

¿CONOCES LOS ANÁLISIS DE GASES PARA LA PREVENCIÓN OPORTUNA DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES?

Por: Josué Rodríguez Díaz
José Eulalio Contreras de León
Elisa Zambrano



GENERACIÓN DE GASES EN FLUIDOS DIELECTRICOS ALTERNATIVOS BAJO CONDICIONES TÉRMICAS NORMALES Y SOBRECALENTAMIENTO

CIAP - Centro de Investigación Aplicada de Prolec GE
Parque de Investigación e Innovación Tecnológica PIIT. Apodaca, N.L.

ABSTRACT

Similar a los análisis de sangre, los cuales son utilizados para detectar problemas en la salud, el análisis de gases disueltos en el aceite puede ser útil para detectar de manera anticipada fallas en el transformador.

La degradación de los materiales aislantes utilizados en los transformadores provoca que se liberen gases combustibles dentro de la unidad. Por lo tanto, antes de que un aparato presente un problema que lo haga salir de operación, los niveles de gases disueltos en el aceite pueden ayudar al usuario a detectar fallas potenciales de manera anticipada.

Para realizar la prueba de gases disueltos (DGA, por sus siglas en inglés) se requiere tomar una muestra de aceite como parte de su mantenimiento de rutina, siguiendo los métodos establecidos para no alterar los resultados. Posteriormente, se extraen los gases del aceite y se realiza una cromatografía de gases, donde se detecta el volumen de cada uno en partes por millón (ppm).

Con esto se puede entender qué está pasando internamente en el aparato sin la necesidad de tener que desenergizarlo y abrirlo, ya que la distribución de gases encontrados en el aceite es indicativa del tipo de falla eléctrica que se puede presentar.

Los 9 principales gases que se encuentran son:

- Gases Atmosféricos: Nitrógeno y Oxígeno
- Óxidos de Carbono: Monóxido y Dióxido de carbono
- Hidrocarburos: Acetileno, Etileno, Metano, Etano
- Otros: Hidrógeno

La concentración de un gas está relacionada a la temperatura alcanzada, así como el volumen de aceite a dicha temperatura. Por lo que el nivel de concentración del gas sí está ligado a la severidad de la falla.

Las siguientes fallas se pueden detectar en los transformadores con aceite mineral:

- Los aislamientos de celulosa deteriorados por el sobrecalentamiento generan altos niveles de dióxido y monóxido de carbono.
- El sobrecalentamiento del aceite resulta en la producción de gases hidrocarburos.
- Las descargas parciales se pueden detectar con niveles altos de hidrógeno.
- El arco eléctrico entre partes energizadas se puede detectar con la presencia de acetileno.
- Los problemas de hermeticidad en el tanque se pueden evidenciar con la presencia de nitrógeno y oxígeno.

Los aceites minerales para transformadores son compuestos formados por grupos químicos con enlaces carbono-carbono y/o carbono hidrógeno en donde la ruptura de algunos de estos enlaces es el primer indicador disponible de un probable mal funcionamiento del equipo que pudiera conducir a una falla si no se detectan y corrigen a tiempo. Los aceites minerales son sin duda los fluidos más utilizados en la industria eléctrica por su costo, disponibilidad y propiedades que ofrece. A diferencia de estos aceites, los ésteres naturales y sintéticos han sido algunas de las alternativas para sustituir este tipo de aceites como solución amigable con el ambiente, que si bien contienen en su estructura química carbono, hidrógeno y oxígeno, tienen un acomodo molecular diverso de manera que se obtienen características diferentes y desempeños similares, por lo que la generación de gases también se ve afectada.

En el presente trabajo, se muestra como primer alcance un estudio acerca de la generación de gases en condiciones normales de temperatura y sobrecalentamiento a nivel laboratorio; así mismo, los perfiles mostrados de concentración de gases para este tipo de líquido.

