

Ensayos al Aceite Dieléctrico... Diagnósticos esenciales en cualquier programa de Mantenimiento Eléctrico

Ing. Octavio Fonseca

Gerente General
Kay Electric CA

Introducción.-

Como parte de un programa integral proactivo de mantenimiento eléctrico en transformadores, se requiere necesariamente incluir un análisis periódico del aceite aislante., antes de que el aceite colapse y ocasione daños severos en el transformador.



Los transformadores de potencia, representan un vínculo vital en la transmisión y distribución de energía eléctrica, por ende, el mantenimiento eléctrico y cualquier otro programa que se le asocie, debe tomarlos en consideración de manera integral: el transformador y su líquido dieléctrico. En realidad, cualquier operación, sea industrial ó comercial, delega en los transformadores la responsabilidad de manejar la energía eléctrica.

Debido a esa importancia, es vital mantener operando a los transformadores de manera segura y confiable dentro del sistema eléctrico.

Según un estudio realizado por la empresa de seguros Hartford Steam Boiler durante un período de 20 años, 135 de las fallas en transformadores fue ocasionado por un mantenimiento pobre e inadecuado de los transformadores. Este número presentado por la empresa de seguros es bastante significativo, considerando el hecho de que el estudio encontró que la edad promedio de un transformador al a fecha de realizado el estudio no sobrepasó los 12 años., mientras que la expectativa de vida de los mismos es entre 25 a 30 años.



Debido a que los transformadores tienen muy pocas partes móviles es muy importante tener a la vista los posibles problemas que se estén presentando., sin embargo es elocuente que esta mentalidad puede ocasionar daños cuantiosos en la vida útil del transformador.

.Establecer un plan de mantenimiento eléctrico preventivo y predictivo en transformadores ayuda

enormemente a reducir el número de interrupciones no programadas causadas por daños en los transformadores. Este programa debe forzosamente incluir: temperatura, nivel de aceite, verificación de la presión del gas en transformadores herméticos, verificar la operatividad de accesorios tales como: ventiladores, bombas, cambiadores de tomas (tap changers) inspecciones visuales. De manera muy importante hay que recalcar la evaluación periódica de las condiciones del aceite aislante como parte integral del programa de mantenimiento eléctrico preventivo y predictivo, con la finalidad de tomar decisiones a tiempo que eviten las salidas intespectivas de los transformadores.

Por qué hay que probar el aceite dieléctrico?

Uno de los elementos de mayor importancia en un programa de mantenimiento eléctrico preventivo y predictivo , lo representa el líquido aislante que en la mayoría de los casos lo representa el aceite mineral.



El aceite dieléctrico en los transformadores de potencia realiza dos grandes funciones: Primero, sirve como elemento aislante para poder soportar los altos voltajes que se generan internamente dentro del transformador. Segundo, el aceite mineral tiene la función de servir de elemento trasmisor de calor para poder disipar el calor

generado por los bobinados y núcleo del transformador.



De tal manera, el aceite debe mantener excelentes propiedades eléctricas para poder soportar la degradación térmica y la oxidación. Algunos transformadores no contiene aceite mineral sino líquidos sintéticos tales como: silicona, R-Temp. Ó askarel

Hay varias razones de peso para realizar pruebas periódicas al aceite dieléctrico: primero las pruebas indicaran las condiciones internas del transformador. Cualquier síntoma de lodo permitirá retirarlo del transformador antes de que penetre y ocasione algún daño en los bobinados y las superficies interiores del transformador, prolongando su vida útil .Otra ventaja es la reducir las salidas no programadas, si se detecta algún problema, entonces se toman las medidas que impidan las interrupciones. Finalmente y basado en le hecho de que el aceite se degrada de una manera predecible, las pruebas periódicas ayudarán de una manera bastante segura para poder anticipar cualquier condición negativa del aceite dieléctrico, esto permite realizar comparaciones entre tasas de decremento normales y anormales

Que pruebas se realizan frecuentemente?

