



CAPÍTULO 14 FLUIDOS AISLANTES

TEORÍA GENERAL.

En la industria eléctrica la calidad del fluido aislante se desarrolla de manera simultánea con la evolución de los equipos eléctricos, en busca de optimizar la capacidad refrigerante y aislante de los fluidos se han sintetizado compuestos similares a los aceites aislantes pero con propiedades físico-químicas superiores, como un incremento en la temperatura de inflamación o un bajo punto de congelación.

El R-Temp se destaca por su característica de baja toxicidad y su estructura biodegradable, contraria a los bifenilos policlorados que requieren de una incineración a más de 1000°C en un horno especial y son considerados altamente nocivos para la salud, estos se encuentran en proceso de erradicación.

El hexafloruro de azufre es utilizado como aislante en subestaciones encapsuladas, interruptores de potencia, restauradores, etc, es uno de los fluidos gaseosos en torno al cual se está estudiando más, tanto sus propiedades dieléctricas, así como su efectos adversos para el ambiente.

14.1 ACEITES AISLANTES

El aceite mineral como medio aislante y refrigerante. es el más usado para transformadores de potencia, se han desarrollado nuevas tecnologías para su refinación adaptándose a las necesidades específicas de los equipos de acuerdo a la finalidad y diseño de estos.

Los aceites derivados del petróleo, básicamente están formados por carbono e hidrógeno, se consideran parafínicos aquellos de cadena lineal o ramificada conocidos como n-alcános, estos compuestos debido a su estructura química son más inestables que los nafténicos y aromáticos. Las moléculas nafténicas también conocidos como cicloalcános, definen la calidad del aceite, se encuentran formados por estructuras cíclicas de 5, 6 ó 7 carbonos y sus propiedades dieléctricas son mejores por tener mayor solubilidad que los n-alcános; en menor proporción todos los aceites para transformador contienen moléculas aromáticas, estas contienen como mínimo un anillo de seis átomos de carbono, unidos por dobles enlaces, conocido como benceno. Los hidrocarburos aromáticos se distinguen de los demás no solo en su estructura química, también tienen grandes diferencias en sus propiedades físicas y químicas con las moléculas nafténicas y parafínicas. La variedad de hidrocarburos

presentes en los aceites aislantes dependerá de los procesos de refinación que se le hagan al petróleo, cuya composición química depende de su origen.

Hasta hace poco tiempo con sólo determinar el tipo básico, indicaba ya la calidad del aceite, con esto se decía que el aceite nafténico era de mejor calidad y por lo tanto se podía usar en equipo de alto voltaje y que el parafínico era de inferior calidad y sólo podía usarse en equipo de bajo voltaje ó en transformadores de distribución.

Se considera que es la forma de destilación y los aditivos aplicados lo que proporciona la calidad del aceite, por lo que el análisis del mismo es el que indicará si es ó no adecuado para el equipo de que se trate. Las características finales deseadas de un aceite aislante han sufrido modificaciones, de acuerdo a la experiencia y conocimientos, en el pasado lo único buscado y que decidía la calidad de un aceite era su estabilidad a la oxidación, por lo tanto se desarrollaron numerosos métodos de prueba, más tarde cambió este criterio en favor de propiedades físico-químicas, tales como el factor de potencia y la tensión de ruptura.

En la actualidad la tendencia es relacionar las características de los aceites con su composición química. De acuerdo a esto se han obtenido muchos procesos para coordinar el uso de materias primas adecuadas con diferentes reactivos y obtener el aceite de mejor calidad. De esta manera el concepto de aceites malos y buenos ha desaparecido ya que las investigaciones actuales nos dicen que la mezcla de hidrocarburos permite un mejor aprovechamiento de las propiedades de cada uno.

La materia prima para la fabricación de aceites aislantes, está constituida por hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos (ver figura 14.1); así mismo se encuentran presentes en concentraciones muy bajas, compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno que son denominados compuestos polares que dan al aceite su inestabilidad a la oxidación.

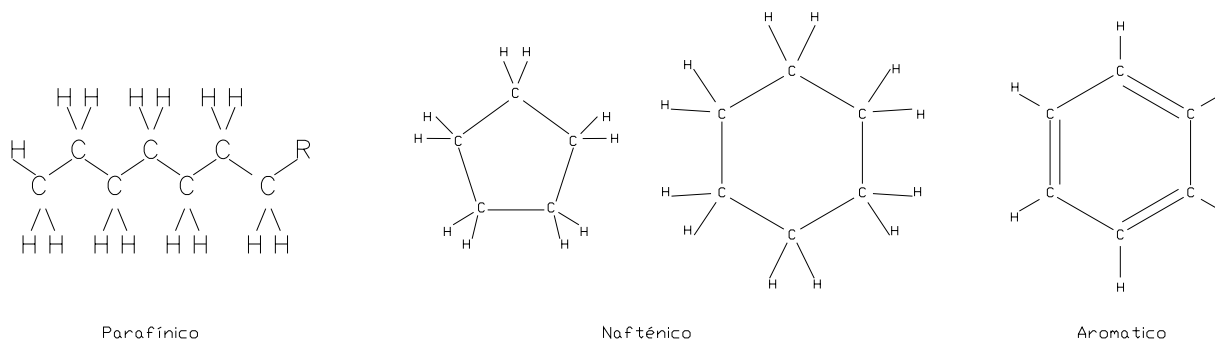


FIG. 14.1 ESTRUCTURAS MOLECULARES DE ACEITES AISLANTES



Los procesos existentes para la obtención de aceites aislantes, se han desarrollado para eliminar los componentes indeseables y conservar los deseables de las materias primas.

En la eliminación de los compuestos indeseables por medio de la extracción con compuestos apropiados, entre los más comúnmente usados están el ácido sulfúrico y el furfural, siendo éste el disolvente más selectivo. Los compuestos aromáticos son también eliminados, pero esto puede controlarse mediante la relación aceite-furfural. De acuerdo a ello se pueden obtener aceites aislantes con diversos contenidos de los componentes antes mencionados; aunque no se han podido establecer las condiciones adecuadas para eliminar solamente los compuestos polares.

Con el objeto de determinar la calidad de un aceite es necesario efectuar análisis al mismo, así como entender que se está midiendo y el criterio a seguir con los resultados obtenidos.

Los aceites aislantes que se utilizan en transformadores e interruptores, cumplen varias funciones importantes. Con respecto a los transformadores, el aceite forma parte del sistema de aislamiento y por otro lado actúa como agente enfriador, transportando el calor del núcleo y bobinas a la zona de disipación final. Por lo que respecta a los interruptores además de ser parte del sistema de aislamiento, su principal función es la de extinguir el arco eléctrico durante la apertura de sus contactos.

Las causas más comunes del deterioro del aceite en los transformadores son entre otras, la contaminación, humedad, la formación de ácidos y la oxidación. La humedad reduce notablemente las propiedades dieléctricas del aceite aislante, en tanto que los ácidos orgánicos además de ser conductores ayudan a retener agua.

El proceso del deterioro del aceite en interruptores es diferente al de los transformadores, cuando el interruptor abre con carga o bajo falla se forma un arco eléctrico a través del aceite, si éste contiene oxígeno, primeramente se formará agua y bióxido de carbono, cuando el suministro de oxígeno se agota, comienza a formarse hidrógeno y partículas de carbón, el hidrógeno se disipa como gas, en tanto que la presencia de partículas de carbón contamina el aceite mucho antes de que el deterioro por oxidación llegue a ser significativo.



14.1.1 PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA O TENSION DE RUPTURA.

Por definición la tensión de ruptura eléctrica de un aceite aislante es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba es frecuentemente realizada la medición nos permite conocer la resistencia dieléctrica momentánea de un aceite al paso de la corriente al aplicarle un voltaje además de la presencia de agua libre, polvo, lodos o cualquier partícula conductora presente en la muestra.

De acuerdo a la ASTM existen dos métodos para las pruebas de rigidez dieléctrica: el establecido por la norma B-877 y la B-1816. El aparato que se utiliza para el método ASTM D-877, consiste en un transformador, un regulador de voltaje, un interruptor, un voltmetro y una copa de prueba. Esta copa de prueba tiene dos electrodos en forma de disco que se separan 2.5 mm con las caras perfectamente paralelas.

14.1.1.1 RECOMENDACIONES Y PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA PRUEBA.

- a) Tanto los electrodos como la copa deben lavarse con aceite aislante en buenas condiciones o con el aceite que se va a probar. Evitar tocar los electrodos y el calibrador con los dedos, en caso de condensación en la copa se deberá calentar ligeramente para evaporar la humedad antes de usarla.
- b) Al iniciar las pruebas se deben examinar los electrodos asegurándose que no existan escoriaciones causadas por el arco eléctrico o acumulación de contaminantes. Si las escoriaciones son profundas se deben pulir. El carbón y la suciedad deben eliminarse calibrando posteriormente la distancia entre los electrodos.
- c) Después de efectuar la limpieza, enjuagar la copa con aceite y efectuar una prueba de ruptura siguiendo las indicaciones que se describen posteriormente.

Para obtener una muestra representativa del total del aceite deben tomarse las precauciones siguientes:

- Limpiar y drenar previamente la válvula de muestreo.
- Enjuagar el recipiente de prueba cuando menos una vez con el aceite que se va a investigar.
- Nunca tomar una muestra si la humedad relativa es mayor de 75%.
- Evitar el contacto del recipiente de prueba con la válvula de muestreo, los dedos y otros cuerpos extraños.

La temperatura del aceite al efectuar la prueba deberá ser a la temperatura ambiente pero en ningún caso deberá efectuar la prueba con temperaturas de menos de 20°C.



El Método ASTM D-1816 es similar al D-877 solo difiere en que los electrodos son semiesféricos en lugar de planos, separados entre sí 1 mm y cuenta con un medio de agitación para proporcionar una circulación lenta del aceite, este método de prueba es más representativo de las condiciones que trabaja el aceite, aún cuando no es de mucha utilización.

Por lo anterior es recomendable contar con un aparato con las siguientes características:

- 1) Rango de voltaje de 0 a 60 kV
- 2) Electrodos intercambiables para cubrir las necesidades de las normas
- 3) Que el incremento de voltaje sea automático y cuente con dos velocidades de incremento de voltaje que marcan las normas además, de estar provistos de un agitador.
- 4) Que sea portátil.

Para el método ASTM D-877 la copa se debe llenar hasta un nivel no menor de 20 mm sobre la parte superior de los dos electrodos, con objeto de permitir que escape el aire, deberá dejarse reposar durante no menos de dos minutos y no más de 3 minutos antes de aplicar el voltaje; después se aplica gradualmente el voltaje a una velocidad aproximada de 3 kV por segundo, hasta que se produzca el arco entre los electrodos, abriendo el interruptor; el operador lee el voltmetro y registra la lectura en kV.

Se efectuará la prueba a dos muestras diferentes, si ninguno de los dos valores es menor al valor mínimo permitido, fijado en 30 kV, no se requerirán pruebas posteriores y el promedio de las dos lecturas se reportará como la rigidez dieléctrica de la muestra. Si cualquiera de los valores es menor que 30 kV, deberán efectuarse una tercera prueba y promediar los resultados.

Para el método ASTM D-1816 las diferencias son las siguientes:

- Se aplica el voltaje gradualmente a una velocidad de 500 Volts por segundo.
- Debe haber un intervalo de por lo menos 3 minutos entre el llenado de la copa y la aplicación de la tensión para la primera ruptura y por lo menos intervalos de un minuto entre aplicación de la tensión en rupturas sucesivas.



