



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE LOS EFECTOS DEL AZUFRE CORROSIVO
EN EL ACEITE DIELECTRICO EN TRANFORMADORES DE POTENCIA**

Henry Wilfredo Roldán Pacheco

Asesorado por el Ing. Rubén Abel Rodas Romero

Guatemala, noviembre de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE LOS EFECTOS DEL AZUFRE CORROSIVO
EN EL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

HENRY WILFREDO ROLDÁN PACHECO

ASESORADO POR EL ING. RUBÉN ABEL RODAS ROMERO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santizo
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

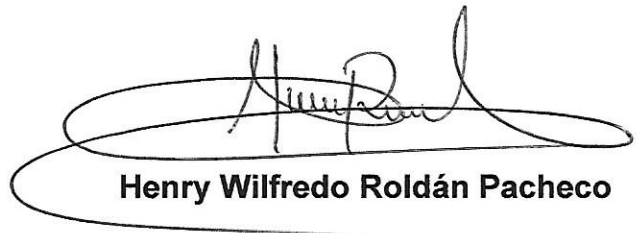
DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE LOS EFECTOS DEL AZUFRE CORROSIVO EN EL ACEITE DIELÉCTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 16 de mayo de 2018.



Henry Wilfredo Roldán Pacheco

Guatemala, 20 de mayo de 2019

Ingeniero Saúl Cabezas Duran
Coordinador del Área de Potencia
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Distinguido Ingeniero:

Por este medio hago de su conocimiento que doy por aprobado el trabajo de graduación titulado: **“Análisis y tratamiento de los efectos del azufre corrosivo en el aceite dieléctrico en transformadores de Potencia”**, del estudiante Henry Wilfredo Roldán Pacheco, por considerar que cumple con los requisitos establecidos.

Por tanto el autor de este trabajo de graduación y yo como su asesor, nos hacemos responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, me suscribo atentamente.

Ing. Rubén Abel Rodas Romero

Colección No. 10513

INGENIERO EN ELECTRICISTA
COLEGIADO No. 10.513



REF. EIME 66. 2019.
10 de JULIO 2019.

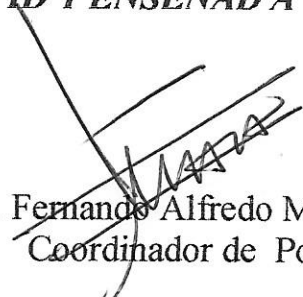
Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE LOS EFECTOS DEL AZUFRE CORROSIVO EN EL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**, del estudiante; Henry Wilfredo Roldán Pacheco, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador de Potencia





REF. EIME 66. 2019.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: HENRY WILFREDO ROLDÁN PACHECO Titulado; ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE LOS EFECTOS DEL AZUFRE CORROSIVO EN EL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo




GUATEMALA, 4 DE OCTUBRE 2019.



La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE LOS EFECTOS DEL AZUFRE CORROSIVO EN EL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**, presentado por el estudiante universitario: **Henry Wilfredo Roldán Pacheco**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Decana

Guatemala, Noviembre de 2019



AACE/asga
cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Todopoderoso por permitirme llegar a este día, sin él nada de esto sería posible.

Mis padres

Rafael Roldán e Isaura Pacheco, por su amor y apoyo inquebrantable. Su ejemplo y oraciones han sido el pilar de este triunfo.

Mis hermanos

Por el apoyo y ejemplo de superación brindado siempre. Eddy, por ser parte fundamental en la realización de este trabajo de graduación; Patty, por todo el apoyo y cariño todos estos años; Evelin Marleny, por su cariño y entrega, te llevo todo el tiempo en mi corazón y mis pensamientos, sé que desde el cielo eres parte de este momento.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser mi casa de estudios, la que me brindó la oportunidad de superación profesional.

Facultad de Ingeniería

Pilar de conocimiento.

Catedráticos

Por todas las lecciones y conocimientos aprendidos dentro y fuera de las aulas.

Amigos

José Hernandez, César Sipaque, Marlon Bravo, Luis Orózco, Hugo Juarez, Byron Pérez, Jorge Hernandez y Eduardo Paniagua. Por todo el apoyo y los momentos vividos. Annie Flores, agradecimiento especial por su apoyo y cariño incondicional en la realización de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS.....	VII
GLOSARIO.....	IX
RESUMEN.....	XI
OBJETIVOS.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	XV
1. CONCEPTOS GENERALES.....	1
1.1. Transformadores de potencia.....	1
1.1.1. Aplicaciones y tipos de transformadores de potencia.....	2
1.1.2. Transformador ideal.....	5
1.1.3. Pérdidas de un transformador de potencia.....	6
1.1.4. Partes de un transformador.....	9
1.2. Aceite dieléctrico de un transformador.....	10
1.2.1. Tipos de aceite dieléctrico.....	12
1.3. Pruebas convencionales a los transformadores de potencia ...	13
1.3.1. Cromatografía de gases.....	15
2. AZUFRE CORROSIVO EN EL ACEITE DIELECTRICO.....	19
2.1. Antecedentes del azufre corrosivo en transformadores.....	19
2.2. Definición de azufre corrosivo.....	20
2.3. Condiciones operativas bajo las que el corrosivo tiene más probabilidad de ocurrencia de falla.....	22
2.4. Dibenzil Bisulfato en aceite dieléctrico.....	23

2.5.	Experimentación en laboratorio del DBDS	25
2.6.	PCB'S en aceites dieléctricos	26
2.6.1.	Aplicaciones de los PCB'S	26
2.6.2.	Efectos perjudiciales del PCB.....	27
3.	MÉTODOS PARA DIAGNOSTICAR AZUFRE CORROSIVO EN TRANSFORMADORES	29
3.1.	Pruebas ASTM para detección de azufre corrosivo.....	29
3.1.1.	Preparación del equipo.....	29
3.1.2.	Materiales a utilizar.....	29
3.2.	Prueba ASTM 1275A	30
3.3.	Prueba ASTM 1275B	31
3.4.	IEC 62535 Prueba CCD (Cover Conductor Deposition)	32
3.4.1.	Preparación de equipo y materiales	32
3.4.2.	Procedimiento	32
3.5.	Prueba ASTM D130. Tabla de Cooper	33
3.6.	Ensayo de contenido DBDS (Dibenzil Bisulfato).....	35
4.	TRATAMIENTOS PARA ACEITES CON AZUFRE CORROSIVO.....	39
4.1.	Reemplazo parcial o total del aceite	39
4.2.	Aplicación de pasivadores.....	39
4.2.1.	Pasividad en los metales	40
4.2.2.	Benzotriazol (BTA)	40
5.	EJEMPLO PRÁCTICO DE DETECCIÓN DE AZUFRE CORROSIVO EN TRANSFORMADORES DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN EN GUATEMALA.....	43
5.1.	Información técnica de la planta y sus equipos	43

5.2.	Análisis de resultados de las pruebas realizadas a los transformadores	44
5.3.	Análisis económico y alternativas de tratamiento	46
5.4.	Aplicación del tratamiento	50
5.4.1.	Consideraciones previas	50
5.4.2.	Proceso de pasivación	51
5.5.	Análisis de resultados	54
CONCLUSIONES		57
RECOMENDACIONES		59
BIBLIOGRAFÍA		61

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Transformador de potencia	1
2.	Transformador de subestación	2
3.	Transformador de generación	3
4.	Transformador de distribución	4
5.	Transformador de potencia especial para aplicación de minera	5
6.	Diagrama de transformador ideal y símbolos esquemáticos de un transformador ideal	6
7.	Curva de histéresis del transformador	7
8.	Pérdida por flujos de saturación y dispersión en un transformador	8
9.	Aceite dieléctrico de un transformador de potencia después de hacerle mantenimiento de filtrado y secado	13
10.	Falla por azufre corrosivo	20
11.	Estructura de química del DBDS	24
12.	Tabla ASTM Cooper	35
13.	Diagrama de división de pruebas para la detección de azufre corrosivo	37
14.	Estructura química del DBDS	41
15.	Toma de muestra de aceite, manómetro de presión durante el tratamiento, temperatura del aceite y nivel de aceite de la filtradora	51
16.	Proceso de pasivación con Irgamet 39	52
17.	Instalación de flanjes y mangueras	53
18.	Aplicación de Irgamet 39	53
19.	Toma de muestras de aceite dieléctrico	54

TABLAS

I.	Porcentaje de hidrocarburos.....	12
II.	Pruebas convencionales a transformadores de potencia según el tipo de falla	14
III.	Pruebas convencionales con inyección de corriente a transformadores de potencia según el tipo de falla	15
IV.	Azufre y compuestos de azufre en aceite dielectrico. Extraída de artículo.....	22
V.	Datos del transformador trifásico	43
VI.	Resultados de prueba por análisis de DBDS	44
VII.	Resultados de prueba por análisis de CCD, Covered Conductor Deposition	45
VIII.	Resultados de prueba por análisis de DBDS	46
IX.	Comparación de precios según el tipo de tratamiento	47
X.	Características específicas del tratamiento.....	47
XI.	Costos por pérdida de generación	48
XII.	Proyección económica a 15 años	49
XIII.	Resultados de prueba de azufre corrosivo con la norma ASTM D1275B, antes del pasivado con Irgamet 39.....	55
XIV.	Resultados de prueba de DBDS antes del tratamiento de pasivado con Irgamet 39.....	55
XV.	Resultados de prueba de azufre corrosivo con la norma ASTM D1275B, después del pasivado con Irgamet 39.....	56
XVI.	Resultados de prueba de DBDS después del tratamiento del pasivado con Irgamet 39.....	56

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
S	Azufre
C	Carbono
ip	Corriente primaria
is	Corriente secundaria
DBDS	Dibencil Disulfato
H	Hidrógeno
Z	Impedancia
K	Kilo
mm	Milímetro
Np	Número de espiras de devanado primario
Ns	Número de espiras de devanado secundario
O	Oxígeno
ppm	Partícula por millón
P	Potencia
a	Relación de vueltas entre devanados
R	Resistencia
Vp	Voltaje primario
Vs	Voltaje secundario
V	Voltios
W	Wats

GLOSARIO

Campo magnético	Magnitud vectorial de una fuerza magnética.
Cromatografía	Técnica que permite separar gases de un líquido por adsorción selectiva.
Dieléctrico	Aislante, mal conductor de electricidad
Escisión	División de un material en porciones muy semejantes.
Flange	Elemento que une dos componentes en un sistema de tuberías.
Inducción electromagnética	Producción de electricidad por influencia de un campo magnético variable.
Matraz	Recipiente de vidrio esférico usado en laboratorios para medir líquidos.
Nafténico	Componente que hace parte del grupo de ácidos parafínicos derivados del petróleo.
Pasivar	Formación de una delgada película inerte sobre la superficie de un metal que lo protege de la corrosión.

RESUMEN

Este trabajo de graduación aborda uno de los problemas que en la actualidad está tomando importancia en la industria y el mercado de la electricidad: la presencia de azufre corrosivo en el aceite dieléctrico en los transformadores de potencia.

El tema se inicia retomando conceptos básicos de los transformadores de potencia, estudiando los tipos de transformadores según su uso, forma constructiva, partes y componentes externos como el aceite dieléctrico, el cual es parte fundamental de este estudio. El aceite dieléctrico tiene dos funciones principales, el enfriamiento y su capacidad dieléctrica, la cual se puede ver afectada por humedad, partículas externas o componentes propios del aceite como el azufre corrosivo, que puede ser provocado entre otras cosas por el componente DBDS.

