



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ESTUDIO PARA REDUCIR EL AZUFRE CORROSIVO APLICANDO COMPUESTO  
DESACTIVADOR EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA EMPRESA DE  
TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INSTITUTO NACIONAL DE  
ELECTRIFICACIÓN**

**Luis Javier Hernández Rosales**

Asesorado por el Ing. Norman Scott Gámez Higueros

Guatemala, noviembre de 2019



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO PARA REDUCIR EL AZUFRE CORROSIVO APLICANDO COMPUESTO  
DESACTIVADOR EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA EMPRESA DE  
TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INSTITUTO NACIONAL DE  
ELECTRIFICACIÓN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**LUIS JAVIER HERNÁNDEZ ROSALES**

ASESORADO POR EL ING. NORMAN SCOTT GÁMEZ HIGUEROS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO 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. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López



**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:

**ESTUDIO PARA REDUCIR EL AZUFRE CORROSIVO APLICANDO COMPUESTO  
DESACTIVADOR EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA EMPRESA DE  
TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INSTITUTO NACIONAL DE  
ELECTRIFICACIÓN**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 15 de julio de 2019.

  
**Luis Javier Hernández Rosales**





Guatemala, 08 de octubre de 2019

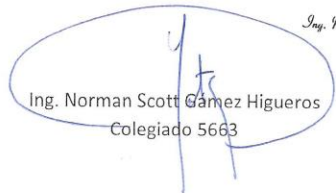
Ingeniero  
Fernando Alfredo Moscoso Lira  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela de Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Moscoso:

Por este medio tengo a bien informarle que he realizado la revisión técnica del Trabajo de Graduación titulado "ESTUDIO PARA REDUCIR EL AZUFRE CORROSIVO APLICANDO COMPUESTO DESACTIVADOR EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN" desarrollado por el estudiante Luis Javier Hernández Rosales, carnet número 2010-20483; por lo cual considero que el trabajo de graduación cumple completamente con el alcance y los objetivos definidos para su desarrollo, habiéndolo encontrado satisfactorio en su contenido y resultados se somete a su consideración la aprobación del mismo, siendo responsables del contenido técnico el estudiante y el suscrito en calidad de asesor.

Sin otro particular,

Atentamente,

  
Ing. Norman Scott Gámez Higueros  
Colegiado 5663

*Ing. Norman Scott Gámez Higueros*  
*Colegiado No. 5663*



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

REF. EIME 73.2019.  
29 de OCTUBRE 2019.

Señor Director  
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
**ESTUDIO PARA REDUCIR EL AZUFRE CORROSIVO  
APLICANDO COMPUESTO DESACTIVADOR EN  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA EMPRESA DE  
TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL  
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN, del estudiante;  
Luis Javier Hernández Rosales, 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





UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

REF. EIME 73. 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: LUIS JAVIER HERNÁNDEZ ROSALES titulado: ESTUDIO PARA REDUCIR EL AZUFRE CORROSIVO APLICANDO COMPUESTO DESACTIVADOR EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN, procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo



GUATEMALA, 5 DE NOVIEMBRE 2019.



Universidad de San Carlos  
De Guatemala



Facultad de Ingeniería  
Decanato

Ref. DTG.594-2019

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: **ESTUDIO PARA REDUCIR EL AZUFRE CORROSIVO APLICANDO COMPUESTO DESACTIVADOR EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN**, presentado por el estudiante universitario: **Luis Javier Hernández Rosales**, 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**

Quien es mi Padre, Señor, Salvador y amigo fiel, que ha estado conmigo en todos los momentos de mi vida y me ha permitido lograr una meta más, honrando a mis padres; a Él sea toda gloria.

### **Mis padres**

Martín Hernández y Marta Rosales, por brindarme de una forma incondicional su apoyo, paciencia, esfuerzo, cariño y amor. Este logro es un regalo de honra por todo el sacrificio que han dado a mi persona.

### **Mis hermanos**

Lesbia Lorena, Gerson Josue, Devora Alejandra, Gloria Virginia y Génesis Raquel Hernández Rosales, además de hermanos son mis amigos, por ser parte especial de mi vida, por su cariño y apoyo incondicional, por ser la fuerza que me impulsa a lograr mis objetivos.

### **Mis sobrinos**

Joseph Wilfredo Alessandro Contreras Hernández y Fernanda Nohemí Salvador Hernández, personitas que sin importar la edad son fuente de alegría y motivación para seguir adelante.



## **AGRADECIMIENTOS A:**

<b>Universidad de San Carlos de Guatemala</b>	Casa Magna del saber donde obtuve la base fundamental de formación académica y profesional.
<b>Facultad de Ingeniería</b>	Por permitirme la oportunidad de adquirir conocimientos y por tener el honor de pertenecer a ella.
<b>Mi asesor</b>	Ing. Norman Scott Gámez Higueros, por darme tan valiosa colaboración para elaborar este trabajo de graduación.
<b>Mis amigos de la Universidad</b>	Por el apoyo incondicional que me brindaron en el trayecto de mi carrera y la culminación de la misma.



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS .....	XI
GLOSARIO .....	XIII
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN .....	XIX
1. GENERALIDADES DE LA INSTITUCIÓN.....	1
1.1. Reseña histórica.....	1
1.2. Estructura general .....	1
1.2.1. Misión y visión institucional.....	2
1.2.2. Estructura organizacional .....	2
1.2.3. Empresas del INDE .....	2
2. ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA .....	5
2.1. Transformador de potencia.....	5
2.2. Partes de un transformador .....	6
2.2.1. Parte activa.....	6
2.2.2. Parte pasiva.....	7
2.2.3. Accesorios .....	8
2.3. Aislamiento interno del transformador de potencia.....	8
2.3.1. Tipos de aislamiento.....	8
2.3.1.1. Aislamiento sólido.....	9
2.3.1.1.1. Composición química ...	10
2.3.1.2. Aislamiento líquido.....	11

2.4.	Aceite dieléctrico .....	11
2.4.1.	Aceite mineral.....	12
2.4.2.	Composición fisicoquímica .....	12
2.4.2.1.	Parafínicos .....	12
2.4.2.2.	Nafténicos .....	13
2.4.2.3.	Aromáticos .....	13
2.4.3.	Propiedades de los aceites .....	14
2.4.3.1.	Físicas .....	14
2.4.3.2.	Eléctricas.....	15
2.4.3.3.	Químicas .....	15
2.4.4.	Pruebas al aceite dieléctrico.....	16
3.	CARACTERÍSTICAS DEL AZUFRE CORROSIVO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	17
3.1.	Azufre corrosivo .....	17
3.2.	Mecanismos de formación .....	19
3.2.1.	Reacción química del sulfuro de cobre .....	20
3.2.2.	Factores influyentes en la formación de sulfuro de cobre .....	21
3.2.2.1.	Temperatura.....	21
3.2.2.2.	Concentración .....	22
3.2.2.3.	Campo eléctrico y descarga parcial .....	23
3.2.2.4.	Oxígeno.....	25
3.3.	Pruebas de detección de azufre corrosivo .....	26
3.3.1.	Prueba conforme norma ASTM D 1275 .....	26
3.3.1.1.	Desarrollo del método A .....	26
3.3.1.2.	Desarrollo del método B .....	27
3.3.1.3.	Interpretación de resultados.....	28

3.3.2.	Prueba de deposición de conductores cubiertos (CCD) .....	30
3.3.2.1.	Prueba de CCD doble.....	30
3.3.2.2.	Prueba de CCD según IEC 62535.....	31
3.3.2.3.	Diferencia entre las pruebas CCD .....	32
3.3.2.4.	Interpretación de resultados .....	33
3.4.	Efectos del azufre corrosivo .....	34
3.4.1.	En superficies metálicas .....	35
3.4.2.	En conductores.....	36
3.4.3.	En papel aislante .....	37
3.5.	Fallas debidas al azufre corrosivo .....	38
3.5.1.	Falla de transformador en subestación eléctrica González Ortega (México).....	38
3.5.2.	Falla de reactores en subestación eléctrica Hércules Potencia (México): .....	39
3.5.3.	Otras fallas de transformadores que han sido informadas.....	41
4.	MÉTODOS GENERALES PARA EL TRATAMIENTO DEL AZUFRE CORROSIVO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	43
4.1.	Despolarización selectiva .....	43
4.1.1.	Ejemplificación de proceso de despolarización .....	44
4.2.	Reemplazo total del aceite dieléctrico .....	47
4.2.1.	Generalidades del proceso .....	47
4.2.2.	Ejemplificación de reemplazo de aceite.....	47
4.2.3.	Consideraciones de implementación .....	49
4.3.	Reemplazo parcial de aceite dieléctrico .....	49
4.4.	Recuperación de aceite con adsorbentes.....	49
4.5.	Recuperación con tratamientos químicos.....	50

4.5.1.	Tratamiento con sodio .....	52
4.6.	Adición de pasivador al aceite dieléctrico.....	53
4.6.1.	Antecedentes .....	53
4.6.2.	¿Qué son los pasivadores?.....	54
4.6.2.1.	Pasivador benzotriazol (BTA).....	55
4.6.2.2.	Pasivador Irgamet 39 .....	56
4.6.3.	Función de los pasivadores.....	57
4.6.4.	Factores que influyen en la pasivación .....	58
4.6.4.1.	Temperatura.....	58
4.6.4.2.	Concentración .....	59
4.6.4.3.	Subproductos de oxidación de aceite mineral.....	60
4.6.5.	Consideraciones de implementación.....	61
4.7.	Resumen de los métodos de mitigación de azufre corrosivo ...	61
4.7.1.	Comparación de métodos .....	62
5.	PROCEDIMIENTO CON DESACTIVADOR DE METALES EN ACEITE DIELÉCTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA ....	65
5.1.	Pasivado en aceites dieléctricos .....	65
5.2.	Identificación de parámetros e inspecciones generales de los equipos .....	66
5.2.1.	Parámetros principales para el proceso .....	66
5.2.1.1.	Temperatura.....	67
5.2.1.2.	Nivel de aceite.....	67
5.2.1.3.	Presión de nitrógeno .....	67
5.2.2.	Inspecciones generales.....	68
5.2.2.1.	Inspección visual .....	68
5.2.2.2.	Inspección termográfica .....	68



	5.2.2.3.	Verificación de piezas de fijación y de las válvulas .....	69
	5.2.2.4.	Verificación de fugas de aceite .....	69
	5.2.2.5.	Respiradores de silicagel.....	70
	5.2.3.	Criterios generales de inspección de equipos .....	71
5.3.		Toma de muestras de aceite .....	72
	5.3.1.	Consideraciones generales .....	72
	5.3.2.	Procedimiento para toma de muestras .....	73
	5.3.2.1.	Recipientes de vidrio .....	73
	5.3.2.2.	Recipientes plásticos .....	77
	5.3.3.	Identificación de muestras .....	78
5.4.		Determinación de azufre corrosivo .....	78
	5.4.1.	Prueba conforme norma ASTM D 1275, método B .....	79
	5.4.2.	Prueba de CCD según IEC 62535.....	79
5.5.		Adición del pasivador al aceite .....	80
	5.5.1.	Aplicando BTA (benzotriazol) .....	80
	5.5.2.	Aplicando Irgamet 39.....	80
	5.5.3.	Cantidad de pasivador .....	82
	5.5.4.	Procedimiento.....	84
	5.5.5.	Recomendaciones para el proceso .....	86
5.6.		Resultados y monitoreo .....	87
	5.6.1.	Casos de agotamiento de pasivado.....	87
	5.6.2.	Monitoreo del contenido pasivador .....	89
	5.6.3.	Análisis del aceite dieléctrico .....	90
5.7.		Comparación de resultados.....	91
	5.7.1.	Resultados de azufre corrosivo .....	91
	5.7.2.	Análisis cromatográfico de gases, furanos y metales disueltos .....	92

5.7.3.	Análisis dieléctrico y fisicoquímico .....	94
6.	PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN PARA EL PROCEDIMIENTO DE PASIVADO DE ACEITE EN TRANSFORMADORES DE LA ETCEE .....	97
6.1.	Descripción general de la infraestructura de la ETCEE .....	97
6.2.	Aceptación del procedimiento conforme a estándares internacionales .....	99
6.3.	Análisis teórico y comparación de resultados con pasivados anteriores de la ETCEE.....	101
6.3.1.	Resultados de azufre corrosivo .....	101
6.4.	Aceptación del procedimiento de pasivado propuesto .....	103
6.4.1.	Consideraciones a implementar .....	103
6.5.	Resultados aceptados para la Institución.....	104
	CONCLUSIONES.....	109
	RECOMENDACIONES .....	111
	BIBLIOGRAFÍA.....	113

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Organigrama general del INDE .....	4
2.	Transformador de potencia .....	6
3.	Estructura química de la celulosa .....	10
4.	Estructura de una molécula (a) y (b) parafínicas, (c) nafténica y (d) aromática .....	13
5.	Degradación de DBDS .....	18
6.	Formación de azufre corrosivo .....	19
7.	Reacción química de DBDS .....	20
8.	Corrosividad de los tipos de compuestos de azufre a diferentes temperaturas. ....	22
9.	Efecto de la concentración de DBDS en la formación de sulfuro de cobre .....	23
10.	Modelo para mostrar el efecto del campo eléctrico en la formación de sulfuro de cobre.....	24
11.	Modelo del efecto de la descarga parcial de sulfuro de cobre .....	24
12.	Equipo para desarrollo de método ASTM 1275 .....	28
13.	Estándar de corrosión de la tira de cobre ASTM D 130.....	30
14.	Equipo para desarrollo de prueba CCD .....	32
15.	Efectos ocasionados por la presencia de azufre corrosivo .....	35
16.	Contactos de cambiador de tomas sin carga (NLTC) contaminados con sulfuro de cobre.....	36
17.	Conductor de cobre contaminado con azufre corrosivo .....	37

18.	Resistencia dieléctrica de aislamiento de conductores contaminados .....	38
19.	Sistema para la eliminación de DBDS, proceso de despolarización en carga.....	44
20.	Concentraciones de DBDS e Irgamet 39 en función del número de tratamientos .....	45
21.	Corrosividad del aceite en función del número de tratamiento medido con métodos de corrosividad .....	46
22.	Disminución de la concentración de DBDS en el aceite <i>versus</i> número de circulaciones .....	50
23.	Resultados aplicando sodio .....	53
24.	Bosquejo general de reacción de pasivadores .....	55
25.	Estructura del pasivador BTA e Irgamet 39 .....	56
26.	Acción de un pasivador.....	57
27.	Efecto del pasivador en una superficie de cobre .....	58
28.	Imágenes de la superficie de cobre a diferentes temperaturas (verde: capa de pasivación, rojo: cobre).....	59
29.	Curva de saturación de la capa de pasivación Irgamet 39 .....	60
30.	Agotamiento del pasivador y ataque del azufre corrosivo en superficie de cobre.....	61
31.	Proceso de pasivación.....	65
32.	Fuga de aceite en cuba del transformador .....	70
33.	Respirador de silicagel decolorado .....	71
34.	Toma de muestra en recipiente de vidrio.....	75
35.	Toma de muestra con jeringa de vidrio.....	77
36.	Ejemplo de etiqueta para identificar una muestra.....	78
37.	Tanque auxiliar y homogeneización manual.....	81
38.	Presentación de Irgamet 39.....	81
39.	Planta de tratamiento.....	85