- Durante los intervalos mencionados como en el momento de la aplicación de la tensión; el propulsor debe hacer llegar el aceite.

14.1.2 RESISTIVIDAD DEL ACEITE.

La Resistividad del Aceite es una medida de sus propiedades aislantes. Una alta resistividad refleja el bajo contenido de iones libres (compuestos polares) y normalmente indica una concentración baja de materiales contaminantes conductores.

La prueba de Resistividad o resistencia específica, es importante cuando se investiga equipo cuya resistencia de aislamiento haya disminuído, pudiendo ser una baja resistividad del aceite una de las causas. La prueba de resistividad da resultados más consistentes que la prueba de rigidez dieléctrica, de tal forma que la reducción de la resistividad con el envejecimiento es una valiosa indicación para determinar la capacidad de resistencia a la oxidación del aceite. La resistividad de cualquier material está dada por la ecuación:

$$\delta = (A/L) R$$

dónde:

δ - resistividad en ohms. cm.

L.- Longitud en centímetros entre los dos puntos donde se aplica una diferencia de potencial, y

R.- resistencia en ohms, que se opone al flujo de corriente.

14.1.2.1 TÉCNICA APLICADA.

En la práctica, la Resistividad del Aceite se mide con el Medidor de resistencia de aislamiento el cual cuenta con una celda de prueba diseñada de manera que el aceite quede contenido en el espacio anular entre dos electrodos cilíndricos que tienen una gran área superficial (A) y un pequeño espaciado entre sí (L). Se aplica un potencial de corriente directa con el Medidor de resistencia de aislamiento, obteniéndose la resistencia (R), la cual multiplicada por la constante de la celda (A/L) da como resultado la resistividad, en la actualidad existen celdas que el resultado se obtiene en forma directa, es decir sin la necesidad de utilizar un multiplicador o constante.



La Resistividad del Aceite varía con la magnitud del voltaje aplicado, el tiempo de aplicación del voltaje y de la temperatura del aceite. Para que ésta prueba sea comparable con el tiempo, será necesario que se efectúe siempre a las mismas condiciones; se recomienda que éstas sean:

VOLTAJE DE PRUEBA 2500 a 5000 Volts.
TIEMPO DE PRUEBA 1 Minuto.
TEMPERATURA APROXIMADA 20 °C.

En aceites nuevos se obtienen valores de resistividad practicamente de infinito.

Deben tomarse las precauciones necesarias para que la muestra de aceite sea verdaderamente representativa del equipo; para esto debe drenarse aceite de la válvula de muestreo del equipo que se va a probar, para que cualquier suciedad o agua acumulada en esta válvula sea eliminada, antes de tomar la muestra.

14.1.2.2 PROCEDIMIENTO Y RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA.

1) Después de ajustar el Medidor de resistencia aislamiento en forma convencional, se procede a conectar la celda, la cual tiene tres puntos de conexión, la manera de conectar el Medidor de resistencia de aislamiento se indica a continuación.

- a) La terminal "LINEA" del Medidor de resistencia de aislamiento se conecta a la terminal vertical superior de la celda.
- b) La terminal "GUARDA" del Medidor se conecta a la terminal horizontal intermedia, que está formada por un aro metálico.
- c) La terminal "TIERRA" del Medidor se conecta a la terminal horizontal de la celda, que sobresale de una parte aislante. La fig. No. 14.2 muestra la conexión del medidor a la celda de prueba.
- d) Se procede a energizar la celda con un voltaje de 2500 a 5000 volts y la lectura será tomada después de que se ha sostenido un minuto el potencial.

El valor obtenido en Megaohms se multiplica por la constante de la celda (Bidle = 1000 y la AVO = 622) según aplique, con lo que se tendrá la resistividad en Mega-ohms-cm.; en la actualidad existen algunos equipos que el resultado de la

prueba es directo inmediatamente después de la prueba deberá registrarse la temperatura del aceite, ya que el valor obtenido se afectará por éste parámetro.

2) Se deberán guardar las mismas precauciones que para las pruebas anteriores y cuando no se encuentre en uso la celda de prueba, ésta debe mantenerse en un recipiente con aceite aislante limpio para prevenir que se contamine con la humedad del ambiente.

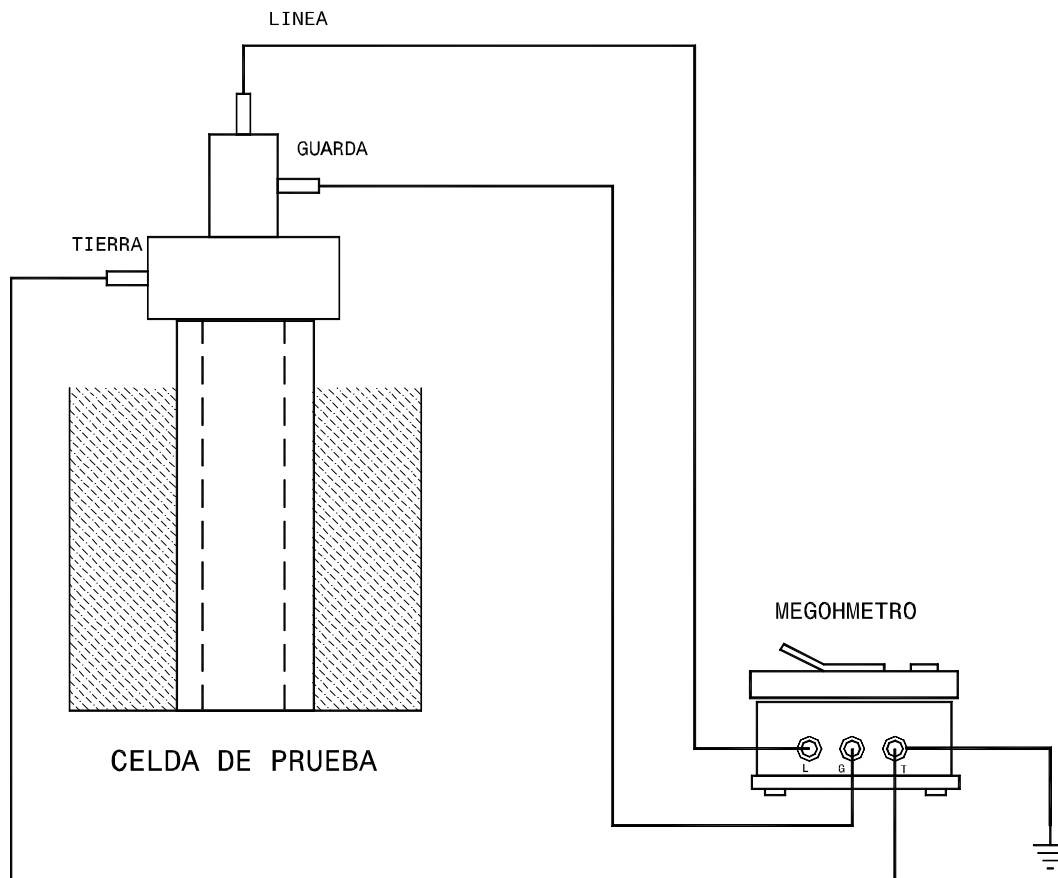


FIG. 14.2 ACEITE AISLANTE

PRUEBA DE RESISTIVIDAD

UTILIZAR FORMATO DE PRUEBA No. SE-14-01



14.1.2.3 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

Un valor de 50×10^6 megaohms.cm a 20°C como mínimo se considera como satisfactorio para operación.

Valores menores se consideran como inadecuados por la cantidad de sustancias iónicas en el aceite.

En aceites nuevos el valor debe ser mayor de 250×10^6 megaohms.cm; para aceites en servicio una resistividad de 50×10^6 megaohms.cm es aceptable y finalmente los aceites deben estar sujetos a una investigación más detallada si tienen valores abajo de 50×10^6 megaohms.cm.

Además de la pruebas eléctricas mencionadas existen las siguientes: tendencias a la gasificación, impulso eléctrico, prueba de oxidación acelerada y la prueba de compatibilidad.

14.1.3 PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA.

El factor de potencia es una prueba para evaluar la condición del aceite aislante desde el punto de vista dieléctrico. El Factor de Potencia de un aceite es la relación de la potencia disipada en watts en el aceite, entre el producto del voltaje efectivo y la corriente, expresado en voltampers. Esto es numéricamente equivalente al coseno del ángulo de fase o al seno del ángulo de pérdidas; es una cantidad adimensional, expresada normalmente en porcentaje.

Un requisito que debe cumplir un buen aceite es la ausencia de agua y otros compuestos contaminantes para evitar la degradación y la falta del aislante.

La especificación (CFE D3100-19 vigente) para aceite nuevo es 0.05 % a 25°C y 0.3 % a 100°C . Para aceites en servicio el criterio a seguir varía de acuerdo al nivel de aislamiento y capacidad del transformador.

Para efectuar la prueba de Factor de Potencia del aceite, se utiliza el medidor de factor de potencia que cuente con una celda especialmente preparada para ello, la cual es en esencia una capacitor que utiliza el aceite como medio dieléctrico.



14.1.3.1 PREPARACIÓN DE LA MUESTRA.

Deben tomarse las precauciones necesarias para que la muestra sea verdaderamente representativa del equipo, ya sea transformador o interruptor; etc para esto, debe drenarse aceite de la válvula de muestreo del equipo que se va a probar, para eliminar cualquier suciedad o agua acumulada en la válvula.

La muestra se deja reposar durante un tiempo, de 2 a 3 minutos antes de efectuar la prueba, para que el aire atrapado pueda escapar y las partículas de material extraño se depositen en el fondo de la celda.

14.1.3.2 RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA.

a) Se debe tener extrema precaución con las partes vivas tanto para el personal, como para el equipo ya que el voltaje es alto, y la copa de prueba debe estar aislada de tierra

b) Es importante limpiar perfectamente la celda con el mismo aceite a probar antes de efectuar la prueba pues de ello depende la confiabilidad de los resultados.

c) Manejar la celda con mucho cuidado, tanto al ser utilizada, como al transportarla, para conservarla en buen estado; ya que las escoriaciones y abolladuras restan confiabilidad a los resultados, se recomienda mantenerla llena de aceite al estar almacenada.

14.1.3.3 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA PRUEBA.

Primeramente, para efectuar ésta prueba, deberá tenerse listo y en condiciones de operar el equipo, conectándose a el todas las puntas de pruebas o terminales.

El llenado de la celda se efectúa, levantando la cubierta y llenándola con aceite hasta 20 mm del borde exterior. Hecho esto se cubre de nuevo con la tapa, asegurándose que quede ajustada apropiadamente. La celda debe estar sobre una base nivelada, de tal forma que la superficie del aceite quede también nivelada. Posteriormente se harán las conexiones del medidor a la celda, para lo cual, el gancho del cable de alta tensión se conecta a la manija de la celda, la terminal de baja tensión se conecta al cilindro metálico de la celda y el anillo de "Guard" del cable de alta tensión al tornillo de "Guard" de la celda.

El voltaje de prueba, debe aumentarse gradualmente hasta 2.5 ó 10 kV. conforme al equipo que se esté utilizando. Como el espacio entre las placas de la celda es de



4.75 mm, el aceite no debe fallar respecto a su tensión de prueba, a menos que se encuentre en muy malas condiciones. Se registran las lecturas del medidor y se calcula el Factor de Potencia, tomándose la temperatura de la muestra para su corrección a 20 °C. La tabla de corrección por temperatura corresponde a la No. 3.3, y se encuentra en el capítulo 3 de este procedimiento. La fig. No. 14.3 ilustra la conexión de los cables del equipo a la celda. El selector del equipo se posiciona para la prueba UST.