El azufre corrosivo y el DBDS van de la mano en este estudio, se analizan las consecuencias que conlleva que el aceite esté contaminado con estos compuestos, cuáles son los métodos para detectarlo y la importancia de hacerlo a tiempo. Si el aceite dieléctrico se encuentra contaminado, hay varias formas de eliminarlo, dependiendo del grado de contaminación y las condiciones operativas a las que el transformador está expuesto. Dentro de las opciones para eliminar el azufre corrosivo están: tratamientos de pasivado (hay varios pasivadores en el mercado), tratamiento con sodio y el cambio total de aceite en los casos más severos.

En el caso práctico de esta investigación, mediante las pruebas antes mencionadas se comprobó que el aceite está contaminado por azufre corrosivo y debido a las condiciones operativas y específicas del transformador la opción más conveniente es la aplicación de pasivado, para así disminuir el riesgo de un prematuro fallo.

OBJETIVOS

General

Analizar los efectos del azufre corrosivo en el aceite dieléctrico de los transformadores potencia.

Específicos

1. Conocer las razones por las cuales puede ser corrosivo el azufre en el aceite dieléctrico de un transformador de potencia.
2. Conocer los métodos de detección del azufre corrosivo.
3. Analizar los resultados que los distintos métodos de detección puedan arrojar.
4. Analizar el método idóneo para eliminar el azufre corrosivo en los transformadores de potencia.
5. Presentar un caso práctico de la problemática del azufre corrosivo en Guatemala.

INTRODUCCIÓN

Este estudio tiene como tema principal el análisis del azufre corrosivo en el aceite dieléctrico en los transformadores de potencia, que actualmente es de mucha importancia debido a varios casos de transformadores que se han visto afectados por esta causa, la cual no es detectable por las pruebas convencionales que se realizan comúnmente a estos equipos.

Se analizará por qué algunos transformadores se pueden ver afectados por el azufre y otros no, y cómo el avance de la tecnología y mejoras constructivas pudieron haber hecho vulnerables a los transformadores nuevos de este problema. Además se estudiarán los métodos recomendados por las normas IEC y ASTM para la detección del azufre corrosivo, y se analizará uno de los principales compuestos de la creación de la corrosión por azufre, el Dibenzil Bisulfato o como se le suele llamar: DBDS, el cual es uno de principales causantes de la reacción del azufre en el aceite.

Por último, se realiza un análisis económico-técnico de un caso de contaminación por azufre en Guatemala, tomando en cuenta las opciones de tratamiento disponibles, en las cuales se evalúa la criticidad de la contaminación y los costos operativos.

1. CONCEPTOS GENERALES

1.1. Transformadores de potencia

El transformador de potencia es una máquina eléctrica estática que tiene la capacidad de aumentar o disminuir el voltaje en un circuito eléctrico de alta tensión sin alterar su transmisión de potencia. Los transformadores de potencia operan bajo la ley de inducción Faraday, que establece que cuando un conductor se mueve a través de un campo magnético, se genera una fuerza electromotriz en sus terminales, proporcional a la magnitud del campo magnético y a la velocidad del conductor.

Figura 1. Transformador de potencia



Fuente: elaboración propia.

1.1.1. Aplicaciones y tipos de transformadores de potencia

Los transformadores de potencia pueden clasificarse según el tipo de aplicación que se les otorgue:

- Transformadores de subestación: son transformadores de potencia que se utilizan para conectar distintos circuitos de diferente nivel de tensión a un nodo común.

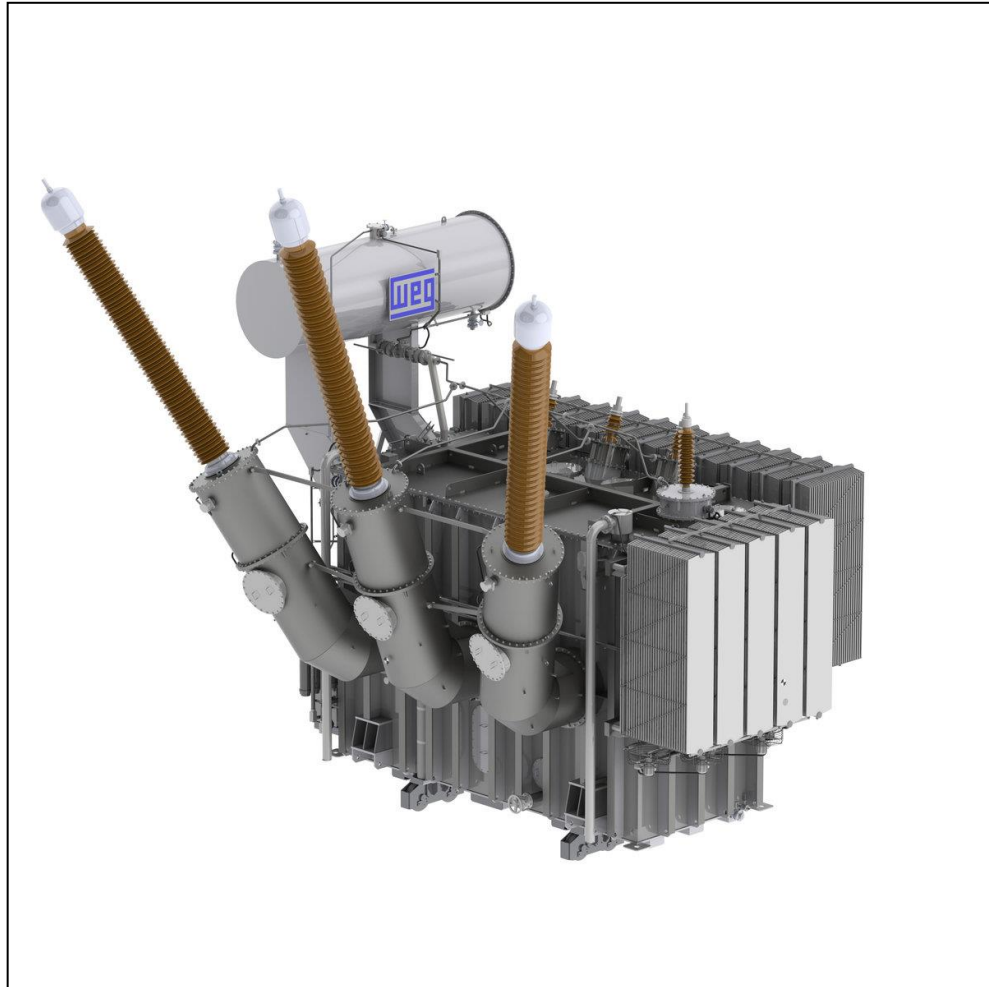
Figura 2. Transformador de subestación



Fuente: elaboración propia.

- Transformadores de generación: son transformadores de potencia elevadores que están conectados en el devanado primario a la salida de un generador normalmente a 13,8 kV y al secundario a una línea de transmisión que da tensión de hasta 400kV.

Figura 3. Transformador de generación



Fuente: Electric Motors. *Transformador de generación*. <https://www.weg.net>. Consulta: 15 de abril de 2019.

- Transformadores de distribución: son transformadores de potencia reductores, que bajan la tensión a niveles apropiados para la distribución en zonas comerciales y residenciales.

Figura 4. Transformador de distribución



Fuente: Magnetron. *Transformador de distribución*. <http://magnetron.com.co>. Consulta: 15 de abril de 2019.

- Transformadores de aplicaciones especiales: en esta clasificación se encuentran los tipos de transformadores de potencia específicos para ciertos sectores industriales, como lo son los transformadores rectificadores, horno de arco eléctrico, industria minera, entre otros.

Figura 5. **Transformador de potencia especial para aplicación de minera**



Fuente: Prolecge. *Transformador de potencia especial para aplicación de minera.*
<http://www.prolecge.com>. Consulta: 15 de abril de 2019.

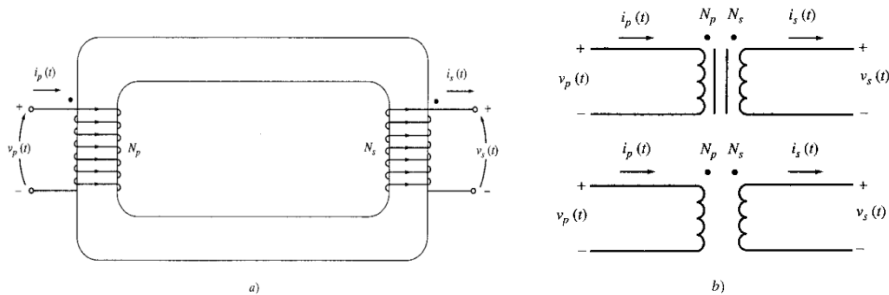
1.1.2. **Transformador ideal**

Un transformador ideal es el considerado como caso de estudio como un transformador sin pérdidas, con un devanado primario conectado a una fuente V_p y un devanado secundario conectado a la salida con una tensión de salida

V_s , siendo N_p el número de espiras en el primario y N_s el número de espiras en el secundario se tiene que “a” es la relación de vueltas del transformador.

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} = a$$

Figura 6. **Diagrama de transformador ideal y símbolos esquemáticos de un transformador ideal**



Fuente: CHAPMAN, Steven J. *Maquinas eléctricas*. p. 59.

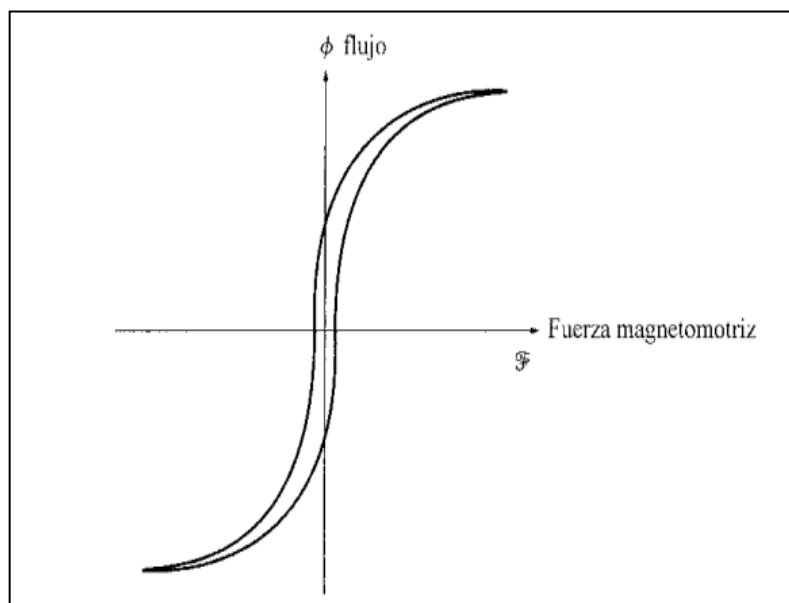
1.1.3. Pérdidas de un transformador de potencia

En los incisos anteriores se estudió el transformador sin ningún tipo de pérdidas, sin embargo esto en la realidad no es exacto debido a que el transformador sufre pérdidas en su operación, a continuación se detallan las principales.

- Pérdidas en el cobre o efecto Joule: este tipo de pérdida se da debido al efecto resistivo de los devanados primario y secundario, y es igual al cuadrado de la corriente circulante por la resistencia del conductor (cobre), se manifiesta en forma de calor, $I^2 \cdot R$.

