

Importancia de la determinación del dibencil disulfuro (DBDS) en equipos inductivos

AUTOR

Astrid Margarita Álvarez C.

Laboratorio de Análisis Químico

CIDET

Resumen - A lo largo de su vida, los transformadores están expuestos a diferentes modos de falla como térmicos, eléctricos, degradación natural y corrosión, entre otros. Todas estas fallas afectan los componentes y como consecuencia, afecta la confiabilidad y la vida útil de los equipos. Uno de los principales problemas que existen en el sector eléctrico está relacionado con la corrosión de los equipos inductivos inmersos en aceite dieléctrico. Una de las principales causas conocidas de esta problemática, tiene relación con la presencia de compuestos de azufre, entre ellos sobresale el Dibencil Disulfuro, DBDS.

Para disminuir el riesgo de falla, se debe mantener control permanente de la condición real de los activos, a través de un diagnóstico confiable de las unidades, el cual debe incluir el análisis de tendencias de cada uno de los ensayos realizados y tener en cuenta otros parámetros como: pruebas eléc-

tricas, termografías y análisis químicos de los materiales aislantes, entre otras. Entre las principales sustancias químicas a caracterizar están los compuestos de azufre corrosivo, por el efecto que estos tienen en los sistemas de transformación al generar fallas que pueden ser tan graves como para causar un daño irreversible en el equipo, si no se detecta a tiempo.

En los últimos años se ha presentado un número relativamente alto de fallas en transformadores de potencia y reactores de derivación asociado con azufre corrosivo en los aceites aislantes. El problema se produce porque el azufre corrosivo reacciona con conductores de cobre y contactos metálicos, para formar sulfuros metálicos que contaminan el papel aislante. Dado que los sulfuros metálicos son altamente conductores, la tensión de ruptura dieléctrica del papel se reduce, generándose una fuente potencial de falla.

INTRODUCCIÓN

Los equipos inductivos como los transformadores de potencia, reactores, CT's, PT's y cambiadores de Tomas (OLTC), dada la importante función que tienen en los sistemas de generación e interconexión eléctrica, son desarrollados no solo para mantener la continuidad y calidad de las operaciones, sino para tener una vida útil lo más larga posible. Idealmente, entre 25 a 30 años. La expectativa de vida útil de un equipo de potencia está determinada por varios factores: diseño del equipo, historia y futuros eventos, condiciones presentes y futuras de trabajo y el estado del aislamiento [1].

A partir de los diferentes análisis de fallas en equipos inductivos, se ha concluido que las operaciones de mantenimiento deben estar orientadas a asegurar la eficiencia del aislamiento mediante acciones predictivas, preventivas y correctivas, de tal manera que se logre una gestión óptima del activo, sin fallas a lo largo de la vida útil. Desde el aspecto económico, los ensayos y controles que se recomiendan en el mantenimiento representan un costo moderado con respecto al valor económico del equipo y a los montos asociados a la salida de servicio del equipo.

Existen diferentes factores que son una fuente potencial de generación de fallas en los equipos inductivos. Algunas de las más importantes son: las condiciones térmicas y eléctricas, condición de los aislamientos, calidad de los materiales de construcción, contaminación del aceite, mantenimientos inadecuados, alta humedad y cantidad de oxígeno. Para contrarrestar situaciones derivadas de los anteriores factores, el mantenimiento de los equipos debería estar orientado fundamentalmente al seguimiento de los parámetros que caracterizan el estado de los materiales aislantes, de tal manera que se logre tener un diagnóstico predictivo del equipo y realizar acciones oportunas para evitar eventuales fallas.

La calidad del sistema de aislamiento aceite – papel es clave a la hora de mantener correcto funcionamiento de los equipos. Es por esto, que el aceite aislante contenido en las unidades es tan importante en el funcionamiento y operación de los mismos.

En el presente artículo se describen los fundamentos teóricos de los aspectos que producen el deterioro de los equipos causados por sustancias corrosivas como el DBDS, que pueden “atacar” las partes activas de las unidades, generando fallas que pueden incluso dejar por fuera de operación al equipo (ver Imagen 1).



Imagen 1. Efecto del Sulfuro de Cobre (Cu_2S) en los devanados.

Tomado de: "Influence of Corrosive Sulfur on the Worldwide Population of Power Transformers" by Doble Engineering Company.