81 06 26	Revisiones:	85 01 12	91 09 20	93 12 24	03 04 30	07 01 30
----------	-------------	----------	----------	----------	----------	----------

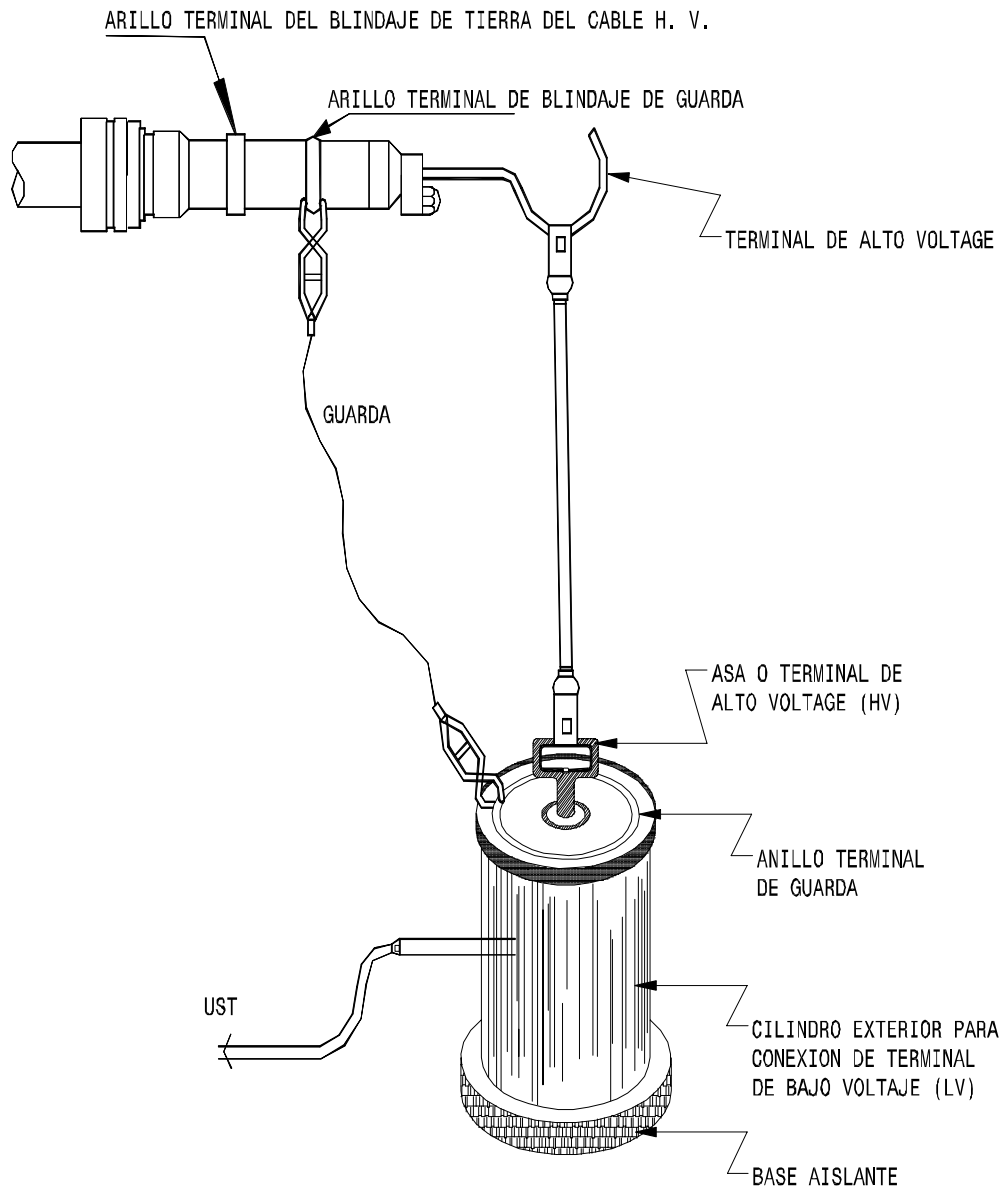


FIG. 14.3 CELDA DE PRUEBAS PARA LÍQUIDOS AISLANTES

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA AL ACEITE AISLANTE

UTILIZAR FORMATO DE PRUEBA No. SE-14-01



14.1.3.4 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

Un aceite con un Factor de Potencia de 0.5 % a 20°C, es usualmente considerado como satisfactorio para operación.

Un aceite con un valor de Factor de Potencia mayor de 0.6 % a 20°C, debe ser considerado como riesgoso, la confiabilidad para seguir operando en éstas condiciones será muy crítica, por lo que deberá ser investigado y complementado su análisis con pruebas físico-químicas, para determinar el estado del aceite.

14.1.4 PRUEBAS FÍSICAS.

A continuación se describen algunas de estas pruebas, en cuanto a su definición, metodología y resultados.

14.1.4.1 DENSIDAD.

Es la relación del peso de un volumen dado de una sustancia, al peso de un volumen igual de agua, la densidad varía con la temperatura de modo que se debe corregir cuando se mida a una temperatura que no sea la de referencia. La prueba consiste en utilizar un aparato de vidrio que se hace flotar en el líquido, llamado densímetro el cual tiene una graduación interna en la que se lee el valor que coincida con la superficie del líquido. El uso de ésta prueba es para identificación de la muestra; así como para la corrección de la tensión interfacial. Con el resultado se puede determinar el tipo de aceite, ya que el nafténico tiene valores de alrededor de 0.84 a 0.88 y el de tipo parafínico entre 0.86 a 0.89

14.1.4.2 VISCOSIDAD.

La viscosidad es una característica necesaria para conducir el calor generado en el equipo eléctrico y así actuar como refrigerante. La viscosidad del aceite se reporta como Segundos Saybolt Universal. El límite máximo de viscosidad es de 60 SSU; ahora referidos en m^2/s a un valor de $10,4 \times 10^{-6}$ como máximo.

La viscosidad es usualmente medida en un aparato llamado viscosímetro Saybolt, se hace pasar una cantidad determinada de muestra y se mide el tiempo que tarda en recorrer un tubo capilar estandarizado; esencialmente el aparato es un baño de aceite conteniendo un cilindro para la muestra, calentándose a la temperatura deseada.



14.1.4.3 ASPECTO VISUAL.

Es una prueba sencilla, pero puede ser de gran utilidad ya que fácilmente se determina el estado de un aceite. Este debe ser limpio, transparente y libre de sedimentos.

14.1.4.4 TEMPERATURA DE INFLAMACIÓN E IGNICIÓN.

La temperatura de inflamación es una indicación de los constituyentes volátiles del aceite. Para efectuar esta determinación, se coloca una muestra de aceite en una copa adecuada y se calienta lentamente pasando una pequeña flama por la superficie de la muestra. La temperatura de inflamación será cuando el aceite desprenda vapores y se enciendan en forma rápida. La temperatura de ignición será cuando se produzcan vapores suficientes para mantener encendida la muestra durante 5 segundos cuando menos. La copa abierta Cleveland es el aparato más usual para esta determinación. La especificación para el punto de inflamación es de 145 °C mínimo.

14.1.4.5 COLOR ASTM.

La prueba de color no es una prueba muy importante, pero si de fácil determinación. Para aceite nuevo la especificación es de 0.5 máximo. El color de los aceites se incrementa con el uso aunque muchas sustancias encontradas en transformadores, interruptores y reguladores lo incrementan.

14.1.4.6 TEMPERATURA DE CONGELACIÓN.

Es la temperatura a la cual el aceite deja de fluir. Una baja temperatura de congelación es necesario para asegurar que el aceite fluya aún a temperaturas frías. En aceites parafínicos la especificación indica -26 °C como máximo.

14.1.4.7 ANÁLISIS ESTRUCTURAL.

Es una prueba para determinar la concentración de aromáticos del aceite. Para aceite nacional se ha encontrado la óptima concentración de aromáticos entre 8 % y 12 %.



14.1.4.8 TENSIÓN INTERFACIAL.

El deterioro de los aceites aislantes se debe a los efectos de la oxidación o de la presencia de impurezas disueltas del material con el cual el aceite tiene contacto, también de contaminación externa, esta prueba por lo tanto mide las impurezas polares solubles en el aceite capaces de orientarla en la cara aceite agua. La determinación de la tensión interfacial se efectúa por dos métodos principales: el de la gota y el del anillo, con un valor mínimo a 25°C de 0.04 N/m.

14.1.4.9 CONTENIDO DE PARTICULAS.

Esta prueba tiene por objeto determinar la cantidad de partículas que contiene una muestra de aceite, este se pasa a través de un filtro calculándose el peso de impurezas detenidas relacionandolas con el volumen determinado.

14.1.5 PRUEBAS QUÍMICAS.

De manera similar a los ensayos físicos, a continuación se describen algunas de estas pruebas, en cuanto a su definición, metodología y resultados.

14.1.5.1 NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN.

Es la prueba química mas importante y conocida. Se le llama también indice de acidez o simplemente acidez, consiste en determinar la cantidad de material alcalino necesario para neutralizar los ácidos del aceite. El aceite durante su operación normal sufre cambios en su composición química, originándose peroxidos, aldehidos y ácidos orgánicos. La medida del acidez nos indica el nivel de deterioro por oxidación en un aceite. para un aceite nuevo se considera como un buen valor el de 0.03 mgKOH/g. de aceite.

14.1.5.2 NÚMERO DE SAPONIFICACIÓN.

Esta prueba mide absolutamente todo el ácido presente. Esta prueba es usada con poca frecuencia por el tiempo necesario y la dificultad para efectuarla.



14.1.5.3 PUNTO DE ANILINA.

Es un método rápido y directo para saber en forma general el contenido de hidrocarburos aromáticos y el grado de refinación de un aceite. Después de calentar y disolver volúmenes iguales de anilina y aceite, se deja enfriar y se toma la lectura cuando se separan totalmente las dos fases. La especificación para aceite nuevo tipo naftenico es de 78 °C y para aceite parafinico esta en estudio.

14.1.5.4 CONTENIDO DE AGUA.

El agua es uno de los enemigos principales del aceite. El método usado mas común para su determinación es el de Karl-Fischer, es importante la manipulación de la muestra ya que el aceite es altamente higroscópico

Otro método para la medición de humedad, es medir el punto de rocío por medio de una celda y calcular el contenido de agua en el aceite con ayuda de las tablas de vapor de agua y la ecuación de solubilidad de Henry. El aceite para equipo eléctrico antes de entrar en operación debe tener una concentración máxima de agua, dependiendo del voltaje de operación del mismo:

Para equipos hasta 115 kV 15 ppm máximo

Para equipos hasta 230 kV 12 ppm máximo

Para equipos hasta 400 kV 10 ppm máximo

14.1.5.5 CONTENIDO DE INHIBIDOR.

Esta prueba tiene por objeto determinar el contenido de inhibidor en aceite ya sea este nuevo o usado. La determinación puede ser cualitativa o cuantitativa. Los inhibidores o antioxidantes tienen como propiedad reaccionar con los peróxidos y así destruirlos, disminuyendo con esto la velocidad de oxidación. Sin embargo si hay corrosivos presentes, los inhibidores no pueden evitar que estos disuelvan el cobre que cataliza la peroxidación, por lo que no debe existir la presencia de inhibidor en el aceite.



