aislante es un aceite mineral altamente refinado que es estable a altas temperaturas y tiene excelentes propiedades aislantes. Se usa generalmente en transformadores pero también en otros útiles como capacitores de alto voltaje. La finalidad del aceite en un transformador es la refrigeración de este y además actuar como aislante eléctrico entre las partes internas que lo componen.

La cantidad de aceite contenido en los transformadores varía dependiendo de la capacidad eléctrica de estos. Un pequeño transformador de distribución de unos 25 kVA contiene unos 60 litros de aceite, por otro lado si nos vamos al otro extremo, un transformador de alta tensión puede contener más de 20000 litros de aceite en su interior.



Fig. 3.1 – Aceite

En este capítulo toda la información procede de la normativa para aceite minerales en servicio para transformadores de potencia

3.2 PROPIEDADES DE UN ACEITE

A la hora de elegir un aceite para un transformador tenemos que tener en cuenta las siguientes propiedades en función de nuestros requisitos.

- Propiedades funcionales
- Refino y estabilidad
- Prestaciones
- Salud, seguridad y propiedades medioambientales

3.2.1 Propiedades funcionales

Son las propiedades del aceite que afectan a sus funciones aislantes y refrigerantes. Estas afectan directamente al aceite y que una vez en el transformador se tiene que tener un control ellas. Las propiedades funcionales son viscosidad, densidad, punto de congelación, contenido en agua, tensión de ruptura dieléctrica y factor de disipación eléctrica.

3.2.2 Refino y estabilidad

Son las propiedades influenciadas por la calidad y el tipo de refino y aditivos. Un refino pobre puede suponer un alto contenido de azufre en el aceite, produciendo corrosión en las partes internas del transformador. Algunos ejemplo son aspecto, tensión interfásica, contenido en azufre y acidez

3.2.3 Prestaciones

Se habla de propiedades relacionadas con las prestaciones cuando están relacionadas con el comportamiento del aceite a largo plazo y su rendimiento antes oscilaciones eléctricas y de temperatura, algunos parámetros que indican el rendimiento son la estabilidad a la oxidación, tendencia a la formación de gases y tendencia a la formación de cargas electroestáticas.

3.2.4 Salud, seguridad y propiedades medioambientales

Propiedades del aceite relacionado con la seguridad durante su manipulación y la protección medio ambiental, por ejemplo, el punto de inflamación, PCA¹⁾ (Contenido en hidrocarburos aromáticos policíclicos).

1) PCA: Polycyclic Aromatics

3.3 CLASIFICACIÓN DE UN ACEITE MINERAL

Para clasificar un aceite nuevo, lo clasificaremos de la siguiente forma, primero por la clase de aceite y luego por el contenido en aditivo antioxidante y por último la temperatura más baja de energización (valor estándar para la temperatura más baja de ionización es -30°C).

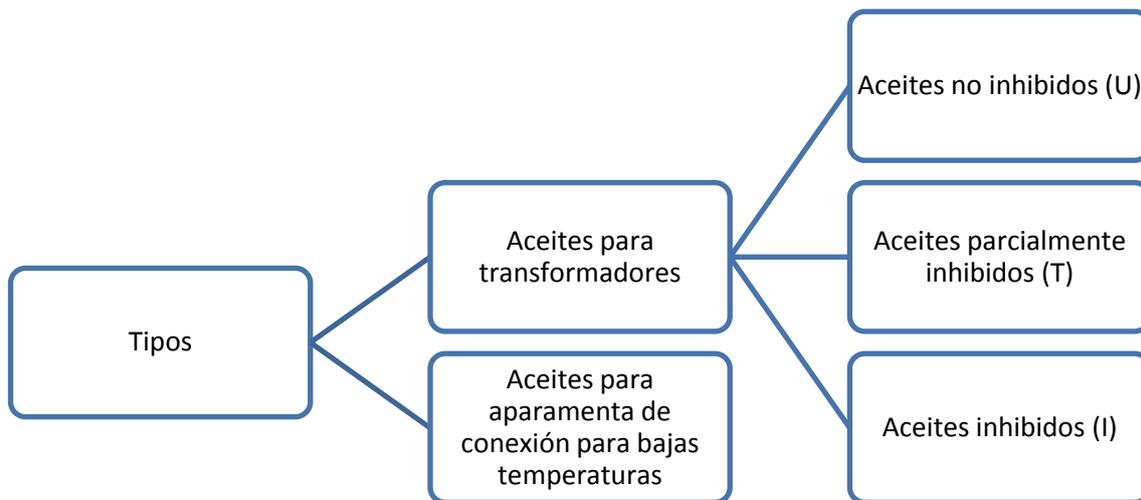


Fig 3.2 – Esquema de tipos de aceite

- Los aceites no inhibidos (U) son aquellos que no contienen aditivos antioxidantes, pero que pueden contener otros aditivos.
- Los aceites parcialmente inhibidos (T) contienen un mínimo de 0,08% de aditivo antioxidante junto con otros aditivos.
- Los aceites inhibidos (I) contienen como mínimo un 0,08% y un máximo del 0,4% junto con otros aditivos como anti-espumantes, mejoradores del proceso de refino,...

Ejemplo de clasificación -> Aceite de transformador T - 30°C

3.4 MANTENIMIENTO DEL ACEITE

Para llevar un correcto mantenimiento del aceite del transformador y por lo tanto un mejor funcionamiento hay que primero asignarle una categoría para saber en condiciones normales de funcionamiento, cada cuanto debería analizar el aceite.

Las categorías de los transformadores son las siguientes:

Categoría	Tipo de equipo
Categoría 0	Transformadores de potencia con tensión nominal de 400 kV o superior.
Categoría A	Transformadores de potencia con tensión nominal superior a 170 kV e inferior a 400kV. También transformadores de potencia donde la continuidad del servicio es vital, por ejemplo, un hospital.
Categoría B	Transformadores de potencia con tensión nominal superior a 72,5 kV hasta 170 kV
Categoría C	Transformadores para aplicaciones de BT/MT, con tensión nominal hasta 72,5 kV

TABLA 3.1 – Tipos de equipos

3.4.2 Frecuencia de análisis

No hay ningún estándar para la frecuencia de los análisis, esta dependerá del tipo, estado, potencia, tensión y sobre todo del estado de los aceites en los análisis previos, pero en general las empresas o propietarios de los transformadores se basan en el ámbito económico.

Sin embargo, los análisis mínimos que se deben realizar en el transformador los podríamos recoger en la tabla que está a continuación:

Propiedad	Categoría del equipo			
	0	A	B	C
Grupo 1 – Ensayos individuales¹⁾	1/2 ²⁾	1/3	1/4	2/6
Grupo 2 – Ensayos complementarios	Depende del tipo de aceite			
Grupo 3 – Ensayos de investigación especiales	Circunstancias especiales			

TABLA 3.2 – Frecuencia de análisis

- 1) Los grupos se definen en los puntos siguientes.
- 2) La frecuencia es en análisis por año.

3.4.3 Muestras

Se pueden realizar numerosos análisis en los aceites minerales aislantes de un equipo eléctrico (tabla), pero únicamente con los apartados del 1 a 9 serían suficientes para determinar el estado actual del aceite y determinar, si fuera necesario, medidas correctivas para garantizar el mejor estado del aceite.

Análisis de aceites minerales aislantes			
Propiedad		Grupo ^{a)}	Metodología
1	Aspecto y color	1	ISO 2049
2	Rigidez dieléctrica	1	IEC 60156
3	Contenido en agua	1	IEC 60814
4	Acidez (número de neutralización)	1	IEC 62021-1
5	Factor de disipación eléctrica (DDF) o resistividad	1	IEC 60247
6	Contenido en inhibidor	1	IEC 60666
7	Sedimentos y lodos	2	ISO 60422
8	Tensión interfacial	2	ASTM D971-99 ^a
9	Partículas	2	IEC 60970
10	Estabilidad a la oxidación	3	IEC 61125
11	Punto de inflamación	3	ISO 2719
12	Compatibilidad	3	IEC 61125
13	Punto de congelación	3	ISO 3016
14	Densidad	3	ISO 3675
15	Viscosidad	3	ISO 3104
16	Policlorobifenilos	3	IEC 61619
17	Azufre corrosivo	3	DIN 51353

TABLA 3.3 – Propiedad de los aceites minerales

a) Los ensayos se dividen en los siguientes grupos:

- Grupo 1 (ensayos individuales) – Son los ensayos mínimos para controlar el aceite y garantizar el uso en servicio.
- Grupo 2 (ensayos complementarios) – Ensayos adicionales que pueden aportar información complementaria sobre la calidad del aceite y ser de ayuda para el análisis de los datos del grupo 1.
- Grupo 3 (ensayos de investigación especiales) – Ensayos que se utilizan generalmente para determinar la idoneidad para un determinado equipo.