Palabras clave: *generación de gases, fluidos dieléctricos biodegradables, sobrecalentamiento, pruebas de temperatura.*

INTRODUCCIÓN

El análisis de gases disueltos (AGD) es una herramienta utilizada por la industria de la energía para monitorear y diagnosticar un transformador de manera no invasiva con resultados muy satisfactorios, la cual al utilizarse en conjunto con métodos alternativos de diagnóstico, se vuelven en la opción más rápida y económica de detectar de manera incipiente una posible falla en un transformador.

Ya que los aceites están compuestos por moléculas de carbono, hidrógeno y algunos con oxígeno, La ruptura de algunos enlaces C-H y/o C-C puede resultar de algunas fallas eléctricas y/o térmicas con la formación de algunos fragmentos inestables (radicales) que se recombinan rápidamente y que a través de reacciones más complejas, forman moléculas gaseosas como son el hidrógeno, metano, etano, etileno o acetileno. Algunos de los posibles mecanismos de formación de estos gases son el arqueo, descargas parciales, descargas de baja energía, sobrecalentamiento severo del aceite y/o del sistema aislante [1].

Estas condiciones se producen durante un solo evento o varios eventos simultáneos, pueden resultar de la descomposición de materiales aislantes y la formación de varios gases combustibles y no combustibles; la operación normal también genera gases, de hecho es posible para algunos transformadores operar en su vida útil con la presencia de una cantidad substancial de gases combustibles.

Los problemas de sobrecalentamiento son una de las fallas más comunes en la operación de transformadores inmersos en aceite.

Una falla por sobrecalentamiento puede ser detectada por la presencia de hidrógeno en conjunto con los gases metano, etano y etileno. El gas clave para este tipo de falla es el gas de etileno. La guía para la interpretación de estos gases de hidrocarburos disueltos tales como las normas IEC-60599 [1] e IEEE-C57.104 [2] y se han establecido en base al aceite

dieléctrico convencional para transformador (aceite mineral). Sin embargo, la información disponible para otros aceites dieléctricos es poca y para algunas situaciones en particular es nula, sobre todo en aquellas condiciones en donde el transformador opera de manera normal y que es necesario conocer los niveles satisfactorios de operación.

Por otro lado, el AGD, no solo es utilizado para cuando el transformador se encuentra en servicio, sino que también es una herramienta utilizada para asegurar la confiabilidad del equipo durante la prueba de elevación de temperatura en fábrica. Las normas nacionales e internacionales la requieren como prueba de rutina o prototipo para transformadores de potencia, y se incluye en las especificaciones de prueba de los usuarios [3, 4, 5]. La utilidad del AGD durante la prueba de temperatura radica en que es capaz de detectar puntos calientes en las bobinas, en el núcleo, o en las estructuras mecánicas de apriete y sujeción de la parte viva; puntos calientes que de otra manera podrían no ser detectadas por las mediciones de temperatura promedio del aceite por termopares, y por la medición indirecta de temperatura promedio de los devanados por medio de cambios en la resistencia óhmica.

Ahora bien, aun cuando los gases producidos durante la prueba de temperatura pueden ser indicación de un posible problema, por otra parte es necesario reconocer que no es posible esperar cero generación de gases, ya que el calentamiento normal de los materiales en un transformador sin defecto resulta en una concentración dada de gases en el aceite.

En este artículo se presenta información referente a la generación de gases en condiciones normales y de sobrecalentamiento de un aceite dieléctrico convencional y un aceite base éster, así como los rangos permisibles de operación de aparatos de potencia utilizando aceites dieléctricos alternativos.

DESARROLLO EXPERIMENTAL

La caracterización de un aceite es esencial para identificar alguna anomalía en cuando se utiliza en un equipo eléctrico.

Este trabajo se divide en tres partes en donde se evalúa la generación de gases en temperaturas promedio de operación de un transformador, en temperaturas consideradas de sobrecalentamiento, además de resultados de generación de gases durante pruebas de temperatura de transformadores de potencia utilizando fluidos alternativos, mostrados en la Tabla 1. A continuación se detalla una descripción de la experimentación de cada una de estas partes.