14.1.5.6 CLORUROS Y SULFATOS.

Esta determinación es cualitativa y sirve para determinar la presencia de cloruros y sulfatos en aceites nuevos, los cuales son contaminantes y pueden existir en el aceite como resultados de fallas en la refinación. La especificación de CFE D3100-19 indica que no debe haber presencia de ellos.

14.1.5.7 AZUFRE TOTAL.

El azufre es un contaminante en el aceite por lo que se debe determinar y observar que se cumpla con la especificación de un valor máximo de 0.1 %.

14.1.5.8 AZUFRE CORROSIVO.

Como se ha dicho los aceites minerales pueden contener sustancias que causan corrosión bajo ciertas condiciones de uso. Esta prueba utiliza cobre metálico en contacto con aceite bajo condiciones prescritas. La especificación indica que no debe existir azufre corrosivo.

14.1.6 CROMATOGRAFÍA DE GASES.

14.1.6.1 TEORÍA GENERAL.

Durante la operación del transformador, el aceite aislante y los otros materiales dieléctricos sufren degradación bajo la acción de la temperatura y de las tensiones eléctricas, procesos de descomposición química que dan como resultado la aparición de gases. Cuando ocurren fallas incipientes (como sobre calentamiento, arco o descargas parciales) estas, dan como resultado la generación de gases, que en algunos transformadores, por diseño, son atrapados en el relévador Buchholz,.

Para esclarecer la naturaleza o la gravedad de la falla, en el caso de la operación del relévador Buchholz, se efectúa un análisis del gas recogido. Los gases existentes liberados por el aceite aislante provienen de la falla o descomposición de los materiales aislantes en general.



El análisis más usual del gas recogido es la simple verificación de su combustibilidad, que en caso de ser positiva es alarmante. Además de esta forma, los estudios realizados a lo largo del tiempo indicaron que es posible relacionar la presencia de determinados gases con la naturaleza eléctrica de la falla o con el material afectado por ella. De este modo el relévador Buchholz permite distinguir una eventual falla .

Los gases formados por la descomposición de los materiales aislantes se disuelven total o parcialmente en el aceite, y son transportados a todos los puntos con los que entra en contacto. Ello permite que mediante la recolección de una muestra, se obtenga información sobre todas las partes en contacto con el aceite.

Los métodos anticuados para detectar la presencia de gases combustibles, se basan en pruebas de combustibilidad o en análisis químicos, no tienen sensibilidad y sólo son confiables en casos de deterioro avanzado del aceite y/o materiales aislantes.

La aparición de técnicas modernas de análisis de gases aislantes, entre las que destaca la cromatografía, capaz de procesar pequeñas muestras de aceite con gran sensibilidad y precisión, hace posible un enfoque distinto del problema. Cuando ocurre una falla incipiente, la cantidad de gas que se genera es pequeña. Este gas se disuelve en el aceite, y puede no presentarse en un estado gaseoso que pueda detectarse o analizarse como se describe anteriormente. En esa etapa, su extracción y análisis a partir de una muestra del aceite aislante, constituye un poderoso instrumento para lograr la identificación oportuna de una falla, o una operación anormal del equipo.

Este método se está desarrollando y utilizando en escala cada vez mayor, y permite un diagnóstico de las condiciones internas de un transformador, según varios criterios que se han publicado en la literatura especializada y que se describe más adelante. Se ha usado con excelentes resultados, para resolver problemas tales como.

- a) Impregnación de aceite en unidades nuevas.
- b) Control del deterioro de materiales aislantes
- c) Control durante el período de garantía.
- d) Detección de fallas incipientes.
- e) Localización de fallas y determinación de su significado.
- f) Anomalías en el cambiador de derivaciones



g) Optimización del tiempo de servicio.

h) Desarrollo de materiales dieléctricos.

Además, la literatura indica que este método de detección de fallas incipientes es más sensible y seguro que los métodos eléctricos aplicables, dado que su límite de detección disminuye con el aumento del tiempo de duración de la falla, debido a la acumulación de gases en el aceite.

Con la utilización de esta técnica, y debido a que en la mayoría de los casos se pueden determinar las fallas antes de tener que retirar de servicio la unidad, resulta posible preparar el sistema para reparar el equipo averiado sin interrumpir el servicio. Por tanto, se recomienda incluir el análisis periódico de los gases que contiene el aceite aislante como parte del programa de diagnóstico del equipo, para obtener una disminución del costo de operación.

14.1.6.2 ANÁLISIS DE LOS GASES DISUELTOS EN EL ACEITE.

El análisis de los gases disueltos en el aceite aislante puede dividirse en seis etapas:

1) **Extracción de la muestra.** Esta etapa consiste en la obtención de la muestra representativa del equipo que está en estudio, debiendo tener cuidado sobre todo en evitar el contacto o la contaminación con el aire. Normalmente la muestra se debe tomar por la válvula inferior de muestreo, es recomendable en caso de alarma por gases tomar la muestra de la purga de Bucholz, esto con la finalidad de detectar los gases antes de su total disolución en el aceite.

La obtención de la muestra es uno de los pasos más importantes, de esta depende la confiabilidad de los resultados de la prueba, a continuación se citan los principales puntos de procedimiento de toma de muestra según norma nom-j-308-1983 y ASTM D3613.

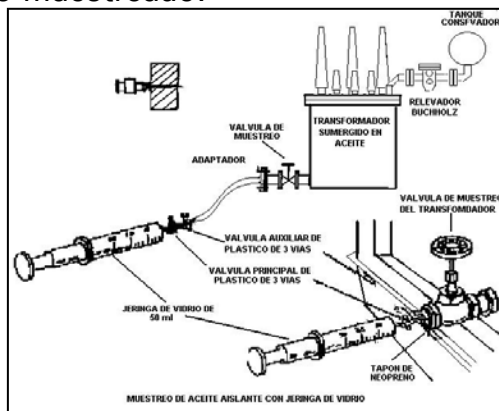
a) La jeringa no debe tener fugas, para verificar esto se hará cerrando la válvula y colocando la jeringa en posición vertical con la punta hacia arriba si se queda fija y el émbolo no se mueve esta tiene hermeticidad.

b) La limpieza de la válvula de drenado, accesorios y la jeringa es indispensable para evitar la contaminación del aceite aislante, esto se logra desechando dos litros aproximadamente para que arrastre los posibles sedimentos en la válvula y la muestra obtenida sea más significativa, la jeringa se purga llenándose y vaciándose por medio de la válvula de tres vías.

- c) El llenado de los formatos correspondientes y el correcto etiquetado de las jeringas, facilitan la identificación del equipo en cuestión.
- d) Una vez obtenida la muestra debe transportarse al laboratorio en condiciones adecuadas para evitar derrames y la exposición al calor y la humedad.

Los diversos laboratorios que practican estos análisis utilizan varios tipos de recipientes. En todos los casos hay que garantizar que el manejo de muestras no resulte en una pérdida de hidrógeno superior a 2.5 % por semana, puesto que de todos los gases que se analizan éste es el menos soluble y el que más rápido se difunde, lo que puede ocasionar errores por el almacenamiento y transporte.

Normalmente se emplean jeringas de vidrio de 50 ml. equipadas con válvulas de tres vías perfectamente adaptadas en el extremo. Se envían al laboratorio acondicionadas para su transporte en una caja protectora que debe contener una etiqueta con las características del equipo muestreado.



2) Extracción de los gases disueltos. Esta operación es la primera parte del análisis. Consiste en la extracción mediante vacío de los gases disueltos en una pequeña cantidad de aceite aislante. El aparato consta de una probeta para gas con aguja superior calibrada y agrupada con una llave que permite sucesivamente la aplicación de vacío de 10^{-2} Torr, la admisión de la muestra y la compresión de los gases a presión atmosférica.

Se toma una muestra de aceite (normalmente 20 ml.) y se extraen los gases contenidos en el aceite sometiendo la muestra al vacío y a una agitación vigorosa. Los gases que ocupan todo el espacio, se comprimen enseguida por la elevación de un nivel de mercurio y en la aguja calibrada se efectúa la lectura de los gases extraídos, a presión y temperatura ambiente. Después de la lectura del volumen se retira parte de la mezcla de gases, a través de una membrana, para su inmediata inyección en el cromatógrafo.



Existen equipos que al inyectar la muestra de aceite la extracción de gases se hace internamente en forma automática.

3) Análisis cromatográfico. La cromatografía consiste en un medio físico de separar los componentes de un fluido mediante su distribución en dos fases, una estacionaria y de gran superficie y la otra de un fluido que circula a través de la primera.

La separación ocurre cuando los componentes de la mezcla interactúan con la fase estacionaria o medio, si estas interacciones son diferentes entre sí, también lo serán las velocidades durante el recorrido. El tiempo que tarda un componente en recorrer la fase estacionaria y llegar al detector se le llama tiempo de retención y es diferente para cada componente de acuerdo a sus propiedades químicas. Los gases son detectados por dispositivos establecidos para cada uno de ellos; la medición requiere de un patrón con concentraciones conocidas y se calibran los tiempos de retención para su identificación.

En términos generales un cromatógrafo de gas se divide en tres partes principales: inyectores o vaporizadores, columnas y detectores.

En el inyector, la muestra de gas que se va analizar se diluye en un gas inerte, que la conduce a través de la columna, donde se realiza la separación en un medio adecuado y pasa en seguida al detector que emite una señal proporcional a la señal de cada componente.

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

La determinación de la concentración de gases extraídos del aceite aislante se hace modelando el instrumento con una muestra de los gases que se analizarán en una proporción conocida, y comparándose el cromatograma patrón con el que se obtiene de la muestra analizada.

81 06 26	Revisiones:	85 01 12	91 09 20	93 12 24	03 04 30	07 01 30
----------	-------------	----------	----------	----------	----------	----------



4) **Cálculo de los resultados.** Normalmente se analizan nueve gases, contando los equipos con la siguiente sensibilidad:

GAS	SENSIBILIDAD (*)
Hidrógeno (H ₂)	0.5
Oxígeno (O ₂)	0.7
Nitrógeno (N ₂)	1.0
Metano (CH ₄)	2.0
Monóxido de carbono (CO)	3.0
Dióxido de carbono (CO ₂)	3.0
Etileno (C ₂ H ₆)	1.0
Etano (C ₂ H ₄)	2.0
Acetileno (C ₂ H ₂)	3.0

(*) en partes por millón (ppm)

La concentración de los gases disueltos en aceite aislante se expresa en partes por millón (ppm) volumen/volumen de aceite, medidas a una temperatura de 23°C para determinar esta concentración se emplea la siguiente fórmula:

$$ppm_i = N_i \times V_R \times R_i / R_p, \text{ donde:}$$

- ppm_i - concentración en partes por millón del componente i.
- N_i - constante para el componente i.
- V_R - volumen de gases extraídos.
- R_i - respuesta del componente i en la muestra.
- R_p - respuesta del componente i en el patrón.

La constante N_i se calcula así:

$$N_i = \frac{C_i(V_c + K_i \times V_a) \times 10^4}{V_c \times V_a}, \text{ donde:}$$

- N_i - constante para el componente i.
- C_i - concentración del gas i en el gas patrón, en porcentaje.
- V_c - volumen de la cámara de desgasificación.
- K_i - coeficiente de solubilidad del componente i.
- V_a - volumen de la muestra de aceite utilizada.
- 10⁴ - conversión en ppm.



Además de la concentración de cada gas, se calcula también la concentración total de los gases disueltos, así como la de los gases combustibles.