PRUEBAS DE LABORATORIO	COVENIN	ASTM
Ensayos Rutinarios		
Determinación del color	3362	D1500
Determinación del número de neutralización		D974
Determinación de agua en aceite método Karl Fisher	2879	D4928
Análisis Cromatográfico de gases disueltos		D3612
Determinación del factor de potencia y constante dieléctrica	1182	D924
Determinación de la tensión interfacial	1180	D971
Determinación de Tensión de ruptura usando electrodos esféricos	2283	D1816
Determinación de tensión de ruptura usando electrodos de disco	1403	D877
Determinación de la gravedad específica		D1298
Ensayos Especiales		
Determinación del punto de anilina	3458	D611
Determinación del punto de inflamación por copa abierta	3361	D92
Determinación del punto de inflamación por copa cerrada	3345	93-02
Determinación del contenido de inhibidor (DBPC)	1406	D2668
Determinación de la viscosidad cinemática & dinámica	3627	D-445
Determinación del contenido de PCB	US EPA SW-846 Method 9079	

PRUEBAS DE CAMPO
Determinación del color
Determinación del número de neutralización
Análisis de gases disueltos por espectrometría
Determinación del contenido de humedad por espectrometría
Determinación de Tensión de ruptura usando electrodos esféricos
Determinación de tensión de ruptura usando electrodos de disco
Determinación del contenido de PCB (US EPA SW-846 Method 9079)

Pruebas de Monitoreo de Rutina

Análisis de la rigidez dieléctrica. Métodos Normalizados ASTM D-1816 y D-877.

El voltaje asociado con la rigidez dieléctrica, es una medida importante de los esfuerzos dieléctricos que el aceite dieléctrico podrá soportar sin que llegue a fallar. Se mide mediante la aplicación de un determinado voltaje entre dos electrodos bajo condiciones prescritas por el Std ASTM. También sirve como una indicación de la presencia de contaminantes particularmente la humedad y demás elementos sólidos y semi sólidos.



La realización de los ensayos deberá realizarse en estricto apego a los estándares. El Std. ASTM D-877, especifica una cuba de pruebas equipado con electrodos planos esparcidos 0.001 de pulgada. ASTM D-1816 especifica una cuba de pruebas equipado con electrodos esféricos esparcidos entre sí 0.008 de pulgada. Este método exige agitación y es muy sensitivo a pequeñas cantidades de contaminares y primariamente se debiera usar en aceites nuevos y usados cuando se requiere de una mayor precisión en los resultados.



transformador. Obscurecimientos del aceite en un período de tiempo, indica tanto la contaminación como el deterioro del aceite. Un color oscuro, sin haber cambios significativos en el número de neutralización ó de la viscosidad, usualmente indican contaminación con materiales extraños. El color de un aceite aislante, es determinada mediante una luz transmitida y se expresa mediante un valor numérico comparado contra valores estándares en una tabla circular contenida dentro del equipo.

Análisis de la Tensión interfacial. Método normalizado ASTM D-971.

La tensión interfacial entre el aceite aislante y el agua, es una medida de la fuerza de atracción molecular entre las moléculas y se expresa en dinas por cm. La prueba proporciona un medio de detectar contaminantes polares solubles y productos de deterioro. Los contaminantes solubles y los productos de degradación del aceite, generalmente producen una baja tensión interfacial.



Análisis del color en el Aceite Método Normalizado ASTM D 1500

El significado primario del color es la de observar una tasa de cambio a lo largo del tiempo en un

Análisis de la gravedad específica. Métodos Normalizados ASTM D-1298.

La gravedad específica de un aceite aislante, es la relación de los pesos a igual volumen de aceite y agua a 60 °F. La gravedad específica es pertinente para confirmar las características del aceite usado versus el nuevo.

Análisis de la viscosidad. Métodos Normalizados ASTM D-83.

La viscosidad del aceite aislante, es la resistencia a un flujo continuo sin turbulencias, inercia y otras fuerzas. Se mide usualmente mediante la

medición del tiempo del flujo de una dada cantidad de aceite bajo condiciones controladas. Un acentuado crecimiento de la viscosidad acompañada de un incremento del número de neutralización y bajo un color obscuro, puede indicar un deterioro del aceite así como un efecto acentuado de la oxidación.