40.	Concentración constante en una unidad de distribución.....	88
41.	Aplicación de una segunda pasivación por agotamiento continuo y progresivo de concentraciones del pasivador. ....	89

## TABLAS

I.	Temperatura máxima de los aislamientos.....	9
II.	Porcentaje de hidrocarburos en el aceite.....	12
III.	Pruebas para aceite mineral aislante conforme ASTM.....	16
IV.	La reactividad del azufre y sus compuestos.....	18
V.	Análisis de superficie de muestras de cobre.....	25
VI.	Clasificaciones de nivel de deslustrado de la tira de cobre.....	29
VII.	Criterios de aprobación o reprobación para pruebas CCD.....	34
VIII.	Características generales del transformador.....	39
IX.	Datos de placa de los reactores fallados en la S.E. Hércules Potencia.....	40
X.	Datos de transformador de potencia.....	44
XI.	Resultado de un transformador, aplicando cambio total de aceite.....	48
XII.	Antes y después del tratamiento químico del aceite en un transformador.....	52
XIII.	Comparativo de condiciones sobre los diferentes métodos de mitigación de azufre corrosivo.....	63
XIV.	Procedimiento para toma de muestra con recipiente de vidrio.....	74
XV.	Procedimiento para toma de muestra con jeringa de vidrio.....	76
XVI.	Placa de datos del transformador.....	91
XVII.	Comparación de resultados, prueba ASTM D 1275 B.....	92
XVIII.	Comparación de resultados, método CCD.....	92
XIX.	Comparación de resultados, cromatografía de gases.....	93

XX.	Comparación de resultados de la cantidad de tipos de furanos en el aceite.....	93
XXI.	Comparación de resultados de la cantidad de metales disueltos en el aceite.....	94
XXII.	Resultados de las propiedades de la muestra del aceite .....	95
XXIII.	Comparación de resultados de la humedad relativa de la muestra del aceite.....	95
XXIV.	Subestaciones eléctricas de ETCEE .....	97
XXV.	Relación de voltajes y potencias de transformadores dentro de las subestaciones de ETCEE .....	98
XXVI.	Algunas organizaciones de estandarización .....	100
XXVII.	Algunas pruebas a realizar durante el proceso de pasivado.....	100
XXVIII.	Placa de datos del transformador a comparar .....	101
XXIX.	Comparación de resultados, prueba ASTM D 1275 B .....	102
XXX.	Comparación de resultados, método CCD.....	102
XXXI.	Límites de aceptación para aceites minerales aislantes nuevos.....	105
XXXII.	Límites de aceptación para aceite mineral aislante, por debajo de 230 kV, antes de ser energizados.....	106
XXXIII.	Límites de aceptación para aceite mineral aislante, igual o superior a 230 kV, antes de ser energizados.....	107

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>ONAF</b>	Aceite natural aire forzado
<b>ONAN</b>	Aceite natural aire natural
<b>BTA</b>	Benzotriazol
<b>BiBz</b>	Bibencilo
<b>PCB</b>	Bifenilos policlorados
<b>cm<sup>3</sup></b>	Centímetro cúbico
<b>CCD</b>	Deposición de conductores cubiertos
<b>BDV</b>	<i>Dielectric breakdown voltage</i>
<b>DBDS</b>	Disulfuro de dibencilo
<b>DDF</b>	Factor de disipación dieléctrico
<b>f</b>	Frecuencia
<b>gal</b>	Galón
<b>°C</b>	Grados centigrados
<b>g</b>	Gramo
<b>h</b>	Hora
<b>Kg</b>	Kilogramo
<b>kV</b>	Kilovoltio
<b>MVA</b>	Megavoltiamperio
<b>m<sup>3</sup></b>	Metro cúbico
<b>ml</b>	Mililitro
<b>mm</b>	Milímetro
<b>ppm</b>	Partes por millón
<b>pa</b>	Pascal

<b>PTFE</b>	Politetrafluoroetileno
<b>%</b>	Porcentaje
<b>S</b>	Potencia aparente
<b>DBS</b>	Sulfuro de dibencilo
<b>V</b>	Tensión
<b>TTA</b>	Toliltriazol
<b>mol</b>	Unidad que mide cantidad de sustancia
<b>mg KOH/g</b>	Valor de acidez
<b>V/mil</b>	Volt mil



## GLOSARIO

<b>ASTM</b>	<i>American Society for Testing and Materials.</i>
<b>Carbono</b>	Elemento químico de número atómico 6; es un no metal sólido, componente fundamental de los compuestos orgánicos.
<b>Celulosa</b>	Sustancia sólida, blanca, amorfa, inodora y sin sabor, e insoluble en agua, alcohol y éter, que constituye la membrana celular de muchos hongos y vegetales; se emplea en la fabricación de papel, tejidos, entre otros.
<b>Furanos</b>	Compuesto orgánico heterocíclico aromático de cinco miembros con un átomo de oxígeno.
<b>Hidrógeno</b>	Elemento químico de número atómico 1; es un gas incoloro, inodoro y muy reactivo que se halla en todos los componentes de la materia viva.
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers.</i>
<b>Mercaptano</b>	Compuesto sulfurado que se usa como aromatizante del gas natural.

<b>Sulfoxidos</b>	Compuesto que contiene un grupo sulfinilo enlazado a dos átomos de carbono.
<b>Sulfuro</b>	Combinación de azufre con otro elemento químico más electropositivo.
<b>Vaisala</b>	Transmisor de salida analógica.

## RESUMEN

Dentro de la infraestructura de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) se tienen equipos que contienen aceite dieléctrico, principalmente los transformadores de potencia. Estos, en los últimos años han mostrado partículas de azufre corrosivo en el aceite, lo cual hace que se degraden las partes internas del transformador y se reduzcan las propiedades dieléctricas del mismo aceite.

Debido a esto, la ETCEE ha considerado el proceso de aplicación de un desactivador de metales en el aceite de los transformadores afectados, siendo esta práctica usualmente llamada pasivación. Al aplicar este tratamiento se ha identificado que los niveles de azufre corrosivo disminuyen, y en algunos casos, mejoran las propiedades del aceite.

Considerando que la empresa tiene una gran cantidad de transformadores y que en algún momento pueden presentar partículas de azufre corrosivo, se ha realizado un estudio para implementar el proceso de pasivación dentro de la empresa, o tomar las consideraciones necesarias para reducir dicho compuesto.



## **OBJETIVOS**

### **General**

Proponer ante la empresa de transporte y control de energía eléctrica, un estudio para la mitigación del azufre corrosivo en el aceite dieléctrico de los transformadores de potencia y que pueda ser considerado dentro de la planificación de los mantenimientos predictivos, para garantizar los niveles de calidad de los equipos.

### **Específicos**

1. Proporcionar un estudio para determinar las condiciones de la presencia de azufre corrosivo en transformadores de potencia.
2. Confirmar y corroborar la forma más eficiente de procesar los componentes del azufre corrosivo en los transformadores de potencia que pertenecen a la institución.
3. Analizar y determinar el mejor procedimiento conforme a las metodologías usadas internacionalmente, para mitigar los efectos del azufre corrosivo en el aceite de los transformadores de potencia.
4. Aumentar la calidad, confiabilidad y continuidad de operación de los transformadores de potencia para garantizar la transmisión de energía eléctrica.



## INTRODUCCIÓN

El azufre corrosivo que se detecta en el aceite dieléctrico de los transformadores de potencia ha sido una de las causas de falla de los equipos; si no se reduce, mitiga o elimina puede tener consecuencias catastróficas.

A consecuencia de que, desde hace varios años, se produjeron fallas por este compuesto, se han realizado métodos internacionales para determinar los niveles de azufre corrosivo en el aceite dieléctrico; así mismo se han creado procedimientos para tratar este compuesto, tales como la adición de pasivantes al aceite, eliminación de compuestos corrosivos y el cambio total del aceite.

Dentro de los múltiples mantenimientos programados por la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, están las contrataciones para tratar con el azufre corrosivo que se encuentra en los transformadores de potencia que posee; esto obliga a depender de otras empresas para mantener la continuidad del servicio.

Por lo anterior, se ha considerado proponer el procedimiento de pasivado de aceite para aumentar la vida útil de los transformadores; esto se realizará considerando que la empresa no cuenta con metodologías propias para tratar con el azufre corrosivo; además se realizará la propuesta para que sea implementado dentro de la empresa y así cumplir con la continuidad del transporte de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado y de las conexiones.





# **1. GENERALIDADES DE LA INSTITUCIÓN**

## **1.1. Reseña histórica**

Durante el gobierno del Coronel Carlos Castillo Armas (1954-1957) se redactó la ley de la institución que se dedicaba por completo a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, que era una función del Departamento de Electrificación Nacional, dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas.

Con el transcurrir del tiempo la necesidad de contar con energía eléctrica aumentó, dando paso a la creación del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), por medio del Decreto No. 1 287 del Congreso de la República, el 27 de mayo de 1959; actualmente se ubica en la 7ª. av. 2-29 de la zona 9, Edificio La Torre.

El futuro del INDE se basa en su Planificación Estratégica y en el compromiso de su Recurso Humano.

## **1.2. Estructura general**

El INDE es una entidad estatal, autónoma y descentralizada, la cual goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia.

Además, es la primera entidad eléctrica del país, que se proyecta con mayor función social al tener programas de alto impacto para la población guatemalteca.

### **1.2.1. Misión y visión institucional**

Misión: “proveer energía para el desarrollo del país, contribuyendo a mejorar la calidad de vida de sus habitantes”.<sup>1</sup>

Visión: “en el 2023 alcanzaremos el 34 % de la producción nacional de energía eléctrica y mantendremos el liderazgo en la Transmisión y Transformación del Sistema Nacional Interconectado para posicionarnos competitivamente en el Mercado Eléctrico Nacional y Regional”.<sup>2</sup>

### **1.2.2. Estructura organizacional**

La estructura organizacional del INDE comprende todas las unidades administrativas de la Institución; la misma se presenta en el organigrama de la figura 1.

### **1.2.3. Empresas del INDE**

En cumplimiento con lo establecido en la Ley General de Electricidad Decreto No. 93-96, según los artículos 7 y 3 transitorio, que una misma empresa no puede realizar actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica, el 14 de octubre de 1997 se crea la Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) y la Empresa de Transporte y Control

---

<sup>1</sup> Instituto Nacional de Electrificación. *Misión y visión 2019*. p. 2.

<sup>2</sup> *Ibíd.*

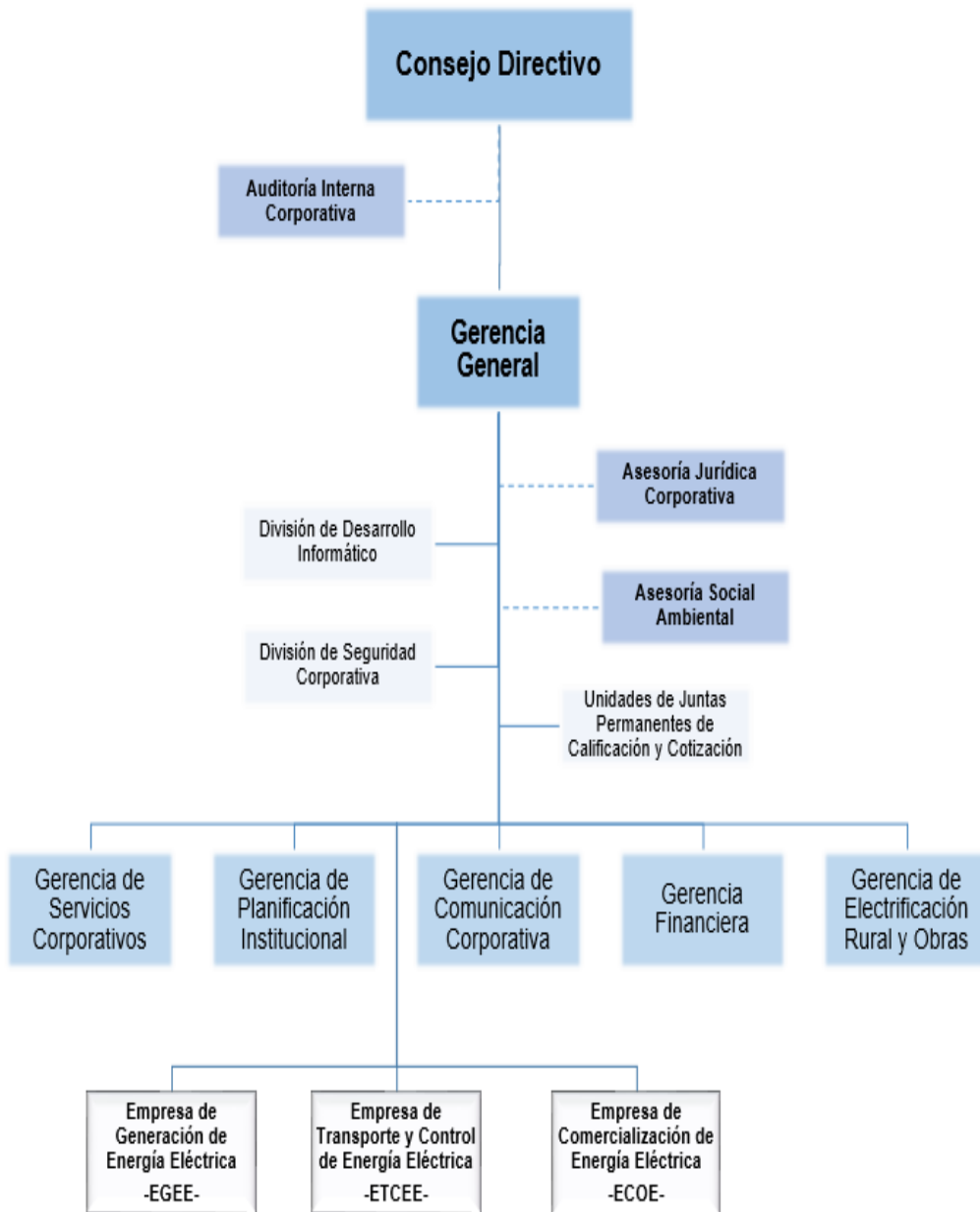
de Energía Eléctrica (ETCEE) por medio de la Resolución contenida en el punto sexto del Acta Número 40-97 de la sesión celebrada por el Consejo Directivo del INDE. La Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica (ECOE), fue creada el 22 de junio de 2000, como resultado de procesos de modernización de la institución.

La Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE), tiene a su cargo la producción de energía eléctrica, respetando el medio ambiente y desarrollando un control adecuado en el manejo del despacho para la generación de energía eléctrica.

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continua en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y de las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Así como de participar en el subsector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional.

La Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica (ECOE), busca fomentar e impulsar la comercialización de potencia, energía y servicios, especialmente de fuentes renovables, en el Mercado Eléctrico Nacional y Regional bajo un marco de sostenibilidad socioambiental y estabilidad económica institucional, para estimular el desarrollo social del país.

Figura 1. Organigrama general del INDE



Fuente: elaboración propia.

## **2. ACEITE DIELÉCTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

### **2.1. Transformador de potencia**

El transformador es una máquina eléctrica estática de corriente alterna que cambia de nivel de voltaje, manteniendo la potencia y la frecuencia. Consta de dos bobinas de conductor aisladas entre sí, enrolladas y montadas en un núcleo ferromagnético, teniendo como única conexión el flujo magnético que circula en dicho núcleo, todo esto conservado en aceite dieléctrico contenido en una cuba.

El transformador de potencia es la parte más importante dentro de una subestación eléctrica y tiene como función transferir energía de un circuito a otro por medio del acoplamiento de la variación del flujo magnético en sus devanados. Puede definirse por los siguientes valores nominales: potencia aparente (S), tensión (V) y frecuencia (f).

Los transformadores se pueden colocar según la necesidad y la aplicación; por lo tanto, pueden dividirse dependiendo de su utilización.

- Transformador para generación
- Transformador para subestación
- Transformadores para distribución

Figura 2. **Transformador de potencia**



Fuente: Subestación Huehuetenango INDE.

## **2.2. Partes de un transformador**

Los transformadores de potencia están contruidos por una parte activa, una parte pasiva y una serie de accesorios; cada una cumple una serie de funciones.

### **2.2.1. Parte activa**

Son los elementos en los cuales se realiza la transferencia de energía, siendo estos el núcleo, las bobinas, cambiador de derivaciones y bastidor.

- Núcleo: está compuesto de un laminado donde se colocan los devanados primarios, secundarios y terciarios. Es constituido por una cantidad de láminas de acero al silicio de grano orientado, que se encuentran montadas en superposición, creando chapas que tienen un espesor variable; son fabricadas con estándares internacionales.

- Bobinas: también son conocidas como devanados, y están constituidas por arrollamientos de conductor que crean los devanados primarios, secundarios y terciarios. El conductor normalmente usado es el cobre aislado con esmalte y cubierto con derivados de celulosa.
- Cambiador de derivaciones: es el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Convenientemente se instala en el lado de alta tensión debido a que la intensidad de corriente es menor, aunque puede instalarse en el lado de alta o de baja tensión, dependiendo de la capacidad y tensión del equipo. Puede ser de operación automática o manual y se clasifican en cambiadores de derivación bajo carga y sin carga.
- Bastidor: es un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, con la función de soportar esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

### **2.2.2. Parte pasiva**

- Tanque: también conocido como cuba, es el elemento donde se contiene la parte activa del transformador, la cual se encuentra sumergida en aceite aislante. Este está diseñado para soportar esfuerzos y deformaciones, así como proteger mecánica y eléctricamente las partes internas del transformador, además de ser un buen apoyo para soporte de accesorios y algún otro equipo.

### **2.2.3. Accesorios**

Es un conjunto de partes o dispositivos que se utilizan para auxiliar en forma directa o indirecta la operación o mantenimiento del transformador. Entre los accesorios más destacados se mencionan los siguientes:

- Tanque conservador
- *Bushing* o pasatapas
- Relevador *Buchholz*
- Válvula de sobrepresión y alivio
- Indicadores de temperatura
- Empaques

### **2.3. Aislamiento interno del transformador de potencia**

Los transformadores de potencia, internamente contienen diferentes tipos de aislamiento, los que cumplen funciones tan importantes como la de aislar, enfriar, entre otros. A continuación se describen los tipos y funciones de los aislamientos.

#### **2.3.1. Tipos de aislamiento**

El aislamiento de los transformadores de potencia se conforma por materiales sólidos y líquidos. Esta combinación es altamente recomendable, resultando que las propiedades dieléctricas sean superiores a cualquiera de los dos en forma separada.

Los aislantes sólidos se distinguen debido a que son empleados para envolver los conductores de los bobinados y otorgar forma a estructuras de



aislamiento rígidas. Así como los aislantes líquidos se emplean para aislar, refrigerar y extinguir eventuales arcos eléctricos.

Se pueden clasificar de acuerdo con sus características térmicas conforme a la máxima temperatura en que pueden operar.

Tabla I. **Temperatura máxima de los aislamientos**

Clase de aislamiento	Máxima temperatura de operación
Y	90 °C
A	105 °C
E	120 °C
B	130 °C
F	155 °C
H	180 °C

Fuente: elaboración propia.

### **2.3.1.1. Aislamiento sólido**

Este tipo de aislamiento comúnmente es de celulosa o bien puede ser de materiales inorgánicos y debe cumplir principalmente con las siguientes funciones:

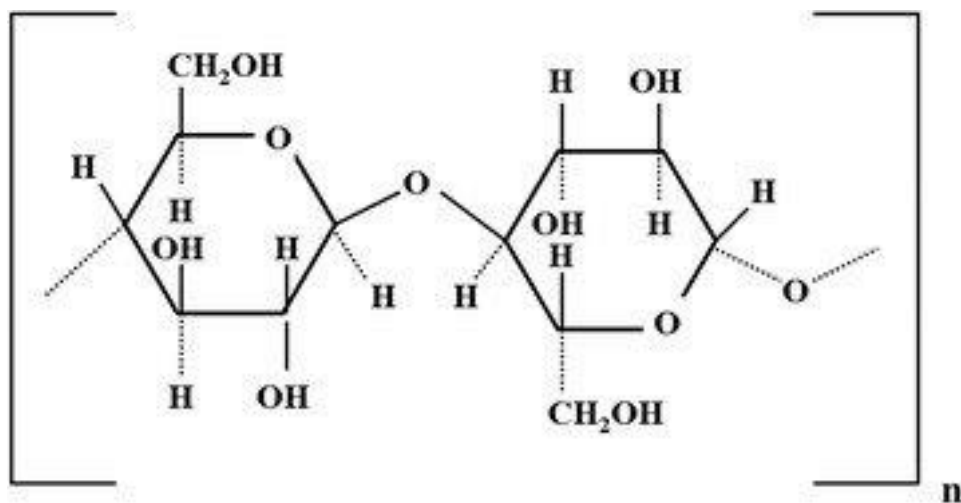
- Aislar entre sí y contra tierra, las espiras de una misma bobina y los devanados del transformador.

- Soportar sin daño los esfuerzos eléctricos, mecánicos y térmicos a que son sometidos los devanados durante su operación.

### 2.3.1.1.1. Composición química

La celulosa es una sustancia vegetal que está compuesta por varias unidades de glucosa. La estructura química se muestra en la figura 3.

Figura 3. Estructura química de la celulosa



Fuente: A. M. Eremenko, I. S. Petrik, N. P. Smirnova, A. V. Rudenko and Y. S. Marikvas. *Antibacterial and Antimycotic Activity of Cotton Fabrics, impregnated with Silver and Binary Silver/Cooper Nanoparticles*. [https://www.researchgate.net/profile/Anna\\_Eremenko/publication/291138938/figure/fig4/AS:319636861145124@1453218774624/Structural-formula-of-a-fragment-of-the-cellulose\\_W640.jpg](https://www.researchgate.net/profile/Anna_Eremenko/publication/291138938/figure/fig4/AS:319636861145124@1453218774624/Structural-formula-of-a-fragment-of-the-cellulose_W640.jpg). Consulta: agosto de 2019.

La forma molecular de la celulosa es  $(C_6H_{10}O_5)_n$ , donde  $n$  es el grado de polimerización, es decir el número de unidades repetidas que forma la molécula, la cual varía según la fuente del material y método de formación.

Típicamente una molécula de celulosa está formada por cadenas de aproximadamente 1 200 anillos de glucosa.

### **2.3.1.2. Aislamiento líquido**

Este tipo de aislamiento comúnmente es basado en los derivados del petróleo por medio de procesos de destilación, son más conocidos como aceites dieléctricos y estos deben cumplir principalmente las siguientes funciones:

- Actuar como aislante eléctrico en todos los componentes internos del transformador.
- Proveer enfriamiento por medio de la disipación de calor durante la operación del transformador.
- Proteger contra humedad y el aire los aislamientos sólidos, reduciendo la acumulación de lodos en el interior del transformador.

### **2.4. Aceite dieléctrico**

El aceite dieléctrico para los transformadores contiene propiedades dieléctricas esenciales para la oposición del paso de la corriente eléctrica. Además, se considera como un componente muy importante del transformador, ya que este influye en la vida útil de cada uno por medio de la temperatura de operación.

### 2.4.1. Aceite mineral

Los aceites dieléctricos minerales son derivados del petróleo y están constituidos por los compuestos químicos llamados hidrocarburos, ya que estos contienen solamente átomos de hidrógeno y carbono. Las propiedades de estos aceites corresponden al porcentaje de hidrocarburo que contenga su forma fisicoquímica; las mismas están agrupadas en: parafínicas, nafténicas y aromáticas.

### 2.4.2. Composición fisicoquímica

Un aceite mineral idóneo está compuesto por ciertos porcentajes de hidrocarburos para equipos de alta tensión.

Tabla II. **Porcentaje de hidrocarburos en el aceite**

Compuesto	Porcentaje %
Parafínico	35 - 40
Nafténico	56 - 60
Aromático	4,5 - 6

Fuente: elaboración propia.

#### 2.4.2.1. Parafínicos

Estas moléculas están compuestas por estructuras de una cadena lineal (n-parafinas) o cadenas ramificadas (iso-parafinas). La solubilidad con el agua, la estabilidad térmica y la tendencia a formación de gases es baja, además tiene estabilidad durante la oxidación.

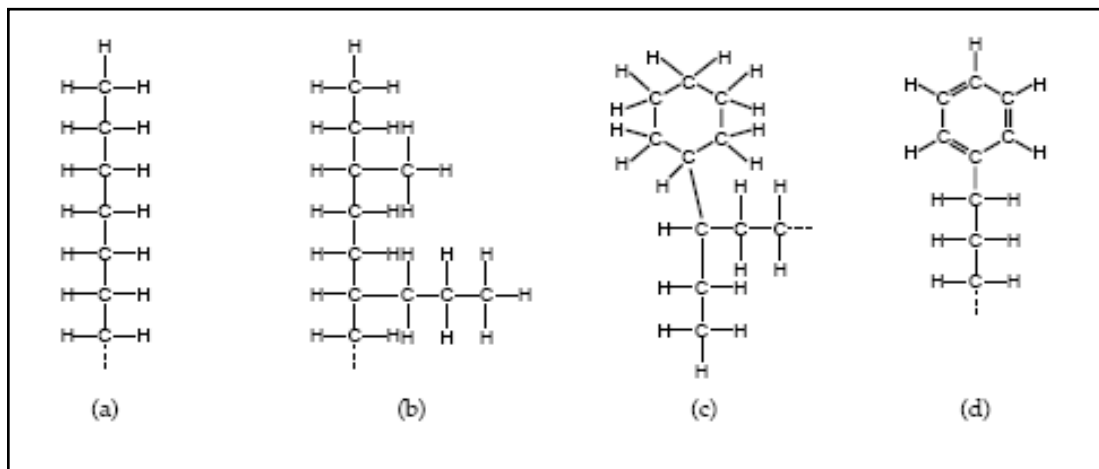
### 2.4.2.2. Nafténicos

Las moléculas nafténicas están compuestas por una estructura de enlaces en forma de anillos. Sus características son muy similares a los parafínicos, pero más estables a la oxidación, menor tendencia a la formación de gases y bajo punto de fluidez.

### 2.4.2.3. Aromáticos

Las moléculas aromáticas están compuestas por enlaces de uno o más anillos con dobles enlaces. Este contiene un coeficiente de expansión y de oxidación bajo.

Figura 4. Estructura de una molécula (a) y (b) parafínicas, (c) nafténica y (d) aromática



Fuente: AlterEvo Ltd. *Formulación de lubricantes: aceites base.*

<http://alterevoingenieros.blogspot.com/2016/02/formulacion-de-lubricantes-aceites-base.html>.

Consulta: agosto de 2019.

### **2.4.3. Propiedades de los aceites**

Los aceites dieléctricos nuevos implícitamente contienen propiedades físicas, químicas y eléctricas, siendo regidas principalmente por la norma ASTM D 3487; la misma abarca otras normas según la propiedad a estudiar.

#### **2.4.3.1. Físicas**

- Viscosidad: es la resistencia que puede presentar al moverse o deslizarse un fluido sobre una superficie. Mientras más viscoso sea el aceite, aumentará la resistencia para fluir dentro del transformador, principalmente en temperaturas frías.
- Punto de inflamación: valor mínimo de temperatura en que un aceite puede ser explosivo con el oxígeno, debido a la cantidad de vapor que emite. El valor mínimo establecido es de 145 °C, tomando en cuenta que mientras más alto sea, será más seguro para los transformadores.
- Tensión interfacial: efecto que se produce en la superficie de contacto de dos líquidos insolubles, usualmente es referido al agua como patrón de comparación. Considerada como una fuerza de atracción entre moléculas diferentes en una interfaz. El valor mínimo establecido para el aceite dieléctrico es de 40 dinas/cm a una temperatura de 25 °C.
- Color: esta propiedad depende de qué tipo de hidrocarburo predomine en el aceite, del más claro al más oscuro se mencionan los parafínicos, nafténicos y aromáticos. El valor para un aceite nuevo es de 0,5 e indica un color claro; si el valor aumenta indica el deterioro del aceite.

- Densidad relativa: conocida como gravedad específica y es la relación entre la masa de un volumen de un líquido con la masa de un mismo volumen de agua a iguales o diferentes temperaturas. Para el aceite dieléctrico la densidad relativa es de 0,91 a una temperatura de 15 °C.

#### **2.4.3.2. Eléctricas**

- Rigidez dieléctrica: conocida técnicamente como tensión de ruptura dieléctrica. Indica la capacidad del aceite en resistir una diferencia de potencial sin crear un arco eléctrico entre dos puntos.

#### **2.4.3.3. Químicas**

- Contenido de agua: es la cantidad total de agua que puede absorber el aceite dependiendo de la temperatura y de sus moléculas. Un valor adecuado maximiza la vida del sistema de aislamiento y minimiza la corrosión de los metales.
- Número de neutralización: conocido como número de acidez; este debe ser bajo dentro de los aceites dieléctricos para minimizar la conducción eléctrica y la corrosión en los metales, así como para maximizar la vida útil de los aislamientos.
- Contenido de inhibidor de oxidación: es una propiedad que retarda la creación de lodos y de acidez cuando se presentan indicios de oxidación en el aceite.