3.5 CARACTERÍSTICAS

3.5.1 Aspecto y color

El color del aceite se determina con la luz transmitida y se expresa con un número comparando el color con una serie de colores normalizado según la normativa ISO 2049.

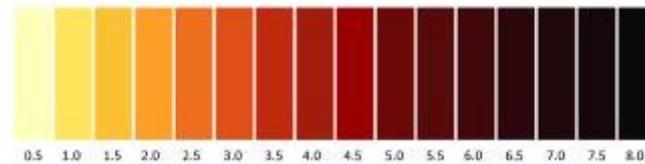


Fig. 3.2 – Escala de colores

El color no es una propiedad crítica pero en ocasiones puede ser útil para un estudio comparativo. Por otro lado, el aspecto del aceite puede mostrar sedimentos que puede indicar la presencia de contaminantes, fibras u otras sustancias y turbidez producida por presencia de agua o lodos. Un cambio en el aspecto o incremento del color rápido pueden indicar degradación o contaminación del aceite.

3.5.2 Tensión de ruptura eléctrica

La tensión de ruptura dieléctrica es una medida para medir la capacidad de aceite para soportar las sollicitaciones eléctricas.

En general, esta medida sirve principalmente para comprobar la posible presencia de contaminantes como agua o partículas. La mezcla de niveles altos de agua disuelta en un aceite con las partículas, tiendes a migrar a zonas de elevadas sollicitaciones eléctricas y causar un rápido descenso de la tensión de ruptura dieléctrica. Sin embargo, un valor elevado de tensión de ruptura eléctrica no indica necesariamente que en el aceite no haya presente ningún contaminante.



Fig. 3.3 – Ensayo de ruptura eléctrica

3.5.3 Contenido en agua

El agua en los aceites puede estar presente en forma disuelta o incluso en forma de partícula, por ejemplo en las fibras de celulosa. Existen dos fuentes principales para el incremento de agua en un transformador que son el ingreso de humedad desde la atmosfera y la degradación de la celulosa y el aceite.

En función de la cantidad de agua en el aceite y la temperatura del sistema de aislamiento influye en:

- La tensión de ruptura del aceite.
- Envejecimiento del aislamiento sólido.
- Tendencia al envejecimiento del líquido.
-

“El contenido en agua en el aceite es directamente proporcional a la concentración relativa de agua (saturación relativa) hasta el nivel de saturación. La dependencia de la solubilidad de agua en aceite (W_s) con la temperatura se expresa mediante”

$$W_s = W_{aceite} e^{(-B/T)}$$

donde T es la temperatura del aceite y W_{aceite} y B son constantes.

3.5.4 Acidez

La acidez (índice de neutralización) de un aceite mide los contaminantes/constituyentes ácidos de aceite, esta se debe a la formación de productos de oxidación ácidos en el aceite.

Un grado alto de acidez puede provocar corrosión de las partes metálicas del transformador y ser la causa de la degradación de los materiales celulósicos, también puede afectar a las propiedades dieléctricas y propiedades del aceite en sí.

Un crecimiento rápido de la acidez del aceite es un buen indicador de que el aceite está envejeciendo más rápido de lo normal. La acidez se usa en general como guía para determinar cuando el aceite debe ser cambiado.

3.5.5 Factor de disipación eléctrica (DDF) y resistividad

El factor de disipación eléctrica mide la capacidad que tiene el aceite para perder energía cuando se le aplica una corriente. Este parámetro es muy sensible a la presencia de contaminantes polares o productos de envejecimiento.

Los límites dependen mucho del tipo de equipo, sin embargo valores altos del factor de disipación dieléctrica, o por el contrario, valores bajos de resistividad, pueden afectar negativamente al factor de potencia y a la resistencia de aislamiento del equipo eléctrico.

3.5.6 Contenido en inhibidor

Se denomina estabilidad a la oxidación a la capacidad del aceite del aceite mineral para resistir a la oxidación. Esta propiedad nos proporciona información acerca de la esperanza de vida en condiciones de servicio en transformadores eléctricos.

También esta propiedad se puede definir como la capacidad que tiene el aceite a la formación de lodos, lodo y otros compuestos que influyen en el DDF.

3.5.7 Tensión interfacial

La tensión interfacial entre el agua y el aceite proporciona un medio para detectar contaminantes. Este indicador cambia rápidamente en las etapas iniciales del envejecimiento del aceite pero se estabiliza cuando el deterioro es moderado, también

un rápido descenso de la ITF puede indicar problemas de compatibilidad entre el aceite y algunos materiales del transformador.

3.5.8 Partículas

La existencia de partícula en el aceite de un transformador de potencia puede tener varios orígenes:

- Mal filtrado del aceite.
- Desgaste y el envejecimiento del aceite.
- Sobrecalentamiento, este puede producir la formación de partículas de carbón

3.6 RECOMENDACIONES

Los límites recomendados que aparecen a continuación son para un aceite que acaba de ser introducido en un equipo según la normativa IEC 60296

Límites recomendados para aceites minerales de nuevo uso			
Propiedad	Tensión máxima del equipo (kV)		
	<72,5	72,5 a 170	>170
Color (ISO 2049)	Máx. 2,0	Máx. 2,0	Máx. 2,0
Tensión de ruptura dieléctrica (kV)	>55	>60	>60
Contenido en agua (mg/kg)	20 ^a	<10	<10
Acidez (mg KOH/g)	Máx. 0,03	Máx. 0,03	Máx. 0,03
Factor de disipación dieléctrica a 90 °C	Máx. 0,015	Máx. 0,015	Máx. 0,010
Resistividad a 90 °C (GΩm)	Mín. 60	Mín. 60	Mín. 60
Tensión interfásica (mN/m)	Mín. 35	Mín. 35	Mín. 35
Partículas	Vease anexo B.1		
^a Para uso en la clase de transformadores de menos de 72,5 kV, el contenido máximo en agua debería acordarse entre suministrados y usuario dependiendo de las circunstancias locales			

TABLA 3.4 – Límites recomendados para un aceite de nuevo uso según la normativa IEC 60296

Por otro lado los aceites usados tienen otros límites y depende de la categoría del transformador, los límites se citarán en capítulo 4 “Estudio estadístico”

Para concluir, en general todos los ensayos que se realizan a un aceite mineral están relacionados de una forma u otra. En el siguiente capítulo se analizarán todos los métodos de análisis pertenecientes al grupo 1 (excepto el contenido en inhibidor) y se buscarán indicadores de referencia para determinar o predecir el estado del aceite mineral de un transformador de potencia en servicio.

3.7 TRATAMIENTOS

Para tener una buena calidad de aceite en el transformador, en cuanto se ve un parámetro anómalo en las muestras, es necesario tratar el aceite para alargar su vida.

Dependiendo de la propiedad que se quiera mejorar del aceite se pueden realizar varios tipos de tratamientos

3.7.1 Reacondicionamiento

El reacondicionamiento reduce la contaminación física mediante procesos físicos (filtrado, secado,...)

En general, el reacondicionamiento se utiliza para reducir el contenido de agua y partículas del aceite, los medios utilizados son:

- Filtros: se hace pasar el aceite a alta presión a través de un medio filtrante o papel, se utiliza para la eliminación de partículas en el aceite.
- Centrifugas: Al igual que los filtros se utilizan para la limpieza del aceite, para una mejor limpieza se debe utilizar una combinación entre filtrado y centrifugado.
- Deshidratadores bajo vacío: El deshidratado de vacío es un método efectivo para la reducción del contenido de gas y agua en el aceite.