Factor de Potencia del Líquido (Factor de Disipación)

Método Normalizado ASTM D 924

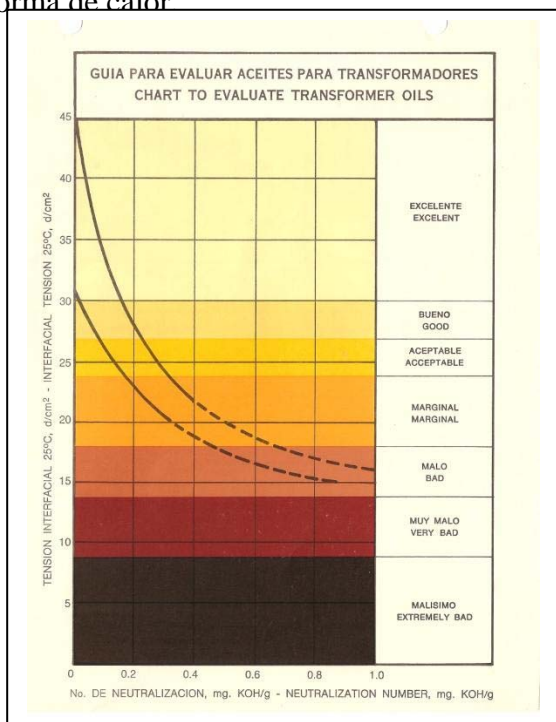
El factor de potencia del líquido es una prueba excelente para monitorear el aceite del transformador en servicio. Esta prueba es útil para evaluar el aceite nuevo ofrecido por un proveedor y para evaluar el aceite nuevo instalado en el equipo. Mientras que el aceite está en servicio, existen ciertas condiciones que degradan el aceite, lo cual se evidencia en modificaciones en los resultados del factor de potencia del líquido.

Cuando un líquido dieléctrico como el aceite del transformador se somete a campos de corriente alterna (CA), se producen pérdidas dieléctricas que causan dos efectos. La corriente resultante se desfasa ligeramente debido al campo de CA aplicado y la energía de las pérdidas se disipa en forma de calor

El factor de potencia del líquido y el factor de disipación son medidas directas de esas pérdidas dieléctricas. (El factor de potencia del líquido se calcula como el seno del ángulo de pérdidas - el valor de desviación de la corriente debido a las pérdidas dieléctricas - mientras que el calor de disipación es la tangente del mismo ángulo de pérdidas).

El aceite nuevo, limpio y seco presenta un valor bastante pequeño de factor de potencia.

La contaminación del aceite por causa de la humedad o por muchos otros contaminantes aumentará el factor de potencia del líquido. El envejecimiento y la oxidación del aceite también elevarán los valores del factor de potencia del líquido; casi cualquier cosa "mala" que le ocurra al aceite del sistema de aislamiento hará que aumente el factor de potencia del líquido.



La prueba de comprobación del factor de potencia del líquido en el aceite del transformador, se realiza, por lo general, a dos temperaturas: 25 °C y 100 °C. La razón es que las dos lecturas y cómo se modifican en el tiempo pueden ser de suma utilidad diagnosticar cuál es la causa de un elevado factor de potencia (humedad, oxidación del aceite o contaminación). Además, el valor a 100 °C, en muchas ocasiones, es más sensible a los

pequeños cambios que se presenten en las características del aceite.

Por lo general, los valores del factor de potencia del líquido son números pequeños (en los Estados Unidos se decidió presentarlo como un porcentaje). Como ejemplo, en el aceite recién instalada en un transformador nuevo de tensión primaria menor de 230 kv el factor de potencia de ese aceite a 25 °C no debería ser mayor de 0,0005 (0,05%), que es el límite recomendado para este valor en las pruebas ANSI/IEEE C57.106-2002. Con frecuencia, en instalaciones nuevas el factor de potencia del líquido medido a 23 °C es mucho menor.

Análisis del contenido de Humedad en el Aceite Método Normalizado ASTM D 1533

Este método de prueba determina el contenido de humedad del aceite aislante mediante un titulador coulométrico automático Karl Fischer. Se inyecta una muestra de aceite en el dispositivo, el cual añade reactivos de forma automática hasta alcanzar el punto final. Este se determina mediante electrodos que perciben las condiciones eléctricas en el recipiente de reacción. Al alcanzarse el punto final, el dispositivo detiene la dosificación y calcula electrónicamente el contenido de humedad en el aceite a partir del volumen de aceite inyectado y la cantidad de reactivo consumido.