Tabla 1.
Aceites utilizados en la experimentación

DESIGNACIÓN	TIPO DE ACEITE
Fluido A	Mineral
Fluido B	Ester natural
Fluido C	Ester sintético

a) Calentamiento en viales

Primeramente se realizaron pruebas a nivel laboratorio utilizando viales con los aceites a evaluar. Los viales utilizados fueron de 20 ml, con tapas poliméricas de butil/PTFE. Muestras de 10mL de aceite fueron inyectadas en los viales, los cuales fueron previamente purgados con argón a 20.7 kPa. Los aceites utilizados en las pruebas fueron desgasificados y deshumidificados en condiciones similares al momento de que un transformador es llenado con cada tipo de los fluidos dieléctricos evaluados. Los viales fueron colocados en un horno eléctrico para iniciar con los tratamientos térmicos a temperaturas de 25°, 80°, 100° y 120° C, con una duración de 24 hr. Una vez terminado cada tratamiento, los viales fueron analizados en un cromatógrafo de gases modelo 6890N

conectado con un equipo de automático de extracción de gas (espacio cabeza) modelo G1888, ambos marca Agilent Technology.

b) Prueba de temperatura

Para esta parte de la experimentación se realizaron pruebas de temperatura en transformadores de fábrica utilizando aceites de ésteres naturales y sintéticos con el objetivo de observar su comportamiento térmico y aprovechar y conocer la generación de gases durante estas pruebas. Los transformadores fueron probados al 100% de su capacidad durante un periodo de 30 horas aproximadamente. Las muestras de aceites se analizaron en el cromatógrafo descrito en el punto anterior.

c) Sobrecalentamiento

La prueba consistió en el calentamiento de los aceites a 3 diferentes temperaturas: 150°, 200° y 230° C. De manera similar al primer experimento, los aceites utilizados se filtraron, desgasificaron y deshumidificaron para evitar que estos factores influyeran en la experimentación. En esta prueba se utilizaron jeringas de vidrio con tapones especiales para evitar derrames (Figura 1), además de seguridad ante la expansión del aceite. Las muestras de aceites se analizaron en el cromatógrafo descrito anteriormente.



Figura 1. Jeringas y tapones herméticos.

RESULTADOS

a) Calentamiento en viales

En la siguiente figura se muestran los resultados de la prueba de calentamiento.