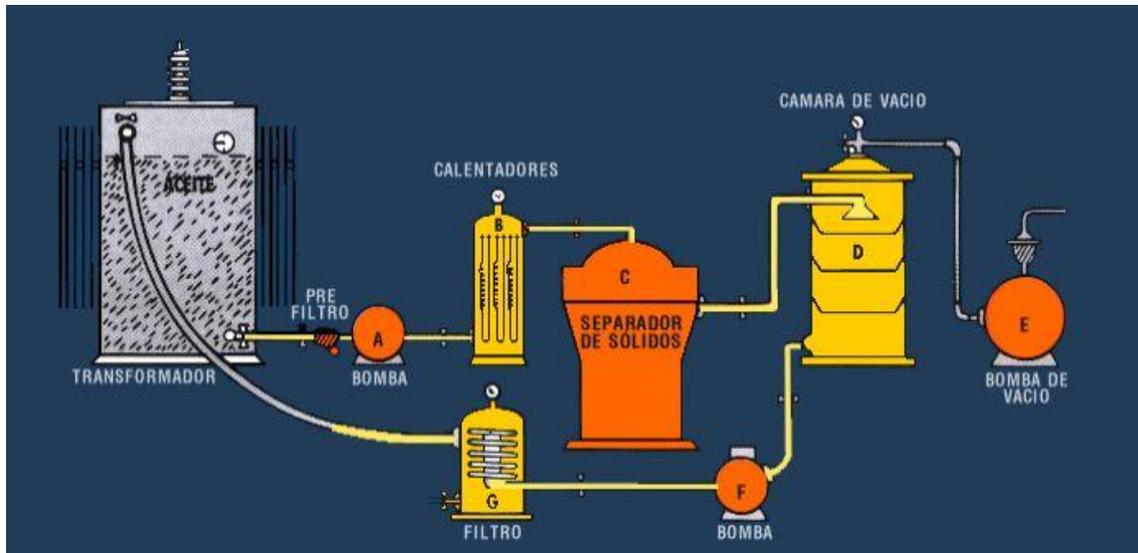


Fig. 3.4 – Proceso de filtrado

3.7.2 Regeneración

En este proceso se elimina o reduce el contenido de contaminantes polares solubles e insolubles mediante procesos físico y químicos. Estos procesos pueden devolver al aceite a los valores que originalmente, según la norma IEC 60296 (Tabla 3.4). Por otro lado estos procesos reducen la calidad del aceite reduciendo la resistencia a la oxidación.

Existen dos tipos de regeneración: percolación y contacto



Fig 3.5 – Máquina de regeneración

3.7.2.1 Regeneración por percolación

Este proceso consta de tres pasos:

- 1) El aceite extraído se calienta y se hace circular a través de un filtro
- 2) A continuación se circula a través de una tierra absorbente (permite que los componentes no polares del aceite pasen y retiene los polares)
- 3) El aceite circula a través de un dispositivo de reacondicionamiento

3.7.2.2 Regeneración por contacto

Este es un proceso lento, por lo que no se usa mucho en aplicaciones industriales. Consiste en agitar los aceites en presencia de tierras absorbentes. En la actualidad, este proceso se realiza para ver la viabilidad de regeneración de un aceite por medio de una regeneración por percolación.

Valores de acuerdo a la experiencia luego de implementarse la regeneración				
Propiedad	Unidad	Antes de regeneración	Después de la regeneración	Después de 3 años
Color (en escala dada en ISO 2049)		4,5	1,0	1,0 –1,5
Acidez	mg KOH/g Aceite	0,24	<0,01	0,02
Disipación dielectrica a 90 °C y 40 Hz a 60 Hz		0,090	<0,005	0,008
Tensión interfacial	mN/m	19,5	≥ 45	>40
Rigidez dieléctrica	kV/2,5 mm	60,5	≥ 75	68
Contenido de agua	mg/kg Aceite	19	< 10	

Fig 3.6 – Ejemplo de datos después de la regeneración de un aceite con la máquina SITRAM de Siemens

4. ESTUDIO ESTADÍSTICO

Para la realización de este estudio se utilizara el método de los percentiles. El percentil es una medida usada en estadística que indica el valor por debajo que da un porcentaje dentro de un grupo de datos.

Este es un método sencillo y muy útil para realizar estudios estadísticos con gran cantidad de datos, cuya fórmula es:

$$n = \frac{P}{100}(N - 1) + 1$$

donde P es el porcentaje y N el número de datos, con esta fórmula hallaríamos en rango n, pero para averiguar el valor del percentil usamos la siguiente formula:

$$v_k + d(v_{k+1} - v_k) \quad n = k + d$$

donde k es el número entero redondeado a la baja y v_k el valor del dato en la posición k

4.1 DESCRIPCIÓN DE LA BASE DE DATOS

La base de datos utilizada para el estudio contiene 34162 registros, con resultados de análisis físico-químicos realizados en los últimos 40 años a transformadores a más 28000 de transformadores de diferentes voltajes y potencia de diferentes empresas españolas. De todos estos registros algunos no han podido ser analizados debido a la falta de información por lo que estos transformadores se han excluido de análisis.

Por otra parte, es probable que una gran cantidad de muestras de transformador con averías o fallos internos, por lo que estos valores de referencia no se aplican a esos transformadores.

	Rangos	Nº de muestras	Porcentaje
Voltaje	Desconocido	585	1,71 %
	<72.5 kV	19621	57,44 %
	72.5 – 170 kV	4147	12,14 %
	170 – 400 kV	7620	22,31 %
	>400 kV	2189	6,41 %
Años de servicio	Desconocido	7004	20,51 %
	<5 años	591	1,73 %
	5 - 20 años	8428	24,67 %
	20 – 30 años	5152	15,08 %
	>30 años	12982	38,01 %
Potencia	<5 MVA	10564	30,26 %
	5 – 40 MVA	11211	32,12 %
	40 – 100 MVA	5713	16,37 %
	>100 MVA	7420	21,26 %

TABLA 4.1 – Descripción de la base de datos

4.2 PERCENTILES POR GRUPOS

Para realizar un mejor análisis la base de datos se dividirá en diferentes grupos y se calcularán los percentiles, para determinar la influencia de los transformadores en los valores de los indicadores físico-químicos.

Esta división se realiza en 4 grupos de edad: Transformadores de menos de 5 años, entre 5 y 20 años, entre 20 y 30 y en más de 30 años. Por otro lado, en función del voltaje, se dividirán en: menos de 72,5 kV, entre 72,5 y 170 kV, entre 170 y 400 kV y más de 400 kV. Por último, en función de la potencia del transformador: menos de 5 MVA, entre 5 y 40 MVA, entre 40 y 100 MVA y más de 100 MVA. El número de transformadores de cada grupo está en la tabla 4.1.

Los percentiles obtenidos para cada grupo en las tablas posteriores.

COLOR			
Voltaje	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
72.5 kV	4	5	5.5
72.5 – 170 kV	4	4,5	5,5
170 – 400 kV	5	5,5	6
>400 kV	3,5	4	5

TABLA 4.3 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función del voltaje del transformador

COLOR			
Potencia	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<5 MVA	4	5	5,5
5 – 40 MVA	4	5	5,5
40 – 100 MVA	3,5	5	5,5
>100 MVA	5	5,5	6

TABLA 4.4 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función de la potencia del transformador

COLOR			
Edad	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<5 años	0,5	1	3
5 - 20 años	1,5	2	3
20 – 30 años	3,5	4	5
>30 años	5	5,5	6

TABLA 4.5 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función de la edad del transformador

TENSIÓN DE RUPTURA			
Voltaje	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<72.5 kV	32	27	22
72.5 – 170 kV	42	33	26
170 – 400 kV	53	34	26
>400 kV	43	36	31

TABLA 4.6 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función del voltaje del transformador

TENSIÓN DE RUPTURA			
Potencia	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<5 MVA	33	23	28
5 – 40 MVA	33	27	22
40 – 100 MVA	39	32	23
>100 MVA	42	35	26

TABLA 4.7 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función de la potencia del transformador

TENSIÓN DE RUPTURA			
Edad	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<5 años	53	45	38
5 - 20 años	39	33	26
20 – 30 años	34	29	23
>30 años	31	25	20

TABLA 4.8 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función de la edad del transformador

CONTENIDO EN AGUA			
Voltaje	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<72.5 kV	35	42	53
72.5 – 170 kV	25	30	40
170 – 400 kV	25	30	36
>400 kV	21	25	39

TABLA 4.9 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función del voltaje del transformador

CONTENIDO EN AGUA			
Potencia	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<5 MVA	36	43	54
5 – 40 MVA	32	39	52
40 – 100 MVA	25	30	41
>100 MVA	24	30	37

TABLA 4.10 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función de la potencia del transformador