El contenido de humedad del aceite se presenta en partes por millón (ppm) (miligramos de humedad por kilogramo de líquido aislante). Por si misma

y, en especial, para los transformadores inmersos en aceite mineral, la estimación en partes por millón (ppm) del contenido de humedad no es suficiente para evaluar la humedad en el aceite de un transformador en servicio. El valor en ppm es útil en la evaluación de un aceite recién adquirido o para la instalación en el equipo de un nuevo aceite procesado. El valor del contenido de humedad en ppm es también de suma importancia para fluidos en servicio que sean diferentes del aceite, también puede utilizarse como un criterio para otros equipos inmersos en aceite mineral distintos de los transformadores. Sin embargo, en la mayoría de los casos, para los equipos inmersos en aceite y en especial para los transformadores inmersos en aceite mineral, el valor de humedad en partes por millón es solo una pequeña parte de la información que se debe tomar en cuenta.

Análisis del contenido de inhibidor en el Aceite (DBPC) Método Normalizado ASTM D 2668 O D 4768

En el aceite para transformador se utilizan como inhibidor de la oxidación el 2, ó-ditertiaryo-butil para-creso1 (DBPC) 2,6-ditertiaryo-butil fenol (DBP). Se recomienda el uso de un inhibidor de oxidación en el aceite en aquellos equipos que no cuenten con sistemas adecuados para preservación del aceite y cuyo contenido de oxígeno disuelto exceda 1.000 ppm. Es de suma importancia realizar la prueba para conocer el contenido de inhibidor de oxidación del aceite de un equipo en servicio. Por lo general, el agotamiento del inhibidor es la primera indicación de que el aceite necesita mantenimiento. En la mayoría de las condiciones, el aceite no comenzará el proceso de envejecimiento por acción de la oxidación, si se cuenta con la presencia de una cantidad suficiente de inhibidor de oxidación.

Existen dos métodos de prueba normalizadas para el inhibidor de oxidación. Ambos métodos detectan los dos componentes, DBPC y DBP, utilizados como antioxidantes en el aceite del transformador y presentan su contenido combinado como el contenido total de

inhibidor de oxidación. El método D 2668 utiliza un espectrómetro infrarrojo para determinar el contenido de inhibidor, mientras que el método D - 4768 utiliza cromatografía de gases. Ambos métodos conducen a resultados equivalentes. La selección del método a utilizar depende de la disponibilidad de tiempo del instrumento en el laboratorio. El contenido de inhibidor de oxidación se presenta como un porcentaje del peso del inhibidor en el aceite.

Análisis del contenido de PCB (Askarel).

Método 9079US EPA SW-846

Los bifenilos policlorinados (PCB) son una familia de hidrocarburos aromáticos clorados sintéticos, que tienen excelentes propiedades térmicas y eléctricas. Estas propiedades, combinadas con una excelente estabilidad química, los hicieron muy adaptables en innumerables aplicaciones comerciales. Sin embargo, su estabilidad química y resistencia a la biodegradación no fueron evaluadas oportunamente, dado su inmenso éxito en el campo operacional, se transformaron de la noche a la mañana en una pesadilla ambiental de gran magnitud, después de más de 60 años de fabricación a nivel mundial sin prácticamente regulación alguna.



Esta característica de gran estabilidad, lo transformó en un gran agente contaminante no

biodegradable bajo condiciones ambientales normales, pudiendo circular libremente en el medio ambiente, sin cambiar en lo absoluto su composición, solo cambia de estadio al pasar del agua, al ambiente y al suelo, es decir de líquido a gaseoso y viceversa.

Desde el principio de los 70 su uso fue severamente limitado por la EPA (Environmental Protection Agency), después de conocerse la existencia de un cierto tipo de cáncer en Japón, ajeno totalmente a las enfermedades comunes en ese país y causado por el irrigamiento accidental de una cosecha de arroz con el mortal PCB. Su uso y fabricación fue finalmente prohibido en 1986.