- Pérdidas por histéresis: en un transformador de núcleo de hierro, el núcleo es magnetizado por el campo magnético debido a las corriente que circula por los devanados, el flujo magnético cambia de sentido según la dirección de la corriente, en este cambio de dirección las moléculas de magnetización ejercen una resistencia al cambio de orientación respecto a la fuerza magnetizante, esto se llama pérdidas por histéresis.

Figura 7. **Curva de histéresis del transformador**



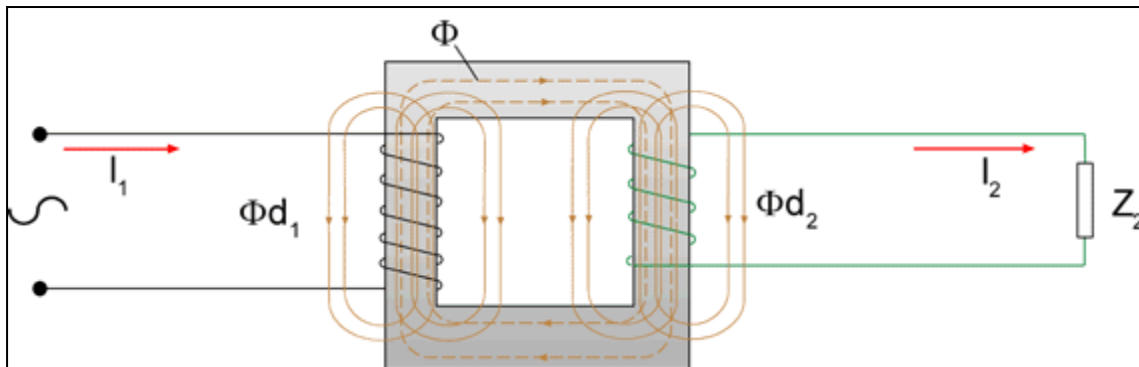
Fuente: CHAPMAN, Steven J. *Maquinas eléctricas*. p. 59.

- Pérdidas por corrientes de Foucault: analógicamente a las pérdidas por corriente en los devanados, las pérdidas por corrientes parásitas o de Foucault se dan debido a que el campo magnético en el transformador induce una tensión en el núcleo, esto hace que circulen pequeñas

corrientes dentro del mismo, estas corrientes toman energía de los devanados del transformador, lo que equivale a pérdidas de potencia.

- Pérdidas por saturación: el flujo magnético a través del núcleo es directamente proporcional a la corriente en el devanado primario de un transformador, cuando se incrementa la corriente también aumentan las líneas de flujo sobre el núcleo, cuando la corriente aumenta al punto de saturar el núcleo del transformador.
- Pérdidas por flujo de dispersión: este tipo de pérdida se da debido a que no todas las líneas de flujo producidas por los devanados primario y secundario logran pasar a través del núcleo de hierro, algunas líneas se fugan o se dispersan al aire, lo que representa energía no utilizada.

Figura 8. **Pérdida por flujos de saturación y dispersión en un transformador**



Fuente: CHAPMAN, Steven J. *Maquinas eléctricas*. p. 60.

Donde:

- Φ = flujo magnético de saturación
- Φd_1 = flujo de dispersión por devanado 1
- Φd_2 = flujo de dispersión por devanado 2

1.1.4. Partes de un transformador

- Núcleo: estructura de hierro que crea un circuito cerrado, en la cual circula el campo magnético.
- Cuba o tanque: es la armazón de acero externa que protege en su interior a los devanados, aceite dieléctrico, entre otros.
- Aceite dieléctrico: su función principal es el enfriamiento de los devanados y además funge como aislante dieléctrico.
- Devanados: son arrollamientos de cobre alrededor del núcleo por el cual circula la corriente.
- Tanque conservador: tanque de forma cilíndrica de menor volumen, ubicado en la parte superior del transformador, conectado con el tanque principal a través de tubos verticales.
- Cambiador de derivaciones: utilizado para cambiar de posición el *tap* y así tener una regulación en la relación de transformación.

- Boquillas: su función es la conexión física de las terminales de los devanados y el circuito exterior.
- Radiador: mecanismo que permite disipar el calor a través de la circulación de aceite en su interior.
- Ventiladores: ubicados debajo del radiador, ayudan en el proceso de enfriamiento del aceite.
- Termómetros: miden la temperatura del aceite, y devanados primarios y secundarios en las distintas secciones del tanque.
- Indicadores de aceite: muestran los niveles de aceite en la cuba y tanque conservador.
- Protecciones electromecánicas: protegen al transformador de fallas electromecánicas dentro del transformador, entre ellas están el relé Buchholz, relé de presión súbita y relé de sobrepresión.
- Pararrayos: su función es proteger de descargas al transformador

1.2. Aceite dieléctrico de un transformador

La eficiencia y vida útil de un transformador de potencia depende en gran medida de la calidad de su aceite dieléctrico, el cual debe brindar una buena refrigeración para disipar el calor generado durante su operación y el aislamiento eléctrico que debe mantener los circuitos eléctricos internos debidamente aislado y evitar arcos entre conductores.

Para lograr lo anterior el aceite debe tener las siguientes características:

- Pureza: un aceite debe estar libre de impurezas como la humedad, azufre, gases, partículas físicas, entre otros.
- Viscosidad: siempre se busca tener una viscosidad muy baja en los aceites, ya que la viscosidad es la resistencia de un fluido a moverse de un punto a otro sobre una superficie, mientras más baja sea la viscosidad el aceite dieléctrico podrá tener mayor movilidad y disipar de mejor manera el calor. La viscosidad de un fluido varía respecto a la temperatura en que se encuentre, las viscosidades permitidas en los aceites dieléctricos están descritas en la norma ASTM D-445.
- Punto de fluidez: es la temperatura en la cual el aceite deja de fluir, mientras se somete a un proceso de enfriamiento, esta propiedad del aceite está determinada dependiendo si el aceite es de base parafínica o nafténica.
- Tensión interracial: es la capacidad de un fluido de ser soluble en otro, un cambio en la tensión interracial puede generar mayor presencia de humedad en el aceite.
- Punto de anilina: es la temperatura en la cual un aceite dieléctrico se disuelve en un volumen igual de anilina y sirve como parámetro para conocer el contenido de aromáticos del aceite, debido a que un aceite con alto contenido de aromáticos disuelve la anilina a menor temperatura.

- Factor de potencia: mide las pérdidas de corriente que se dan dentro del equipo en operación, estas pérdidas de corriente son debidas a la existencia de compuestos polares en el aceite y a su vez causan aumentos en la temperatura en los equipos.

1.2.1. Tipos de aceite dieléctrico

El aceite dieléctrico mineral está compuesto por elementos hidrocarburos y no hidrocarburos, dentro de los compuestos hidrocarburos pueden estar presentes en tres grupos: los parafínicos, los nafténicos y los aromáticos.

Dentro de los compuestos no hidrocarburos se puede encontrar compuestos de azufre, nitrógeno o compuestos de oxígeno.

Según la proporción mayoritaria en el aceite mineral pueden llamarse de base parafínica o de base nafténica. Un aceite es considerado de buena calidad si está dentro de los siguientes límites:

Tabla I. **Porcentaje de hidrocarburos**

% Hidrocarburo en aceite	
Tipos de aceite	% Hidrocarburo
Parafínicos	45 a 55 %
Nafténicos	50 a 60 %
Aromáticos	4 a 7 %

Fuente: elaboración propia.

Es importante una buena selección del tipo de aceite a utilizar en el transformador de potencia, y esto dependerá de las condiciones a las que será sometido el equipo.

Los aceites minerales con base nafténica con un balance de hidrocarburos adecuado tienen un buen funcionamiento del transformador. Sin embargo, en transformadores que operan bajo condiciones severas, el problema de la oxidación del aceite puede ocurrir en un tiempo más corto. Para los transformadores que operan bajo esas condiciones es preferible usar un aceite que contenga aditivo antioxidante o inhibidor de oxidación.

Figura 9. **Aceite dieléctrico de un transformador de potencia después de hacerle mantenimiento de filtrado y secado**



Fuente: elaboración propia.

1.3. Pruebas convencionales a los transformadores de potencia

Hoy en día el mantenimiento de los equipos de potencia busca minimizar los costos por salidas de operación y costos por mantenimientos correctivos, y siendo el transformador de potencia uno de los equipos más costosos, se debe tener especial cuidado en este equipo. En la tabla número uno se muestra un grupo de pruebas comunes que se le practican al transformador de potencia y el tipo de falla que se intenta encontrar, todo ello sin necesidad de desenergizarlo, entre estas se encuentra la cromatografía de gases, que se le

realiza al aceite dieléctrico, y se muestra en gran medida el estado interno del equipo.

Tabla II. **Pruebas convencionales a transformadores de potencia según el tipo de falla**

Pruebas convencionales a transformadores de potencia		Tipo de falla
1	Cromatografía de gases	Arqueo interno, puntos calientes, descargas parciales y calentamiento de conductores y aceite.
2	Pruebas físicas y químicas del aceite	Humedad, acidez, tensión superficial, rigidez dieléctrica y factor de potencia.
3	Inspección externa física	Fugas de aceite, partes rotas, operación ruidosa, conexiones flojas.
4	Termografía	Puntos calientes, conexiones flojas.
5	Detección sónica	Fugas de nitrógeno, vibración en el núcleo, efecto corona en boquillas.
6	Ultrasonido	Arqueo, blindajes no aterrizados, malas conexiones en boquillas, defectos en contactos de cambiadores.

Fuente: elaboración propia.

En la tabla III se muestra un grupo de pruebas eléctricas de los transformadores de potencia, para este tipo de pruebas es necesario inyectar corriente en distintas intensidades y distintos tiempos, este tipo de pruebas evidentemente deben hacerse con el equipo fuera de servicio.

Tabla III. **Pruebas convencionales con inyección de corriente a transformadores de potencia según el tipo de falla**

Pruebas convencionales a transformadores de potencia		Tipo de falla
1	Capacitancia de boquillas, factor de potencia del aislamiento, corriente de excitación.	Pérdida de la integridad dieléctrica del aislamiento, pérdida de la integridad dieléctrica de las boquillas, humedad en los devanados.
2	Relación de transformación.	Devanados en cortocircuito, cortocircuito entre espiras.
3	Impedancia de corto-circuito (reactancia de dispersión).	Deformación mayor en los devanados.
4	Resistencia de núcleo a tierra.	Mala conexión de tierras intencionales del núcleo o existencia de conexiones a tierra no intencionales.
5	Resistencia óhmica de los devanados.	Falsos contactos, cintas rotas, conexiones flojas, falso contacto en cambiadores de derivaciones.
6	Análisis de respuesta en frecuencia.	Movimientos y deformaciones locales en los devanados.
7	Inspección visual interna.	Lodos en el aceite, desplazamiento de devanados y cuñas, falta de apriete en devanados, malas conexiones, calentamientos excesivos, objetos extraños en el equipo.
8	Grado de polimerización.	Condición y tiempo de vida estimada del aislamiento.

Fuente: elaboración propia.