ANTECEDENTES DE LA PROBLEMÁTICA DE LAS SUSTANCIAS CORROSIVAS

Los problemas con azufre corrosivo han sido reconocidos desde hace bastante tiempo. En 1948, se publicó un informe sobre el tema, que conllevó al desarrollo del método ASTM D 1275.

El azufre se encuentra en muchos materiales de construcción de los transformadores, incluyendo el cobre, el papel aislante, las empaquetaduras y el aceite dieléctrico.

Se conoce como “azufre corrosivo” todos los compuestos orgánicos de azufre que pueden reaccionar con otros compuestos para formar sulfuros, tales como los mercaptanos. El azufre elemental (libre) es muy reactivo y reacciona para formar ácidos corrosivos. El azufre elemental (generalmente en la forma S4 o S8) se considera altamente reactivo contra el cobre, mientras que los disulfuros son relativamente estables y los tiofenos después de muchas investigaciones se concluyó que no son reactivos. Sin embargo, muy pocos datos sobre su tendencia de reactividad y degradación están disponibles en la literatura.

Recientemente se ha definido como azufre corrosivo los compuestos generados a partir de azufre elemental, mientras que aquellos compuestos (tio-compuestos) que reaccionan para causar una condición corrosiva se denominan “azufre reactivo” [2].

Compuestos de azufre corrosivo y reactivo pueden reaccionar al contacto con el cobre y otros metales. Sin embargo, el cobre es de lejos, el metal menos resistente a un ataque de azufre. Los efectos del azufre elemental son aún mayores, por su capacidad para combinarse con el cobre sin necesidad de calor para promover la reacción.

En ambientes deficientes en oxígeno, tales como aquellos equipos sellados con colchón de gas, las especies de azufre corrosivo y reactivo se combinan con cobre, aluminio y otros metales para formar sulfuro de cobre (Cu_2S), sulfuro de aluminio (Al_2S_3) y otros sulfuros inorgánicos.

Muchos de los estudios realizados sobre la corrosividad en los aceites aislantes minerales se centran en el dibencil disulfuro (DBDS), (Grand, 2009). Que es un compuesto de azufre considerado relativamente estable y que no debería generar una corrosión tan activa como la de otros compuestos de azufre (Lewand, 2008). Sin embargo, las investigaciones de la última década revelan que la escala de reactividad tradicional puede no reflejar la realidad de la problemática del DBDS, debido a que se ha encontrado que la reducción del DBDS al Bencil Mercaptano (BMT) puede aumentar las propiedades corrosivas del aceite dieléctrico (Maina et al, 2009) y que los subproductos como el bis-bencilo y el dibencil sulfuro, pueden estar presentes en los aceites minerales en servicio, generando efectos corrosivos en los activos. Sin embargo, la mayoría de los compuestos de azufre responsables del proceso de corrosión permanecen sin identificar [2].

La problemática con el azufre corrosivo depende del tiempo y de la temperatura. Cuanto más tiempo un equipo opere a altas temperaturas, mayor es la corrosión y la formación de sulfuros metálicos. La experiencia ha demostrado que el azufre no corrosivo puede volverse corrosivo tras ser expuesto a temperaturas elevadas en contacto con superficies metálicas calientes y así producir sulfuros metálicos y atacar el metal.

Las altas temperaturas (100°C o más), en los equi-

pos en servicio también son responsables de la degradación de dibencil sulfuro y mercaptanos, lo que sumado a la presencia de oxígeno potencializa la reacción química que afecta directamente al cobre de los devanados. Se ha encontrado que a mayor temperatura del aceite, se necesita un menor tiempo de exposición para generar los efectos corrosivos [2].

A 180°C (una temperatura que simula las condiciones de sobrecalentamiento, como el tipo de falla térmica T1 definido en IEC 60599), el efecto de corrosión aumenta en los disulfuros (DBDS, Isopropil disulfuro) y sulfóxidos (dibencil sulfóxido). Es entonces, cuando la formación del Cu_2S tiene un rendimiento de corrosión cuantitativo del 100% [2].