Debe evaluarse el contenido de PCB en transformadores que no fueron diseñados con tal producto porque existe una vía de contaminación de las empresas de servicio que al realizar procedimientos de recirculación a todo tipo de transformadores, contaminan a los de aceite con residuos de PCB proveniente de transformadores con askarel ó que se encuentren contaminados, recuérdese que todo transformador cuyo líquido contiene más de 50 ppm, se considera un transformador contaminado.

Análisis de gases disueltos en el aceite (DGA análisis) cromatografía de gases Método ASTM No. ASTM D3613 y Espectroscopia Infrarroja foto acústica

General.- Los materiales aislantes dentro del transformador en particular el aceite mineral, se descompone para dar paso a la liberación de gases dentro de la unidad. La distribución de esos gases se correlacionan con el tipo de falla eléctrica y la tasa de generación de esos gases indica la severidad de la falla .La identificación de esos gases es de particular importancia en cualquier programa de mantenimiento proactivo (preventivo y predictivo) eléctrico en cualquier planta industrial ó instalación comercial. Esta técnica de análisis de posibles fallas en un transformador ha sido por décadas muy útil en todas las plantas industriales . Acá perseguimos presentar los

lineamientos básicos que le dan soporte a esos ensayos

Indiscutiblemente los beneficios que un análisis de gases (DGA Analysis) puede proporcionar, son los siguientes:

1.	Advertencia temprana de las fallas en desarrollo.
2.	Determinar el uso inadecuado de los transformadores.
3.	Verificación de la condición de unidades nuevas, reparadas y en uso.
4.	Programación adecuada de reparaciones.
5.	Monitoreo de unidades sometidas a sobrecarga.

Gases presentes en las fallas

Las causas que originan las fallas, pueden ser divididas en 3 categorías: corona o descargas parciales, pirólisis ó calentamiento térmico y arcos eléctricos. Esas 3 categorías difieren principalmente en la intensidad de energía que liberan en por unidad de tiempo y por unidad del volumen de la falla .La intensidad de la energía va de menor a mayor partiendo con la corona y siendo mas alto en el arco.

Una lista parcial de los gases que podemos encontrar dentro del transformador son mostrados en los siguientes 3 grupos:

1. Hidrógeno e hidrocarburos

Metano	CH ₄
Etano	C ₂ H ₆
Etileno	C ₂ H ₄
Acetileno	C ₂ H ₂
Hidrógeno	H ₂

2. óxidos de Carbono

Monóxido de Carbono	CO
Dióxido de Carbono	CO ₂

3. Gases no ocasionando fallas

Nitrógeno	N ₂
Oxígeno	O ₂

Como un resultado de las fallas presentes, Esos gases se acumulan en el aceite y también en la cámara de nitrógeno en el caso de los transformadores herméticos. Los gases y sus cantidades presentes, son una función de la naturaleza de los materiales aislantes involucrados en la falla y por supuesto también dependen de la falla en su misma. Podemos categorizar los gases presentes con las siguientes tipos de falla:

1. Corona	
a. Aceite	H ₂
b. Celulosa	H ₂ , CO , CO ₂

2. Pirólisis	
a. Aceite	
Baja temperatura	CH ₄ , C ₂ H ₆
Alta temperatura	C ₂ H ₄ , H ₂ (CH ₄ , C ₂ H ₆)
b. Celulosa	
Baja temperatura	CO ₂ (CO)
Alta temperatura	CO (CO ₂)
3. Arco eléctrico	
	H ₂ , C ₂ H ₂ (CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄)

En la actualidad hay 2 grandes opciones para realizar un preciso análisis de gases (DGA Analysis): Cromatografía de gases y la espectrometría foto acústica.

Cromatografía de gases.-La cromatografía de gases es una técnica cromatográfica en la que la muestra se volatiliza y se inyecta en la cabeza de una columna cromatográfica. La elución se produce por el flujo de una fase móvil de gas inerte. A diferencia de los otros tipos de cromatografía, la fase móvil no interacciona con las moléculas del analito; su única función es la de transportar el analito a través de la columna.