1.3.1. Cromatografía de gases

La cromatografía de gases disueltos en el aceite dieléctrico en transformadores de potencia es de vital importancia en cualquier plan de mantenimiento, ya que, como se muestra en la tabla 1, revela distintos tipos de fallas y su severidad, dependiendo de la composición de los gases y de la rapidez con que se forman. Normalmente los gases provocados por fallas quedan parcialmente disueltos en el líquido aislante, los gases disueltos se dividen entre fases líquida y gaseosa por difusión.

Los gases generados en el aceite normalmente se dan por la degradación del material aislante dentro del transformador, el cual está básicamente compuesto por aceite y papel, cuando estos compuestos reaccionan químicamente debido al calentamiento y otras condiciones dentro del transformador como agua, oxígeno, entre otros.

La composición química de la celulosa es $(C_{12}H_{20}O_{10})_n$, la composición química de los compuestos parafínicos del aceite está dada por C_nH_{2n-2} , en donde n puede variar de 20 a 40, y los compuestos aromáticos y nafténicos están compuestos por átomos de carbono e hidrógeno.

Considerando lo anterior, los gases disueltos estarán formados por los tres elementos mencionados, carbono, hidrogeno y oxígeno, que pueden dar origen a diversos compuestos dependiendo de la energía disipada en la falla, debido a que cada falla genera distintos niveles de energía y los enlaces entre estos tres elementos pueden ser rotos con mayor o menor dificultad.

Las cadenas de hidrógeno necesitan menor cantidad de energía para romperse, es decir que la presencia de compuestos con alta presencia de hidrógeno como el metano (CH_4), indican fallas de baja disipación de energía como el efecto corona y descargas parciales.

Fallas de nivel medio de disipación de energía como la pirolisis en el aceite pueden romper enlaces carbono-carbono en mayor o menor medida según la temperatura a la que sea sometido, produciendo gases como el etano (C_2H_6) y el metano (CH_4),

Fallas del tipo de arcos entre devanados con gran disipación de energía pueden romper fácilmente enlaces de carbono-carbono, creando compuestos como el etileno (C_2H_4) y acetileno (C_2H_2).

2. AZUFRE CORROSIVO EN EL ACEITE DIELECTRICO

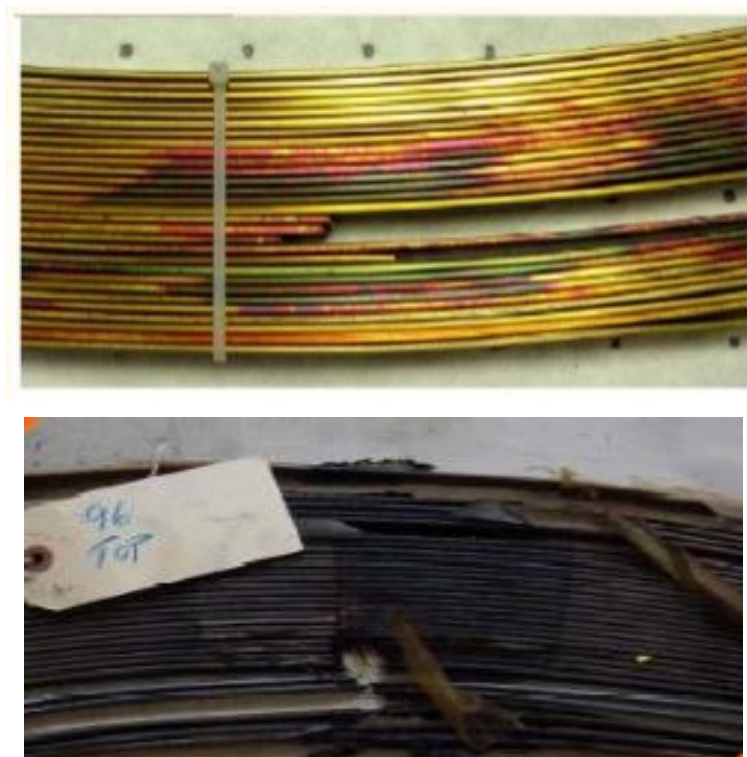
2.1. Antecedentes del azufre corrosivo en transformadores

El aumento de fallas en transformadores de potencia, sin encontrar una causa, elevó el número de mantenimientos correctivos y costos de operación de las centrales generadoras y de distribución de energía eléctrica, este fenómeno ha conducido a la investigación en la búsqueda de la razón por la cual se dan estas fallas. Estudios *post mortem* de varios transformadores han revelado la presencia de azufre corrosivo en los equipos dañados, Guatemala no es ajena a este tipo de fallas en transformadores.

Estas fallas han generado la necesidad de analizar la existencia de contaminación de azufre corrosivo en el aceite dieléctrico de los transformadores de potencia. Si bien ya existen varias pruebas para detectar contaminación en aceites dieléctricos, estas pruebas no evidenciaban la presencia de azufre corrosivo bajo ciertas circunstancias, lo que obligó a un cambio en las normativas para asegurar que dichas pruebas pudieran detectar la presencia de azufre corrosivo bajo cualquier condición operativa.

Un aspecto interesante de estas fallas es que solo ha habido efectos en transformadores relativamente nuevos, de producción aproximadamente de 2005 a la fecha, bajo esta premisa se puede suponer que algo ha cambiado en el aceite a partir de esta fecha, pero ¿qué ha sido?

Figura 10. **Falla por azufre corrosivo**



Fuente: elaboración propia.

2.2. Definición de azufre corrosivo

En el caso de los transformadores de potencia la descomposición de compuestos de sulfuro de cobre, tanto sobre el papel aislante como sobre las láminas metálicas de cobre, conduce a una reducción de las propiedades dieléctricas del aislamiento interno, ocasionando pequeñas descargas que según la gravedad del daño pueden ocasionar fallas permanentes.

Uno de los principales causantes que inicia el proceso de corrosión en el azufre es el Dibenzil Bisulfato, comúnmente llamado DBDS, el cual tiene un

enlace S-S, este compuesto DBDS da origen a un complejo con el cobre metálico que en su descomposición genera Cu_2S (sulfuro de cobre). Los compuestos de azufre más reactivos son: el azufre elemental (S), los mercaptanos (R-SH), los sulfuros tioéteres, los disulfuros y tiofenos.

En los aceites, por el afán de reducir la presencia del azufre, se trató de reducir las cadenas largas (R-S, S-R), reduciéndolas hasta su estado de azufre elemental (S), el cual es mucho más reactivo que una cadena larga.

No hay un único compuesto de azufre corrosivo que sea responsable de todos los problemas de azufre corrosivo que están presentes en todos los aparatos eléctricos llenos de aceite mineral. Dependiendo del aceite, puede haber decenas o cientos de diferentes compuestos de azufre presentes en el aceite. De estos, solo una pequeña fracción es corrosiva o son compuestos que pueden degradarse de especies estables a otras que son reactivas. Esto generalmente se basa en el tiempo y la temperatura. Hay cinco clases principales de compuestos de azufre que se encuentran en el aceite crudo, pero no todos los tipos se consideran corrosivos o reactivos, como se muestra en la tabla 3, el azufre elemental es el más reactivo y pueden estar presente hasta en un 20 % en petróleo crudo, del cual se elabora el aceite dieléctrico. El compuesto mercaptano R-SH, donde S= azufre elemental, R= cadena de líneas de parafina con hidrocarburo, y H= hidrógeno.

Se define el azufre corrosivo, de acuerdo a la norma ASTM D2864, como la presencia de azufre y azufre elemental en aceites minerales aislantes que pueden causar corrosión de ciertos metales, tales como el cobre.

Tabla IV. **Azufre y compuestos de azufre en aceite dieléctrico. Extraída de artículo**

GROUP	REACTIVITY	CHEMICAL FORMULA
Elemental (Free) Sulfur	Very Reactive	S
Mercaptans (thiols)	Very Reactive	R-SH
Sulfides (thio-ethers)	Reactive	R-S-R ₁
Disulfides	Reactive/Stable	R-S•S-R
Thiophenes	Very Stable	Five-member ring containing sulfur

Fuente: LEWAND, Lance y REED, Scott. *Destruction of dibenzyl disulfide in transformer oil* lance. Consulta: 2019.

2.3. Condiciones operativas bajo las que el corrosivo tiene más probabilidad de ocurrencia de falla

En el inciso 2.1 se abordan los antecedentes del problema de la problemática del azufre corrosivo, y se determinó que uno de los factores en común es que son equipos nuevos a partir del año 2005 aproximadamente.

El aceite dieléctrico siempre ha tenido presencia de azufre, ya que juega un papel fundamental para evitar la oxidación en el aceite, sin embargo, es sabido que bajo ciertas circunstancias el azufre puede ser corrosivo, por esto es que se buscó minimizar la cantidad de azufre, reduciendo cadenas largas de azufre hasta su forma elemental, la cual es la más reactiva.

Con la mejora tecnológica la tendencia en equipos eléctricos y electrónicos se da la reducción de los tamaños, y es evidente que los transformadores de potencia modernos son mucho más pequeños que los antiguos, y esto implica distancias eléctricas al límite, consecuentemente con esta reducción de tamaño el espacio para almacenar el aceite es menor, por lo

tanto, se utilizan menos litros de aceite por equipo y esto reduce la proporción de KVA por litro de aceite. Otra condición que aumenta la probabilidad de falla son los transformadores de tipo sellados o con tanque conservador, además de condiciones críticas de operación.

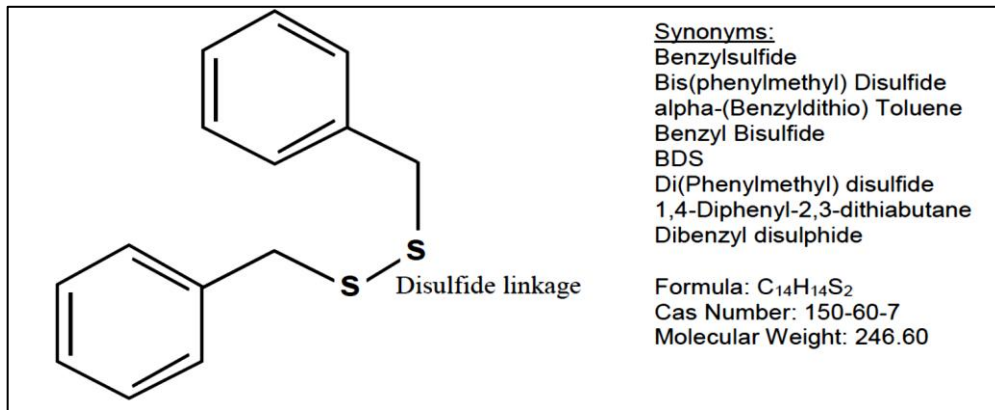
Como es posible ver son varios los factores que aumentan la probabilidad de falla, y una característica por sí misma no es causante para que el azufre reaccione corrosivamente, un aceite puede tener azufre con un alto nivel de ppm y no ser corrosivo, o tener ppm < 10 y que pueda llegar a reaccionar.

2.4. Dibenzil Bisulfato en aceite dieléctrico

Estudios realizados en el 2005 por el laboratorio DOBLE lograron determinar una relación directa de la corrosividad del azufre con el compuesto Dibenzil Bisulfato o DBDS, este compuesto fue encontrado en algunos pasivadores adicionados al aceite como antioxidante.

El Dibenzil Bisulfato al estar en contacto con el aceite caliente dentro del transformador reacciona, generando así la corrosión que se traspasa el aislante sólido (papel) de las bobinas hasta crear depósitos de sulfuro de cobre.