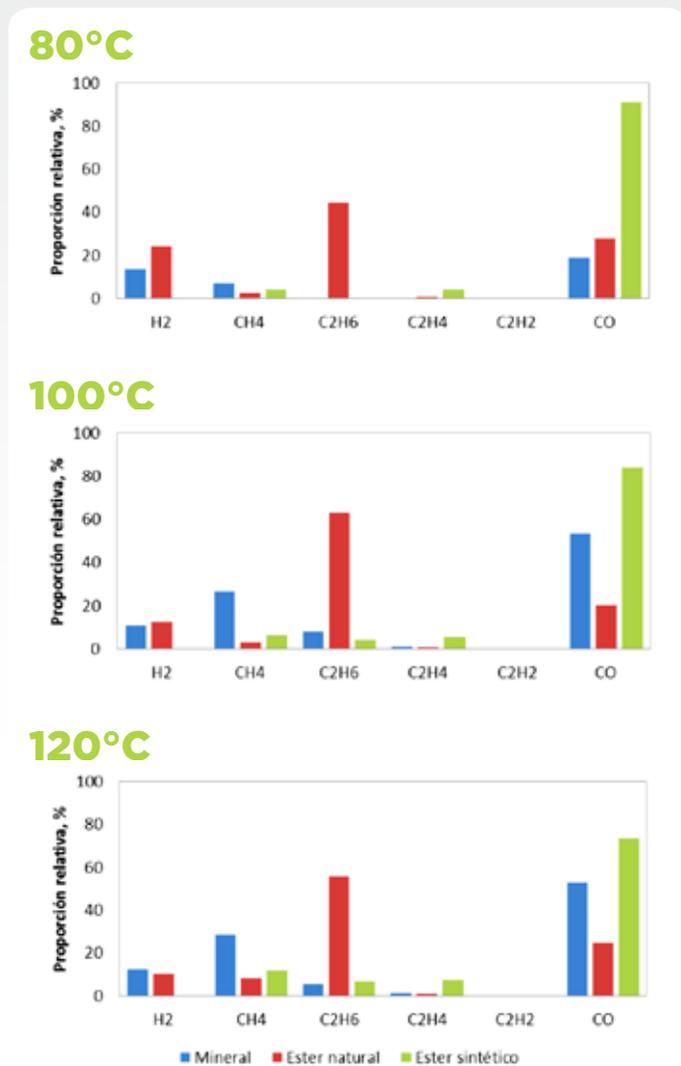


Figura 2. Generación de gases en pruebas normales de temperatura.

Se puede observar que a temperaturas bajas los aceites generan el mismo tipo de aceite aunque en concentraciones y/o perfiles diferentes.

En comparación con el aceite mineral, el aceite de ésteres naturales tuvo una generación alta de etano, el cual para un aceite mineral representaría un problema térmico. Para el aceite de ésteres sintéticos el comportamiento fue diferente, aunque las concentraciones del monóxido de carbono fueron superiores a las de los otros aceites en cualquiera de las temperaturas empleadas en esta parte de la experimentación.

b) Prueba de temperatura

Como se comentó en la sección anterior, se realizaron las pruebas de temperatura estándar a un grupo de transformadores de potencia utilizando aceite de éster natural y sintético. En la Figura 3 y 4 se observan las concentraciones relativas para los equipos probados.

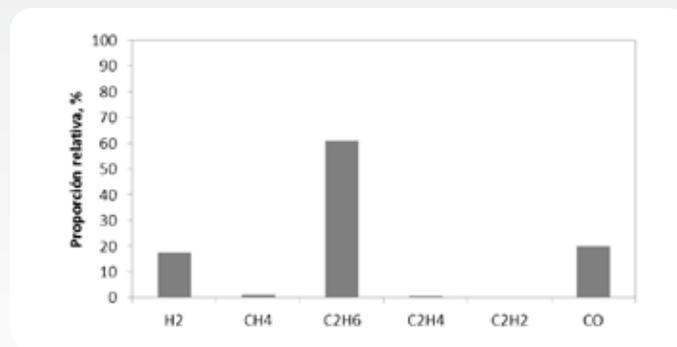


Figura 3. Proporción relativa de gases disueltos en transformadores con aceite de ésteres naturales durante pruebas normales de temperatura.

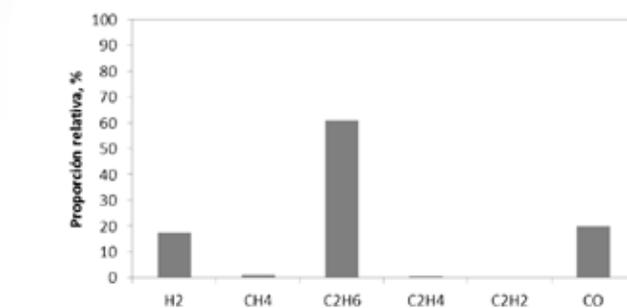


Figura 4. Proporción relativa de gases disueltos en transformadores con aceite de ésteres sintéticos durante pruebas normales de temperatura.

Se puede observar que para ambos casos de ésteres, el perfil de gases obtenido en viales fue muy similar al obtenido en los transformadores de potencia, aunque es de remarcar que se obtienen concentraciones diferentes debido a las cantidades de aceite que se utilizaron además de la interacción de los aceites con los materiales constructivos que se encuentran en el interior del transformador, ya que en la prueba con viales se trabajó solamente con el aceite puro.

En la Figura 3 se puede observar que el gas principal generado para el éster natural fue el etano, en conjunto con el hidrógeno y el monóxido de carbono, mismos gases obtenidos en la prueba en viales [6,7].

Para el caso del éster sintético, Figura 4, los gases principales fueron el metano y monóxido de carbono [6,7].

c) Sobrecalentamiento

En la Figura 5 se muestran los resultados para las muestras de aceite después de ser sometidas a temperaturas de sobrecalentamiento a los tres diferentes aceites.