El gas portador cumple básicamente dos propósitos: Transportar los componentes de la muestra, y crear una matriz adecuada para el detector. Un gas portador debe reunir ciertas condiciones:

-Debe ser inerte para evitar interacciones (tanto con la muestra como con la fase estacionaria)

- Debe ser capaz de minimizar la difusión gaseosa

-Fácilmente disponible y puro

-Económico -Adecuado al detector a utilizar. La pureza de los gases es sumamente importante, se requieren niveles 4.5 o mayores es de 99.995 %

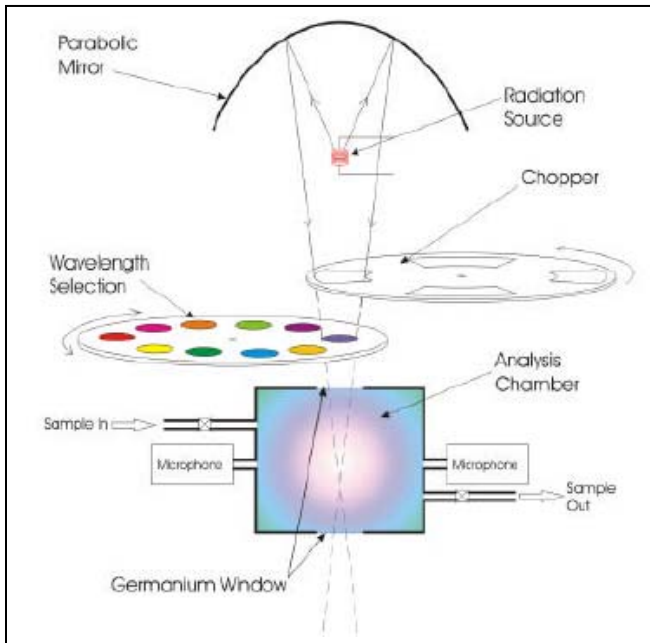
de pureza. Sin embargo, debido al cuidado que se debe tener con la fase activa de la columna, se hace completamente necesario la instalación de trampas a la entrada del Gas portador, estas trampas obviamente tienen una capacidad limitada, pero son importantísimas al momento de usar el Cromatógrafo. Estas trampas evitan el ingreso de Hidrocarburos, agua, CO entre otros.



Espectroscopia Infrarroja Fotoacústica

.Representa una nueva generación de equipos de prueba para análisis de gases disueltos en el aceite .Estos equipos denominados PDGA (Portable Disolved gas Analyzers) utilizan la tecnología avanzada espectroscopia infrarroja Fotoacústica Son capaces de detectar 7 gases claves y la humedad directo en el campo en una operación que no dura más de 20 minutos.





lavarse con un disolvente, luego se aplica ácido sulfúrico, luego se enjuaga copiosamente con agua, luego con agua destilada desionizada hasta obtener reacción neutra del agua.



Procedimiento para extraer muestras confiables de líquido aislante para ensayos en el laboratorio

El procedimiento de tomar muestras para realizar ensayos en el líquido aislante en el laboratorio, requiere tener mucho cuidado a fin de asegurar que la muestra es representativa del aceite que se está muestreando. Mantener un proceso impecable para lograr ser exitoso en los resultados finales.

Lo primero que hay que hacer antes de intentar drenar líquido del transformador, es identificar claramente que clase de líquido aislante es usado por el equipo. Normalmente es aceite mineral no contaminado con PCB, aceite mineral sin valores conocidos de PCB ó silicona, sin embargo hay otros líquidos no contaminantes de origen sintético que se encuentran disponibles en el mercado como medio refrigerante y aislante.

Muestras en botellas para análisis físico-químico

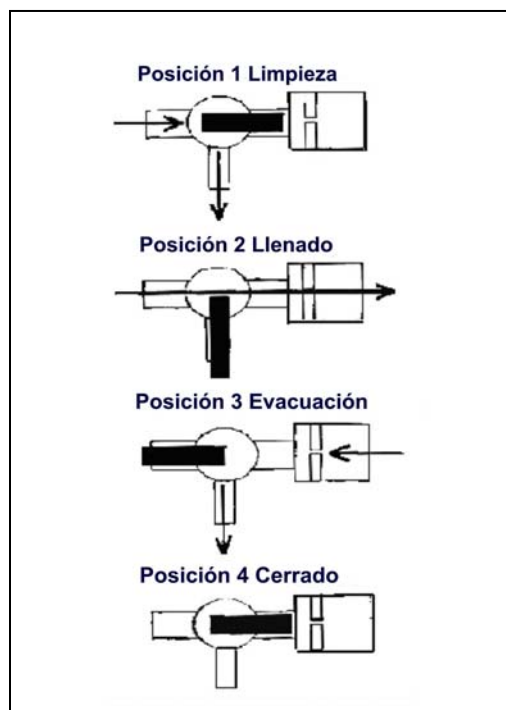
Los envases a ser utilizados son envases de vidrio traslucido ó color ámbar (en concordancia con las norma COVENIN 3256) .Estos envases deben