Figura 11. Estructura de química del DBDS



Fuente: LEWAND, Lance y REED, Scott. *Destruction of dibenzyl disulfide in transformer oil*
lance. p. 54.

El compuesto Dibenzil Bisulfato por si solo podría ser corrosivo o no, pero estudios sugieren que el DBDS al estar en contacto con cobre, reacciona y forma, a través de un proceso de escisión del disulfuro, pequeños depósitos de sulfuro de cobre en la superficie de los devanados, esta degradación va directamente relacionada con la temperatura en el aceite, a mayor temperatura es más rápido el proceso de degradación, derivado de esto se desprenden compuestos como los mercaptanos que, como lo indica la tabla 3, son componentes altamente corrosivos. Experimentos de laboratorio indican que el DBDS en 110 C mostró corrosión de la superficie de cobre, la cual se produce en un periodo relativamente corto. La degradación de DBDS a temperaturas inferiores a 110 C, también puede ocurrir y en experimentos realizados en los últimos años el azufre corrosivo en el cobre en los aceites con DBDS produce temperaturas tan bajas como 80 C.

Otras pruebas de laboratorio usando una combinación de cobre y papel también han detectado el desarrollo de sulfuro de cobre en 80 °C en el

aislamiento de papel Kraft y en la superficie de cobre, podría ser que ambos procesos, así como otros, se producen simultáneamente. Se puede suponer que DBDS se encuentra generalmente en concentraciones que van de 100 a 1 000 mg / kg (ppm) en ciertos aceites lubricantes. DBDS se añade a los aceites lubricantes para proteger contra el desgaste, reducir la fricción y aumentar la estabilidad a la oxidación. A través de un método desarrollado en DOBLE para detectar DBDS, las concentraciones de 100 a 180 ppm se han encontrado en los nuevos aceites de transformadores, pero solo en un pequeño porcentaje de los productos probados

2.5. Experimentación en laboratorio del DBDS

El primer experimento se llevó a cabo para asegurarse de que los DBDS crean compuestos de azufre corrosivos que se forman en el aceite y atacan el cobre y causan la producción de un depósito de sulfuro en la superficie de cobre. En estos experimentos se añadió DBDS a un aceite mineral blanco en concentraciones variables de 250, 125, 50 y 5 ppm (mg / kg).

Un aceite mineral blanco tiene un contenido de azufre total de muy baja medida a 2-3 ppm máximo, el aceite blanco que se utilizó en los experimentos se comprobó, que sin la adición de DBDS, el aceite mineral no exhibió ningún signo de corrosión del cobre bajo el estándar de la norma ASTM D 1275B o la formación de sulfuro de cobre en el aislamiento de papel por la prueba de Doble Cover Conductor Deposition (CCD).

El aceite blanco con 250 ppm de DBDS se ensayó usando el Método de Ensayo ASTM D 1275B (envejecimiento de una tira de cobre erosionada durante 48 horas a 150 C). Se determinó que dio positivo la prueba dentro de 40 horas. Además, se determinó la concentración de DBDS antes y después de

la prueba y se encontró que se han reducido en más del 50 % con una concentración final de 116 ppm. Se llevaron a cabo experimentos adicionales para ayudar en la determinación de en qué concentraciones DBDS todavía podrían causar la corrosión de la superficie de cobre. Las concentraciones de DBDS en aceite blanco se ensayaron a 125, 50 y 5 ppm, determinando que los DBDS pueden llegar a ser corrosivos hasta en valores menores de 10 ppm en condiciones especiales, poco probables.

2.6. PCB'S en aceites dieléctricos

PCB es la abreviatura para nombrar al compuesto Bifenilos Policlorados, que básicamente es una estructura de compuestos órgano clorados (C-H-Cl) que conforman 209 congéneres, desde el monoclorado Cl hasta el decaclorado Cl₁₀. Las primeras síntesis de PCB se dan en 1880 pero no es sino hasta en la década de 1930 que se inició su producción comercial. Los Bifenilos Policlorados PCB'S se hicieron muy populares en la industria a nivel mundial debido a sus propiedades que brindaban muy buena estabilidad térmica y su alto punto de flamabilidad.

2.6.1. Aplicaciones de los PCB'S

Debido a sus buenas características los PCB'S fueron muy utilizados en la industria ya que contaban con alta estabilidad química y térmica, un alto grado de punto de ebullición, aproximadamente 400 C, y por su alta rigidez dieléctrica, y fueron utilizados durante varias décadas como aislantes para equipos de potencia como interruptores, transformadores de potencia, reactores, motores eléctricos refrigerados con fluidos, condensadores, entre otros, además fueron muy apreciados por industrias como la petrolera, y plantas con riesgo de

incendio debido a sus propiedades antiinflamables. A continuación se enumeran las propiedades que hicieron masivo el uso de PCB'S.

2.6.2. Efectos perjudiciales del PCB

Irónicamente, su estabilidad química, que ha contribuido a su uso industrial extenso, es también uno de los aspectos que causa la preocupación más grande. Esta resistencia inusual, más su tendencia a permanecer y acumularse en organismos vivos, genera la presencia de PCB en el ambiente y una amplia dispersión con sus consecuentes efectos. Muchos experimentos de laboratorio y otros estudios han intentado determinar los efectos que producen los PCB en la salud de los seres humanos. Los científicos convienen en que es poco probable que la baja exposición a los PCB a corto plazo genere lesiones serias. Sin embargo, la mayoría coincide sobre los efectos adversos provocados por la exposición a largo plazo, incluso en concentraciones bajas.

Los PCB pueden ingresar en el cuerpo a través del contacto con la piel, por la inhalación de vapores o por la ingestión de los alimentos que contengan residuos del compuesto.

El efecto más común es el chloracne, una condición dolorosa que desfigura la piel, similar al acné adolescente. También pueden provocar daños en el hígado y la Organización Mundial de la Salud comprobó, además, que el PCB es cancerígeno. Las dioxinas son las sustancias más dañinas que se conocen. Son cinco millones de veces más tóxicas que el cianuro y se ha comprobado que son cancerígenas, además el PCB es considerado un contaminante orgánico persistente, es decir que permanece en el medio ambiente por largos periodos.

Está incluido en la docena sucia, un listado de los doce contaminantes más peligrosos del planeta.

3. MÉTODOS PARA DIAGNOSTICAR AZUFRE CORROSIVO EN TRANSFORMADORES

3.1. Pruebas ASTM para detección de azufre corrosivo

A continuación, se muestran las pruebas según las normas ASTM.

3.1.1. Preparación del equipo

Actualmente existen varios métodos para el diagnóstico del azufre, sin embargo sea cual sea el método a utilizar, es necesario tener un equipo limpio y libre de cualquier partícula que pueda contaminar la muestra tomada. Para esto es necesario limpiar químicamente los frascos, los tapones de vidrio, las botellas y el tornillo PTFE. Se necesita tapones con solventes para eliminar el aceite y luego lavar los matraces con un líquido o para la limpieza que no contenga azufre. Es necesario enjuagar con agua del grifo, luego con agua destilada y ponerlo a secar en un horno hasta eliminar cualquier tipo de humedad.

3.1.2. Materiales a utilizar

Se necesita una tira de cobre de 6 por 25 mm (1/4 por 1 in) y eliminar las imperfecciones de las superficies con papel de carburo de silicio de 240 granos. Las tiras se pueden almacenar en acetona libre de azufre en este punto para uso futuro. Realizar el pulido final de la tira retirándola de la acetona, sujetándola con los dedos protegidos con guantes de papel filtro nitrilo sin cenizas, y frotando con granos de carburo de silicio de malla 230 recogidos de

una placa de vidrio con una almohadilla de algodón absorbente humedecido con una gota de acetona. Secar en un horno durante 3 a 5 min a 80 a 100 grados e inmediatamente sumergir la tira de cobre en la muestra de prueba preparada de aceite. No usar aire comprimido o gas inerte para secar la banda de cobre.

3.2. Prueba ASTM 1275A

Es necesario usar el aceite que se probará como se recibió, no filtrar el aceite a través del papel, colocar rápidamente la tira de cobre preparada en un matraz limpio de 250 ml al que se han añadido 250 ml del aceite que se va a analizar, colocar la tira de cobre doblada de pie en su borde largo para que no quede una superficie plana a lo largo del fondo de vidrio del recipiente y lubricar el tapón de vidrio molido con una pequeña cantidad de la muestra de prueba.

Se burbujea nitrógeno a través del aceite en el matraz por medio de un vaso conectado a la válvula de reducción o aguja del cilindro (la conexión de goma debe estar libre de azufre) durante 1 minuto, y se coloca rápidamente el tapón en su lugar.

También es importante colocar el matraz tapado en el horno a 140°C, apretar el tope más firmemente, retirar el matraz después de calentar durante 19 horas; posteriormente debe tomarse con cuidado la tira de cobre del matraz y se debe lavar con acetona u otro disolvente adecuado para eliminar todo el aceite y dejar que se seque al aire. No debe usarse aire presurizado para secar la tira de cobre.

Los efectos corrosivos de los compuestos de azufre inestables presentes en el aceite se reducen cuando se envejece en condiciones de oxidación fuerte,

como cuando hay presencia de oxígeno. Es imperativo mantener el matraz bien sellado después del burbujeo de nitrógeno, si el aceite se oscurece visiblemente durante la prueba, es probable que el oxígeno haya entrado en el recipiente y oxidado el aceite. En estos casos, el procedimiento de prueba se ha visto comprometido y debe repetirse.

3.3. Prueba ASTM 1275B

Se debe colocar rápidamente la tira de cobre preparada en una botella limpia de 250 ml a la que se han agregado 220 ml del aceite que se probará. Colocar la tira de cobre doblada de pie sobre su borde largo para que no quede una superficie plana a lo largo del fondo de vidrio del recipiente

Colocar la botella en el horno a 150°C. Después de 15 min de calentamiento a 150 °C, desatornillar parcialmente el tapón de PTFE para liberar la presión y volver a atornillarlo para que la botella no estalle. Retirar la botella después de calentar durante 48 h + - 20 min a 150 + - 2 °C. Finalizadas las 48 horas, dejar enfriar, con cuidado, tomar la tira de cobre y limpiarla con acetona u otro solvente adecuado para eliminar todo el aceite y dejar que se seque al aire. No debe usarse aire presurizado para secar la tira de cobre.

Para inspeccionar, es importante sostener la tira reactiva de tal manera que se observe la luz reflejada desde i en un ángulo de aproximadamente 45 °C. Si un espécimen está bordeado o no está claro, tomar un tejido de laboratorio limpio y arrastrarlo a través de la superficie con una fuerte presión, si se elimina parte del material depositado, el depósito es corrosivo y debe informarse como tal.

3.4. IEC 62535 Prueba CCD (Cover Conductor Deposition)

A continuación, se muestran las pruebas según las normas IEC 62535.

3.4.1. Preparación de equipo y materiales

Se necesita prepara un vial de espacio de cabeza de vidrio utilizado para la cromatografía, capacidad de aproximadamente 20 ml, con un diámetro nominal de 22,5 mm a 23 mm, los viales están disponibles a nivel comercial de los proveedores de consumibles de cromatografía y de fabricantes de instrumentos, cámara de calentamiento u horno capaz de mantenerse a 150 °C + - 2 °C.