#### 2.4.4. Pruebas al aceite dieléctrico

A continuación, en la tabla III, se indican las pruebas para el aceite dieléctrico establecidas en la norma IEEE Std C57.106, tanto para determinar parámetros en aceites nuevos como las que se aplican en operación. Estas evalúan el estado físico, eléctrico y químico del aceite.

Tabla III. Pruebas para aceite mineral aislante conforme ASTM

Tipo	Prueba	Norma
Físicas	Punto anilina	ASTM D 6111
	Color	ASTM D 1500
	Punto de inflamación	ASTM D 92
	Tensión interfacial	ASTM D 971 ASTM D 2285
	Punto de fluidez	ASTM D 97
	Densidad relativa	ASTM D 1298
	Viscosidad	ASTM D 88 ASTM D 445 ASTM D 2161
	Examinación visual	ASTM D 1524
Eléctricas	Rigidez dieléctrica	ASTM D 877 ASTM D 1816 ASTM D 3300
	Factor de potencia	ASTM D 924
	Gaseado de aceites aislantes	ASTM D 2300
Químicas	Contenido de gases	ASTM D 2945 ASTM D 3284 ASTM D 3612
	Bifenilos policlorados	ASTM D 4059
	Sulfuros corrosivos	ASTM D 1275
	Número de neutralización	ASTM D 664 ASTM D 974
	Contenido de inhibidor	ASTM D 2668 ASTM D 4768
	Estabilidad de oxidación	ASTM D 2112 ASTM D 2440
	Contenido de humedad	ASTM D 1553
	Compuestos furánicos	ASTM D 5837

Fuente: elaboración propia.



### **3. CARACTERÍSTICAS DEL AZUFRE CORROSIVO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

#### **3.1. Azufre corrosivo**

La corrosión de azufre se define como las reacciones de los compuestos del azufre con el mercurio, formando mercaptanos. El azufre elemental forma ácidos corrosivos, aun a niveles bajos de ppm, compuestos orgánicos; a estas reacciones se les denomina azufre reactivo.

La Norma ASTM D 2864 lo define como: azufre elemental y compuestos de azufre térmicamente inestables en aceites de aislamiento eléctrico que pueden causar corrosión de ciertos metales de un transformador, tales como el cobre y la plata.

La fuente principal de azufre en el aceite es el petróleo crudo, así como los pegamentos, el cobre y el papel. En los aceites refinados existen diferentes compuestos de azufre y cada uno contiene una reactividad distinta, considerándose como corrosivos o reactivos. En la tabla IV se muestran los compuestos básicos de azufre, siendo el azufre elemental y su compuesto, los mercaptanos, los más reactivos, seguidos de los sulfuros. Los disulfuros se consideran estables y los tiofenos muy estables, ya que sus moléculas son más complejas estando el azufre rodeado de ellas.

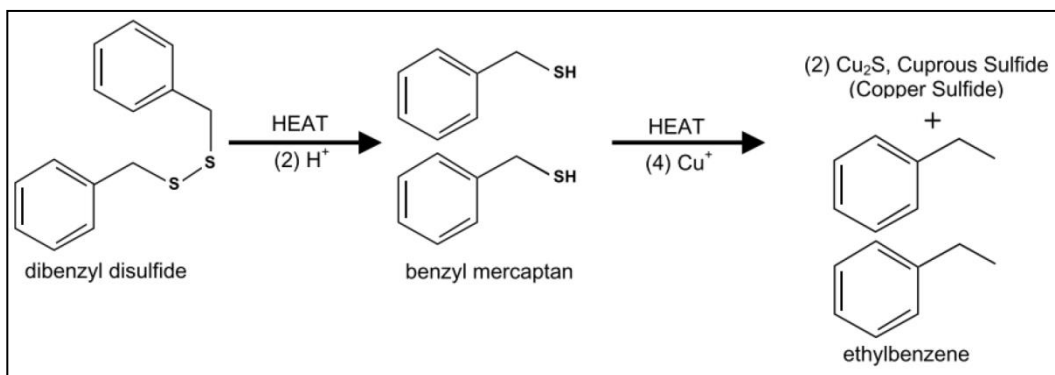
Tabla IV. **La reactividad del azufre y sus compuestos**

Grupo	Formula Química	Reactividad
Azufre elemental (libre)	S	Muy reactivo
Mercaptanos	R-SH	Muy reactivo
Sulfuros	R-S-R1	Reactivo
Disulfuros	R-S • S-R	Estable
Tiofenos	Anillo de cinco miembros que contiene azufre	Muy estable
R = parafina con hidrocarburo de cadena lineal o ramificada o hidrocarburo cíclico		

Fuente: elaboración propia.

Es importante mencionar que, aunque los disulfuros sean estables, el disulfuro de dibencilo (DBDS) se degrada a temperaturas tan bajas como los 80 °C, desarrollándose como un mercaptano, el cual crea compuestos de azufre corrosivo.

Figura 5. **Degradación de DBDS**



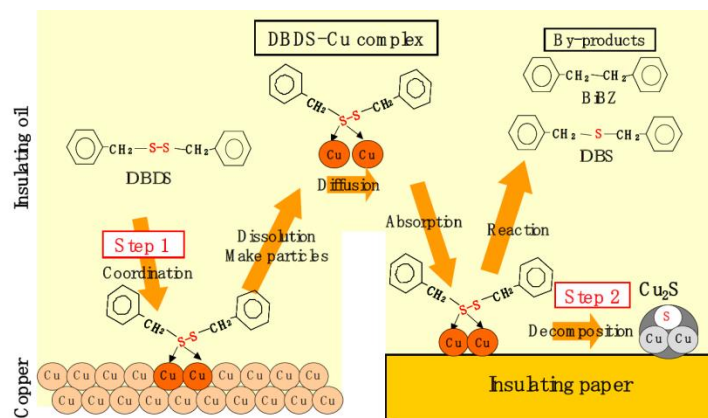
Fuente: Samarasinghe; D. Martin, H. Ma and TK Saha, *A Review on Influencing factors of sulphur corrosion and metal passivation in power transformers*. p. 1.

### 3.2. Mecanismos de formación

De inicio se conoce que el aceite desempeña un papel importante ya que es una fuente de formación de compuestos de azufre que reaccionan con el cobre, como en el caso del disulfuro de dibencilo (DBDS) que reacciona con el cobre y forma sulfuros en la superficie de los conductores y en el papel, aun en condiciones normales de operación del transformador.

Un modelo general de la formación del azufre corrosivo en la superficie del cobre se muestra en la figura 6; este consta de dos pasos: en el primero se forman partículas solubles que contienen cobre y disulfuro de dibencilo (DBDS); en el segundo, estos compuestos pueden descomponerse y formar azufre corrosivo. Es importante mencionar que también se forman subproductos por las reacciones llamados sulfuro de dibencilo (DBS) y bibencilo (BiBZ).

Figura 6. Formación de azufre corrosivo



Fuente: CIGRE. *Copper sulphide in transformer insulation*. p. 9.

### 3.2.1. Reacción química del sulfuro de cobre

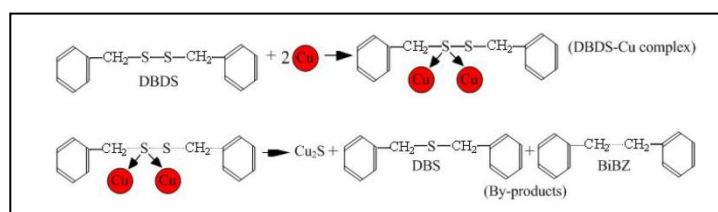
La reacción química entre el cobre (Cu) y el disulfuro de dibencilo (DBDS) se propone con base en el supuesto de que el sulfuro de cobre se genera a través del compuesto Cu-DBDS. La descomposición de este crea intermedios radicales llamados bibencilo (BiBZ) y sulfuro de dibencilo (DBS).

El mecanismo de reacción química de la generación de sulfuro de cobre se puede estimar de la siguiente manera:

- Formación del complejo DBDS-Cu:  
 $2\text{Cu} + (\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_2)_2\text{S}_2 = (\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_2)_2\text{S}_2\text{-Cu}_2$
- Formación de sulfuro de cobre y subproductos:  
 $(\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_2)_2\text{S}_2\text{Cu}_2 = \text{Cu}_2\text{S} + (\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_2)_2\text{S} + (\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_2)_2$

En la figura 7 se ejemplifica gráficamente la reacción química donde el compuesto DBDS-Cu fue absorbido primeramente por la celulosa y luego se descompuso como sulfuro de cobre ( $\text{Cu}_2\text{S}$ ) con sulfuro de dibencilo (DBS) y bibencilo (BiBZ).

Figura 7. Reacción química de DBDS



Fuente: REN, Shuangzan, XU Yang; CAO Xiaolong. *A research summary of corrosive sulfur in mineral oils*. p. 2.

### **3.2.2. Factores influyentes en la formación de sulfuro de cobre**

Las reacciones entre el azufre y los metales (cobre o plata) pueden ser influenciadas por varios factores que determinan la velocidad de la corrosión de los mismos, por lo que es necesario conocer la forma en que la temperatura, la cantidad de concentración, el campo eléctrico y el oxígeno afectan a estos.

#### **3.2.2.1. Temperatura**

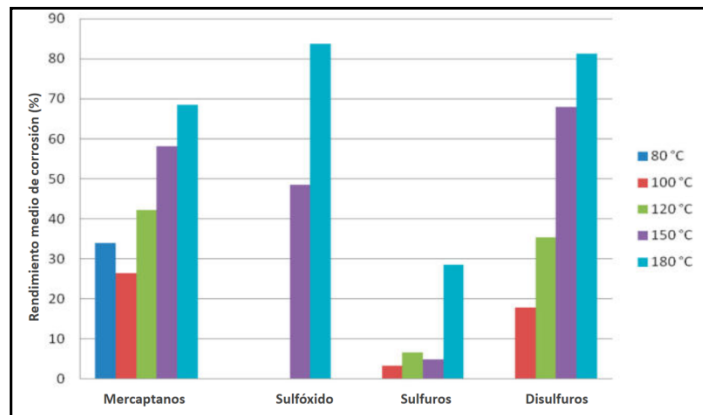
Este factor es uno de los más importantes, ya que afecta la corrosión de dos maneras: la primera porque acelera la velocidad de las reacciones químicas y la segunda porque aumenta la concentración de los compuestos del azufre reactivo, principalmente acelerando térmicamente los compuestos de los azufres estables (por ejemplo, los DBDS).

Independientemente a qué temperatura sea la operación del transformador, ocurrirán reacciones del azufre, ya que esto dependerá del compuesto específico del mismo. Según estudios experimentales se determinó que la reactividad de los compuestos del azufre varía a diferentes temperaturas, teniendo como resultado que los mercaptanos son más reactivos en el rango de temperatura de 80 a 120 °C, los disulfuros se vuelven más reactivos a una temperatura de 150 °C, los sulfóxidos a temperaturas elevadas se vuelven más corrosivos que algún otro compuesto.

En la figura 8 se puede observar el rendimiento medio de corrosión de los compuestos en función de la temperatura a que es sometido; se puede decir que mientras aumenta la temperatura también aumenta el rendimiento de corrosión, aunque para los mercaptanos no es aplicable. Además, para los

sulfuros y sulfóxidos parece ser bajo su rendimiento de corrosión, pero sus valores se disparan al alcanzar una temperatura de 150 °C.

Figura 8. **Corrosividad de los tipos de compuestos de azufre a diferentes temperaturas**



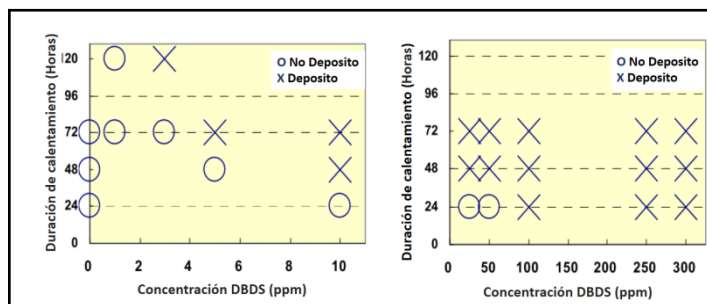
Fuente: Samarasinghe; D. Martin, H. Ma and TK Saha, *A Review on Influencing factors of sulphur corrosion and metal passivation in power transformers*. p. 2.

### 3.2.2.2. Concentración

Este es un efecto en el cual se verifica la formación de azufre corrosivo por medio de concentraciones de DBDS. Para ello se experimentó con la prueba de azufre corrosivo según la norma ASTM D 1275, para determinar el grado de corrosión en una tira de cobre. Conforme los resultados obtenidos se concluyó que para determinar una capa visible de azufre en la tira de cobre se necesitaron 120 horas, considerando una concentración de DBDS de 3 ppm. Al aumentar la concentración de entre 10 a 50 ppm la capa de azufre apareció pasadas 48 horas y a concentraciones superiores de 100 ppm solamente se requirieron 24 horas. Por lo que se puede verificar que las concentraciones de

los compuestos de azufre aumentan la velocidad de la corrosión. Gráficamente se puede verificar en la figura 9.

Figura 9. **Efecto de la concentración de DBDS en la formación de sulfuro de cobre**



Fuente: Samarasinghe; D. Martin, H. Ma and TK Saha, *A Review on Influencing factors of sulphur corrosion and metal passivation in power transformers*. p. 1.

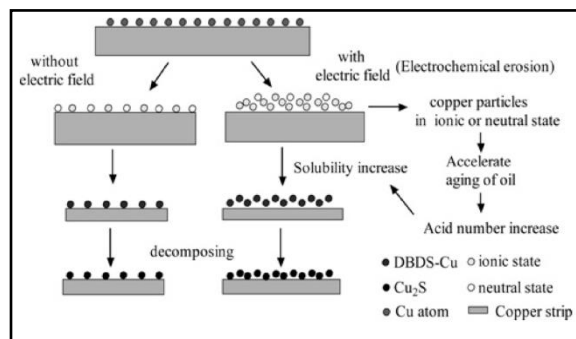
### 3.2.2.3. Campo eléctrico y descarga parcial

Para comprender cómo afectan la intervención del campo eléctrico y las descargas parciales en el aumento del azufre corrosivo en los aceites se muestra inicialmente la figura 10, en donde se aprecia una demostración del efecto del campo eléctrico sobre el azufre corrosivo; consecuentemente se puede observar en la figura 11, un modelo para mostrar el efecto de las descargas parciales en la formación del azufre corrosivo.