El valor de respuesta del componente, se obtiene del cromatograma por la medida del pico correspondiente. Se puede utilizar la medida de la altura del pico, si bien el área integrada es un indicador más preciso.

Los equipos actuales realizan el proceso en forma automatizada mediante la utilización de integradores electrónicos digitales.

5) Diagnóstico. En la etapa de diagnóstico, dentro del proceso de análisis, se intenta determinar la respuesta a dos preguntas básicas:

1.- ¿Hay alguna irregularidad en el transformador que se examina?

2.- En caso afirmativo, ¿cual es su origen y su gravedad? Para obtener estas respuestas es necesario correlacionar los resultados del análisis con las composiciones gaseosas esperadas o verificadas en transformadores que funcionan de manera normal o anormal.

Durante el funcionamiento normal de un transformador se producen gases por los materiales aislantes que se pueden disolver en el aceite. En las condiciones de equilibrio que prevalecen en la producción lenta de gases, la solubilidad de un gas en un líquido se rige por la ley de Henry.

$$P_i = H_i \times C_i, \text{ donde:}$$

P_i = la presión parcial del componente i en estado gaseoso.

H_i = la constante de Henry a la temperatura del sistema.

C_i = la concentración del componente i en estado líquido.

Cuando la presión total, es decir la suma de las presiones parciales, alcanza a una atmósfera, se considera que el aceite esta saturado de gas.

No siempre prevalecen estas concentraciones de equilibrio. Dependiendo de la cantidad y de la velocidad con que se producen, los gases originados por una falla pueden disolverse totalmente en el aceite o pueden hacerlo parcialmente. Debe tomarse en cuenta que, durante su permanencia en él, habrá cambios en la composición con tendencia a que el aceite absorba los gases más solubles (C_3 , C_4 , C_2H_4) y libere los menos solubles (H_2 , N_2 , CO).



Los gases que sobrepasan el nivel del aceite, en transformadores con respiración, se pierden en la atmósfera debido sobre todo a la expansión y contracción del aceite renovando parcialmente el aire que hay en el conservador.

Esta pérdida de gas ocasiona una atenuación de la tasa de crecimiento de la concentración. En los casos en que disminuye mucho la producción de gases, la concentración de los gases disueltos puede llegar a disminuir.

Niveles normales.- Entre los diversos autores varían mucho los niveles que se consideran normales (niveles patrón) para los gases disueltos en aceite dieléctrico en un transformador, según el diseño, la carga, el tiempo de operación, tipo de mantenimiento, la calidad del aceite, etc.

Los niveles patrón se determinan trazando un gráfico del nivel de cada gas analizado de una población homogénea de transformadores, estadísticamente significativa, contra sus posibilidades acumuladas de ocurrencia

Composición característica.- Los gases que se generan, según el tipo de falla, son disueltos en el aceites dieléctrico y, esos gases tendrán un perfil de composición característica. Estos perfiles que se lograron a partir de comparaciones de análisis de transformadores defectuosos en buen estado y de simulaciones en el laboratorio que constituyen la base del criterio del diagnóstico.

Las principales fallas que hay que considerar, son: sobrecalentamiento, descargas parciales y arco eléctrico

La temperatura tiene un efecto decisivo en la composición de los productos resultantes de la descomposición térmica. Se pueden distinguir dos tipos de fallas, alta y baja temperatura. También debe tomarse en cuenta que en la descomposición, la temperatura actúa en forma exponencial sobre la velocidad de formación de gases y facilita la saturación.

Durante el calentamiento, el aceite se descompone en hidrocarburos de bajo peso molecular. Con elevación de la temperatura, aumenta considerablemente la concentración de etileno en relación con el metano y el etano, por tanto, el etileno es el producto principal para la caracterización de las fallas por sobrecalentamiento. Con respecto al acetileno (el menos saturado) se admite que la temperatura no resulte suficiente para generar su formación a gran escala.

El principal producto de las descargas parciales es el hidrógeno, acompañado de concentraciones menores de metano. Si la falla afecta la celulosa, también habrá la formación de monóxido de carbono.

La producción de acetileno y la de hidrógeno son características del arco; el acetileno es el gas predominante en este caso. Junto con estos dos gases, se encuentran el etileno y otros en menor concentración, resultantes del efecto térmico.

La carbonización de la celulosa comienza a 140°C. Entre los diferentes productos resultantes de la degradación encontramos al monóxido de carbono y al dióxido de carbono. La variación de la relación entre estos dos gases se vincula con el tipo y el tamaño del transformador y con la relación entre el aislamiento de papel y el de aceite.

El hidrógeno también puede formarse por electrólisis, siendo en este caso el único gas combustible de interés.

Relaciones entre gases.- Algunos autores han propuesto sistemas que utilizan la relaciones entre ciertos gases para comparar los perfiles de composición y su vinculación con ciertos tipos de fallas. Estos cocientes son útiles, por ejemplo, en el caso en que dos o más gases excedan el nivel patrón.

Como ejemplo de estos criterios de diagnóstico Rogers, sugiere la utilización de los siguientes cocientes de niveles de gases como análisis de diagnósticos:

$$a) \frac{CH_4}{H_2}$$

$$b) \frac{C_2H_6}{CH_4}$$

$$c) \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

$$d) \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$$

Utilizando los cocientes anteriores se preparó empíricamente la tabla de la fig. No. 14.4.

De este modo vemos que la interpretación de los resultados exige un conocimiento detallado de la composición química de los materiales aislantes y de su aplicación en los equipos, así como datos sobre el transformador, y sobre sus condiciones de funcionamiento.

6) Informe. Con base al procedimiento descrito anteriormente, el laboratorio elabora un informe en el que detalla el nivel de concentración de los gases disueltos y sus diagnósticos, mencionando el método utilizado.

Cuando lo exige la urgencia del caso se procura realizar el análisis en un período de 24 hrs., comunicando el resultado preliminar al usuario.



Como parte del informe, también se formula una recomendación sobre el período al cabo del cuál debe tomarse una siguiente muestra del transformador, período que en caso de operación normal es anual. A veces se recomiendan tomas más frecuentes, en aquellos casos que es conveniente determinar la tasa de formación de los gases que se detectaron, especialmente cuando se carece de información sobre el equipo en cuestión.

Además del método de Rogers de interpretación del análisis de gases, existe el método de Dornenburg, el método de la Universidad del estado de California en Sacramento (CSUS), el método del triángulo de Duval, método de gases clave y método por nomograma.

TRIÁNGULO DE DUVAL: Con el empleo de tres gases, Duval estableció un sencillo método de diagnóstico del comportamiento de transformadores. Duval sugirió el uso de concentraciones de metano, etileno y acetileno para este diagnóstico. Considerando que la suma de las concentraciones de estos tres gases de falla representa un 100%, calculó nuevos porcentajes de participación para cada uno de estos gases. Propuso una gráfica en forma de triángulo equilátero donde cada lado representa la escala desde 0 a 100% de cada gas. Los porcentajes calculados son colocados en su respectiva escala y proyectando líneas en la dirección indicada, los tres coinciden en un punto que representan el 100%. El punto se localiza en áreas que representan la condición del transformador. Al igual que en la gráfica de relaciones de Dörnenburg, también se puede sobreponer análisis posteriores. En el triángulo se localizan 6 áreas representativas del comportamiento: arcos de alta energía, arcos de baja energía, descarga corona, calentamiento menor a 200°C, calentamiento entre 200°C y 400°C, calentamiento mayor de 400°C.

NOMOGRAMA: Este método fue propuesto por el Sr. J. Orren Church, El conjunto es una gráfica de manejar la magnitud de las concentraciones y un valor límite máximo con el de relaciones de pares de gases. Cada una de las concentraciones de los gases se representaron con una línea y para ciertos gases con dos líneas en escalas logarítmicas dibujadas en sentido vertical y en forma adyacente, siendo el número de relaciones entre gases de siete: Hidrógeno/acetileno, acetileno/etano, etano/hidrógeno, hidrógeno/metano, metano/acetileno, acetileno/etileno, monóxido/bióxido de carbono.

Para realizar la comparación se trazan líneas que conectan las escalas adyacentes en los puntos de concentración de cada gas. La pendiente que presente esta línea de unión determinará el diagnóstico que corresponde a esta relación, aunque se obtienen siete diagnósticos con este método sólo se diferencian tres tipos de falla que son: A.- arqueo, P.- pirolisis y C.-corona. El diagnóstico que se toma como más representativo del comportamiento del transformador será el que se repita más. En



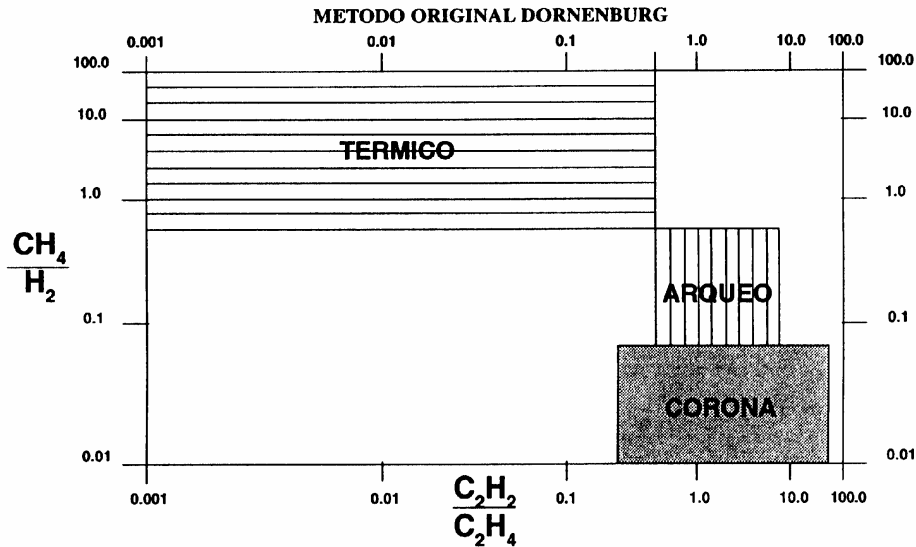
cada escala presento las concentraciones límite para transformadores considerados con operación normal por Dörnenburg, además, marco concentraciones límite obtenidas por su propia experiencia.

En la parte inferior de la gráfica , entre cada par de escalas comparadas se encuentran las claves de diagnósticos de Church. Para obtener el diagnóstico, si la relación es 1:1 la línea que conecta los puntos es horizontal y corresponde a un comportamiento normal, si la relación es mayor a uno, la línea tiene pendiente positiva y corresponde a una falla tipo pirolisis o calentamiento. Si la pendiente de la línea es negativa pero menor de -1 corresponde a relaciones en el rango de 1 a 10 e indican arqueo. Líneas con pendiente negativas mayores a -1 corresponden a relaciones mayores a 10 e indican descarga parcial o corona.

En el presente capítulo se incluye un formato para el registro histórico del contenido de gases en transformadores de potencia.

METODO DE DORNENBURG

Consiste en relacionar las cantidades de metano e hidrógeno, así como las de acetileno y etileno. La intersección entre estos dos valores en la gráfica indica el tipo de falla que está ocurriendo en el transformador.



METODO DE ROGERS

Se basa en relacionar los cinco gases primarios de la descomposición del aceite de acuerdo a su aparición según sea la temperatura relativa de la falla.