Conductor de cobre plano, sin barnizar, envuelto en papel, obtenido de un fabricante de transformadores o proveedor de devanado. Dimensión del cobre plano: aproximadamente 7,5 mm X 1-5 mm (o con área de superficie correspondiente a estas dimensiones). Papel Wrappin de 10 mm a 14 mm. Los más adecuados han demostrado ser conductores planos que tienen cuatro capas de papel envuelto. El papel adyacente al cobre debe estar entre el boquete y la ranura. Esta es la capa utilizada con el conductor de cobre para la prueba en sí. El resto de la capa de papel solo tiene una función mecánica y de protección durante el transporte y el almacenamiento.

3.4.2. Procedimiento

Es necesario verter 50 ml de aceite en un recipiente de 100 ml y dejarlo al aire libre durante 60 minutos (protegido de la luz solar), transferir 15 ml de este aceite al vial del espacio de cabeza, la precisión rota por un cilindro de medición es adecuada, así como el uso de un vial de espacio de cabeza premarcado a 15 ml.

Cortar el conductor en 30 mm + - 3 longitudes, desenvolver las capas externas del conductor de cobre y dejar solo una capa en contacto con este. No tocar el papero o el cobre con los dedos durante esta operación y la posterior, y asegurarse de que todos los tubos se hayan limpiado previamente con solvente.

Colocar el conductor envuelto dentro del vial y cerrarlo con el tabique (la cara de PTFE hacia el aceite) y tapar la tapa con una herramienta de engarzado. La tapa engarzada debe estar lo suficientemente apretada como para que la rotación del capo en el vial no sea posible. Colocar en una cámara de calentamiento durante 72 h + - 30 min a 150°C + - 2 °C.

Después de que el vial se haya enfriado, se debe retirar la tapa y sacar el conductor envuelto. Las pinzas siempre deben usarse para manipular el conductor y el papel, y desenvolver el papel para evaluar la superficie de cobre. Enjuagar el conductor de cobre con ciclohexano o heptano, y dejar secar durante 2 minutos al aire, antes de la evaluación, hay que desengrasar el papel por inmersión en 50 ml de disolvente en un triturador durante 1 minuto, repetir el desengrase dos veces en solvente nuevo y permitir que el papel se seque durante al menos 5 minutos hasta que todos los solventes se hayan evaporado.

Realizar una prueba en blanco para asegurarse de que todos los materiales utilizados no contengan azufre. La prueba en blanco debe llevarse a cabo con un aceite o cualquier otro aceite que contenga menos de 5 mg / kg de azufre. Tal prueba también ayudará a detectar cambios en el cobre.

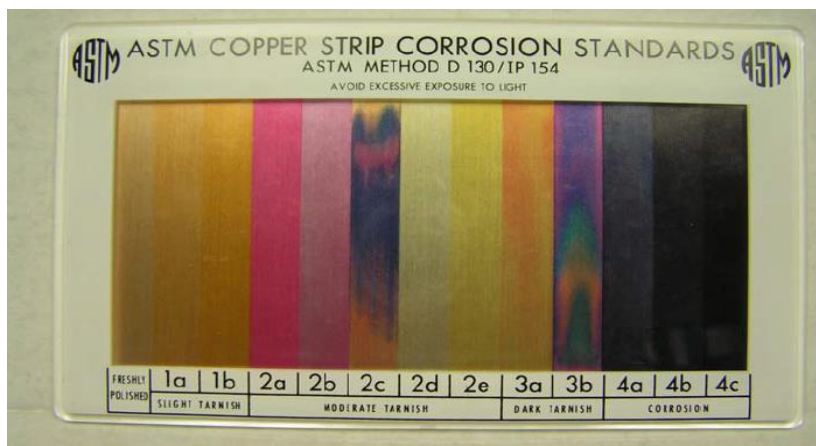
3.5. Prueba ASTM D130. Tabla de Cooper

La prueba de corrosión con barra de cobre está diseñada para evaluar el grado relativo de corrosividad de un producto derivado del petróleo debido a compuestos de azufre activos.

La prueba de corrosión de cobre es un método de análisis de aceite ampliamente utilizado para lubricantes y aceites. Este método de análisis de aceite detectará los efectos corrosivos de un lubricante en aleaciones de cobre, pero es ineficaz en piezas y componentes de hierro o aleaciones ferrosas.

El método de análisis de aceite de corrosión de cobre, ASTM D130, es relativamente simple, una tira de cobre se sumerge en 30 ml de muestra en temperatura elevada, 50 °C o 100 ° C, dependiendo del procedimiento escogido para su evaluación, al final de este periodo la barra de cobre es limpiada y se examina en busca de evidencia de oxidación, corrosión o variación en la tonalidad natural de su color. La calificación de 1A se da para la apariencia del cobre recién pulido con leve decoloración, pero apenas perceptible, 1B indica leve deslustre y las clasificaciones continúan a lo largo de la escala a medida que aumenta la corrosión del cupón de prueba, siendo 4C el peor, típicamente aparece como una barra severamente corroída y ennegrecida, los distintos niveles de degradación pueden observarse en la figura 12.

Figura 12. **Tabla ASTM Cooper**



Fuente: elaboración propia.

3.6. **Ensayo de contenido DBDS (Dibenzil Bisulfato)**

Como se ha explicado en el capítulo dos, el compuesto DBDS como tal puede o no ser corrosivo, sin embargo, bajo ciertas condiciones de temperatura puede provocar corrosión, de hecho se ha encontrado que pequeñas cantidades de DBDS de 10 ppm pueden ocasionar corrosión, por lo que sea ha relacionado directamente la presencia de DBDS a la aparición de azufre corrosivo.

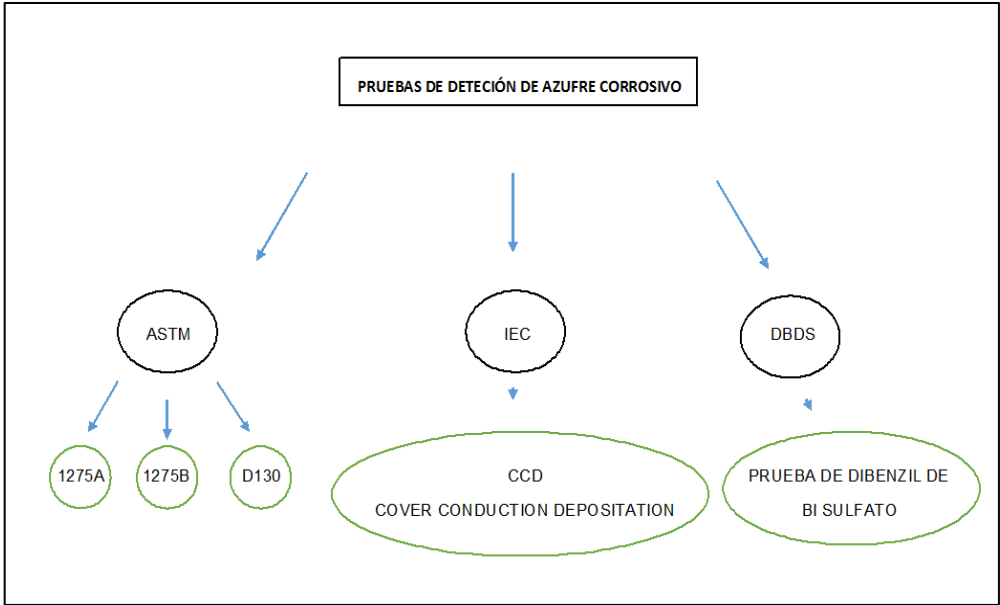
Los métodos explicados en los incisos anteriores someten a muestra las distintas condiciones de prueba, las cuales pueden dar una muy buena idea de la corrosividad del aceite, sin embargo son métodos evaluados de una forma cualitativa, por observación y experiencia del laboratorista.

La prueba de determinación del DBDS arroja un resultado concreto respecto a la cantidad de ppm que contiene la muestra, y está normada por la

IEC 62697, la cual se realiza bajo una cromatografía de gases acoplada a un detector de captura de electrones, la cual es una técnica empleada para analizar distintos compuestos cuando determinadas moléculas atraviesan el detector y capturan algunos de los electrones de la muestra, lo que reduce la corriente medida. La compensación por esta reducción se registra como un pico positivo

Este tipo de detector opera casi del mismo modo que un contador proporcional para la medida de rayos X. El eluyente de la columna pasa sobre un emisor β , normalmente ^{63}Ni . Un electrón del emisor provoca la ionización del gas portador y la producción de una ráfaga de electrones. De este proceso de ionización, en ausencia de especies orgánicas, resulta una corriente constante entre un par de electrodos. Sin embargo, la corriente disminuye significativamente en presencia de moléculas orgánicas que tienden a capturar electrones. La respuesta no es lineal, a no ser que el potencial a través del detector se aplique en forma de impulsos. El detector de captura de electrones es de respuesta selectiva, siendo muy sensible a las moléculas que contienen grupos funcionales electronegativos tales como halógenos, peróxidos, quinonas y grupos nitro.

Figura 13. Diagrama de división de pruebas para la detección de azufre corrosivo



Fuente: elaboración propia.

4. TRATAMIENTOS PARA ACEITES CON AZUFRE CORROSIVO

Existen alternativas de tratamiento para bajar los niveles de azufre corrosivo en un aceite contaminado, es muy importante conocer el nivel de degradación del aceite para aplicar el tratamiento más adecuado, a continuación se muestran las más utilizadas en la actualidad.

4.1. Reemplazo parcial o total del aceite

Después de determinar la presencia de azufre corrosivo en el aceite dieléctrico, se debe evaluar el nivel de corrosión según la tabla ASTM COOPER y la cantidad de ppm del compuesto de Dibenzil Bisulfato presente. Si la degradación tiene niveles muy altos puede ser conveniente el reemplazo, sin embargo, el cambio parcial o total no garantiza la eliminación total de azufre corrosivo debido a los pequeños remanentes de aceite que puedan quedar dentro del transformador, pero sí llevarlo hasta niveles saludables para el equipo.

4.2. Aplicación de pasivadores

A continuación, se muestra el procedimiento para aplicar el pasivador en el aceite dieléctrico.

4.2.1. Pasividad en los metales

Un metal pasivo es el que es activo en la serie electroquímica, pero que no obstante solo se corroe a velocidad muy pequeña, la pasividad es la propiedad fundamental de la resistencia útil y natural a la corrosión de muchos metales estructurales, tales como el aluminio o el acero inoxidable.

Algunos metales y aleaciones no pasivas se pueden pasivar para mejorar su resistencia ante la oxidación a través de exposición de medios pasivadores, como soluciones de cromatos o nitritos, o por polarización anódica a densidades de corriente lo suficientemente elevadas.

El pasivado puede aplicarse preventiva o correctivamente, pero si de antemano se sabe que el aceite puede estar contaminado por azufre, es ideal realizar el pasivado antes de tener un daño irreversible.