Inicialmente se prepararon dos muestras de tiras de cobre enrolladas en papel y puestas en recipientes metálicos con concentraciones de DBDS iguales. Estas muestras fueron expuestas térmicamente a 130 °C durante 15 días; una de ellas fue conectada a 1,5 kV y su contenedor fue aterrizado. Los resultados de las concentraciones de DBDS fueron medidos mediante cromatografía de

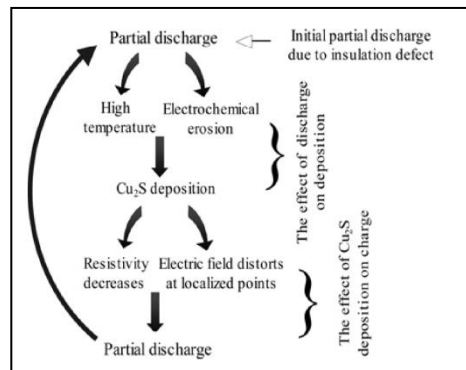
gases. Se observó que el grado de corrosión fue mayor cuando se le aplicó un campo eléctrico. Por defecto se obtuvo que las descargas parciales aumenten cuando el nivel de corrosión es alto.

Figura 10. **Modelo para mostrar el efecto del campo eléctrico en la formación de sulfuro de cobre**



Fuente: Samarasinghe; D. Martin, H. Ma and TK Saha, *A Review on Influencing factors of sulphur corrosion and metal passivation in power transformers*. p. 3.

Figura 11. **Modelo del efecto de la descarga parcial de sulfuro de cobre**



Fuente: Samarasinghe; D. Martin, H. Ma and TK Saha, *A Review on Influencing factors of sulphur corrosion and metal passivation in power transformers*. p. 3.



### 3.2.2.4. Oxígeno

El oxígeno es un elemento que está involucrado en varias reacciones químicas dentro del transformador. Es considerado como un factor que influye en la degradación corrosiva del azufre, ya que se realizó un estudio en donde se le suministra nitrógeno y oxígeno en cuatro muestras de prueba (dos con aceite usado y dos con aceite nuevo) que contenían cobre y se les aplicó una temperatura de 120 °C durante 72 horas. Luego se realizó el análisis de superficie elemental respectivo para identificar los componentes de la superficie de las muestras.

En la tabla V se muestran los resultados obtenidos, en los cuales se observa que la concentración de azufre en la superficie del cobre es mayor cuando se usaba oxígeno, en cambio a las que se les aplicó nitrógeno no se les detectó azufre corrosivo en la superficie de las muestras de cobre. Por lo que se puede concluir que el oxígeno promueve las reacciones corrosivas del azufre en el cobre.

Tabla V. **Análisis de superficie de muestras de cobre**

Aceite	Aplicación	Oxígeno	Azufre
En servicio	O <sub>2</sub>	41,55	0,84
	N <sub>2</sub>	2,29	0
Nuevo	O <sub>2</sub>	38,25	0,65
	N <sub>2</sub>	3,44	0

Fuente: elaboración propia.

### **3.3. Pruebas de detección de azufre corrosivo**

Es necesario determinar los compuestos de azufre corrosivo que se presentan en el aceite e identificar la estabilidad de cada uno de ellos, ya que pueden volverse corrosivos en condiciones de operación del transformador. Dentro del desarrollo de algunas pruebas cabe mencionar que son de envejecimiento acelerado; en otras palabras, tener una expectativa del aceite durante varios años probados en pocos días.

#### **3.3.1. Prueba conforme norma ASTM D 1275**

Este es un método que describe la detección de impurezas indeseables (compuestos de azufre corrosivos inorgánicos y orgánicos) en los aceites aislantes; aunque el resultado no está en términos de valores cuantitativos, es una práctica para reconocer el peligro involucrado en los aceites.

Dentro de esta norma se desarrollan dos metodologías, siendo el método A, el que ha sido implementado desde 1953 y el método B que es aplicado en la actualidad, es el más riguroso.

##### **3.3.1.1. Desarrollo del método A**

Antes de realizar este método es importante tomar en cuenta que la muestra de aceite a analizar debe ser tal como se obtuvo del transformador; en ningún momento debe filtrarse; y se considera una lámina de cobre con una pureza del 99,9 %, con medidas de 0,127 a 0,254 mm de espesor.

La lámina de cobre se coloca dentro de un matraz de 250 ml (boca estrecha con tapa de vidrio) con una muestra de aceite de 250 ml. La lámina

de cobre debe ser doblada sobre su borde largo para que al fondo del recipiente no quede la superficie plana. Es necesario aplicarle nitrógeno durante 1 minuto para que produzca burbujas por medio de una válvula o una aguja; luego debe taparse el recipiente, mas no apretarse.

El matraz se debe de colocar dentro de un horno, aplicándole una temperatura de  $140 \pm 2$  °C; al alcanzar dicha temperatura es necesario asegurar y apretar el tapón del recipiente. Luego de mantener el matraz a esa temperatura durante 19 horas  $\pm$  10 minutos, se retira la lámina de cobre; esta es lavada con acetona u otro solvente para eliminar el aceite impregnado. Por último se deja secar.

### **3.3.1.2. Desarrollo del método B**

Para el desarrollo de este método es importante tomar en cuenta las consideraciones tanto del aceite como de las láminas de cobre descritas en el método A.

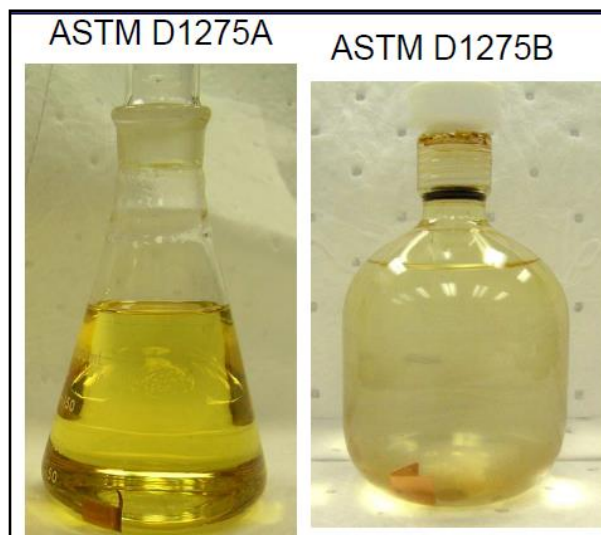
El proceso es muy similar al anterior, solamente que se debe de utilizar un frasco de vidrio de paredes gruesas con capacidad de 250 ml, aunque la muestra de aceite a analizar debe ser de 220 ml. La aplicación del nitrógeno debe durar 5 minutos y aplicarse a una velocidad de 0,5 l/min, luego se debe de tapar el recipiente, atornillando el tapón de politetrafluoroetileno (PTFE) el cual contiene una junta tórica.

El frasco se coloca dentro de un horno aplicándole una temperatura de  $150 + 2$  °C, al pasar 15 minutos a esa temperatura es necesario desenroscar el tapón PTFE para liberar la presión y nuevamente apretarlo. Después de mantener el frasco a esa temperatura durante 48 horas + 20 minutos, se retira

la lámina de cobre, y se lava con acetona u otro solvente para que logre secarse.

Si la muestra de cobre no se ve clara a un reflejo de luz a 45 °C, es necesario limpiar la superficie con un pañuelo de laboratorio y si se logra eliminar, se considera que contiene depósitos de corrosión.

Figura 12. **Equipo para desarrollo de método ASTM 1275**



Fuente: LEWAND, Lance. *Influence of corrosive sulfuro on the worlwide population of power transformers*. <http://docplayer.net/74943870-Influence-of-corrosive-sulfur-on-the-worldwide-population-of-power-transformers.html>. Consulta: agosto de 2019.

### **3.3.1.3. Interpretación de resultados**

Para determinar el resultado del aceite sobre la lámina de cobre, conforme los métodos anteriormente descritos, se puede clasificar como corrosivos, o no corrosivo, dependiendo del color de la lámina de cobre, ya que se compara con los estándares de corrosión de la tira de cobre de ASTM como se referencia en

el método de prueba D 130. Además, en la tabla VI se muestra una descripción de los niveles de deslustrado.

Tabla VI. **Clasificaciones de nivel de deslustrado de la tira de cobre**

Clasificación	Descripción	Designación	
1	a. Naranja claro, casi lo mismo que una tira recién pulida	Deslustre ligero	No corrosivo
	b. Naranja oscuro		
2	a. Rojo clarete	Deslustre moderado	No corrosivo
	b. Lavanda		
	c. Multicolor con azul lavanda o plateado, o ambos, superpuestos en rojo clarete		
	d. Plateado		
	e. Latón u oro		
3	a. Magenta cubierto en tira de latón	Manchado oscuro	No corrosivo
	b. Multicolor con rojo y verde (pavo real), pero no gris.		
4	a. Negro transparente, gris oscuro o marrón con verde pavo real que apenas muestra	Corrosión	Corrosivo
	b. Grafito o negro sin brillo		
	c. Brillante o negro azabache		

Fuente: elaboración propia.

Figura 13. **Estándar de corrosión de la tira de cobre ASTM D 130**



Fuente: LEWAND, Lance. *Influence of corrosive sulfuro on the worldwide population of power transformers*. <http://docplayer.net/74943870-Influence-of-corrosive-sulfur-on-the-worldwide-population-of-power-transformers.html>. Consulta: agosto de 2019.

### 3.3.2. Prueba de deposición de conductores cubiertos (CCD)

La prueba de deposición de conductores cubiertos o generalmente prueba CCD, se empezó a desarrollar en el 2004; su propósito es comprobar si la deposición de sulfuro de cobre ocurre en el aislamiento de papel que rodea al conductor o solamente en el conductor. A continuación, se analiza brevemente el desarrollo de dos variaciones para realizar esta prueba.

#### 3.3.2.1. Prueba de CCD doble

Esta prueba está determinada por *Doble Engineering Company*, fundada por Frank C. Doble en 1920. Se realiza de dos formas diferentes; esto para determinar si el azufre corrosivo forma sulfuro de cobre atacando al cobre o el aislamiento del papel. Es necesario utilizar dos viales para muestras de 20 ml de aceite y dos varillas de cobre desgastadas envueltas en aislamiento de papel kraft; en cada vial se introducen una varilla de cobre envuelta.

Para el proceso se le inserta una aguja a un vial; esto permitirá el ingreso de oxígeno de una manera moderada durante la prueba; el otro vial se mantiene completamente cerrado, teniendo presente la única cantidad de oxígeno que fue encerrada al comienzo de la prueba. Ambos viales son dispuestos a una temperatura de 104 °C durante 4 días. Luego de este tiempo se extraen las varillas cubiertas de papel, las cuales se limpian y son inspeccionadas, tanto las varillas como el papel. La evaluación se hace conforme a los estándares ASTM D 130 para definir la corrosividad y el nivel de deslustre.

Del vial cerrado se inspecciona el papel, en el cual se busca una deposición visible de azufre corrosivo en su superficie, pudiendo ser dicha deposición pesada, moderada o ligera.

La inspección del cobre se realiza del vial en el que interactuó el oxígeno durante la duración de la prueba; este proceso puede determinar la formación de depósitos de sulfuro de cobre en el aceite, en el papel o en el mismo cobre.

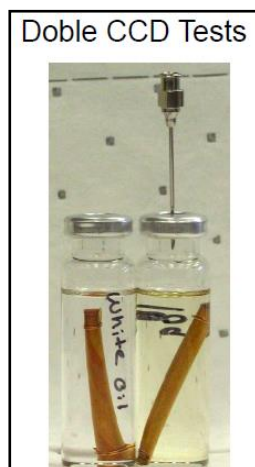
### **3.3.2.2. Prueba de CCD según IEC 62535**

Para este método, primeramente, es necesario colocar varillas de cobre cubierto por cuatro capas de papel aislante y depositarlas en un matraz de 100 ml con una muestra de aceite de 50 ml, esto protegido de la luz al aire libre, durante 60 minutos.

Seguidamente se utilizan dos viales para muestras de 20 ml y en cada vial se introducen las varillas de cobre con una muestra de 15 ml aceite saturado de oxígeno; luego se procede a tapanlo, teniendo en cuenta que el único oxígeno disponible es el que se encerró al comienzo de la prueba.

Ambos viales se deben de envejecer a 150 °C durante 3 días. Pasado ese tiempo, se retiran las varillas de cobre cubiertas de papel, las que se deben limpiar para que pueda ser inspeccionado el cobre y el papel. La evaluación del cobre se realiza por medio de los estándares ASTM D 130 para definir el nivel de corrosividad y de deslustre. La inspección del papel se realiza por medio de una evaluación visual para detectar la presencia de depósitos de azufre corrosivo; esta inspección genera los mismos tipos de depósito que se verifican en el papel en la prueba de CCD doble.

Figura 14. **Equipo para desarrollo de prueba CCD**



Fuente: LEWAND, Lance. *Influence of corrosive sulfuro on the worlwide population of power transformers. Equipo para desarrollo de prueba CCD.* <http://docplayer.net/74943870-Influence-of-corrosive-sulfur-on-the-worldwide-population-of-power-transformers.html>. Consulta: agosto de 2019.

### 3.3.2.3. **Diferencia entre las pruebas CCD**

Considerando que ambos métodos dan resultados sobre deposición de azufre corrosivo en el papel y en el cobre, cada uno lo da de diferente manera.



En las pruebas de CCD doble se descubrió que los viales probados son necesarios para evaluar adecuadamente los aspectos de deposición de cobre. En la mayoría de los casos se obtuvo que los viales con respiración de aire orientaron la deposición de sulfuro de cobre hacia el papel, en cambio los que estaban sellados los orientaron hacia el cobre.

Además, conforme a los resultados obtenidos entre ambas pruebas se descubrió que cuando las muestras son expuestas a una temperatura de 150 °C durante tres días, orientan la deposición del azufre corrosivo hacia el cobre; en cambio sí se expone a 140 °C durante cuatro días se orientan hacia el papel.

#### **3.3.2.4. Interpretación de resultados**

La prueba CCD principalmente es utilizada como un indicador de la deposición de azufre corrosivo en el papel aislante, aunque también examina la deposición en el cobre, considerando que no todos los mecanismos de comprobación del azufre corrosivo son los mismos; esto tomando en cuenta los resultados de la prueba ASTM D 1275.

Con base en el resultado de las pruebas de CCD, se considera contaminado cuando la varilla de cobre o el papel aislante muestran deposición de azufre corrosivo. El criterio de aprobación o reprobación para el cobre y el papel, son los mismos para ambas pruebas, tal como se muestra en la tabla VII.