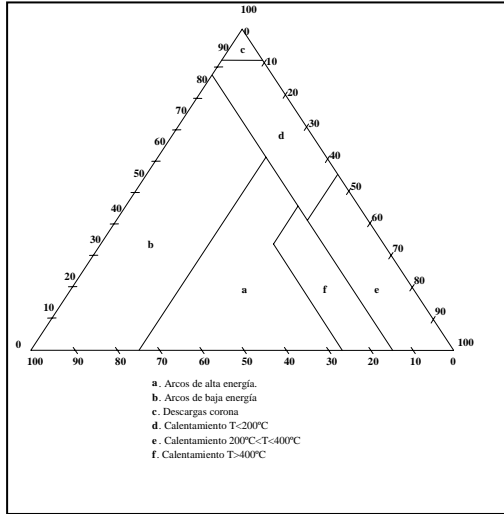
METODO DE GAS	RANGO	CODIGO
$\frac{\text{METANO}}{\text{HIDROGENO}}$	< 0.1	5
	> 0.1 y < 1.0	0
	≥ 1.0 y < 3.0	1
	≥ 3.0	2
$\frac{\text{ETANO}}{\text{METANO}}$	< 1.0	0
	> 1.0	1
$\frac{\text{ETILENO}}{\text{ETANO}}$	< 1.0	0
	≥ 1.0 y < 3.0	1
	≥ 3.0	2
$\frac{\text{ACETILENO}}{\text{ETILENO}}$	< 0.5	0
	> 0.5 y < 3.0	1
	≥ 3.0	2

METANO HIDROGENO	ETANO METANO	ETILENO ETANO	ACETILENO ETILENO	DIAGNOSTICO
0	0	0	0	DESCARGA NORMAL
5	0	0	0	DESCARGA PARCIAL
1 ó 2	0	0	0	SOBRECALENTAMIENTO LIGERO (150°C)
1 ó 2	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO (150 A 200°C)
0	1	0	0	SOBRECALENTAMIENTO (200 A 300°C)
0	0	1	0	SOBRECALENTAMIENTO EN NUCLEO Y TANQUE
1	0	1	0	SOBRECALENTAMIENTO EN DEVANADO
1	0	2	0	SOBRECALENTAMIENTO UNIONES NUCLEO Y TANQUE
0	0	0	1	FLASHOVER CON FLUJO BAJO
0	0	2	2	CHISPORROTEO CONTINUO DE POTENCIA VARIABLE
5	0	0	1 ó 2	DESCARGA PARCIAL CON HUELLA
0	0	1 ó 2	1 ó 2	ARCO CON FUERTE FLUJO

METODO DE LA CSUS

(California State University Sacramento). Agrupa las fallas de transformadores en cuatro grupos diferentes, considerando cantidades normales y anormales de cada gas en el aceite.

GAS	NORMAL	ANORMAL	INTERPRETACION
HIDROGENO	< 150 PPM	> 1000 PPM	ARQUEO - CORONA
METANO	< 25 PPM	> 80 PPM	CHISPORROTEO
ETANO	< 10 PPM	> 35 PPM	SOBRECALENTAMIENTO NORMAL
ETILENO	< 20 PPM	> 150 PPM	SOBRECALENTAMIENTO SEVERO
ACETILENO	< 15 PPM	> 70 PPM	ARQUEO
MONOXIDO DE CARBONO	< 500 PPM	> 1000 PPM	SOBRECALENTAMIENTO SEVERO
HIDROXIDO DE CARBONO	< 10000 PPM	> 15000 PPM	SOBRECALENTAMIENTO SEVERO
NITROGENO	1.10 %	NO ANORMAL	
OXIGENO	0.2 - 3.5 %	NO ANORMAL	
	0.03 %	5 %	GASES COMBUSTIBLES



TRIANGULO DE DUVAL

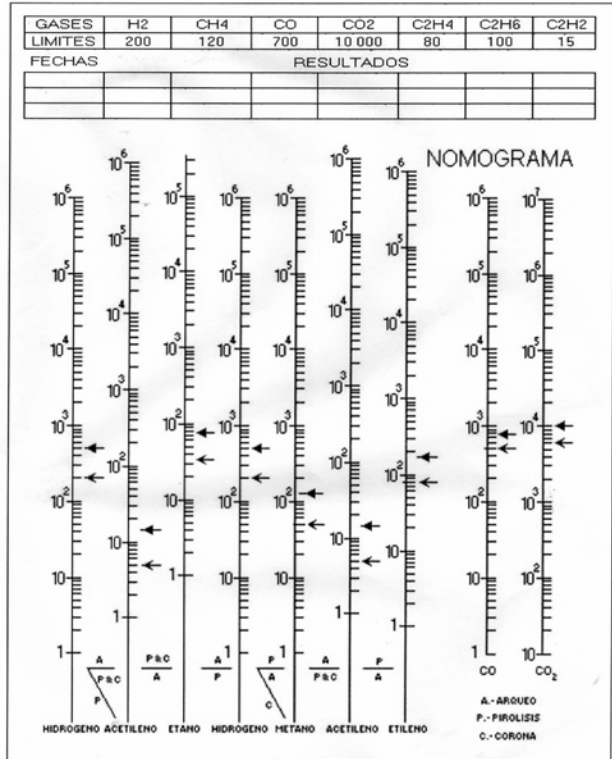


FIG. 14.4 METODOS DE INTERPRETACIÓN DEL ANÁLISIS DE GASES

14.2 HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF₆)

En la figura 14.5 se muestra la composición de una molécula de este gas, cuyas propiedades dieléctricas lo hacen un fluido aislante de gran aplicación en sistemas y equipos.

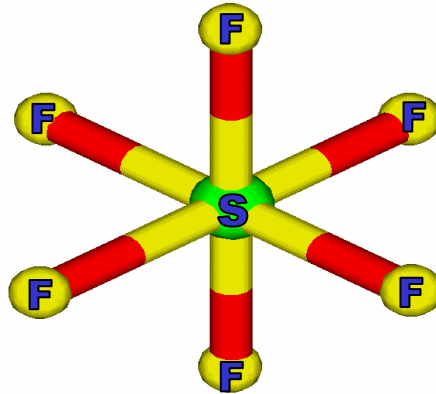


FIG. 14.5 MOLÉCULA DE HEXAFLUORURO DE AZUFRE



14.2.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS

El hexafluoruro de azufre es un gas incoloro e inodoro, no toxico, no flamable esta formado por la unión de elementos químicos muy activos como los son el azufre y el fluor, su estructura química permite que sea un compuesto estable con una gran electronegatividad proporcionada por el fluor, esta propiedad se refiere a la capacidad que tiene un elemento para aceptar electrones, situación que va de la mano con la capacidad para extinguir arcos eléctricos, puede calentarse hasta 500°C sin sufrir descomposicisión, normalmente los iones de SF₆ se combinan para formar de nuevo el gas después del arco.

Este gas es uno de los mas pesados su densidad a 20 °C es de 6.164 Kg/m³, casi cinco veces mas que el aire, su peso molecular es 146.06, es insoluble en agua y poco soluble en alcohol etílico. Debido a su alta densidad su calor especifico es 3.7 veces mayor que el aire, teniendo una excelente transferencia de calor, lo que es un importante criterio para su aplicación en alto voltaje.

Quizá la mas importante propiedad es su rigidez dieléctrica que es casi tres veces la del nitrógeno a temperaturas elevadas, a 30 lb/in² es la misma que la del aceite aislante. A esta propiedad se le adjudica también su habilidad para extinguir arcos. Su estructura es de un octaedro (ver figura 14.5) en el cual sus seis esquinas están ocupadas por átomos de flúor, el flúor es el elemento más electronegativo que se conoce. El SF₆ no existe en la naturaleza se produce por reacción directa a 300 ° C.

El SF₆ no reacciona con el hidrógeno, cloro, oxígeno, los ácidos, los álcalis y el amoniaco.

En interruptores de potencia, otra gran ventaja del SF₆ es que al contrario del aceite no deja depósitos de carbón amorfo.

El punto de fusión es de -50.8° C a 2.21 bars y a -63.8° C se sublima.

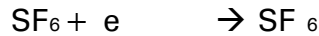
Aunque su conductividad térmica es un décimo de la de helio, su alto peso molecular y su baja viscosidad permiten la transferencia de calor por convección con mayor efectividad que otros gases comunes.

Un sistema eléctrico con ambiente de SF₆ puede ser cargado con diez veces más potencia que un medio ambiente aislado en aire.

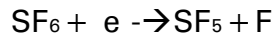


14.2.2 COMPORTAMIENTO DEL SF₆ EN ESTADO ESTABLE

Durante la formación y extinción de un arco eléctrico en un interruptor, el SF₆ se ioniza y se recombina para formar de nuevo gas.



O como combinación disociativa:



Sin embargo, en los equipos de desconexión actuales, los vapores metálicos generados en los electrodos al momento de interrumpir el arco eléctrico, reaccionan con el Flúor del gas SF₆ formando gases de descomposición que son muy activos y reaccionan con la humedad en el gas, para formar compuestos altamente tóxicos y corrosivos.

14.2.3 COMPORTAMIENTO DEL SF₆ BAJO FALLA

La formación de los productos de descomposición depende del área, intensidad, duración del arco eléctrico, contenido de humedad, contenido de impurezas y los materiales de fabricación de la cámara del arqueo.

En una cámara de extinción de un interruptor se encuentran normalmente los siguientes materiales: cobre, plata, tungsteno, aluminio, teflón, resina epóxica, alúmina, etc.

Los productos de descomposición iniciales en el interior de la cámara son: fluoruros metálicos, tetrafluoruro de azufre (SF₄) y monofluoruro de azufre (S₂F₂).

El tetrafluoruro de azufre y el S₂F₂ son extremadamente reactivos con el agua y el oxígeno para formar oxifluoruros de azufre.

El (SF₄) reacciona con el oxígeno para formar tetrafluoruro de tionilo SOF₄ ó con el agua para formar el fluoruro de tionilo (SOF₂) los que se identifican rápidamente por su olor a azufre.

El SOF₂ y el SOF₄ pueden reaccionar nuevamente para formar el fluoruro de sulfurilo SO₂F₂.



El monofluoruro de azufre se puede disociar a difluoruro de azufre (SF₂) ó hidrolizarse a fluoruro de tionilo.

El SF₂ se puede transformar a tetrafluoruro de azufre o hidrolizarse a fluoruro de tionilo.

Además hay que observar que por cada reacción de hidrólisis hay la formación de ácido fluorhídrico HF, el cual es ácido extremadamente corrosivo.

En un sistema muy húmedo el SOF₂ se puede hidrolizar nuevamente para formar SO₂

Los fluoruros metálicos son sólidos en forma de polvo blanco que puede ser: hexafluoruro de tungsteno (WF₆), trifluoruro de aluminio (AlF₃) y fluoruro de cobre (CuF₂); los que también pueden hidrolizarse.

Por lo descrito anteriormente se observa la necesidad de evitar la humedad y el oxígeno dentro de un interruptor y de contar con métodos de análisis que nos determinen el contenido de estos compuestos de gas.

Cuando el hexafluoruro se somete a un arqueo eléctrico, con la presencia de humedad y oxígeno se forman fluoruros de tionilo y fluoruros de sulfurilo, que se identifican por un olor fétido, cuando se detecta un olor fuerte en un equipo fallado, se debe acordonar el area, para evitar el acceso , el personal autorizado deberá usar guantes de hule, mascarillas con filtro y absorbente para polvos, asi como ropa y lentes de seguridad.