Un factor importante para detectar la degradación del DBDS, es el seguimiento de la concentración de éste en el tiempo, debido a que si se observa una reducción de la concentración es porque probablemente se ha degradado el DBDS para formar una especie de azufre corrosivo que tiene mayor capacidad de generar corrosión, aumentando el riesgo de un ataque al cobre y otros metales [3]. En la Figura 1. Se presenta el mecanismo propuesto por Lewand y Reed, para la formación de Cu_2S en los devanados de cobre del transformador [4].

Por otro lado, resultados obtenidos en investigaciones recientes indican que el DBDS contribuye a la generación excesiva de algunos gases disueltos en el aceite. Así mismo, tiene un efecto considerable en el papel del devanado [5].

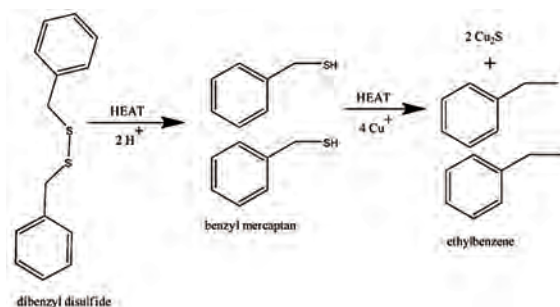


Figura 1. Mecanismo de descomposición del DBDS y formación de Cu_2S

Tomado de: "Formation of Corrosive Sulfur with Dibenzyl Disulfide in Fluid-Filled" by Doble Engineering Company.

En la actualidad existe preocupación de que el número de fallas aumente considerablemente, a menos que las acciones de caracterización y mitigación sean adoptadas rápidamente por los propietarios de los activos eléctricos.

Se ha documentado que las fallas puedan ocurrir en equipos relativamente nuevos (<10 años de operación) que trabajan en tensiones de 230 kV o superior. Las fallas se han presentado en compañías eléctricas de diferentes partes del mundo, tales como Brasil, Canadá, India, Italia, España, Sudáfrica, Suecia, China, Tailandia y México. En este último se ha identificado esta problemática en más de 300 transformadores de potencia y reactores [6].

Colombia no ha sido la excepción en el historia de equipos fallados, en los cuales la investigación e identificación de causa raíz ha generado como conclusión "Falla por corrosividad generada por presencia de DBDS". Lo anterior fue la base para que CIDET se interesara en implementar la metodología de análisis de DBDS (IEC 62697-1, 2008), con la cual ya se ha caracterizado e identificado DBDS en concentraciones suficientemente significativas como para poner en riesgo al activo por efecto de la corrosividad del aceite, en 150 equipos de 465 caracterizados en 2 años, aproximadamente. Esto significa que el 30% de los equipos caracterizados bajo metodología cuantitativa implementada por el Laboratorio de Análisis Químico de CIDET, que se encuentra acreditada por ONAC, están contaminados con DBDS.

No se debe extrapolar este porcentaje a nivel nacional, pero sí genera conciencia acerca de la importancia de la caracterización de DBDS e identificación de la realidad de esta problemática a nivel nacional para conocer el riesgo de fallas, si consideramos que un gran porcentaje del parque de transformadores de potencia país superan los 25 años de servicio.

Los siguientes tipos de equipos han sido identificados como las más susceptibles aunque el mismo tipo de fenómeno se ha producido en otras unidades que no cumplan estos criterios:

- ✓ Las unidades selladas (de colchón de gas, equipos herméticos, etc.).
- ✓ Unidades que operan a altas temperaturas de manera prolongada.
- ✓ Equipos con aceite que tiene la tendencia a formar compuestos de azufre corrosivos (no confundir con los aceites que tienen un alto contenido de azufre).
- ✓ Unidades con devanados no barnizados.
- ✓ Transformadores con "colchón" de nitrógeno o tanques conservadores de volumen equipados con diafragma (es decir, ambiente bajo en oxígeno).

DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE DBDS EN ACEITES DIELECTRICOS

Actualmente, la única forma de detectar la presencia de aceite corrosivo en transformadores y reactores de potencia en servicio es por medio del análisis del aceite dieléctrico. El contenido total de azufre (TCS) en líquidos aislantes depende del origen del líquido, procesos y grado de refinado, y de su formulación, incluso de la adición de aditivos a la base del aceite. Las bases de los aceites son de origen mineral de tipo parafínico y nafténico, isoparafinas obtenidas mediante proceso de conversión sintético. Los aditivos pueden estar compuestos por agentes depresores de descarga electrostática, inhibidores, pasivadores metálicos, compuestos fenólicos azufrados que contienen agentes antioxidantes, tales como polisulfuros, disulfuros, dibencil disulfuro (DBDS), etc. [7].