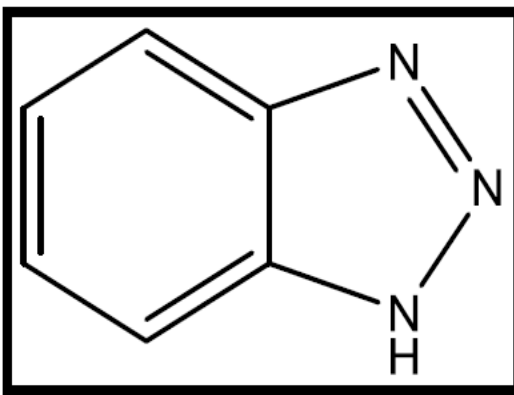
4.2.2. Benzotriazol (BTA)

Pasivadores que se han utilizado en aceites minerales son a base de nitrógeno y han sido predominantemente benzotriazol (BTA) o sus derivados. BTA es un sólido granular a temperatura ambiente y manos de papel para recalentar y mezclar para disolver en el aceite, por lo que es menos deseable que sus derivados. Un tipo de derivado BTA tiene una sola molécula de hidrocarburo adjunto. El derivado BTA es líquido a temperatura ambiente y, por lo tanto, el BTA disuelto en aceite puede prevenir el cambio de color en la superficie del cobre, gracias a la interacción nitrógeno-cobre que realiza la molécula con la superficie de cobre, se origina una monocapa sobre el cobre y de esta forma evita que los agentes corrosivos, como el DBDS, puedan coordinar con el cobre, previniendo de esta forma la corrosión y triazólico del BTA, tanto en la inhibición como en la solubilidad en el medio mencionado.

Teniendo en cuenta esta base referencial, en la presente unidad de investigación se desea sintetizar aminas terciarias del benzotriazol, cuyas características estructurales permitan modificar y mejorar la interacción de estos compuestos con la superficie de cobre, incrementando la actividad inhibidora frente al proceso de corrosión en el cobre.

Existen algunas evaluaciones de BTA y algunos derivados como inhibidores de corrosión de cobre en aceite dieléctrico, realizadas en el laboratorio 5. En esos estudios se pudo observar el efecto del sustituyente en los anillos aromáticos.

Figura 14. **Estructura química del DBDS**



Fuente: LEWAND, Lance y REED, Scott. *Destruction of dibenzyl disulfide in transformer oil*
lance. p. 54.

5. EJEMPLO PRÁCTICO DE DETECCIÓN DE AZUFRE CORROSIVO EN TRANSFORMADORES DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN EN GUATEMALA

5.1. Información técnica de la planta y sus equipos

El presente caso de análisis fue realizado en una generadora al sur del país, en el municipio del Puerto de San José, departamento de Escuintla, Guatemala. Se realizaron estudios de azufre corrosivo a tres transformadores de potencia como parte del plan de mantenimiento de la planta, con características similares de manufactura, a continuación se muestra los datos del equipo.

Tabla V. Datos del transformador trifásico

Fecha de fabricación	01/01/2002
Número de serie	T1-1486, T2-1487, T3-488
Potencia	85 000 KVA
Voltaje de alta	245 000 V
Voltaje de baja	13 800 V
Tipo de Equipo	Transformador
Tipo de refrigeración	ONAN / ONAF
Porcentaje de impedancia	18,5
Fases/Frecuencia	3/60hz
Tipo de Fluido	Aceite dieléctrico mineral
Galones	9 180
Insulation Type	65 °C

Fuente: elaboración propia.

5.2. Análisis de resultados de las pruebas realizadas a los transformadores

Para un buen diagnóstico inicial es importante saber si el aceite dieléctrico es corrosivo y el nivel de daño que puede causar al equipo, además se necesita conocer la cantidad de ppm de DBDS en el aceite. El DBDS Dibenzil de Bisulfato es un compuesto de azufre asociado a la corrosión del cobre en transformadores.

Se le realizaron a los tres transformadores una serie de pruebas periódicas para determinar el daño del aceite y su comportamiento en las pruebas de DBDS y CCD (Cover Conductor Deposition), encontrando los siguientes hallazgos:

Tabla VI. Resultados de prueba por análisis de DBDS

S. D. Myers, Inc. TC Number	Draw Date	DBDS Concentration mg/kg (ppm)
82	8/1/12	82
83	8/1/12	197
84	8/1/12	110

Fuente: elaboración propia.

Con base en la norma IEC 62697, método para encontrar concentraciones de DBDS, se puede apreciar que los resultados expuestos en la tabla 5 arrojan niveles considerablemente altos de este compuesto, hasta 197 partículas por millón. Como complemento de esta prueba se le realizó a la misma muestra la prueba del doble método CCD (tabla 6), que revela un deslustre sobre el cobre, según la tabla ASTM Cooper, de hasta 3b y depósitos medianos de óxido de

cobre sobre el papel, indicando claramente que existe azufre corrosivo en el aceite.

Un año más tarde se realizan las pruebas de Dibenzil de Bisulfato nuevamente y con otro proveedor (tabla 7), para descartar falsos positivos de la primera prueba, se obtienen resultados con presencia de DBDS menores que en la primera prueba pero igual de críticos y se confirma la presencia del compuesto en la muestra. Debido a lo anterior es necesario realizar procedimientos para bajar los niveles de azufre corrosivo en el aceite dieléctrico de los transformadores de potencia, con base en los métodos estudiados en el capítulo 4.

Tabla VII. **Resultados de prueba por análisis de CCD, Covered Conductor Deposition**

CCD (Covered Conductor Deposition) Test – Doble method							
SDMI TC Núm.	w/Air Access			Sealed			Overall Pass/Fail
	Deposit on Paper	Copper Rod	Copper Rod Tarnish Level	Deposit on Paper	Copper Rod	Copper Rod Tarnish Level	
82	medium deposit, metallic sheen	Non- corrosive	3b	medium deposit, metallic sheen	Non- corrosive	3b	Fail
	fail	pass		fail	pass		
83	light deposit, metallic sheen	Non- corrosive	3b	light deposit, metallic sheen	Non- corrosive	3b	Fail
	fail	pass		fail	pass		
84	medium deposit, metallic sheen	Non- corrosive	3b	heavy deposit, metallic sheen	Non- corrosive	3b	Fail
	fail	pass		fail	pass		

Fuente: elaboración propia.

Tabla VIII. **Resultados de prueba por análisis de DBDS**

SD Myers TC Number	Draw Date	DBDS mg/kg (ppm)
82	12/13/13	81
83	12/13/13	89
84	12/13/13	57

Fuente: elaboración propia.

5.3. Análisis económico y alternativas de tratamiento

Se consideraron cuatro posibles opciones para tratar el aceite contaminado con azufre corrosivo: pasivado, cambio de aceite, tratamiento con sodio PSS y pasivado ABB, como se observa en las tablas 8 y 9, hay tratamientos que pueden aplicarse solo con el banco de transformación fuera de servicio, como el cambio total de aceite y el tratamiento con sodio, y el pasivado, que se puede aplicar sin necesidad de sacar de operación el equipo.

Tratamientos como la aplicación de sodio garantizan la ausencia de DBDS en el aceite durante dos años, este método es muy confiable pero es el segundo en costos y trae consigo costos agregados de tener que sacar de operación el equipo, además remueve el inhibidor, esto puede ser según sea el caso beneficioso para el aceite y en el precio está incluida su reposición.

El cambio de aceite únicamente es recomendado cuando la degradación del aceite es extrema y las posibilidades de bajar los niveles de azufre corrosivo a valores tolerables son mínimas, este método implica mayor gasto inicial y sacar de operación el equipo.

Tabla IX. **Comparación de precios según el tipo de tratamiento**

Tratamiento	Pasivado	Cambio de aceite	Tratamiento con sodio PSS	Pasivado ABB
Precio por transformador, 85 MVA (9200 galones)	28 725,00	250 190,00	191 666,67	39 327,00
Precio total por tratamiento (3 transformadores)	86 175,0	750 570,0	575 000,0	117 981,0
Costo asociado a realizar el tratamiento desenergizado	-	27 000,0	27 000,0	-
Costo total	86 175,0	777 570,0	602 000,0	117 981,0

Fuente: elaboración propia.

Tabla X. **Características específicas del tratamiento**

Tratamiento	Pasivado	Cambio de aceite	Tratamiento con sodio PSS	Pasivado ABB
Genera desechos	No	Genera desecho 9200 galones de aceite por transformador	No	No
Seguro	No	No	No	SI
Remueve inhibidor	No	NA	SI	No
Tiempo de garantía (años)	0	0	2	2
Resultados que garantizan	Ninguno	Ninguno	DBDS Non-Corrosive	Prueba ASTM 1275B Resultado 1B a 2C Concentración de pasivador 100 - 70 ppm

Fuente: elaboración propia.

Tabla XI. **Costos por pérdida de generación**

	Transformador 1	Transformador 2	Transformador 3
	MD-1, MD-2, MD-3 y TVA	MD-4, MD-5, MD-6 MD-7	MD-8, MD-9, MD-10
Costo por contratos	\$ -	\$ -	\$ -
Costo por margen de energía para la TVA (por día)	\$ 1 620,0	\$ -	\$ -
Costo por margen de energía por los motores (por día)	\$ 1 260,0	\$ 1 260,0	\$ 1 260,0
Costo por RRO (por día)	\$ 14 160,0		\$ 14 160,0
Costo por RRA (día)		\$ 4 450,0	
Costo total por día	\$ 17 040,0	\$ 1 260,0	\$ 15 420,0
Costo total por 5 días	\$ 14 400,0	\$ 6 300,0	\$ 6 300,0
Costo total por 5 días	\$ 85 200,0	\$ 6 300,0	\$ 77 100,0
Costo total por 5 días	\$ 85 200,0	\$ 6 300,0	\$ 77 100,0

Fuente: elaboración propia.

La oferta más económica es la de pasivado, se tiene el pasivado ABB y el genérico, el pasivado ABB es el más costoso pasivador y el tercero de las cuatro alternativas de tratamiento, el pasivado ABB da la misma garantía que la aplicación de sodio PSS y garantiza pruebas ASTM 175B con un resultado de corrosión según la tabla de Cooper de 1B hasta 2C.

El pasivado genérico no da garantía de resultados en ninguna prueba, puede aplicarse con el equipo energizado y no remueve el inhibidor, es la oferta más económica pero también la menos confiable.

Es importante considerar que los resultados expuestos en el inciso 5.2 presentan un aceite contaminado con concentraciones en el rango de de DBDS entre 82 y 110 mg/kg, para la prueba de CCD (Covered Conductor Deposition) *test – doble method* se tuvieron resultados de corrosión hasta 3B según la tabla de Cooper, de lo anterior es posible observar que los valores, si bien son preocupantes, no son irreversibles, por lo que el cambio de aceite se puede descartar, la degradación del aceite está en nivel controlable, ya que el problema fue detectado a tiempo, el sodio es un tratamiento confiable pero los costos por sacar de operación el equipo son altos, además del costo del tratamiento, por lo cual para este caso de estudio en particular la opción recomendada es el pasivado genérico.

Tabla XII. **Proyección económica a 15 años**

Tratamiento	Pasivado	Cambio de aceite	Tratamiento con sodio PSS	Pasivado ABB
Proyección de costo a 12 años	\$ 435 101,8	\$ 777 570,0	\$ 602 000,0	\$ 595 691,8
Proyección de costo a 15 años	\$ 589 859,7	\$ 777 570,0	\$ 602 000,0	\$ 807 568,8
Año 1	\$ 90 483,8			\$ 123 880,1
Año 2	\$ 95 007,9			\$ 130 074,1
Año 3	\$ 99 758,3			\$ 136 577,8
Año 4	\$ 104 746,3			\$ 143 406,6
Año 5	\$ 109 983,6			\$ 150 577,0

Fuente: elaboración propia.