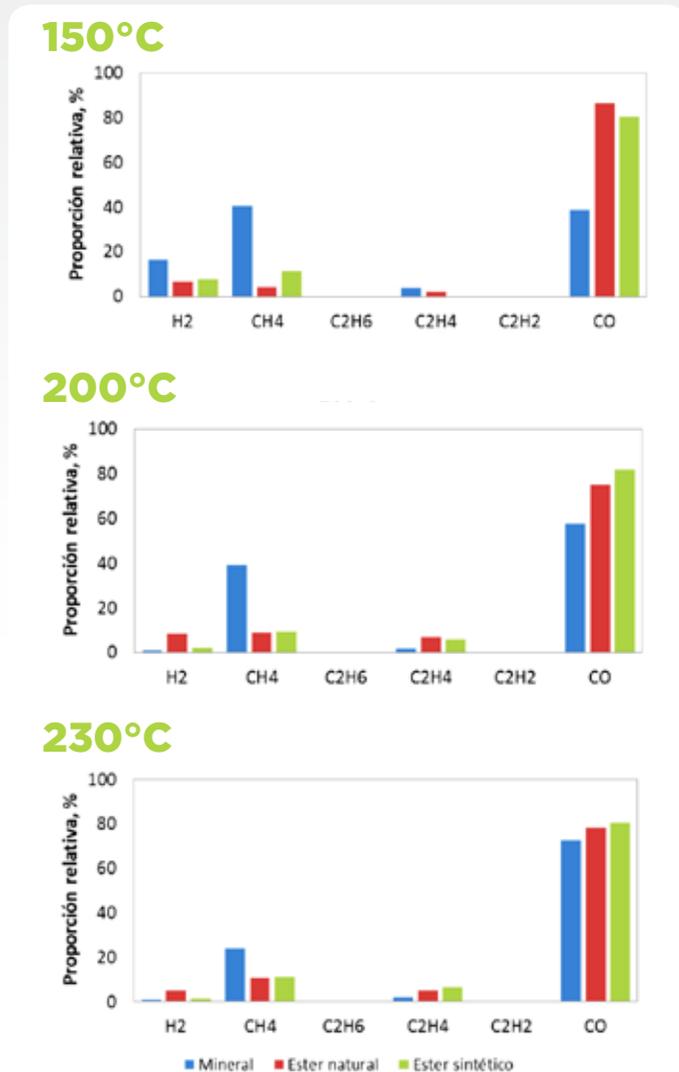


Figura 5. Generación de gases en pruebas de sobrecalentamiento.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede observar que los gases en común entre los tres tipos de aceite para esta prueba de sobrecalentamiento son el hidrógeno, metano, etileno y el monóxido de carbono, aunque en diferentes proporciones. Se aprecia que el etileno se encuentra en mayor proporción en los ésteres, mientras que el metano en el aceite mineral.

CONCLUSIÓN

Se presentan dos perfiles de generación de gases para transformadores durante pruebas de temperatura. El gas etano, seguido del hidrógeno y monóxido de carbono, serán característicos para aceites de ésteres naturales (soya); el gas monóxido de carbono, seguido del metano, serán característicos para los aceites de ésteres sintéticos.

Al menos para las temperaturas utilizadas en la prueba de sobrecalentamiento, no se observa una diferencia de gases comparados con los perfiles obtenidos durante las pruebas de laboratorio, se requiere experimentación adicional a temperaturas más elevadas para observar diferencias significativas.

Es relevante saber que algunas concentraciones bajas de gases son normales de la operación y que algunos procesos de manufactura como la soldadura pueden introducir gases en el aceite. También, la operación de algunos accesorios como fusibles e interruptores bajo carga (seccionadores), genera gases combustibles en condiciones normales. Así mismo, también es posible que una falla aislada genere una cierta cantidad de gases, pero luego ésta no se vuelva a presentar. Por lo tanto, es importante remarcar que una sola medición de gases no es suficiente para detectar un problema. El análisis debe evaluar la variación del contenido de gases a través de cierto período de tiempo. Esta tasa de cambio representa la severidad del problema presente.