Algunos compuestos de azufre presentes en líquidos aislantes tienen propiedades antioxidantes y en algún caso también actúan como desactivador de metales no corroídos. Sin embargo, otros compuestos de azufre sí reaccionan con superficies metálicas. Concretamente, los compuestos azufrados como por ejemplo, los mercaptanos son altamente corrosivos para las partes metálicas de los equipos eléctricos.

Durante décadas, la presencia de especies de azufre corrosivo se ha asociado con fallas de equipos eléctricos utilizados para generar, transportar

y distribuir energía eléctrica. Por tanto, la norma IEC sobre aceites aislantes establece que los líquidos aislantes nuevos y usados no deben contener compuestos de azufre corrosivo (véase las Normas IEC 60296 y 62697) [7].

Los métodos de ensayo existentes para la detección de azufre corrosivo (ASTM D1275, y DIN 51353) y azufre potencialmente corrosivo en aceites usados y nuevos (IEC 62535) son cualitativos. Estos métodos se basan en la percepción visual y subjetiva de láminas de cobre ensayadas, para ser comparadas con patrones de diferente color (ver Imagen 2). Por tanto, no dan resultados cuantitativos de la concentración de DBDS u otros compuestos de azufre presentes en líquidos dieléctricos. Además, sólo son aplicables a líquidos dieléctricos que no contengan pasivador, debido a que la aparición de estos aditivos puede dar resultados engañosos, incluso en presencia de compuestos que contengan azufre corrosivo en líquidos aislantes-proporcionando así un resultado considerado como “falso negativo”. Por otra parte, si este método de ensayo se utiliza con aceites aislantes con una acidez relativa alta, pueden dar también resultados ambiguos y dar lugar a un resultado considerado como “falso positivo”. Lo anterior fue la base para la creación de la norma IEC con la que se pueden cuantificar el DBDS, sin lugar a obtener resultados que tengan un potencial para ser falsos positivos o falsos negativos (Ver norma IEC 62697) [7]



Imagen 2. Escala de Color para la clasificación del Azufre Corrosivo ASTM D1275.

Un método estudiado y avalado mundialmente para la determinación del contenido del DBDS es el IEC 62697, el cual, es específico para la determinación cuantitativa de compuestos de azufre corrosivo, Dibencil disulfuro (DBDS) en líquidos aislantes nuevos y usados.

La técnica instrumental más idónea, empleada para la cuantificación de DBDS es la cromatografía de gases acoplado a un detector de Microcaptura de electrones (μ ECD), que es un detector altamente sensible y selectivo que responde a compuestos volátiles/semivolátiles con alta afinidad electrónica. Ha sido ampliamente usado y aceptado por su alta sensibilidad y selectividad para ciertas clases de compuestos, como hidrocarburos halogenados, compuestos organometálicos, nitrilos o compuestos nitrados y disulfuros [7].

Un aspecto que se debe considerar en las determinaciones de DBDS es la técnica de muestreo, la cual, puede afectar la exactitud del resultado. Por tanto, se deberían tomar precauciones para evitar la contaminación durante el muestreo. Debe tomarse una porción representativa después de la homogenización de la muestra y el personal que toma la muestra debe ser capacitado y competente para realizar el procedimiento de toma de muestra de aceites dieléctricos.

BENEFICIOS DE LA CARACTERIZACIÓN DEL DBDS EN EL ANÁLISIS DE CONDICIÓN DE LOS EQUIPOS INDUCTIVOS

Como se documentó anteriormente, el DBDS no es una sustancia que se genera al interior de los equipos, ni tampoco es una sustancia generada por algún tipo de reacción en casos de falla. El DBDS es una sustancia que estuvo presente desde la instalación del equipo con un aceite nuevo o a través de contaminación cruzada con aceites con contenido alto de DBDS por implementación de malas prácticas en mantenimientos y/o tratamientos de los aceites.