Si se observa la presencia de polvos blancos se debe evitar el contacto de estos con la piel,. durante los trabajos, no debe tocarse la cara, particularmente los ojos,se debe cuidar de la higiene personal para evitar la ingestión accidental del polvo.

La siguiente tabla resume los limites de tolerancia en la atmosfera para una exposición de ocho horas de los productos de la descomposición del gas SF₆.

COMPUESTO	VALOR LÍMITE DE TOLERANCIA
Fluoruro de tionilo (SOF ₂)	0.6 ppm
Tetrafluoruro de Carbono (CF ₄)	10 ppm
Fluoruro de sulfurilo (SO ₂ F ₂)	5 ppm
Pentafluoruro de Azufre (S ₂ F ₁₀)	0.025 ppm

NOTA : El pentafluoruro de azufre es un gas inodoro, sin embargo es altamente toxico , su presencia después de la descomposición en muy pequeña.



Los productos de descomposición del hexafluoruro de azufre se pueden detectar por distintos métodos analíticos

COMPUESTO	MÉTODO
Tetrafluoruro de azufre SF_4	Cromatografía de gases y resonancia magnética de fluor
Fluoruro de tionilo	Cromatografía de gases
Dióxido de azufre	Cromatografía de gases
Fluoruro de hidrógeno	Fluoruro hidrolizable
Tetrafluoruro de carbono	Cromatografía de gases
Bióxido de carbono	Cromatografía de gases.
Nitrógeno y oxígeno	Cromatografía de gases

El hexafluoruro de azufre puro es considerado un gas no tóxico, los trabajos que impliquen exposición a este gas cuando no ha sido sometido a descargas eléctricas, pueden ser realizado sin cuidados especiales, solo con una buena ventilación cuando este se hace en interiores; de no ser así, recordar que el peso específico del SF_6 es mayor por lo cual desplaza al aire y puede provocar asfixia si se inhala a ese nivel.

14.2.4 LLENADO DE EQUIPOS.

Los aparatos aislados con SF_6 mantienen sus características nominales siempre y cuando sean llenados con este gas nuevo o regenerado, cumpliendo con la norma IEC 376. Los equipos aislados en SF_6 que se instalarán por primera vez se les debe revisar la precarga con la que deben de venir de fábrica, en caso de haberla perdido se les debe realizar un vacío hasta una presión residual de cuando menos 0.1 mm de Hg, con el fin de extraer el oxígeno y humedad que pudieran contener en su interior, todo esto antes de realizar su llenado definitivo.

14.2.5 RECUPERACIÓN DEL GAS SF_6

El gas recuperado en el mantenimiento de equipos aislados en gas SF_6 , debe ser filtrado y almacenado en estado líquido antes de volver a utilizarse nuevamente, el equipo utilizado para la recuperación de este gas es el siguiente:

- Bomba de vacío con aspiración hasta por lo menos 0.01 mm de Hg.
- Compresor resistente a la corrosión, con aspiración hasta por lo menos 50 mmHg y entrega mínima de 10 bar

El gas recuperado en el mantenimiento de equipos aislados en gas SF₆, debe ser filtrado y almacenado en estado líquido antes de volver a utilizarse nuevamente, el equipo utilizado para la recuperación de este gas es el siguiente:

- Bomba de vacío con aspiración hasta por lo menos 0.01 mm de Hg.
- Compresor resistente a la corrosión, con aspiración hasta por lo menos 50 mmHg y entrega mínima de 10 bar
- Batería de filtros de alumina activada, soda, carbon y un filtro antipolvo
- Equipo opcional de refrigeración para acelerar la condensación del gas SF₆ comprimido, o aumentar la capacidad del almacenamiento del equipo portátil.
- Mangueras, conexiones y manovacuumetros adecuados para el filtrado y almacenamiento del gas.

La siguiente tabla muestra las normas en las que esta basado el uso y pruebas de SF₆

NORMA	NÚMERO	TÍTULO
IEC	376 480	Especificación y aceptación de hexafluoruro de azufre nuevo Guía para verificación de SF ₆ sacado de equipo dieléctrico
ASTM	D 2029-68 D-2284-68 D-2472-71 D 2685-71 D-2477-74	Contenido de vapor de agua en gases aislantes eléctricos por medición de l punto de rocío Acidez del hexafluoruro de azufre Hexafluoruro de azufre Nitrógeno y tetrafluoruro de carbono en el hexafluoruro de azufre por cromatografía de gases. Voltaje de ruptura dieléctrica y resistencia dieléctrica de gases aislantes a frecuencias de energía comercial.
JIS	C2131	Métodos de prueba de SF ₆ para usos eléctricos

14.2.6 CROMATOGRAFÍA DEL SF₆ POR EL MÉTODO DE TETRAFLUORURO DE CARBONO, OXÍGENO Y NITRÓGENO

Principio del método

Las muestras de gas SF₆ son analizadas por cromatografía gas-sólido usando un detector Katharometro y una adecuada columna de separación. La concentración del aire (o sus componentes: oxígeno y nitrógeno) además de tetrafluoruro de carbono son determinados por las áreas de sus picos y factores de corrección tomando en cuenta las diferentes respuestas del detector a los componentes bajo investigación.

**Aparato**

Cromatógrafo de gases con detector de conductividad térmica

Algunos instrumentos con detector de conductividad térmica dispuesto para uso con columnas alrededor de 2 metros de longitud y 5 ó 6mm de diámetro exterior pueden usarse. El horno debe ser capaz de iniciar a 40° C. las muestras de gas deben ser inyectadas por medio de una válvula designada para una correcta inyección capaz de inyectar 1 ml de muestra. Las jeringas hipodérmicas para inyección de muestras no lo permitirán.

Registrador

Este debe adaptarse al uso en el cromatógrafo actual pero tendría que ser preferentemente 0 a 1mV de rango, 1 segundo de tiempo de respuesta y 250 mm de ancho de la carta.

Gas acarreador

El helio es preferido como gas acarreador. El hidrógeno puede ser usado pero es necesario extremar precauciones en este caso.

Columna de separación

La columna recomendada para la determinación (O₂ y N₂) y CF₄ es a 2 m de longitud de acero inoxidable empacada con maya de silicagel 30-50 bañada con 3% de 2 Etil-hexil como secante. Las columnas empacadas son suministradas por varios fabricantes o deben ser preparadas de acuerdo a las instrucciones del fabricante.

Las columnas nuevas podrán ser acondicionadas antes de usarse a 120° C por menos de 4 h. mientras pasa el gas acarreador a través de ellas.

Otras columnas empacadas son usadas para propósitos especiales. La de malla molecular permite separar oxígeno y nitrógeno para su determinación. La de poli estireno, malla 80-100 podrá además posibilitar aire y CF₄ también la determinación de CO₂ además de fluoruros de azufre bajos (tal como SOF₄, SO₂F₂, SOF₂ + SF₄, C₂F₆) si una concentración suficiente (alrededor de 1%) esta presente.

Procedimiento

Encienda el cromatógrafo de gases y, opérelo de acuerdo a las instrucciones del fabricante, permita que se estabilice usando una temperatura del horno a 40° C y un flujo de gas acarreador fijado en un rango de 50 a 80 ml/min.



Fijar una pieza de tubo de calibre 3 mm, alrededor de 50 cm. de longitud a la salida del loop de muestreo de la válvula de inyección. Purgue la línea de muestreo del cilindro de gas SF6 y después conecte la línea de muestra al loop de muestreo. Dejar salir todo el aire o gas acarreador del loop con el gas SF6 del cilindro que va a ser analizado, cuando cierre la válvula de la aguja de la línea de muestreo y opere la válvula de inyección del cromatógrafo de gas de forma que apunte a lograr tener el gas a presión atmosférica en el loop de muestreo.

Obtener el cromatógrama manteniendo estas condiciones estables. Los componentes eluyen en el siguiente orden: aire, CF4, SF6.

Calibración

El área registrada de los picos de los diferentes componentes no es directamente proporcional a la concentración correspondiente para la mayor parte de las mezclas, debido a las diferencias de respuesta en el detector de los componentes individuales.

Deben ser determinados factores de corrección empírica y multiplicado por ellos las áreas de los picos integrados. La determinación más exacta de los factores de corrección es obtenida por el análisis de mezcla estándar de aire y tetrafluoruro de carbono con hexafluoruro de azufre.

Las mezclas de calibración pueden ser preparadas por mezclado dinámico del componente principal e impurezas.

De los cromatógramas de la mezcla estándar los factores de corrección f_{aire} y f_{CF4} son calculados para aire y CF4 con respecto a SF6, con $f_{\text{SF6}} = 1$ puede establecerse.

Es muy sencillo, aunque escasamente menos exacto método para la determinación de los factores de corrección implica inyecciones de 1 ml de muestra de constituyentes puros dentro de la columna bajo algunas condiciones analíticas.

El factor de corrección f_x del componente x con respecto al SF6 es obtenido de esta relación:

$$\text{Área del pico SF6} = f_x \left(\frac{M_{\text{SF6}}}{M_x} \right) \times \text{área del pico del componente}$$

Donde:

M_{SF6} = peso molecular del SF6 = 146

M_x = peso molecular del componente x (28.8 para el aire y 88 para CF4)



Los siguientes factores de corrección son usados para análisis de rutina

$$\int \text{SF6} = 1,0$$

$$\int (\text{O2} + \text{N2}) = 0,4$$

$$\int \text{SF4} = 0,7$$

Resultados

El área de cada pico se obtiene multiplicando el alto del pico por el ancho a la mitad de la altura del pico.

Corrija el área medida por las diferencias en la respuesta del detector multiplicándolo por el factor de corrección pertinente

El porcentaje de peso de cualquier componente se obtiene por

$$X = (Ax/At) 100$$

Donde:

X = porcentaje en peso del componente x

Ax = El área de corregida del pico por componente x (aire o CF4)

At = Suma de las áreas corregidas de los picos (aire, CF4 y SF6)

14.3 R-TEMP

14.3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Desde el año 1975, el R-Temp ha sido usado principalmente en el llenado de Transformadores, a la fecha se tienen aproximadamente 80,000 equipos eléctricos conteniendo este aislante en todo el mundo con 50 millones de litros en operación. Su uso se ha generalizado en una amplia gama de equipos eléctricos que por sus necesidades operativas, requieren mejores características aislantes y de enfriamiento además de brindar una mayor seguridad en su operación, como lo son



seccionalizadores, reguladores de alto voltaje, rectificadores de potencia, interruptores de potencia, etc.

El R-Temp además de su excelente capacidad dieléctrica cuenta con características lubricantes y de extinción de arco eléctrico que permiten sea usado en equipos de desconexión o que están sometidos a esfuerzos térmicos severos.

El R-Temp es un aceite aislante que ha sido elaborado bajo un estricto control de calidad para brindar un enfriamiento óptimo en los transformadores.

Dicho aislante es catalogado como no flamable, biodegradable, útil en el enfriamiento y aislamiento de equipos eléctricos, se considera como un fluido como no peligroso.

El R-Temp es compatible con otros materiales aislantes y sus propiedades químicas son muy constantes, por lo que difícilmente puede variar en combinación de otros productos diluidos en él, esto debido a su peso molecular; además este aislante puede ser utilizado en equipos que operan a la intemperie o en lugares cerrados, siendo en el primero de los casos una buena elección debido a que prácticamente reduce al mínimo el riesgo de explosión ó incendio y más cuando existen áreas habitacionales en los alrededores de la instalación donde va a ser usado.