Durante la toma de muestra deben seguirse las precauciones necesarias para no contaminar o humedecer el líquido dieléctrico. Las toma de muestras en el exterior, bajo lluvia, niebla o viento fuerte se permite si se toman todas las precauciones posibles para evitar la contaminación del líquido. De ser posible evitar toda condensación. Calentando el material para la toma de la muestra de tal forma que esté a una temperatura superior a la del ambiente.

Muestras en jeringas para Análisis de Gases Disueltos (DGA)

La válvula de plástico, que viene con la jeringa, debe permanecer firme y ajustada a jeringa todo el tiempo a fin de prevenir fugas y asegurar su hermeticidad al momento de enviarla al laboratorio. Cuando se toman muestras para análisis de gases, es muy importante que a la muestra nunca se le realice vacío ya que eso tiende a desgasificar la muestra de aceite y conduce a resultados imprecisos .Esto significa que la jeringa se debe llenar Sin halar el émbolo.

Es muy importante seguir el procedimiento de muestreo, y siempre recordar que la manilla de la válvula de plástico apunta al Puerto cerrado de la válvula



Conclusiones

Desde el punto de vista de la seguridad eléctrica, continuidad del servicio, disminución de costos de mantenimiento, es absolutamente indispensable monitorear frecuentemente la condición del aislante dieléctrico, para tomar acciones preventivas y algunas posibles correctivas a que halla lugar antes de que le aceite alcance un grado de deterioro más allá del punto donde la falla es inevitable.

Las condiciones del aceite y de la carga deben evaluarse sobre una base anual, sin embargo un programa de mantenimiento eléctrico preventivo y predictivo, nos dirá la frecuencia real de estas pruebas basadas en la importancia del equipo en el sistema y la condición de operación previamente analizada que tiene ese equipo. Se deben mantener registros permanentes de todos los ensayos realizados, en la medida que los ensayos demuestran la presencia de un deterioro evidente en el transformador en esa misma medida se acelera la frecuencia de la realización de las pruebas.

Notas sobre el autor

Octavio Fonseca, es ingeniero Electricista, egresado de la Universidad de Carabobo. Durante más de 16 años trabajó para la trasnacional Westinghouse ocupándose de diferentes posiciones en las áreas de Ingeniería, servicios, proyectos especiales y Mercadeo de Servicios.

En la actualidad es profesor jefe de Cátedra Sistemas Industriales II de la facultad de Ingeniería, escuela de Ingeniería Eléctrica de la universidad de Carabobo. También ejerce sus funciones profesionales como Gerente General de la empresa Kay Electric CA.

Para mayor información sobre este artículo, favor comunicarse con:

*Octavio Fonseca
Kay Electric
(0241) 821-0305 821-8362.
celular (0416) 647-5729
info@kayelectric.net
web site www.kayelectric.net*