Tabla VII. **Criterios de aprobación o reprobación para pruebas CCD**

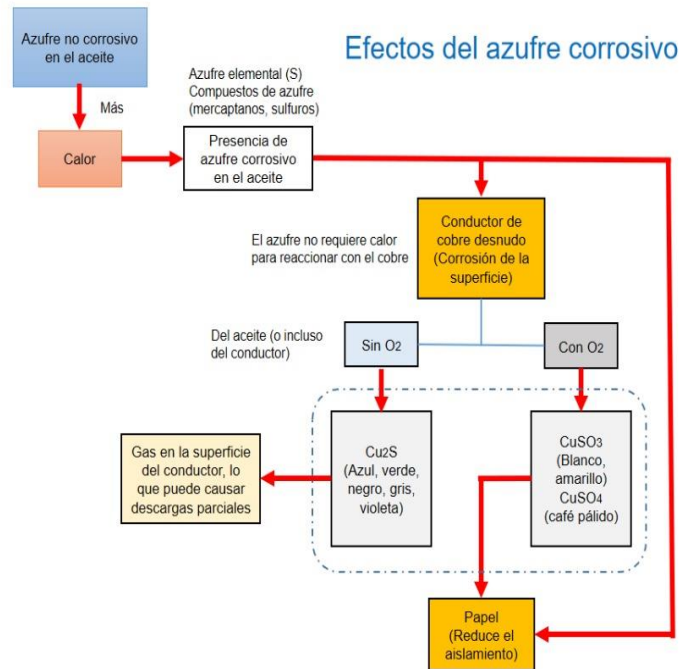
Deposición en el cobre	
ASTM D 130	Resultado
Nivel de deslustre	
1a a 3b (no corrosivo)	Aprobado
4a, 4b, 4c (corrosivo)	Reprobado
Deposición en el papel	
Tipo de deposición	Resultado
Sin deposición	Aprobado
Deposición pesada, de color opaco	Aprobado
Deposición moderada, de color opaco	Aprobado
Deposición ligera, de color opaco	Aprobado
Deposición pesada, brillo metálico	Reprobado
Deposición moderada, brillo metálico	Reprobado
Deposición ligera, brillo metálico	Reprobado

Fuente: elaboración propia.

### 3.4. Efectos del azufre corrosivo

La raíz principal del azufre corrosivo es el aceite, ya que este al estar expuesto a diversos factores, como la temperatura, genera dicha corrosión. Esta a su vez se deposita directamente en la superficie de los conductores de cobre, así como en el papel aislante que puede llegar a reducir sus propiedades eléctricas. Además, cuando el azufre corrosivo reacciona con oxígeno puede crear gases y producir descargas parciales; esto se observa en la figura 15.

Figura 15. **Efectos ocasionados por la presencia de azufre corrosivo**

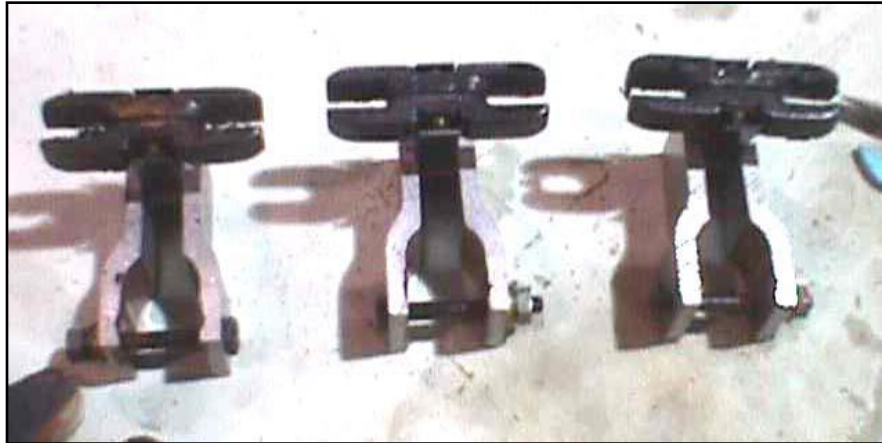


Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

### 3.4.1. En superficies metálicas

Es importante conocer la corrosión en las superficies metálicas, siendo estas de cobre o plata; se encuentran expuestas ya que pueden conducir fácilmente al sobrecalentamiento de piezas y la formación de arcos eléctricos, provocando fallas o dañando gravemente el equipo. Entre las superficies que pueden estar expuestas se mencionan las platinas, bornes, terminales, contactos, entre otros. Este tipo de corrosión puede presentarse hasta de color negro; a veces puede confundirse como acumulación de carbono.

Figura 16. **Contactos de cambiador de tomas sin carga (NLTC) contaminados con sulfuro de cobre**



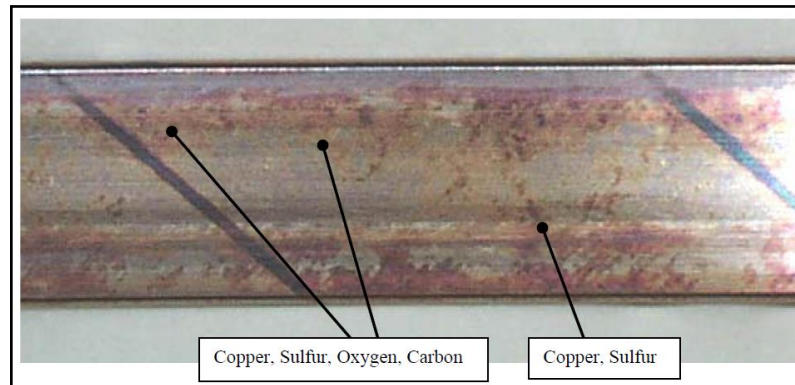
Fuente: LEWAND Lance R., Pablo. *The role of corrosive sulfur in transformers and transformer oil*. p. 7.

### **3.4.2. En conductores**

Los conductores son los más afectados por los ataques del azufre corrosivo. Este no siempre se presenta como un recubrimiento de color negro, como en el caso de superficies externas, sino más bien se produce como una decoloración plateada en la superficie del conductor de cobre.

Las reacciones de azufre producidas en los conductores que se encuentran envueltos en papel pueden hacer que la corrosividad se transfiera a la superficie del papel.

Figura 17. **Conductor de cobre contaminado con azufre corrosivo**



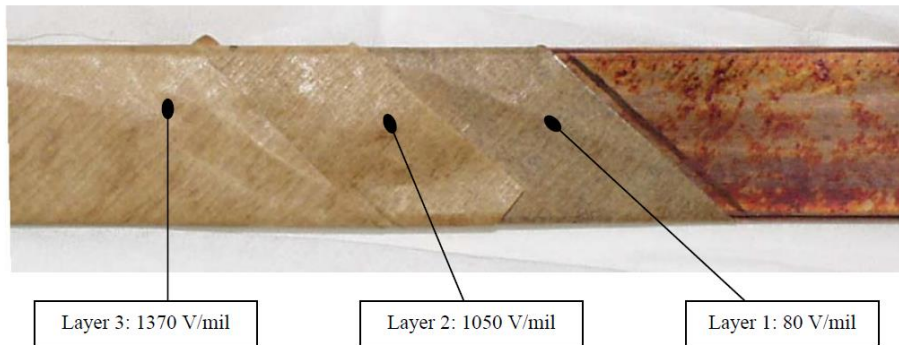
Fuente: LEWAND, Lance R. *The role of corrosive sulfur in transformers and transformer oil.*  
p. 8.

### 3.4.3. En papel aislante

En algunos casos, la corrosividad del conductor puede transferirse hacia el exterior, afectando al papel aislante. Esta transferencia o contaminación del azufre corrosivo puede ser tan significativa, que lograría encubrir los compuestos orgánicos del papel reduciendo sus propiedades dieléctricas.

Se presenta una evaluación en donde la contaminación de la corrosión debilita la resistencia de ruptura dieléctrica del papel; se aprecia que las tres capas de aislamiento tienen diferentes valores y la más afectada es la capa que envuelve primeramente al conductor, siendo el valor de una capa nueva de 1 800 v/mil.

Figura 18. **Resistencia dieléctrica de aislamiento de conductores contaminados**



Fuente: LEWAND, Lance R. *The role of corrosive sulfur in transformers and transformer oil.*  
p. 10.

### 3.5. **Fallas debidas al azufre corrosivo**

A continuación, se describen algunas fallas presentadas en transformadores de potencia en operación instalados en subestaciones eléctricas. Las fallas se presentaron de forma inesperada en los transformadores, ya que no fueron detectadas oportunamente por pruebas de rutina.

#### 3.5.1. **Falla de transformador en subestación eléctrica González Ortega (México)**

En el 2005, el transformador trifásico instalado en la subestación eléctrica González Ortega presentó una falla inesperada, ya que no presentó eventualidades anormales ni hubo incremento en el contenido de gases en el aceite, solamente un pequeño incremento en su temperatura de operación, siendo de 70 °C.

Tabla VIII. **Características generales del transformador**

Características generales	
País de fabricación	Brasil
Año puesta en servicio	2002
Año de la falla	2005
Tipo	Trifásico
Potencia	30/40/50 MVA
Voltaje	161/35.4 kV
Capacidad de operación	45 %

Fuente: elaboración propia.

- **Análisis:** al realizar las inspecciones correspondientes al equipo, se comprobó que internamente había depósitos metálicos oscuros, además de encontrarse fundiciones en conductores en las bobinas de baja tensión. Debido al análisis realizado se concluyó que la falla fue provocada por la presencia de azufre corrosivo en las bobinas, ya que en estas se observaban depósitos de corrosión.

### **3.5.2. Falla de reactores en subestación eléctrica Hércules Potencia (México):**

Durante los años 2000 y 2001 se registraron fallas en dos reactores instalados en el banco trifásico de la subestación eléctrica Hércules Potencia. Para estos reactores se utilizó como referencia el seguimiento realizado en el comportamiento del hidrógeno.

Tabla IX. **Datos de placa de los reactores fallados en la S.E. Hércules Potencia**

Tipo	Reactor en derivación monofásico de EAT con núcleo a entrehierros
Año de fabricación	1999
Puesta en servicio en febrero	2000
Capacidad	50 MVA, 1ª. fase
Voltaje	400 kV

Fuente: elaboración propia.

- Análisis: para este caso, aún se desconocía el fenómeno de azufre corrosivo, así como sus efectos. Primeramente, se establecieron hipótesis y teorías sobre las causas de las fallas sin tomar en cuenta el azufre corrosivo hasta el punto de cuestionar el diseño de los mismos. Se revisó la información obtenida de las pruebas de fábrica, principalmente las de impulso de rayo y de potencial aplicado. De las inspecciones realizadas se obtuvieron las siguientes observaciones:
  - La falla fue localizada en un área de bajo esfuerzo.
  - Las fallas ocurrieron con un año de diferencia entre la fabricación y la puesta en operación.
  - No se encontraron problemas de manufactura, de materiales o de diseño.
  - No había registro de fallas similares.

En conclusión, debido a que eran las primeras fallas en reactores de 50 MVA, y como la falla no era típica ni la zona en donde ocurrió, no se pudo determinar en su momento la causa de la misma.



### **3.5.3. Otras fallas de transformadores que han sido informadas**

- Transformador de potencia 230/130 kV: este transformador tenía asignada una potencia de 150 MVA; se le aplicó el proceso de pasivación después de dos años de operación. Luego de realizar el monitoreo correspondiente no se detectó agotamiento alguno del pasivador, pero tres años después de realizar el proceso este falló. Se identificó que el transformador contenía corrosión de plata; debido a esto se descubrió que el pasivador aplicado tenía un efecto muy débil a las superficies plateadas.
- Transformador de potencia 400/15 kV: después de ocho años de servicio de un transformador de potencia de 192 MVA, con un sistema de enfriamiento ONAF, tuvo fallas por calentamiento debido a problemas de diseño, por lo que provocó fallas también entre el devanado de alto voltaje, ya que se había producido deposición de azufre corrosivo en las mismas.
- Transformador de potencia 300 / 22 kV: en la década de 1960 se instaló un transformador de potencia de 6 500 MVA; a este se le adicionaban cantidades de aceite debido a que el tanque contenía fugas y por tener flujo restringido el aceite en los devanados de alta tensión, se produjeron deposiciones de azufre corrosivo por calentamiento
- Transformador de potencia 240 kV: dos transformadores de 58 MVA y puestos en servicio en una central hidroeléctrica desde 1971, fueron sometidos a cambio total de aceite, uno en el 2001 y el otro en el 2002; pasados alrededor de seis años fallaron al descubrir corrosión en el aceite, produciendo descargas parciales.



## **4. MÉTODOS GENERALES PARA EL TRATAMIENTO DEL AZUFRE CORROSIVO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

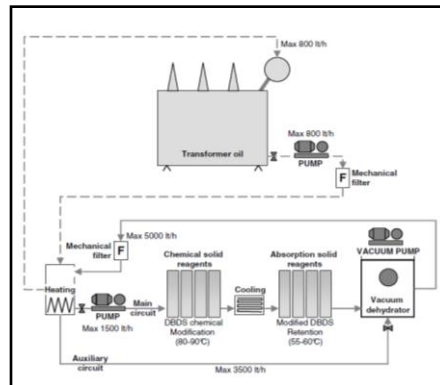
En la actualidad existen métodos para reducir o mitigar los componentes del azufre corrosivo en los transformadores, cada uno determinado de diferente manera, por lo que se puede considerar que en su aplicación, eficacia y resultados finales varían entre sí.

### **4.1. Despolarización selectiva**

Llamado también despolarización en carga; su función es eliminar los compuestos del azufre corrosivo aumentando su polaridad que luego puede separarse por medio de absorción. De esta forma pueden eliminarse tanto el azufre corrosivo como todos los compuestos de DBDS. Este método puede emplearse en transformadores de potencia de hasta 500 kV, sin interrumpir la operación del mismo.

En la figura 19 se muestra un sistema esquemático de eliminación de azufre corrosivo empleado para la eliminación de los DBDS del aceite del transformador. En este esquema se realiza una circulación de aceite; la circulación de una masa equivalente al aceite que contenga el transformador es llamada un ciclo.

Figura 19. **Sistema para la eliminación de DBDS, proceso de despolarización en carga**



Fuente: TUMIATTI, V.; MAINA, F. Scatiggio; POMPILI and. BARTNIKAS, R. *In service reduction of corrosive sulfur compounds in insulating mineral oils.* p. 2.

#### 4.1.1. Ejemplificación de proceso de despolarización

Se tomó como punto de partida un estudio realizado a un transformador de potencia con características, según tabla X.

Tabla X. **Datos de transformador de potencia**

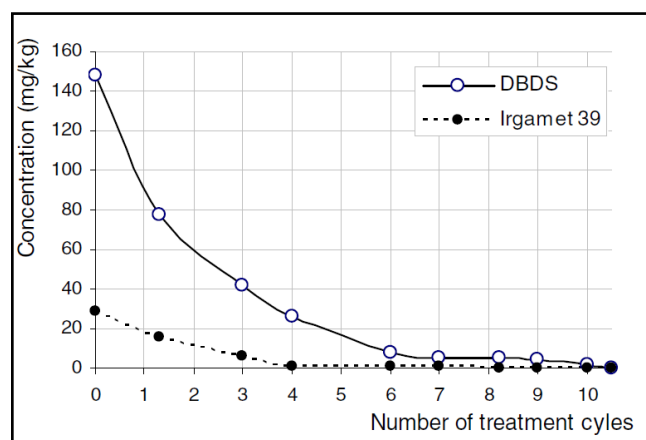
Descripción	Datos
Potencia nominal	192 MVA
Voltaje:	15 / 400 kV
Sistema de enfriamiento	ONAF
Año de instalación	1997
Carga de operación	90 – 100 %
Tipo de aceite	Mineral (nafténico)
Peso del aceite	55 toneladas

Fuente: elaboración propia.