Se recomienda hacer la prueba una vez al año, en particular en transformadores que proveen suministro crítico de electricidad. En caso de que se hayan detectado altas concentraciones de algún gas, se recomienda repetir la prueba a los tres o seis meses, según la severidad.

Este método no permite conocer el lugar específico de la falla y no se puede aplicar cuando a una unidad se le ha cambiado el aceite. Sin embargo, es una prueba de mantenimiento preventivo de gran valor para evitar que una unidad salga de operación de manera inoportuna.

En los estándares IEC 60599 y ANSI/IEEE C57.104 se pueden encontrar los lineamientos completos para el diagnóstico del equipo basado en los volúmenes de los gases presentes, la tasa de cambio y la relación entre las concentraciones de los gases.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos el apoyo de CONACyT por el soporte financiero para llevar a cabo este proyecto de investigación (Innovatec fund 2015).

Referencias

- [1] IEC 60599, Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis.
- [2] IEEE C57.104 - 08 Guide for Interpretation of Gases Generated in Oil Immersed Transformers.
- [3] Betancourt, E. and Castellanos, J., “Enhanced Field Reliability of Power Transformers by Means of a Low Gas Generation Footprint during Temperature Rise Tests-Improved Reliability Assurance Criteria”. International Conference on Emerging Trends & Challenges in Transformer Technology, 2012.
- [4] WG 09, “Dissolved gas analysis during heat run tests on power transformers” Electra No. 161, 1995.
- [5] Guide for the Use of Dissolved Gas Analysis Applied to Factory Temperature Rise Tests for the Evaluation of Mineral Oil-Immersed Transformers and Reactors. IEEE draft PC57.130, 2006
- [6] Khan, I. et al, “Dissolved Gas Analysis of Alternative Fluids for Power Transformers”. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2007.
- [7] Guide for Interpretation of Gases Generated in Natural Ester and Synthetic Ester Immersed Transformers. IEEE standard C57.155, 2014



Josué Rodríguez Díaz. Egresado de la Universidad Autónoma de Nuevo León en 2005 como Ingeniero Químico y en 2009 obtuvo su grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Energética en el Tecnológico de Monterrey (ITESM). De 2008 a la fecha, ha laborado en Prolec GE en diferentes áreas. Actualmente se desarrolla como especialista en aceites en el Centro de Investigación Aplicada de Prolec GE (CIAP) en el Parque de Investigación PIIT en Nuevo León. Es miembro en el grupo de Líquidos Aislantes de ANCE GT-14 LA.



José Eulalio Contreras de León. Se graduó de Ingeniero Mecánico Electricista en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME) de la Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL) en 2000, el grado de Maestro en Ciencia de Materiales en 2003 y Doctorado en 2015 de la misma institución. Desde 2006 ha sido miembro del equipo de Investigación y Desarrollo de Prolec GE. Actualmente trabaja como Ingeniero Investigador desarrollando proyectos de I+D relacionados con la aplicación de materiales avanzados y nuevas tecnologías para transformadores. Tiene a su cargo el Laboratorio de Materiales Aislantes en el Centro de Investigación Aplicada de Prolec GE (CIAP) en el Parque de Investigación PIIT en Nuevo León.



Elisa Zambrano. Recibió el grado de Ingeniero Mecánico Electricista en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey en 2010. Obtuvo un Master en Energías Renovables por parte de l'École Nationale d'Ingénieurs de Metz en Francia. Posteriormente cursó el grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Autónoma de Nuevo León. Ingresó a la empresa Prolec GE en año de 2011 como Ingeniero de Desarrollo Eléctrico en el Departamento de Desarrollo de Producto en la División de Transformadores de Distribución. Posteriormente desempeñó roles de Planeación Tecnológica e Innovación. Actualmente se desempeña como Gerente de Producto en la División de Transformadores Industriales y Renovables.