Actualmente no se tiene información precisa de la cantidad de transformadores a nivel nacional de los equipos que están contaminados con DBDS y esto se debe, entre otras razones, a la falta de divulgación de la problemática que origina la presencia del DBDS. De ahí la importancia de realizar el análisis de laboratorio para cuantificar la presencia de dicha molécula y tomar acciones para prevenir fallas por efecto de la corrosión al interior de los equipos. Así mismo, la caracterización del DBDS tiene los siguientes beneficios para el propietario del activo:

- Complementa la evaluación de estimación de la condición del activo, de tal manera que se puedan detectar causas potenciales de fallas a tiempo.
- Proporciona resultados coherentes con el estado real del equipo, sin incurrir en falsos positivos o negativos.
- El ensayo realizado con la metodología IEC 62697 es más confiable y se realiza en un tiempo menor que las pruebas cualitativas, por lo que el propietario interesado dispone más rápidamente de los resultados para la toma de decisiones.
- Es un ensayo cuantitativo que realiza en un equipo especializado y altamente sensible, como es el cromatógrafo de gases, lo que hace que no dependa de la interpretación de matices o colores, por lo cual la incertidumbre del resultado es menor, obteniendo resultados repetibles y reproducibles.

SOLUCIONES APLICADAS PARA ATENDER LA PROBLEMÁTICA DEL DBDS

A nivel internacional se han presentado diferentes estudios para solucionar esta problemática mundial. Entre las soluciones actuales, se encuentran:

Reemplazo total del aceite dieléctrico, clasificado como corrosivo: Consiste en retirar la totalidad del aceite aislante y reemplazarlo por aceite libre de azufre corrosivo. Hay que tener en cuenta que una cantidad significativa del aceite contaminado con sustancias corrosivas permanecerá impregnado en el aislamiento sólido (papel dieléctrico) y luego se mezclará con el aceite nuevo, devolviendo las sustancias corrosivas al aceite, pero en una menor con-

centración. Los resultados de los ensayos en la mezcla final determinarán cuánto se ha reducido el riesgo, una vez se ha reemplazado el aceite contaminado con un aceite nuevo.

Para aplicar esta solución, el propietario debe considerar los costos y si hay algún impacto ambiental significativo, ya que en un transformador eléctrico de potencia usualmente emplea una gran cantidad de aceite (miles de litros o toneladas). Además, hay que retirar de operación los equipos durante este proceso, lo que puede ser crítico en determinadas operaciones del sistema de interconexión eléctrica.

Adición de pasivador al aceite dieléctrico, clasificado como corrosivo: La adición de pasivadores como Irgamet 39 (Nypass) o el Benzotriazol (BTA), permitirá reducir la reacción entre el cobre y los compuestos corrosivos.

El pasivador también puede reducir los depósitos de compuestos de cobre en el papel, pero en ningún caso eliminará la corrosión existente.

El efecto del pasivador en los metales es generar una capa protectora en la superficie de éstos, que evita el ataque directo de sustancias corrosivas como el DBDS. La mayoría de las investigaciones indican que se forma una sola monocapa (una molécula del pasivador usado), sobre la superficie del metal, mientras otras investigaciones indican que se forman 2 o 3 moléculas de grosor a lo sumo, sobre la superficie del metal (Ver Imagen 3).

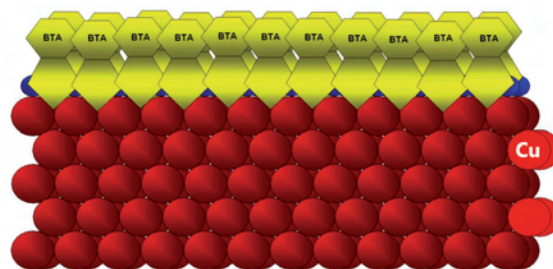


Imagen 3. Efecto del Pasivador (BTA) en la superficie del Cobre.

Tomado de: "Influence of Corrosive Sulfur on the Worldwide Population of Power Transformers" by Doble Engineering Company

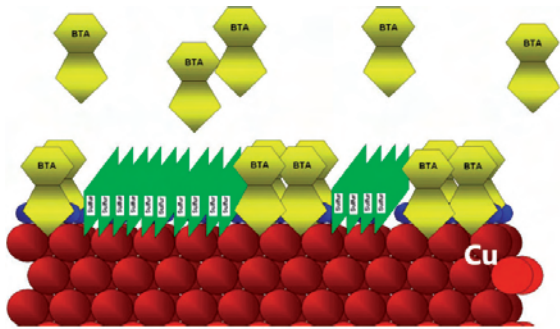


Imagen 4. Agotamiento del Pasivador (BTA) y ataque del azufre corrosivo en la superficie del Cobre.