Inicialmente a este transformador, por medio del método ASTM D1275 B, se le detectó contenido de partículas de azufre corrosivo a un valor de 160 mg/kg. Luego de ser pasivado con 100 mg/kg de Irgamet 39 y llevando su respectivo monitoreo, se detectó que el pasivador se redujo rápidamente, llegando a un valor de 30 mg/kV, lo que condujo a aplicar el proceso de despolarización en carga al transformador para reducir sus niveles de corrosividad.

Al aplicar este método se obtuvo la gráfica de la figura 20, en la cual se indica la reducción de los DBDS en función del número de ciclos aplicados al aceite, además de mostrarse también los valores de Irgamet 39 que aún permanecen en el aceite, tomando en cuenta que como los compuestos corrosivos del azufre habían disminuido no se consideraba la disminución del pasivador.

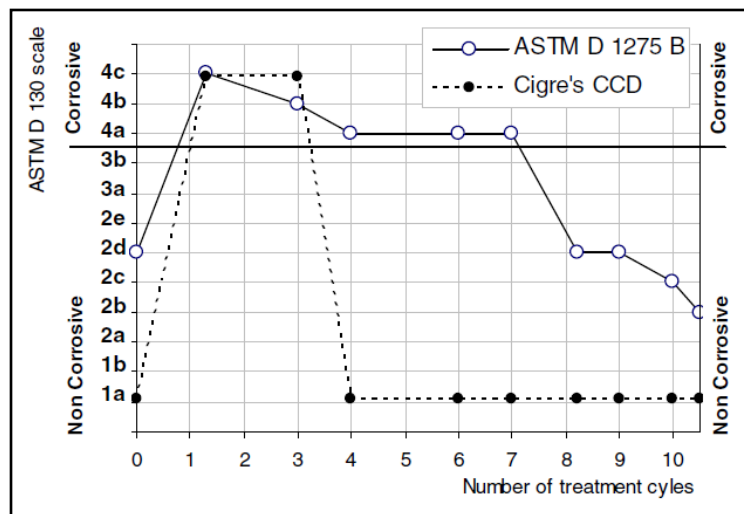
Figura 20. **Concentraciones de DBDS e Irgamet 39 en función del número de tratamientos**



Fuente: TUMIATTI, V., MAINA, F. Scatiggio; POMPILI and. BARTNIKAS, R. *In service reduction of corrosive sulfur compounds in insulating mineral oils.* p. 2.

Dentro del proceso se realizaron pruebas en cada ciclo de despolarización conforme a los métodos ASTM D 1275 B y CIGRE (prueba CCD). Ver figura 21. Cada método de prueba refleja resultados diferentes, considerando que el primero se basa en resultados de acuerdo con un código de colores comparado con una superficie de cobre expuesta al aceite tratado, que después de siete ciclos de despolarización muestra que el aceite no es corrosivo; en cambio el segundo solamente cuenta con dos parámetros, corrosivo o no corrosivo, y que después de cuatro ciclos de despolarización muestra una corrosividad insignificante dentro del aceite. Es importante indicar que debido a la presencia residual del pasivador Irgamet 39, se muestran resultados negativos al inicio del proceso.

Figura 21. **Corrosividad del aceite en función del número de tratamiento medido con métodos de corrosividad**



Fuente: TUMIATTI, V.; MAINA, F. Scatiggio; POMPILI and. BARTNIKAS, R. *In service reduction of corrosive sulfur compounds in insulating mineral oils*. p. 2.

## **4.2. Reemplazo total del aceite dieléctrico**

Este proceso inició como una práctica de mantenimiento en 1980, ya que es relativamente simple; se aplicaba directamente a los transformadores que contenían partículas de PCB's, esto consiste en realizar un reemplazo o cambio total del aceite aislante; es detectado con partículas contaminantes; para el presente caso, azufre corrosivo.

### **4.2.1. Generalidades del proceso**

En este caso se debe retirar totalmente el aceite dieléctrico de los transformadores y reemplazarlo por aceite dieléctrico con las mismas o mejores características, siempre que esté libre de partículas de azufre corrosivo.

Es importante considerar que en el aislamiento sólido (papel dieléctrico) del transformador permanecerá impregnada una cantidad significativa del aceite original, ya que esta no pudo retirarse del mismo y se mezclará con el aceite nuevo. Los resultados finales que muestre el aceite determinan cuánto se han reducido las partículas de azufre corrosivo y por ende el riesgo al cual estaban sometidos.

### **4.2.2. Ejemplificación de reemplazo de aceite**

Se considera que el volumen residual de aceite que queda en el interior del transformador está en el rango del 5 al 10 %; esto debido al diseño del equipo, ya que el residuo atrapado en el transformador puede ser alto si la válvula de drenaje no se encuentra en la parte inferior del tanque.

Al vaciar el tanque, conforme a experiencias, se considera utilizar un enjuague simple en el fondo del tanque con aceite nuevo, o usar la técnica de pulverización en caliente para enjuagar completamente el tanque como los devanados. Al no realizar un enjuague completo tiende a aparecer nuevamente la corrosividad dependiendo de la concentración de azufre corrosivo que hubiera tenido el aceite anterior.

En la tabla XI se muestra el seguimiento dado a un reactor de 500 kV que en el 2005, después de 15 meses de operación, se le realizó un cambio completo de aceite. Además, se muestran los resultados de los niveles de corrosión, antes y después del tratamiento.

Tabla XI. **Resultado de un transformador, aplicando cambio total de aceite**

Tiempo (meses)	Acción	Tipo de prueba	
		ASTM D 1275 B (Código)	DBDS (ppm)
0	Inicio	Corrosivo (4b)	165
12		Corrosivo (4b)	131
14		Corrosivo (4b)	110
15	Cambio de aceite	No corrosivo (1a)	5
24		No corrosivo (1a)	6
32	Servicio actual	No corrosivo (1a)	8

Fuente: elaboración propia.



### **4.2.3. Consideraciones de implementación**

Al aplicar este método es necesario considerar los altos costos en la compra de un aceite nuevo, los costos de operación y el impacto ambiental que pueda generarse, ya que transformadores de grandes potencias utilizan una gran cantidad de aceite dieléctrico que puede llegar a ser de miles de litros; además de que estos equipos deben estar fuera de operación, lo que puede provocar situaciones críticas en la red eléctrica.

### **4.3. Reemplazo parcial de aceite dieléctrico**

Otra de las formas de reducir la cantidad de partículas de azufre corrosivo en el aceite dieléctrico de un transformador es realizar un reemplazo parcial del mismo. Para ello es necesario disolver aceite no corrosivo en el aceite que contiene partículas de azufre corrosivo, por medio de la utilización de plantas especiales para remover los DBDS del aceite. Los resultados satisfactorios que se obtengan y que reduzcan los riesgos, dependerán de las características de los aceites que se mezclen.

### **4.4. Recuperación de aceite con adsorbentes**

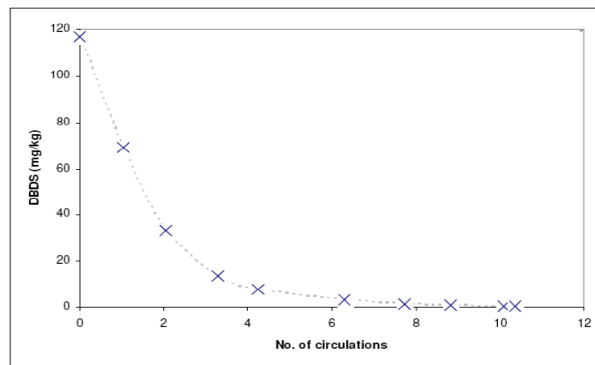
Las diferentes técnicas basadas en la adsorción de compuestos corrosivos del azufre pueden presentar variación sobre su eficiencia, ya que dependen de diversos factores como: tipo y cantidad de adsorbente, procedimiento y duración del tratamiento.

Estos tratamientos se llevan a cabo con tiempos más largos que otros, porque se debe encontrar el resultado deseado donde se considere la eliminación eficiente de los compuestos del azufre corrosivo. En casos donde

no se conozca el rendimiento del adsorbente a utilizar, es necesario realizar pruebas a escalas de laboratorio con muestras de azufre elemental.

Como un ejemplo utilizando adsorbentes para eliminación de DBDS se muestra la figura 22, en la cual se analizó un transformador de 190 MVA con un contenido de aceite de 60 Ton. En este se puede apreciar que después de la sexta circulación de aceite se obtienen valores considerablemente bajos de DBDS.

Figura 22. **Disminución de la concentración de DBDS en el aceite versus número de circulaciones**



Fuente: CIGRE. *Copper sulphide long term mitigation and risk assessment*. p. 75.

#### 4.5. Recuperación con tratamientos químicos

En estos tipos de tratamiento pueden utilizarse reactivos y adsorbentes naturales o sintéticos para generar la conversión química del azufre corrosivo. Estos procesos son similares a los métodos de descontaminación de PCB's, los cuales fueron los precursores por medio de experiencias aprendidas y que

además, al utilizar tratamientos químicos se obtuvieron resultados satisfactorios cuyos niveles de corrosión en aceites tratados no volvieron a elevarse.

Además de obtener resultados satisfactorios en la eliminación del azufre corrosivo se obtienen mejores propiedades químicas y se reducen las pérdidas dieléctricas en el aceite.

En la tabla XII se presentan los valores tanto físicos como químicos, antes y después del proceso, aplicados a un transformador de 15 MVA. En dicha tabla se muestra la reducción de concentraciones de DBDS, ya que se redujo a valores por debajo del límite de detección (5 ppm) los cuales se mantienen a largo plazo. Además, los resultados obtenidos con el método ASTM D 1275 B, demostraron también la reducción de corrosión en el aceite de valores iniciales de 4a a valores finales de 2c, manteniéndose a esos niveles sesenta meses después de su operación.

También muestran valores de reducción del factor de disipación dieléctrico (DDF) y del índice de acidez. El DDF regresa a sus valores originales con el paso del tiempo, en cambio el índice de acidez se conserva por debajo de los valores iniciales.

Esto es particularmente interesante, teniendo en cuenta que el aceite no se reinhibió después de la eliminación del DBDS, cuya acción antioxidante evidentemente no fue la única contribución a la resistencia del aceite a la oxidación. Es interesante ver que los valores de la tensión de ruptura dieléctrica (BDV) permanecen casi constantes.

Tabla XII. **Antes y después del tratamiento químico del aceite en un transformador**

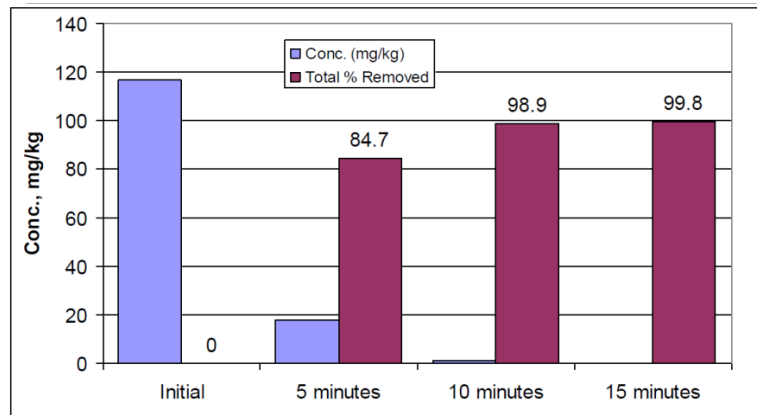
Tiempo (meses)	Acción	Tipo de prueba		BDV (kV)	DDF
		ASTM D 1275-B (Código)	DBDS (ppm)		
0	Inicio	Corrosivo (4b)	180	70	0,012
6		Corrosivo (4b)	170	75	0,015
18	Tratamiento químico	No corrosivo (2c)	<5	75	0,003
30		No corrosivo (2c)	<5	58	0,008
42		No corrosivo (2c)	<5	70	0,009
60	Servicio actual	No corrosivo (2c)	<5	72	0,010

Fuente: elaboración propia.

#### 4.5.1. Tratamiento con sodio

Este método principalmente es usado para la eliminación de PCB's en el aceite; usualmente se aplica en un modo discontinuo y se utilizan compuestos reactivos a base del sodio, como: sodio metálico, hidruro de sodio, hidruro de litio, entre otros. Esta práctica contiene altos riesgos de seguridad, ya que debe realizarse bajo presión y a temperaturas entre 150 a 300 °C. Este método es conocido como uno de los mejores tratamientos para la eliminación de azufre corrosivo y según la figura 23, quince minutos después de aplicado el compuesto de sodio, la concentración de corrosividad se redujo considerablemente.

Figura 23. Resultados aplicando sodio



Fuente: LEWAND, Lance. *Influence of corrosive sulfuro on the worlwide population of power transformers*. <http://docplayer.net/74943870-Influence-of-corrosive-sulfur-on-the-worldwide-population-of-power-transformers.html>. Consulta: septiembre de 2019.

#### 4.6. Adición de pasivador al aceite dieléctrico

Uno de los métodos más utilizados, el cual se desarrollará en el siguiente capítulo, es adicionar un desactivador de metales en el aceite dieléctrico de los transformadores que técnicamente se le llama pasivador de aceite.

##### 4.6.1. Antecedentes

Desde 1947 se conoce un inhibidor muy efectivo contra la corrosión del cobre, el cual es el benzotriazol (BTA); desde entonces se ha incluido en investigaciones, patentes y referencias. Su utilización ha sido para prevenir decoloraciones en superficies de cobre en condiciones atmosféricas o bien en superficies sumergidas, como por ejemplo artefactos arqueológicos e históricos.

En 1967 se sugirió el primer uso de pasivadores en aceite de transformadores por *Sun Oil Company*, en el que buscaban la estabilidad de oxidación en los aceites en respuestas aceleradas y refirieron como un desactivador de metales utilizando como catalizador una superficie de cobre, en la cual se disminuyó su efecto como catalizador, así como la cantidad de cobre que se diluyó en el aceite.

Después de casi 50 años de haber conocido este método es utilizado con alta solvencia luego de desarrollar los compuestos de pasivadores adecuados, ya que sus concentraciones han tenido un buen efecto sinérgico con inhibidores de oxidación.