CONTENIDO EN AGUA			
Edad	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<5 años	19	22,1	27
5 - 20 años	24	28,5	35,1
20 – 30 años	31	36	45
>30 años	36	44	56

TABLA 4.11 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función de la edad del transformador

ACIDEZ			
Voltaje	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<72.5 kV	0,2	0,28	0,51
72.5 – 170 kV	0,12	0,18	0,28
170 – 400 kV	0,08	0,1	0,17
>400 kV	0,09	0,12	0,20

TABLA 4.12 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función del voltaje del transformador

ACIDEZ			
Potencia	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<5 MVA	0,22	0,32	0,54
5 – 40 MVA	0,19	0,27	0,47
40 – 100 MVA	0,10	0,14	0,19
>100 MVA	0,08	0,10	0,14

TABLA 4.12 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función de la potencia del transformador

ACIDEZ			
Edad	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<5 años	0,04	0,05	0,09
5 - 20 años	0,07	0,11	0,16
20 – 30 años	0,15	0,22	0,36
>30 años	0,19	0,25	0,32

TABLA 4.13 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función de la edad del transformador

FACTOR DE DISIPACIÓN ELÉCTRICA			
Voltaje	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<72.5 kV	0,10	0,17	0,34
72.5 – 170 kV	0,05	0,08	0,15
170 – 400 kV	0,07	0,10	0,15
>400 kV	0,03	0,05	0,11

TABLA 4.14 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función del voltaje del transformador

FACTOR DE DISIPACIÓN ELÉCTRICA			
Potencia	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<5 MVA	0,10	0,18	0,36
5 – 40 MVA	0,10	0,17	0,33
40 – 100 MVA	0,06	0,10	0,16
>100 MVA	0,06	0,10	0,16

TABLA 4.15 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función de la potencia del transformador

FACTOR DE DISIPACIÓN ELÉCTRICA			
Edad	Percentil 90	Percentil 95	Percentil 98
<5 años	0,01	0,02	0,08
5 - 20 años	0,02	0,04	0,07
20 – 30 años	0,05	0,09	0,16
>30 años	0,13	0,21	0,39

TABLA 4.16 – Percentiles 90,95 y 98 de los valores de color en función de la edad del transformador

En la siguiente tabla se comparan los resultados obtenidos con los valores recomendaciones en la normativa, distinguiendo por categoría Tabla 3.1 del transformador.

Valores de referencia por voltaje (Percentil 90)							
Ensayo	Cat. C	<72.5 kV	Cat B	72.5 – 170 kV	Cat 0,A	170 – 400 kV	>400 kV
Color y aspecto	?	4	?	4	?	5	3,5
Tensión de ruptura	30 – 40	32	40 – 50	42	50 – 60	53	43
Contenido en agua	10 – 25	35	5 - 15	25	5 -10	25	21
Acidez	0,15 – 0,3	0,2	0,1 – 0,2	0,12	0,1 – 0,15	0,08	0,09
Factor de disipación eléctrica	0,1 – 0,5	0,1	0,1 – 0,5	0,05	0,1 – 0,2	0,07	0,03

TABLA 4.17 – Resumen de valores de voltaje

En general, los datos correspondientes al percentil 90 están dentro de rango salvo una excepción, el contenido en agua, que aumenta el valor, esto se puede deber a la zona y al clima donde esté situado el transformador, que es una de las razones por la que se ha hecho este estudio dado que la normativa es generalista. Estos datos se podrán usar como referencia para analizar futuras muestra de transformadores en España.

Valores de referencia por potencia (Percentil 90)					
Ensayo	IEC 60422	<5 MVA	5 – 40 MVA	40 – 100 MVA	>100 MVA
Color y aspecto	?	4	4	3,5	5
Tensión de ruptura	30 – 60	33	33	39	42
Contenido en agua	5 – 25	36	32	25	24
Acidez	0,1 – 0,3	0,22	0,19	0,1	0,08
Factor de disipación eléctrica	0,1 – 0,5	0,1	0,1	0,6	0,6

TABLA 4.18 – Resumen de valores de potencia

Valores de referencia por años de servicio (Percentil 90)					
Ensayo	IEC 60422	<5 años	5 - 20 años	20 – 30 años	>30 años
Color y aspecto	?	0,5	1,5	3,5	5
Tensión de ruptura	30 – 60	53	39	34	31
Contenido en agua	5 – 25	19	24	31	36
Acidez	0,1 – 0,3	0,04	0,07	0,15	0,19
Factor de disipación eléctrica	0,1 – 0,5	0,01	0,02	0,05	0,13

TABLA 4.19 – Resumen de valores por años de servicio

En las tablas 4.18 4.19 se hace un pequeño resumen de los datos para mejorar el análisis en función de la potencia y los años de servicio de los transformadores.

4.3 INTERPRETACIÓN DE LOS VALORES DE COLOR

Por la norma IEC 60422 no tenemos valores para interpretar el estado del aceite en función del color, únicamente por el estado que puede ser limpio, turbio o sucio. La finalidad de este punto es buscar una serie de valores para realizar mejor el análisis de una muestra de aceite.

Siguiendo el mismo formato que la norma, los valores quedarán de la siguiente forma:

Categoría	Bueno	Regular	Malo
Categoría C	4	5	5.5
Categoría B	4	4,5	5,5
Categoría A	5	5,5	6
Categoría 0	3,5	4	5

TABLA 4.20 – Interpretación de valores de color

Con esos valores se podrías tomar decisiones del estado de aceite una vez hecho en ensayo para determinar el número de color de una muestra.

4.4 EVOLUCIÓN DE PARAMETROS

En este apartado se analizará la evolución de todos los parámetros analizados para establecer valores de crecimiento bueno, regular y malo partiendo de los valores de percentiles hallados, siendo bueno (percentil 90), regular (percentil 95) y por último malo (percentil 98)

Se utilizarán únicamente los valores del grupo de edad de 0 a 5, esto se debe a que es un periodo corto de tiempo y en la mayor parte de los aceites no se ha realizado todavía ningún tratamiento para mejorar las características. En aceites de más de 5 años es probable que se hayan realizado varios tratamientos de regeneración por lo que falsearían los datos.

La finalidad de este estudio es buscar valores de referencia que nos ayuden a predecir el comportamiento del aceite entre muestras, es decir, si un parámetro está aumentando un 15% anualmente cuando lo óptimo es un 4%, es que algo está ocurriendo y se debería analizar más en detalle esa muestra.

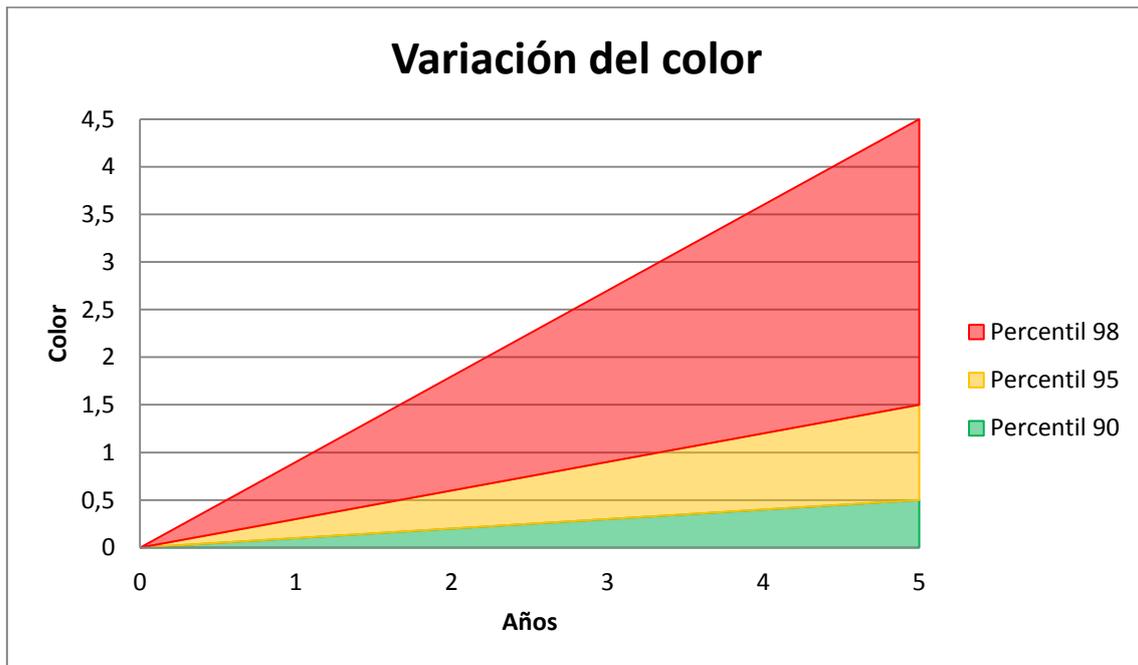
4.4.1 Evolución de parámetros de color

Con los datos de color analizados en el apartado 4.2 en los grupos de edad se podría sacar las siguientes conclusiones:

- Para un percentil 90 el crecimiento correcto sería un 0,1 anual
- Para un percentil 95 el crecimiento regular sería 0,2 anual

- Para un percentil 98 el crecimiento malo sería en torno a 0,6 anual

Con estos datos se podría obtener la siguiente gráfica, en la que el origen supondría el valor inicial de aceite:



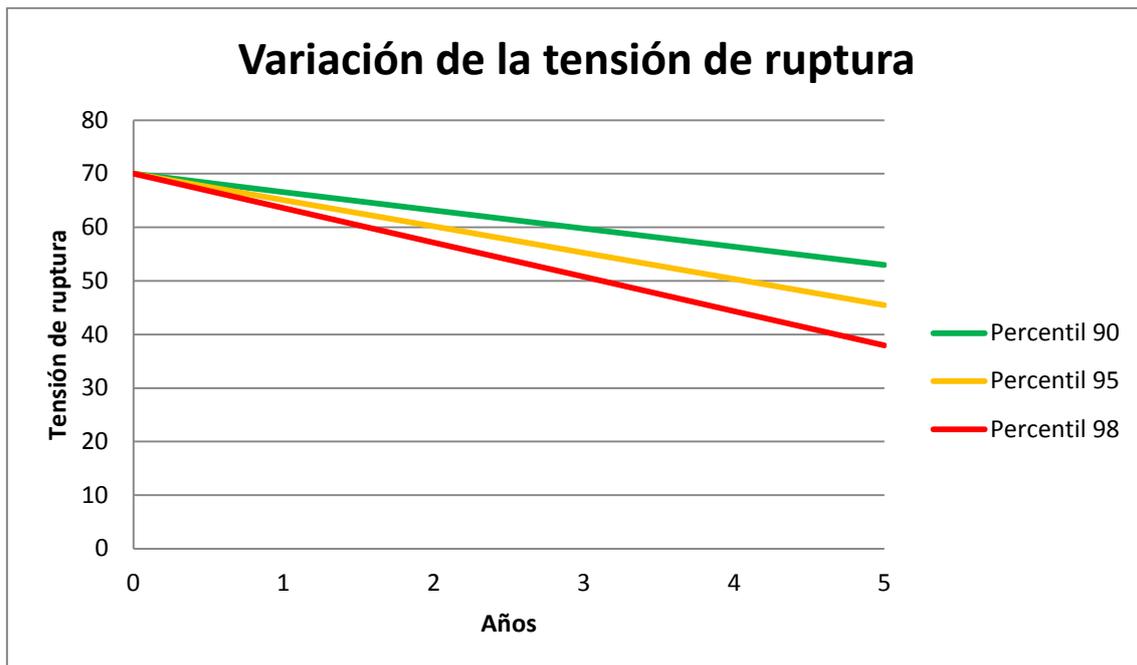
Gráfica 4.1 – Variación de valores de color

4.4.2 Evolución de parámetros de tensión de ruptura

Con los datos de tensión de ruptura analizados en el apartado 4.2 en los grupos de edad se podría sacar las siguientes conclusiones:

- Para un percentil 90 el descenso correcto sería un 3.4 anual
- Para un percentil 95 el descenso regular sería 4.91 anual
- Para un percentil 98 el descenso malo sería en torno a 6.41 anual

La grafica resultante sería:



Grafica 4.2 – Variación de valores de tensión de ruptura

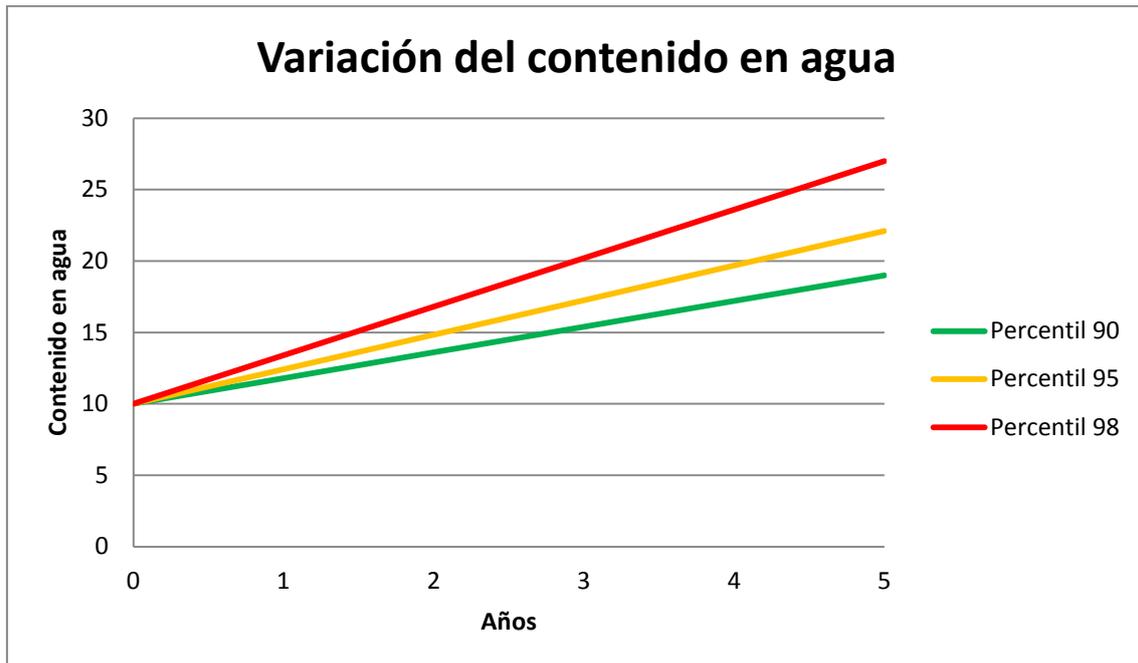
En este caso se toma como origen 70 kV que es un valor recomendado para un aceite nuevo

4.4.3 Evolución de parámetros de contenido en agua

Por otro lado, con los datos de contenido de agua en los grupos de edad las conclusiones son

- Para un percentil 90 el crecimiento correcto sería un 1.8 anual
- Para un percentil 95 el crecimiento regular sería 2.42 anual
- Para un percentil 98 el crecimiento malo sería en torno a 3.4 anual

La grafica para comprobar el crecimiento con origen en 10 mg/kg podría ser la siguiente:



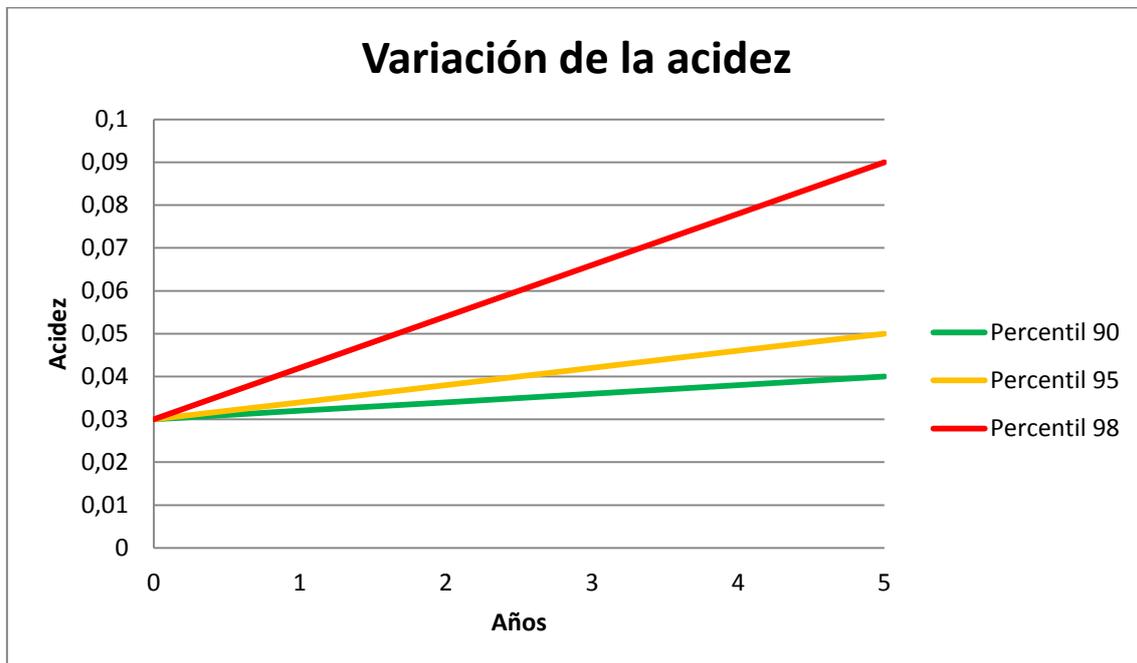
Grafica 4.3 – Variación de valores de contenido en agua