5.4. Aplicación del tratamiento

A continuación, se muestra las consideraciones para poder realizar el pasivado de una manera correcta sin dañar el aceite dieléctrico.

5.4.1. Consideraciones previas

Se debe realizar trabajos de termo-vacío, desgasificación antes de la aplicación del pasivador con Irgamet 39 dentro de los estándares internacionales. En los primeros momentos de adición del producto hay que tener un control más exhaustivo y periódico, ya que este puede disminuir de forma rápida por absorción en la celulosa del equipo. Se debe disminuir la temperatura de trabajo de la unidad disminuyendo la carga.

El pasivador pierde su total efectividad cuando baja de 20 ppm, aunque se recomienda que se añada de nuevo cuando alcance las 50 ppm.

Es recomendable realizar una prueba de detección de azufre previo a realizar la pasivación para poder medir el efecto en el aceite (tabla XII).

Figura 15. Toma de muestra de aceite, manómetro de presión durante el tratamiento, temperatura del aceite y nivel de aceite de la filtradora

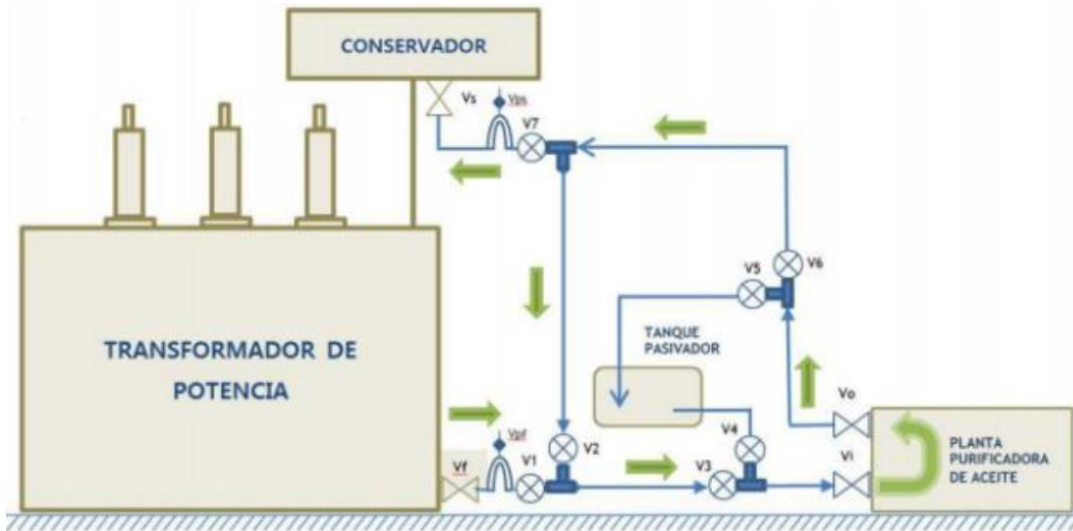


Fuente: elaboración propia.

5.4.2. Proceso de pasivación

Para iniciar el proceso de pasivación es necesario bajar la temperatura de la unidad de trabajo, tanto en sus devanados como en el aceite, temperaturas entre 50 y 65 son un rango aceptable para iniciar el pasivado, es recomendable bajar la carga sobre el equipo para mantener la temperatura estable.

Figura 16. **Proceso de pasivación con Irgamet 39**



Fuente: elaboración propia.

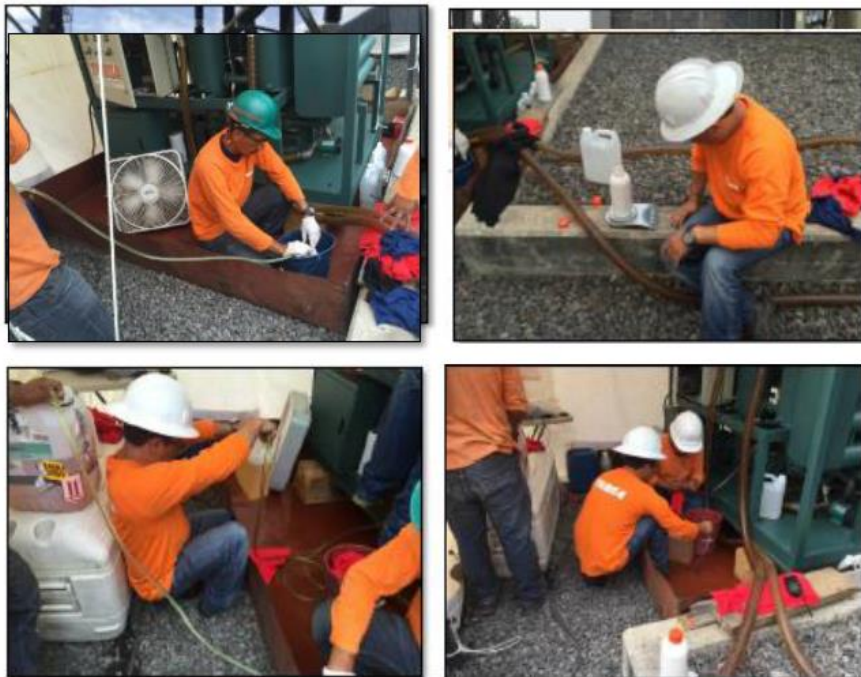
Como primer paso se deben realizar trabajos de termo vacío y desgasificación, previo a la aplicación del pasivador. La concentración recomendada del Irgamet 39 debe ser de 100 partículas por millón, toda vez se alcancen estos niveles la aplicación del pasivador debe cesar.

Figura 17. **Instalación de flanjes y mangueras**



Fuente: elaboración propia.

Figura 18. **Aplicación de Irgamet 39**



Fuente: elaboración propia.

Se debe tomar muestras del aceite contaminado antes y después de la pasivación para comprobar la efectividad del tratamiento.

Figura 19. **Toma de muestras de aceite dieléctrico**



Fuente: elaboración propia.

5.5. Análisis de resultados

En la tabla 12 se muestran los resultados de las pruebas al aceite dieléctrico, previo a recibir el tratamiento con Irgamet39. Pruebas realizadas en el 2015 demuestran un deterioro de la corrosividad del aceite, llegando a niveles de corrosión según la tabla de ASTM Cooper hasta 4b.

Tabla XIII. **Resultados de prueba de azufre corrosivo con la norma ASTM D1275B, antes del pasivado con Irgamet 39**

Corrosive Sulfur (ASTM D1275B) Tabla de Cooper			
UNIDAD	FECHA	NIVEL DE LUSTRADO	CLASIFICACIÓN
82	31/03/2015	3b	No corrosivo
83	31/03/2015	4b	Corrosivo
84	31/03/2015	3a	No corrosivo

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 13 se muestran los resultados de la prueba de DBDS, su comportamiento en comparación con pruebas anteriores no demuestra ningún tipo de aumento sustancial.

Tabla XIV. **Resultados de prueba de DBDS antes del tratamiento de pasivado con Irgamet 39**

DIBENCIL DE BISULFATO mg/Kg (ppm)		
UNIDAD	FECHA	DBDS
82	31/03/2015	76,4
83	31/03/2015	74,8
84	31/03/2015	55,6

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 14 se muestran los resultados de las pruebas al aceite dieléctrico, después de recibir el tratamiento con Irgamet 39, demuestran que hubo una mejora en los niveles de corrosión por azufre, llegando a niveles de corrosión según la tabla de ASTM Cooper hasta 1b (ver figura 12), resultado que está en un nivel aceptable para el tratamiento aplicado. Respecto a la

prueba de DBDS se ve una pequeña disminución en los ppm (ver tabla 15), sus niveles siguen siendo altos, sin embargo, con la aplicación del pasivado el cobre no reacciona con el azufre.

Tabla XV. **Resultados de prueba de azufre corrosivo con norma ASTM D1275B, después del pasivado con Irgamet 39**

Corrosive Sulfur (ASTM D1275B)			
UNIDAD	FECHA	NIVEL DE LUSTRADO	CLASIFICACIÓN
82	07/10/2015	1b	No corrosivo
83	07/10/2015	1b	No corrosivo
84	07/10/2015	1b	No corrosivo

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVI. **Resultados de prueba de DBDS después del tratamiento del pasivado con Irgamet 39**

DIBENCIL DE BISULFATO mg/Kg (ppm)		
UNIDAD	FECHA	DBDS
82	07/10/2015	74,8
83	07/10/2015	67
84	07/10/2015	50,8

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. La presencia de azufre corrosivo en el aceite dieléctrico de un transformador de potencia puede causar fallas catastróficas en sus devanados al crearse depósitos de óxido de cobre.
2. El azufre por sí mismo no es corrosivo, pero puede llegar a serlo bajo ciertas condiciones constructivas, de temperatura y operativas.
3. Se ha demostrado que la presencia del compuesto Dibenzil Bisulfato es uno de los principales causantes de la corrosión por azufre.
4. No existe un único y mejor método para eliminar el azufre corrosivo, dependerá de las condiciones específicas de cada equipo, sin embargo el pasivado demostró ser efectivo para este caso en particular.
5. Es necesario incluir dentro de los planes de mantenimiento a transformadores de potencia pruebas de detección de azufre corrosivo.

RECOMENDACIONES

1. Realizar periódicamente pruebas de detección de azufre corrosivo y DBDS al aceite dieléctrico del transformador.
2. Al tener evidencia de que el aceite está contaminado por azufre corrosivo, utilizar distintos métodos normados, como el ASTM 1275B, IEC 62535 y detección del compuesto Dibenzil Bisulfato, por lo menos en dos laboratorios distintos, para evitar falsos positivos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Cámara Empresarial de Medio Ambiente (CEMA). *Gestión de aparatos y aceites contaminados con PCB's*. Guatemala: Gobierno de la República de Guatemala, 2011. 29 p.
2. CHAPMAN, Steven J. *Máquinas eléctricas*. Tercera Edición 3a ed., México: McGraw Hill, 2000. 775 p.
3. International Electrotechnical Commission. *IEC 62535 insulating liquids- test method for detection of potentially corrosive sulphur in uses and unused insulating oil*. 2008.
4. LEWAND, Lance. *American Society for Testing and Materials. Application. Covered conductor deposition tests (CCD)*. USA: Note Doble Engineering, 2007. 16 p.
5. _____. *American Society for Testing and Materials. ASTM D1275 A y D1275 B, standard test method for corrosive sulfur in electrical insulating oil*. USA: American Society for Testing and Materials, 2015. 33 p.
6. _____. *American Society for Testing and Materials. ASTM D130, standard test method for corrosiveness to Copper from petroleum products by Copper strip test*. USA: American Society for Testing and Materials, 2018. 29 p.

7. _____. *American Society for Testing and Materials. Passivator: what they are and how they work.* USA: Doble Engineering Company, 2006. 3 p.
8. _____. *The role of corrosive sulfur in transformers a transformer oil.* USA: Doble Engineering Company, 2002. 15 p.
9. LEWAND, Lance; y; REED, Scott. *Destruction of dibenzyl disulfide in transformer oil lance.* Paper de Doble Laboratorios y PSS (Power Substation Service). USA: 75th Annual International Doble Client Conference, 2008. 20 p.
10. RODRÍGUEZGÓMEZ, Alberto. *Determinación del espesor de corrosión sobre cobre provocada por azufre corrosivo en aceites dieléctricos.* Trabajo de Fin de Master Oficial en Ciencia y Tecnología de Nuevos Materiales, Universidad de Sevilla, 2011.