Tomado de: "Influence of Corrosive Sulfur on the Worldwide Population of Power Transformers" by Doble Engineering Company

La desventaja de esta solución es que las adiciones de pasivador pueden proteger al equipo por un tiempo limitado, hasta que el DBDS agote el pasivador nuevamente, requiriendo adiciones sucesivas de este, de acuerdo con la concentración del pasivador que se obtenga en los seguimientos subsecuentes, que se deben hacer periódicamente a los equipos pasivados y verificar que se mantiene en concentraciones superiores a 25mg/kg [3], (Ver Imagen 4).

Tratamiento del equipo con aceite dieléctrico, clasificado como corrosivo: Consiste en la eliminación de especies corrosivas del aceite a través del uso de plantas especializadas en remoción selectiva del DBDS desde el aceite. Este tratamiento se puede realizar con el equipo energizado y elimina de raíz la problemática del DBDS en los activos. Sin embargo, tiene como desventaja los costos del servicio de tratamiento, los cuales pueden llegar a ser elevados

En definitiva y pese a los tratamientos que se realizan en el equipo, una vez que se da la deposición del sulfuro de cobre (Cu₂S), esta molécula **no puede ser removida**, por lo que en algunos de los activos afectados, aunque se implemente una de las soluciones antes mencionadas, eventualmente podrían presentarse fallas por este fenómeno. De ahí la importancia de realizar un diagnóstico oportuno.

IMPLEMENTACIÓN DEL ANÁLISIS DE DBDS EN CIDET

Como parte de los proyectos misionales de investigación que realiza CIDET, se desarrolló el proyecto de investigación con recursos de Colciencias llamado "Implementación de dos pruebas de laboratorio con fines de acreditación para el Laboratorio de Pruebas Eléctricas de la Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico -CIDET", el cual finalizó en julio de 2015. Este proyecto consistió en la implementación de dos pruebas de Laboratorio CIDET enmarcadas en la temática de eficiencia energética. Una de las metodologías analíticas a implementar era la determinación del contenido de DBDS en los aceites dieléctricos, que tenía como una de sus objetivos establecer un criterio de diagnóstico para transformadores con contenido de azufre potencialmente corrosivo.

El proyecto: COLCIENCIAS – CIDET, contó con las siguientes etapas de implementación:

1. Antecedentes de las pruebas: Investigación de Laboratorios que implementa la metodología a nivel nacional e internacional. Donde después de esta etapa se encontró que muy pocos laboratorios a nivel internacional implementan el ensayo IEC 62697 y en Colombia ninguno de los Laboratorios especializados en análisis de materiales aislantes tenían implementada esta prueba, hasta ese momento.

2. Adecuación tecnológica de equipos y accesorios empleados en las pruebas: Se realizó una importante inversión para la adquisición de los equipos, materiales, reactivos, estándares certificados, entre otros, necesarios para realizar el análisis de DBDS.

3. Implementación y documentación procedural de las pruebas: Donde se realizó la preconfirmación, confirmación y documentación de los resultados de la confirmación del ensayo.

4. Incorporación al sistema de gestión de calidad: Una vez revisados y de acuerdo al cumplimiento de los criterios internacionales, se procede a incluir toda la documentación dentro del Sistema de Gestión de Calidad de CIDET y se realiza Auditoría al Ensayo para verificar la conformidad del proceso.

5. Acreditación del Ensayo por ONAC: Desde el 2016 el Laboratorio CIDET ofrece la metodología de DBDS con referencia a la Norma IEC 62697, acreditada para aceites dieléctricos.

CONCLUSIONES

El trabajo de investigación e implementación del análisis de DBDS en CIDET, nos permitió comprender mejor los resultados de investigaciones a nivel mundial acerca de la reactividad de varios compuestos de azufre, en términos de estabilidad y su relación con el estrés térmico. Así como la tendencia a formar sulfuro de cobre (Cu_2S), en presencia de superficies de cobre desprotegido.