4.4.4 Evolución de parámetros de la acidez

Por otro lado, con los datos de contenido de agua en los grupos de edad las conclusiones son

- Para un percentil 90 el crecimiento correcto sería un 0.002 anual
- Para un percentil 95 el crecimiento regular sería 0.004 anual
- Para un percentil 98 el crecimiento malo sería en torno a 0.012 anual

La grafica quedaría así:



Grafica 4.4 – Variación de valores de acidez

El origen es 0.03 mg KOH/g dado que es el valor recomendado para un aceite de nuevo uso

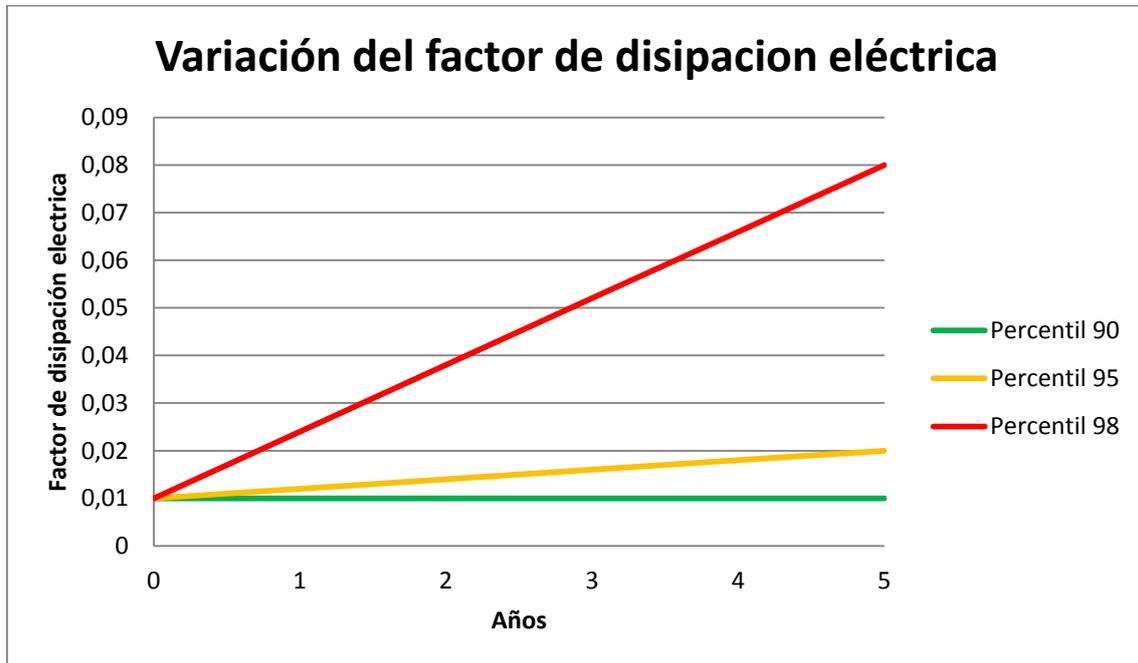
4.4.5 Evolución de parámetros de disipación eléctrica

Por último, con los datos de disipación eléctrica en los grupos de edad las conclusiones son:

- Para un percentil 90 el crecimiento correcto sería un 0 anual
- Para un percentil 95 el crecimiento regular sería 0.002 anual
- Para un percentil 98 el crecimiento malo sería en torno a 0.014 anual

En este caso en los datos obtenidos del percentil 90 no aparece ningún valor de crecimiento, esto no quiere decir que el valor sea cero, sino que depende del valor inicial del aceite y que es casi despreciable el crecimiento.

La gráfica de crecimiento con el origen en 0.01 de factor de disipación eléctrica a 90 °C y 60 Hz quedaría:



Grafica 4.5 – Variación de valores de disipación dieléctrica

Un ejemplo en nuestra base de datos sería este transformador de la empresa ferroatlantica S.A, en la que los datos de las muestras han sido:

Fecha de muestreo	Tensión de ruptura	Tipo de muestra
10/09/2014 00:00:00	39	Revisión periodica
10/23/2013 00:00:00	58	Revisión periodica

Se observa que en la muestra más reciente ha habido un descenso considerable en la tensión de ruptura de 9 puntos, mientras que un descenso correcto habría sido de 4 puntos, por lo que el cliente debería saber que hay algo alterando el estado de su transformador

4.4 CORRELACIÓN ENTRE PARAMETROS

En este apartado se analizarán la relación entre los distintos parámetros analizados usando las correlaciones con los datos de la base de datos de muestras.

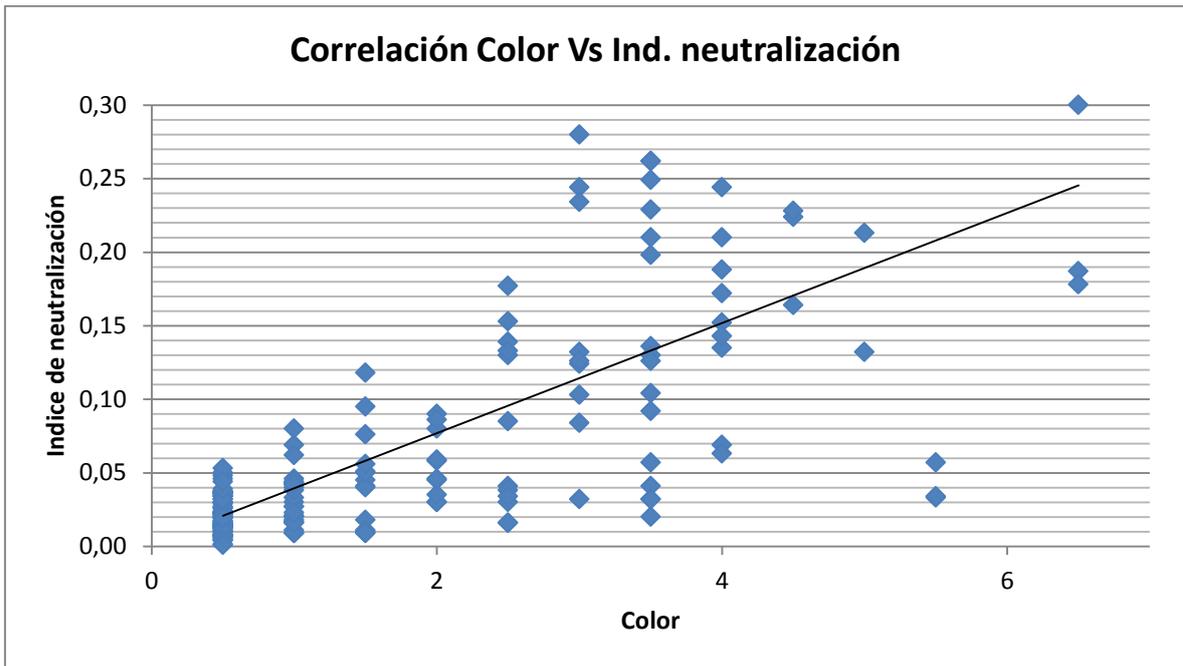
Los datos obtenidos son los siguientes:

	Color	Densidad	Acidez	Contenido en agua	Tensión interfásica	Factor de disipación eléctrica	Tensión de ruptura
Color	1,00						
Densidad	0,44	1,00					
Acidez	0,52	0,36	1,00				
Contenido en agua	0,28	-0,09	0,28	1,00			
Tensión interfásica	-0,66	-0,13	-0,42	-0,30	1,00		
Factor de disipación eléctrica	0,40	0,23	0,30	0,23	-0,29	1,00	
Tensión de ruptura	-0,14	-0,14	-0,09	-0,47	0,28	-0,06	1,00

TABLA 4.19 – Tabla de correlaciones

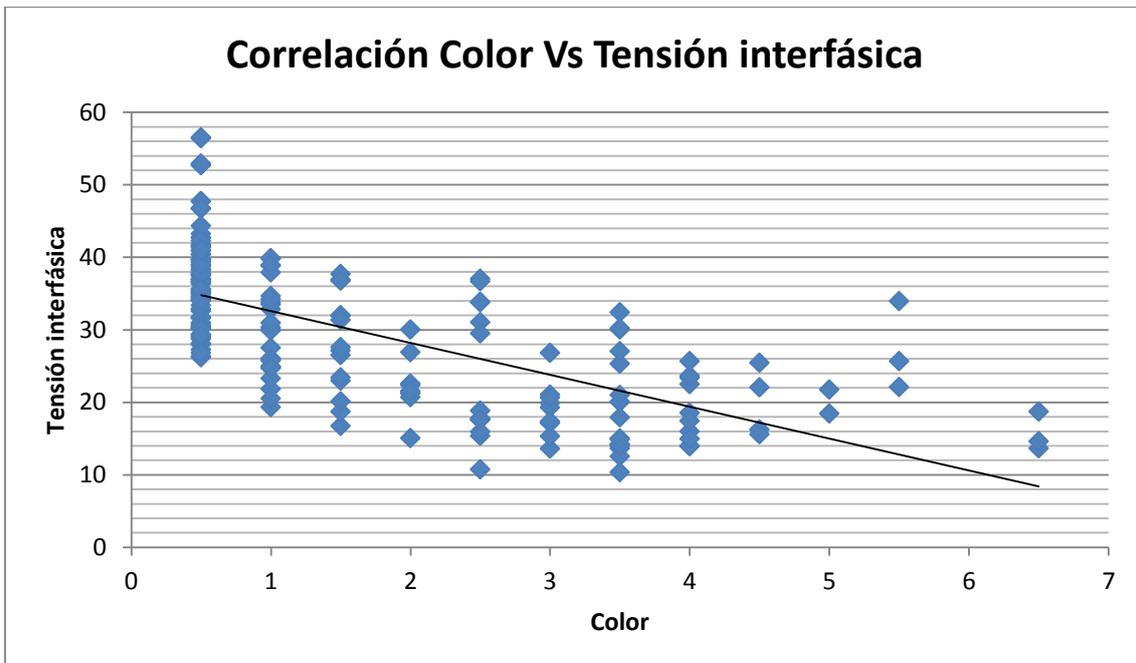
Se puede destacar que el color está relacionado sorprendentemente con muchos parámetros, destacando sobre todo la acidez y la tensión interfásica.

La relación con el color y la acidez es directa como se aprecia en la gráfica, al aumentar el grado de acidez, aumenta el número de color, lo que quiere decir que las partículas o los componentes que aumenta el índice de neutralización tienen influencia en el color.



Gráfica 4.6 – Correlación Color Vs Acidez

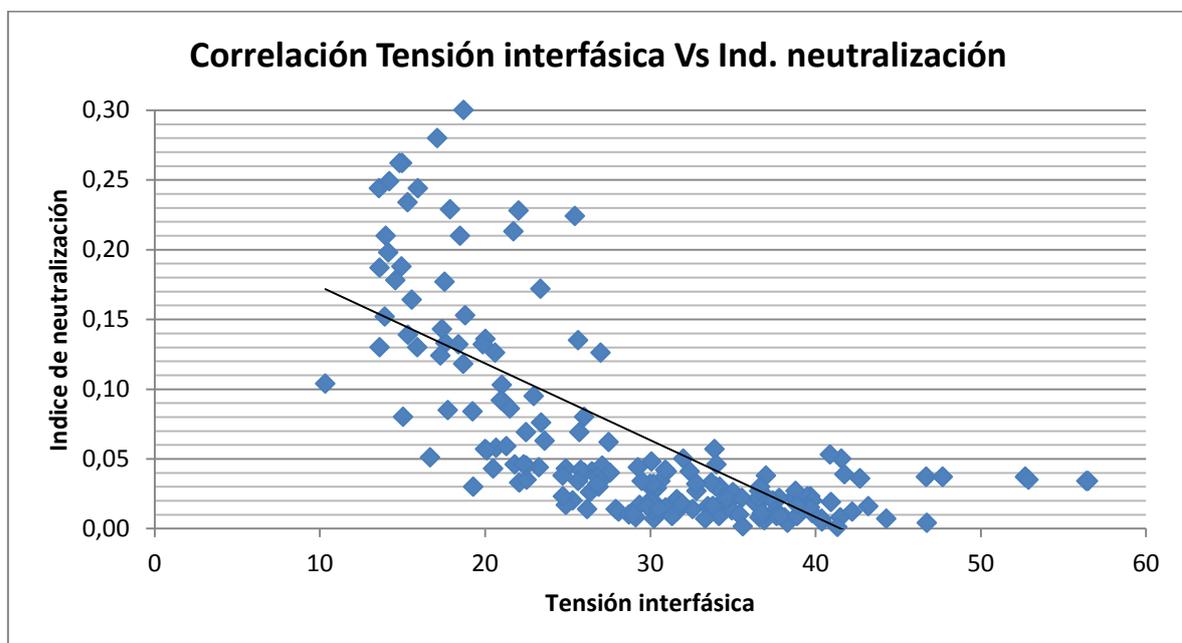
Por otro lado, la gráfica del color y la tensión interfásica es la siguiente:



Gráfica 4.6 – Correlación Color Vs Tensión interfásica

Se observa que al contrario que la acidez la tensión interfásica y el color guarda una proporcionalidad inversa, a medida que desciende la tensión interfásica aumenta el color. Esto se debe a que el valor de tensión interfásica no da un dato de presencia de contaminantes en el aceite, es decir a mayor tensión menos presencia de contaminantes.

Además por la tabla de correlaciones obtenida podemos afirmar que también existe una leve correlación entre la acidez y la tensión interfásica.



Gráfica 4.6 – Correlación Tensión interfásica Vs Acidez

En la gráfica se puede ver esta relación y además que cuando el aceite tiene buenos valores de ambos indicadores es decir más de 30 en tensión interfásica y menos de 0,05 en acidez, los valores son bastante dispersos porque influye también es estado inicial del aceite y las regeneraciones que se hayan podido hacer en él

Con los datos obtenidos podríamos obtener la siguiente formula:

$$\text{Coeficiente de color} = \frac{\text{Tensión interfásica}}{\text{Indice de neutralización}}$$

Siendo Tensión interfacial e índice de neutralización el valor hallado en la muestra

Coeficiente de color	Numero de color	Color
>600	1	
300 – 600	2	
150 – 300	3	
50 – 150	4	
25 – 50	5	
5 – 25	6	
<5	7	

TABALA 4.20 – Coeficientes de color

5. CONCLUSIONES E IMPACTO

Con los datos hallados en el Apartado 4 “Estudio estadístico” se han obtenido una serie de valores relevantes para el estudio de los aceite minerales de transformadores en España, estos datos los utilizará la empresa CEIS (Centro de ensayos, innovación y servicios) para dar a sus cliente un análisis más detallado en función al voltaje, potencia y edad del transformador y además poder predecir si puede haber algún fallo a corto plazo.

5.1 IMPACTO ECONÓMICO

Al año se consumen en el mundo más de mil millones de litros de aceite mineral y la mayoría se destina a la industria, tanto para lubricar y refrigerar como para hacerlas funcionar como puede ser en los circuitos hidráulico de una inyectora.

Suponiendo un coste de aproximadamente un 1, 20 € el litro de aceite el coste total en aceite para un transformador es el siguiente:

Tipo de transformador	Voltaje	Volumen de la cuba	Coste
Categoría 0	400 kV	31000 l	37.200 €
Categoría A	220 kV	22000 l	26.400 €
Categoría B	132 kV	14000 l	16.800 €
Categoría C	6 kV	3100 l	3.720 €

TABLA 5.1 – Coste en aceite de un trafo para las distintas categorías

Como se puede observar es un coste elevado, por lo tanto cuanto mayor sea la información para comparar mayor será el ahorro económico.