Recomendaciones de IEEE para evaluar los resultados de los análisis de aceite

IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment IEEE C57.106-2006	Table 1	Table 2	Table 3	IEEE Limit Values				Table 6	Table 7	Table 8	Table 9	Table 10
				≤69kV	69-230kV	230-345kV	≥345kV					
IEEE Suggested Applications	New Mineral Insulating Oil as Received from the Supplier	New Mineral Insulating Oil Received in New Equipment, Prior to Energization	New Mineral Insulating Oil Processed from Equipment, Prior to Energization	≤69kV	69-230kV	230-345kV	≥345kV	OCB	OCB	OCB	LTC	LTC
				Suggest Limits for Continued Use of Service-Aged Insulating Oil Group 1				OCB	OCB	OCB	LTC	LTC
				Suggest Limits for Continued Use of Service-Aged Insulating Oil Group 1				OCB	OCB	OCB	LTC	LTC
				Suggest Limits for Continued Use of Service-Aged Insulating Oil Group 1				OCB	OCB	OCB	LTC	LTC
				Suggest Limits for Continued Use of Service-Aged Insulating Oil Group 1				OCB	OCB	OCB	LTC	LTC
				Suggest Limits for Continued Use of Service-Aged Insulating Oil Group 1				OCB	OCB	OCB	LTC	LTC
				Suggest Limits for Continued Use of Service-Aged Insulating Oil Group 1				OCB	OCB	OCB	LTC	LTC
				Suggest Limits for Continued Use of Service-Aged Insulating Oil Group 1				OCB	OCB	OCB	LTC	LTC
				Suggest Limits for Continued Use of Service-Aged Insulating Oil Group 1				OCB	OCB	OCB	LTC	LTC
				Suggest Limits for Continued Use of Service-Aged Insulating Oil Group 1				OCB	OCB	OCB	LTC	LTC

Analysis Method	ASTM Method	Comment	IEEE Limit Values												
			Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	
Moisture Content (ppm)	D-1533		25	20	10	10	35	25	20	25	20	25	20	10	40/30/25
Bacterial Tension (Dyast-Cm)	D-971		40	38	38	38	25	30	32	40	35	25	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	
Acid or Neutralization Number (mg KOH/gm)	D-974		0.015	0.015	0.015	0.015	0.20	0.15	0.10	0.015	0.015	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	
Color	D-1500		0.5	1.0	1.0	1.0	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	0.5	0.5	2.0	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE		
Visual Examination	D-1534		Bright and Clear	Bright and Clear	Bright and Clear	Bright and Clear	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Bright and Clear	Bright and Clear	No Excessive Carbon in Oil	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE		
Power Factor @ 25°C (%)	D-974		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.10	0.10	1.0	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE		
Power Factor @ 100°C (%)	D-974		0.30	0.40	0.30	0.30	5.0	Not Specified by IEEE	0.30	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE		
Dielectric Breakdown Voltage (kV)	D-877		Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	25	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE			
Dielectric Breakdown Voltage (0.04 mil per kV)	D-1816		20	25	30	32	23	28	30	20	30	20	35	20/25/28	
Dielectric Breakdown Voltage (0.08 mil per kV)	D-1816		35	45	52	55	40	47	50	35	60	27	55	27/35/45	
Specific Gravity	D-1298		Maximum 0.91	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	
Gas Content (%)	D-2945		Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	0.294 per atmosphere	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	Not Specified by IEEE	

Apéndice I

Apéndice II Criterio Básico Análisis de Gases Disueltos en el aceite.

Tipos de fallas probables

Gases detectados	Interpretaciones
Nitrógeno más 5% o menos de oxígeno	Operación normal de transformador sellado
Nitrógeno y mas de 5% de oxigeno	Revisar hemeticidad de un transformador sellado
Nitrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono o todos	Sobrecarga del transformador u opera caliente, lo que produce descomposición de la celulosa. Revisar condiciones de operación
Nitrógeno e Hidrógeno	Descarga parcial, electrólisis del agua u oxidación
Nitrógeno, hidrógeno, dióxido de carbono y monóxido de carbono	Descarga parcial, que supone daño a la celulosa o grave sobrecarga del transformador
Nitrógeno, hidrógeno, metano con pequeñas cantidades de etano y etileno	Chispas u otras fallas menores que causan cierta descomposición del aceite
Nitrógeno, hidrógeno, metano con dióxido de carbono y pequeñas cantidades de otros hidrocarburos; por lo general sin presencia de acetileno	Chispas u otras fallas menores en presencia de la celulosa
Nitrógeno con gran cantidad de hidrógeno y otros hidrocarburos incluido el acetileno	Arcos de alta energía que causan rápido deterioro del aceite
Nitrógeno con gran cantidad de hidrógeno, metano, gran cantidad de etileno y algo de acetileno	Arcos a altas temperaturas del aceite, pero en un área confinada, como por ejemplo, conexiones deficientes o cortos entre espiras.
Igual que el anterior, sólo que además hay presencia de monóxido de carbono y dióxido de carbono	Igual que el anterior, excepto que los arcos son en combinación con la celulosa*