Según la estadística de la NFPA-USA (Asociación Nacional de Protección de Fuego en los Estados Unidos de América), no se tiene ningún reporte en el cual el R-Temp haya intervenido en una situación de incendio en equipos llenados con este aislante, esto da fe de la resistencia del R-Temp comparado con otros fluidos con similares características.

En muchas pruebas de mayor y menor escala, la resistencia al fuego de los hidrocarburos han demostrado mejor condiciones de resistencia al fuego que otros sustitutos a los askareles (ver figura 14.5).

El R-Temp no es considerado un fluido tóxico, en pruebas de laboratorio donde se ha suministrado en forma oral este producto, no se han reportado reacciones tóxicas en animales, en el caso de los humanos no se ha reportado ningún caso de alteración o daño físico, además de que no está clasificado como no-carcinógeno.

GRAFICA DE PELIGROSIDAD DE FUEGO
UL 340

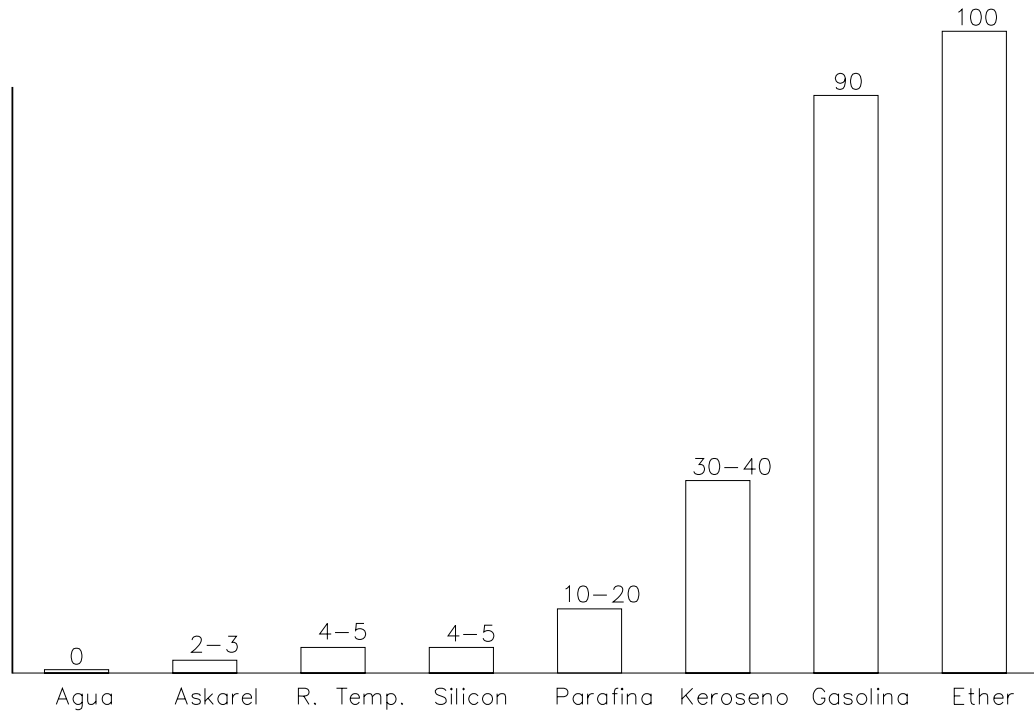


FIG. 14.5 GRÁFICA DE PELIGROSIDAD DE FUEGO (REF. UL 340)

14.3.2 PRUEBAS Y CARACTERÍSTICAS FÍSICAS.

A continuación se describen algunas de características y pruebas, en cuanto a su definición, metodología y resultados.

14.3.2.1 DENSIDAD.

El uso de ésta prueba es para identificación de la muestra; así como para la corrección de la tensión interfacial. Con el resultado se puede determinar el tipo de aceite, en el caso del R-Temp su valor es de 0.87 a 25 °C

14.3.2.2 VISCOSIDAD.



La viscosidad es una característica necesaria para conducir el calor generado en el equipo eléctrico y así actuar como refrigerante. La viscosidad del R-Temp es de 112 cSt a 40 °C y de 12 cSt a 100 °C (ASTM D-445)

14.3.2.3 ASPECTO VISUAL.

Es una prueba sencilla, pero puede ser de gran utilidad ya que fácilmente se determina el estado de un aceite. Este debe ser limpio, transparente y libre de sedimentos.

14.3.2.4 TEMPERATURA DE INFLAMACIÓN E IGNICIÓN.

La temperatura de inflamación es una indicación de los componentes volátiles del R-Temp. Para efectuar esta determinación, se coloca una muestra de aceite en una copa adecuada y se calienta lentamente pasando una pequeña flama por la superficie de la muestra. La temperatura de inflamación será cuando el aceite desprenda vapores y se enciendan en forma rápida. La temperatura de ignición será cuando se produzcan vapores suficientes para mantener encendida la muestra durante 5 segundos cuando menos. La copa abierta Cleveland es el aparato más usual para esta determinación. La especificación para el punto de inflamación es de 270 °C con la prueba de la copa cerrada (ASTM D-93), 280 °C para la prueba de copa abierta (ASTM D-92) y 312 °C la temperatura de ignición (ASTM D-92).

14.3.2.5 COLOR ASTM.

La prueba de color no es una prueba muy importante, pero si de fácil determinación. Para el R-Temp se considera un valor de 1.5 máximo.

14.3.2.6 TEMPERATURA DE CONGELACIÓN.

Es la temperatura a la cual el R-Temp deja de fluir. Una baja temperatura de congelación es necesario para asegurar que el aceite fluya aún a temperaturas frías en el caso de este aislante de considera una temperatura -22 °C como máximo (ASTM D-97).



14.3.2.7 TENSIÓN INTERFACIAL.

El deterioro del R-Temp se debe a los efectos de la oxidación o de la presencia de impurezas disueltas del material con el cual el aceite tiene contacto, también de contaminación externa, esta prueba por lo tanto mide las impurezas polares solubles en el aceite capaces de orientarla en la cara aceite agua. La tensión interfacial en el caso de este aislante se considera con un valor de 38 nM/m a 25 °C, según ASTM D-971

14.3.2.8 CONTENIDO DE PARTICULAS.

Esta prueba tiene por objeto determinar la cantidad de partículas que contiene una muestra de aceite, este se pasa a través de un filtro calculándose el peso de impurezas detenidas relacionando-las con el volumen previamente determinado.

14.3.3 PRUEBAS Y CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

14.3.3.1 FACTOR DE POTENCIA

El R-Temp debe cumplir las características dieléctricas según ASTM D-924 en el cual nos marca en la prueba de factor de potencia un valor máximo de 0.02% a 25 °C y de 0.10% a 100 °C. En caso de encontrar valores mayores a los antes mencionados debe complementarse el estudio con todas las pruebas necesarias para dictaminar en forma exacta la condición de este aislante siempre considerando las condiciones y el tiempo de operación del equipo donde se encuentre instalado.

14.3.3.2 RESISTIVIDAD

Según ASTM D-1298 el valor mínimo requerido para la prueba de resistividad del R-Temp debe ser 1 x 10¹⁴ w-cm a 25 °C

14.3.3.3 CONSTANTE DIELECTRICA

La constante dieléctrica del R-Temp es de 2.2 a 25 °C (ASTM D-924)

14.3.4 PRUEBAS Y CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS.

14.3.4.1 NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN.

Es la prueba química mas importante y conocida. Se le llama también indice de acidez o simplemente acidez, consiste en determinar la cantidad de material alcalino necesario para neutralizar los ácidos del aceite. El R-Temp durante su operación normal puede sufrir cambios en su composición química, originándose peroxidos, aldehidos y ácidos orgánicos. La medida de la acidez nos indica el nivel de deterioro por oxidación en un aceite, en este caso debe considerarse como un buen valor el de 0.005 mgKOH/g de aceite.

14.3.4.2 CONTENIDO DE AGUA.

El R-Temp antes de entrar en operación debe tener una concentración máxima de agua, en este caso se consideran 35 ppm (ASTM D-1533B)

14.3.4.3 CONTENIDO DE INHIBIDOR.

Esta prueba tiene por objeto determinar el contenido de inhibidor en aceite ya sea este nuevo o usado. La determinación puede ser cualitativa o cuantitativa. Los inhibidores o antioxidantes tienen como propiedad reaccionar con los peroxidos y así destruirlos, disminuyendo con esto la velocidad de oxidación. Sin embargo si hay corrosivos presentes, los inhibidores no pueden evitar que estos disuelvan el cobre que cataliza la peroxidación, por lo que no debe existir la presencia de inhibidor en el aceite.

14.3.4.4 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA

La conductividad térmica del R-Temp (método CPS) se encuentra en un valor de 3.1×10^{-4} cal/(cm•seg•°C) a 25 °C

14.3.4.5 CALOR ESPECÍFICO

El calor específico del R-Temp (ASTM D-2766) se encuentra en un valor de 0.46 (cal/gm/°C) a 25 °C

14.3.5 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE PRUEBAS REALIZADAS AL R-TEMP

Para los resultados obtenidos en la medición de resistividad referirse al punto 14.3.3.2 de este capítulo, asimismo para los resultados de la prueba de factor de potencia referirse al punto 14.3.3.1, en los cuales se definen los parámetros esperados en las mediciones realizadas a este aislante.



FLUIDOS AISLANTES

ANÁLISIS CROMATOGRAFICO DE GASES
DISUELTOS EN EL ACEITE AISLANTE

FECHA DE ULTIMA PRUEBA: _____
REPORTE No. : _____
DIVISIÓN: _____
ZONA: _____

SUBESTACIÓN: _____ FECHA: _____

BANCO: _____ MARCA: _____

No. DE SERIE: _____

	O/A	FA1	FA2
CAPACIDAD DE MVA:	_____	_____	_____

IMPEDANCIA EN (%):	_____	_____	_____
--------------------	-------	-------	-------

VOLTAJE NOMINAL:	_____ kV	MONOFASICO: _____ kV	TRIFASICO: _____ kV
------------------	----------	----------------------	---------------------

FIJO:	_____ kV	MOVIL:	_____ kV	EN OPERACIÓN:	_____ kV
-------	----------	--------	----------	---------------	----------

TIPO DE CONSERVACIÓN:	_____	LITROS DE ACEITE:	_____
-----------------------	-------	-------------------	-------

FECHA DE INSTALACIÓN:	_____	FECHA DE MANTENIMIENTO MAYOR:	_____
-----------------------	-------	-------------------------------	-------

FECHA DE FABRICACION:	_____	FECHA DEL CAMBIO DE ACEITE:	_____
-----------------------	-------	-----------------------------	-------

DATOS OPERATIVOS

FECHA DE MUESTREO:	_____	HORA DE MUESTREO:	_____
--------------------	-------	-------------------	-------

DEMANDA MAXIMA DEL BANCO:	_____ MW	DEMANDA EN MUESTREO:	_____ MW
---------------------------	----------	----------------------	----------

TEMP. DEVANADO:	_____ °C	TEMP. ACEITE:	_____ °C	TEMP. AMBIENTE:	_____ °C
-----------------	----------	---------------	----------	-----------------	----------

ESTADO DEL CLIMA:	_____	HUMEDAD RELATIVA:	_____
-------------------	-------	-------------------	-------

VALVULA DE MUESTREO:	_____	JERINGA (No. DE SERIE):	_____
----------------------	-------	-------------------------	-------

OBSERVACIONES: _____

NOMBRE DE LA PERSONA QUE MUESTREO: _____

REVISO: _____

FORMATO SE - 14