Las investigaciones a nivel mundial han encontrado que a pesar de la relativa estabilidad del DBDS, cuando esta sustancia química se encuentra en aceites dieléctricos que operan en altas temperaturas y con presencia de oxígeno, se favorece la degradación química del DBDS y se produce el Bencil Mercaptano (BMT), sustancia que presenta la capacidad de reaccionar con el Cobre desprotegido de los devanados, generando fallas por corrosividad, en los transformadores de potencia.

La concentración del DBDS puede variar en el tiempo. Esto se debe a que al degradarse el DBDS en Bencil Mercaptano (BMT), la concentración remanente de DBDS disminuye en el tiempo. Esto es en definitiva, una alerta, debido a que el potencial de corrosividad del aceite puede haber aumentado con la formación de sustancias con mayor capacidad de corrosión que el mismo DBDS.

Es muy importante incluir dentro de los ensayos químicos de laboratorio, los análisis de corrosividad cuantitativos como el DBDS y el TCS (Azufre Corrosivo Total), para realizar el diagnóstico de la condición integral de los equipos inductivos, como los transformadores de potencia, de tal manera que sumado a las otras pruebas en el equipo, los conocimientos y experiencia de los profesionales responsables del diagnóstico se pueda determinar si el equipo se encuentra en una potencial situación de falla o no, y se tomen las medidas preventivas, según sea el caso.

La oportunidad en la clasificación de presencia de azufre corrosivo en los aceites es muy importante, considerando que a pesar de la identificación de la problemática en el equipo y que se aplique la subsecuente estrategia de mitigación, una vez que la deposición del Sulfuro de cobre (Cu_2S) ha ocurrido, esta no puede ser removida, razón por la cual, el impacto es irreversible.

Se dispone de tres tipos de alternativas para solucionar la problemática del DBDS y las diferentes sustancias corrosivas de azufre, una vez ha sido identificada su presencia en los equipos. No hay una alternativa ideal, cada una de ellas ofrece ventajas. Es por esto que para cada caso particular se debe evaluar la mejor solución, desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

REFERENCIAS

- [1] W. Flores, E. Mombello, G. Rattá & J. A. Jardini, 2007, "Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura", IEEE Latin America Transactions, 5, (1).
- [2] M. Bruzzoniti, R. De Carlo, C. Sarzanini, R. Maina & V. Tumiatti, 2014, "Stability and Reactivity of Sulfur Compounds against Copper in Insulating Mineral Oil: Definition of a Corrosiveness Ranking", I&EC Research, Issue: 53, 8675-8684.
- [3] Lance, L., (Agosto, 2009), "Influence of Corrosive Sulfur on the Worldwide Population of Power Transformers" ENDESA/CIGRE Conference, Santiago de Chile.
- [4] V. Dukhi, A. Bissessur & B. S. Martincigh, 2016, "Formation of Corrosive Sulfur with Dibenzyl Disulfide in Fluid-Filled", I&EC Research, Issue: 55, 2911-2920.
- [5] A. López, H. Lara, (2012), "Efectos del Dibencil Disulfuro en el Sistema Aislante Aceite/Papel", Ponencia recomendada por el comité de transformadores del capítulo de IEEE Sección MÉXICO y presentada en la reunión internacional de verano, RVP-AI, México.
- [6] E. Blanco, A. Vallejo, R. Cruz, G. Aguirre and R. Huizar, 2007, "Estudio de Falla de un Transformador Trifásico de 161 kV, 50 MVA por deposición de Azufre Corrosivo, en México," RVP-A1.
- [7] IEC 62697-1, 2008, "Métodos de ensayo para la determinación cuantitativa de compuestos de azufre corrosivo en líquidos aislantes nuevos y usados - Parte 1: Método de ensayo para la determinación cuantitativa de dibencildisulfuro (DBDS)". Edición 1.0 2012-08.

Alvarez Cartagena Astrid Margarita, nacida en Medellín, Colombia. Graduada de Ingeniería de Materiales en 2011 y Tecnología Química en 2004, ambos títulos de la Universidad de Antioquia. En el año 2016 obtuvo el título de Especialista en Gerencia para Ingenieros, en la UPB. Actualmente se desempeña como Coordinadora del Laboratorio de Análisis Químico de CIDET, cargo que ha desempeñado durante los últimos 5 años.