6. SOLUCIONES Y ALTERNATIVAS

Dado que se ha citado en varias ocasiones el mantenimiento predictivo para finalizar este proyecto propondré una solución para mejorar el mantenimiento de los transformadores de potencia.

6.1 MATENIENIMIENTO PREDICTIVO CON EL INDICADOR DE COLOR

Durante el estudio se ha observado que el color es un indicador que aporta bastante información pero en cambio no se tiene muy en cuenta en la normativa, pero en el apartado 4.4 hemos visto que esta correlacionado con muchas de los ensayos, lo que quiere decir que una variación en el color puede suponer un aumento o una disminución en alguno de los valores, por lo tanto, para el futuro, yo propongo que esto se analice más detenidamente siguiendo es siguiente esquema:

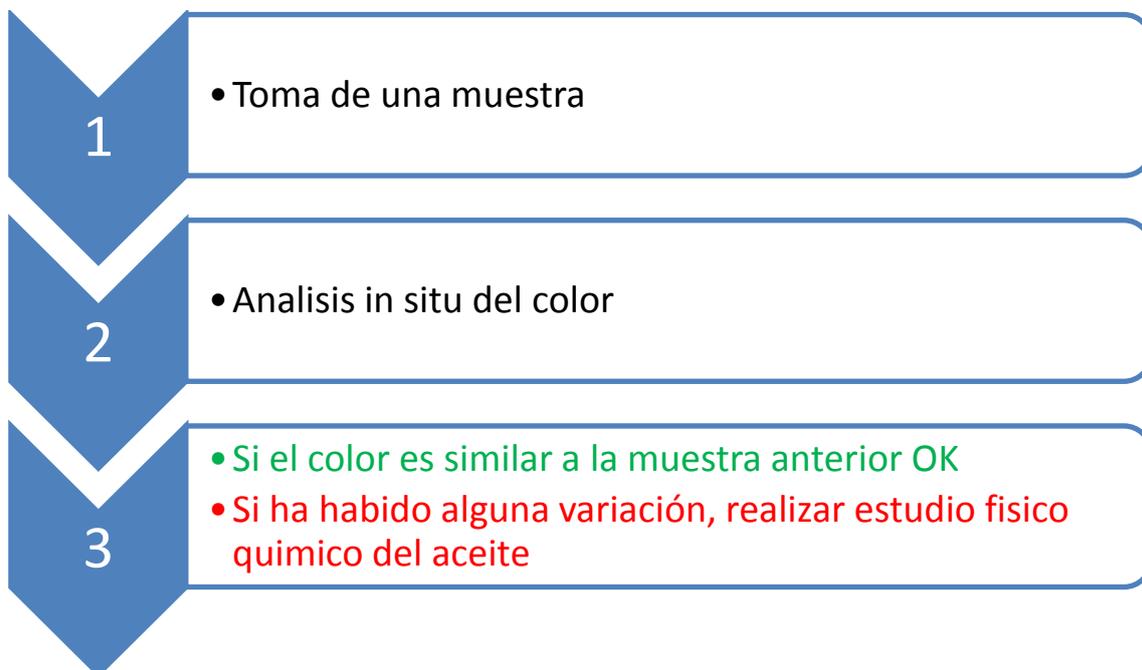


Fig 6.1 – Diagrama de análisis



La muestra obtenida debe ser mínima, únicamente es necesario un pequeño frasco para comparar con la tabla de color y si por alguna casualidad se detecta alguna variación se debería realizar el análisis completo.

La frecuencia de este análisis podría ser mensual coincidiendo con los mantenimientos de los transformadores, pero en ningún caso sería sustitutivo de las muestras que se deben realizar en todos los transformadores.

7. REFERENCIAS

1. *Transformadores En Baño De Aceite.* , 2011 Available from:<http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com.es/2009/11/transformador-en-bano-de-aceite-vs.html>.
 2. *Corrientes De Foucault.* Available from:http://es.wikipedia.org/wiki/Corriente_de_Foucault Wikipedia.
 3. *Transformers Insulating Oil and Types of Transformer Oil.* Available from:<http://www.electrical4u.com/transformer-insulating-oil-and-types-of-transformer-oil/>.
 4. ABB. *Transformer Handbook.* , 2004.
 5. Aceites Brettis. *Aceites Lubricantes.* Available from:<http://www.brettis.com/Tutorial/08Transformadores.pdf>.
 6. AENOR. *UNE-EN 60076 Transformadores De Potencia Parte 7: Guía De Carga Para Transformadores Sumergidos En Aceite.* , Octubre 2012.
 7. AENOR. *UNE-EN 60076 Transformadores De Potencia Parte 3: Niveles De Aislamiento, Ensayos Dieléctricos y Distancia De Aislamiento En El Aire.* , Noviembre 2014.
 8. AENOR. *Aceites Minerales Aislantes En Equipos Eléctricos. Lines Directrices Para Sus Supervisión y Mantenimiento IEC60422:2005.* Asociación Española de normalización y certificación, Marzo 2007.
 9. AENOR. *UNE- EN 60076 1 Transformadores De Potencia Parte 1: Generalidades.* , Diciembre 2013.
 10. AENOR. *Aceites Minerales Aislantes Nuevos Para Transformadores y Aparamenta De Conexión.* , Diciembre 2004.
 11. AENOR. *UNE-EN 60076-2 Transformadores De Potencia Parte 2: Calentamiento De Transformadores Sumergidos En Líquido.* , Abril 2013.
 12. Domingo Urquiza, Juan C.Burgos, Belén García. *Statistical Study on the Typical Concentrations of Furanic Compounds in Power Transformers in Spain.* , 2013.
 13. Domingo Urquiza, Juan C.Burgos, Belén García, J.L Pirez. DGA: Reference Values from Power Transformers in Spain.
 14. E.E Staff. *Circuitos Magnéticos y Transformadores.* Reverte.
-



15. Enrique Ras. *Transformadores De Potencia y Medida De Protección*.
 16. Joel.B.Hudson. Technical Manual;Power Transformer Maintenance and Acceptance Testing. 1998.
 17. Kenneth R. Edwards. *Transformers*. American Technical Publishers, 1996.
 18. L.A.R Gray. *Evaluation of Transforme Solid Insulation*. Transformer Chemistry Services.
 19. Rafael Guirado Torres, Rafael Asensi Orosa, Francisco Jurado Melguizo, José Carpio Ibáñez. *Tecnología Eléctrica*. Mc Graw Hill.
 20. Siemens. *Regeneración De Aceites Dielectrico SITRAM*. Siemens A.G, 2010.
 21. The institut of Electrical and Electronics Engineers. *Guide for Acceptance and MAintenance of Insulating Oil in Equipment*. , 2002.
 22. W. FLORES, E.M. *Vida De Transformadores De Potencia Sumergidos En Aceite*, 2007 IEEE Latin America.
-

ANEXO B (Informativo)

PARTÍCULAS

Tabla B.1 – Ejemplos de niveles de contaminación (partículas) encontrados en aceites aislantes de transformadores de potencia medidos con un contador láser (Norma ISO 4406)

FUENTE: CIGRE WG12.17 Folleto 157 – Junio 2000

(Clase ISO 4406)	Máximo recuento por 100 ml		Designación de la contaminación	Notas
	5 µm	15 µm		
Hasta 8/5	250	32	Nula	Requisito de limpieza IEC para botellas de muestras llenas de disolvente limpio.
9/6 a 10/7	1 000	130	Baja	Excelente limpieza del aceite encontrada durante ensayos de aceptación en fábrica y recepción de transformadores (tabla 4).
11/8 a 15/12	32 000	4 000	Normal	Nivel de contaminación típico para transformadores en servicio.
16/13 a 17/14	130 000	16 000	Marginal	Nivel de contaminación encontrado en un número significativo de transformadores en servicio.
18/15 y superior			Alta	Nivel de contaminación raro que, normalmente, indica condiciones de trabajo anormales.

Considerando las medidas en campo descritas por varios países, se recomienda que el nivel de contaminación encontrado en servicio se clasifique como se indica en esta tabla. Una clasificación más refinada no sería realista en vista de las variaciones que pueden ocurrir en este tipo de medida.