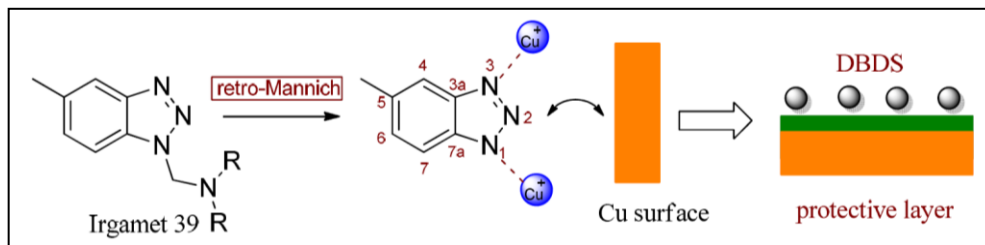
#### **4.6.2. ¿Qué son los pasivadores?**

Los compuestos pasivadores también son llamados desactivadores de metales; estos reaccionan con superficies metálicas reactivas y con partículas de metales que se encuentran disueltas, como el cobre y la plata, reduciendo las reacciones con los componentes del aceite.

El benzotriazol (BTA) e Irgamet 39, son los pasivadores que se utilizan frecuentemente para reducir el azufre corrosivo en los aceites.

En la figura 24 se presenta un bosquejo general de la reacción de los pasivadores; se puede observar que la molécula del pasivador Irgamet 39 reacciona con los iones de cobre, creando sustancias polímeras que son absorbidas por la superficie del cobre, bloqueando así la interacción con los DBDS.

Figura 24. **Bosquejo general de reacción de pasivadores**



Fuente: ZHAO Yaohong, QIAN Yihua, SU Wei. *Inhibition effectiveness and depletion characteristic of irgamet 39 in transformer oil*. p. 1.

#### 4.6.2.1. **Pasivador benzotriazol (BTA)**

Básicamente los pasivadores están compuestos por dos tipos, los que son a base de azufre y los de base de nitrógeno; los más usados son estos últimos en los cuales predomina el benzotriazol (BTA) y sus derivados.

El BTAH es un compuesto heterocíclico que es orgánico, con una masa molar de 119,124 g/mol, es producido por medio de una reacción de ortofenilendiamina con nitrito de sodio y ácido acético, dando como resultado un polvo blanquecino a temperatura ambiente y su estructura química es C<sub>6</sub>H<sub>5</sub>N<sub>3</sub>.

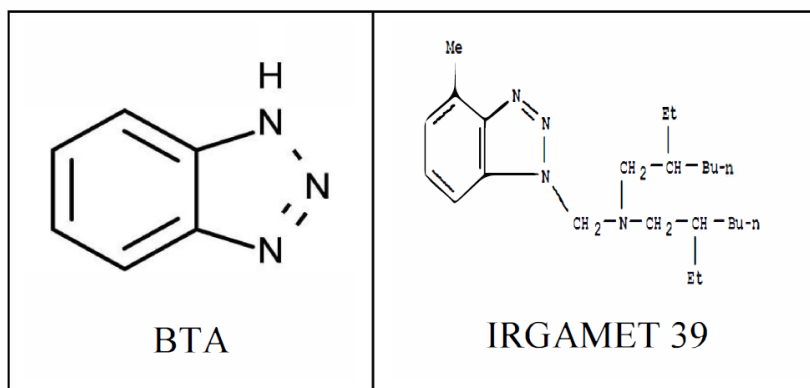
La característica principal del BTA es que a temperatura ambiente se muestra como una sólida granular, la cual requiere calentarse para que pueda ser mezclada en el aceite. No obstante, el derivado del BTA se muestra en forma líquida en temperatura ambiente, ya que contiene moléculas de hidrocarburos en su composición química y esto hace que pueda disolverse más fácilmente en el aceite dieléctrico del transformador. El BTA comúnmente es utilizado tanto en ambientes húmedos como en sistemas de enfriamiento.

#### 4.6.2.2. Pasivador Irgamet 39

Otro tipo de pasivador que se sugiere para suprimir las reacciones corrosivas en el azufre es el Irgamet 39. Actualmente es uno de los compuestos más recomendados para prevenir la corrosión del cobre en transformadores. Este tipo de pasivador es una variación del tolitriazol (TTA), ya que es menos hidrofóbico, y de la base del benzotriazol (BTA).

Las moléculas del pasivador Irgamet 39 son orientadas a proteger la superficie del conductor de la corrosión del azufre. Se presenta en forma líquida con una densidad de  $0,95 \text{ g/cm}^3$  a  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , tiene baja volatilidad, es de fácil manejo, es altamente soluble en el aceite mineral, no afecta las propiedades dieléctricas del transformador y su punto de inflamación es mayor a  $150 \text{ }^\circ\text{C}$ . Por tener buena solubilidad en el aceite es considerado mejor que el BTA.

Figura 25. Estructura del pasivador BTA e Irgamet 39



Fuente: AKSHATHA A; KUMAR, Ravi;. RAJAN, Sundara; MURTHY, Keshava; and VISWANATH, G.R.. *Assessment of passivated mineral oil in mitigating the formation of copper sulphide in transformers.* p. 1.

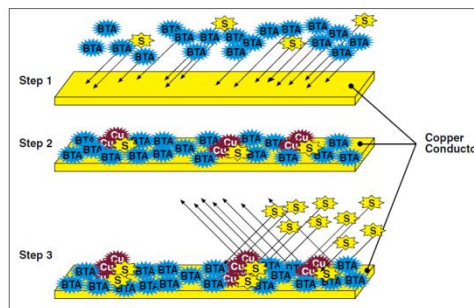


### 4.6.3. Función de los pasivadores

La función principal de los pasivadores, en el caso del BTA, es hacer que sus moléculas sean unidas con la superficie de los metales como el cobre o plata, creando así un enlace químico.

Las moléculas del pasivador son atraídas a la superficie del metal, cubriendo un sitio específico, para que no pueda ser atacado por las moléculas del azufre corrosivo. Las moléculas del pasivador también pueden formar enlaces con partículas del cobre que se encuentren libres dentro del aceite. Es importante considerar que las partículas del azufre corrosivo seguirán atacando el metal, por lo que competirá con el BTA para tener una superficie del metal.

Figura 26. Acción de un pasivador

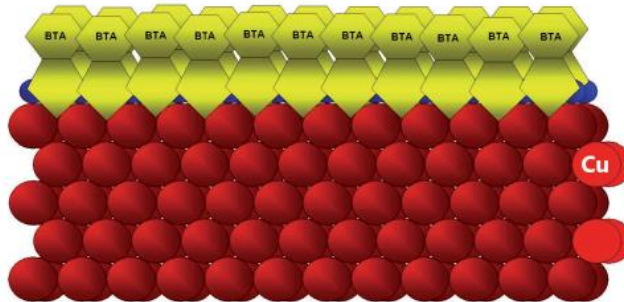


Fuente: LEWAND, Lance. *Passivators – what they are and how they work*. p. 2.

En otras palabras, la aplicación de un pasivador como Irgamet 39 o el benzotriazol (BTA), permite reducir las reacciones entre el cobre y el sulfuro corrosivo. Además, logra reducir los compuestos de cobre en las fibras del papel, ya que este también está impregnado de aceite y como consecuencia

puede generarse entre una a tres capas protectoras en la superficie de los metales, lo cual impide la reacción de compuestos corrosivos.

Figura 27. **Efecto del pasivador en una superficie de cobre**



Fuente: LEWAND, Lance. *Influence of corrosive sulfuro on the worldwide population of power transformers*. <http://docplayer.net/74943870-Influence-of-corrosive-sulfur-on-the-worldwide-population-of-power-transformers.html>. Consulta: septiembre de 2019.

#### 4.6.4. Factores que influyen en la pasivación

Dentro de la pasivación se consideran factores importantes y que influyen en el proceso, los cuales se describen a continuación.

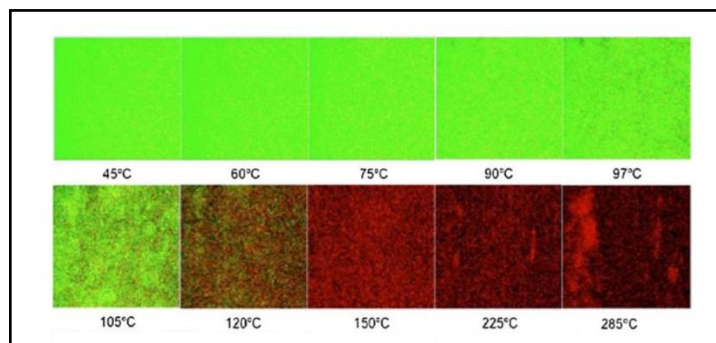
##### 4.6.4.1. Temperatura

La temperatura es un factor muy importante que debe considerarse dentro del proceso de pasivación, tomando en cuenta que este mismo factor aumenta la formación de sulfuros dentro del aceite.

De acuerdo con estudios realizados por medio de envejecimiento del cobre, considerando una capa del pasivador Irgamet 39 sobre la superficie de este metal, se encontraron imágenes por medio de espectrometría de masas de iones secundarios. Estas imágenes mostraron los cambios de degradación de

la capa de pasivación al aumentar la temperatura, exponiendo la superficie del metal. En la figura 28 se aprecia la degradación del pasivador (color verde) y la exposición de la superficie metálica (color rojo) al aumentar la temperatura.

Figura 28. **Imágenes de la superficie de cobre a diferentes temperaturas (verde: capa de pasivación, rojo: cobre)**

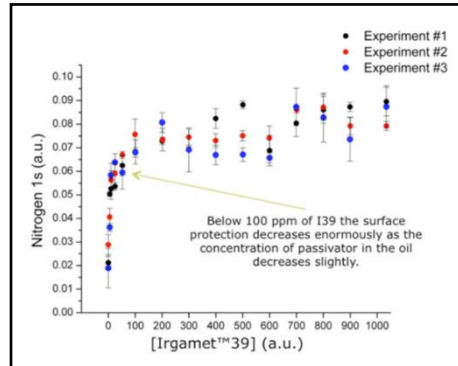


Fuente: SAMARASINGHE, Martin, MA, H. and T.K. Saha. *A review on influencing factors of sulphur corrosion and metal passivation in power transformers*. p. 4.

#### 4.6.4.2. Concentración

Con base en experimentos realizados sobre las concentraciones del pasivador Irgamet 39 y utilizando la prueba de espectroscopía (fotoelectrones de rayos X) para conocer la intensidad de la capa del pasivador sobre la superficie del cobre, se encontró que dicha capa alcanza niveles de saturación y un estado estacionario de entre 100 a 200 ppm.

Figura 29. Curva de saturación de la capa de pasivación Irgamet 39



Fuente: SAMARASINGHE, Martin, MA, H. and T.K. Saha. *A review on influencing factors of sulphur corrosion and metal passivation in power transformers*. p. 4.

En la figura 29 se muestra el resultado de tres experimentos con pasivador Irgamet 39, en el cual se visualiza que la curva resultante de la capa del pasivador muestra una saturación a partir de los 100 ppm, por lo que se recomienda pasivar un aceite a un valor no menor a este.

#### 4.6.4.3. Subproductos de oxidación de aceite mineral

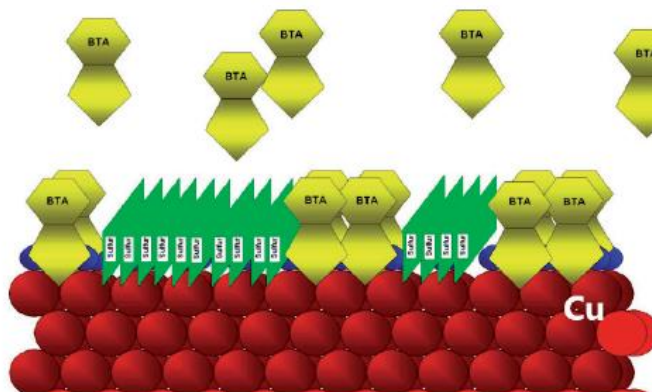
Según los resultados adquiridos por estudios realizados donde se agregan subproductos de oxidación (oxígeno) al aceite pasivado con benzotriazol, se obtuvieron mediciones que indicaron que estos degradan la pasivación. Por lo que se comprende que las reacciones del aceite con el oxígeno promueven la degradación del pasivador aplicado.

#### 4.6.5. Consideraciones de implementación

Es importante conocer que este método es económico y eficiente, pero no elimina la totalidad de corrosión existente en el aceite; por lo que es necesario llevar un control periódico de la concentración del pasivador aplicado.

El pasivador aplicado puede ser agotado por las partículas de DBDS (ver figura 30) y las capas destruidas deberán ser restauradas nuevamente, considerando nuevos análisis para determinar la concentración de pasivador que es necesario aplicar para mantener concentraciones superiores a 25 mg/kg.

Figura 30. **Agotamiento del pasivador y ataque del azufre corrosivo en superficie de cobre**



Fuente: LEWAND, Lance. *Influence of corrosive sulfuro on the worlwide population of power transformers*. <http://docplayer.net/74943870-Influence-of-corrosive-sulfur-on-the-worldwide-population-of-power-transformers.html>. Consulta: septiembre de 2019.

#### 4.7. Resumen de los métodos de mitigación de azufre corrosivo

En general, una vez que han sido detectadas partículas de azufre corrosivo en el aceite dieléctrico dentro de un transformador, aun aplicando los

métodos antes descritos, las partículas de este compuesto no pueden ser removidas totalmente, ya que antes de la implementación de los tratamientos ha afectado partes internas del mismo transformador y pueden producirse fallas debidas a este fenómeno. Por lo que es importante implementar un seguimiento de verificación.

#### **4.7.1. Comparación de métodos**

La técnica actual más utilizada es la adición de un pasivador en el aceite del transformador, ya que tiene una alta eficacia, es de bajo costo y es un procedimiento simple de aplicar, aunque en algunos casos no se puede citar como una medida de mitigación a largo plazo; además, es necesario sacar de operación al transformador o bien utilizar equipo especial para reacondicionar el aceite sin desconectarlo de la red.

Al realizar un reemplazo completo o parcial del aceite puede obtenerse estabilidad a largo plazo, pero se considera como una de las prácticas más costosas y menos ecológicas; además de ser necesaria la desconexión del transformador de la red, requiere de una serie de pasos operativos, lo cual depende también del diseño del transformador.

El tratamiento fisicoquímico es considerado como una de las soluciones más efectivas para reducir la corrosión de los aceites. Este método requiere equipo especial y no convencional, que generalmente lo manejan empresas especializadas; además, se logra una alta eficiencia y estabilidad a largo plazo. Por lo general, la aplicación de este proceso dura demasiado tiempo, dependiendo del tamaño del transformador y en la mayoría de casos no es necesaria la desconexión.

En la tabla XIII se muestra un comparativo general de ventajas e inconvenientes que pueden tener las diferentes prácticas para reducir el azufre corrosivo en el aceite de los transformadores.

Tabla XIII. **Comparativo de condiciones sobre los diferentes métodos de mitigación de azufre corrosivo**

Categoría	Pasivación	Cambio de aceite	Tratamiento químico de aceite	Despolarización
Sencillez	Alta	Baja/media	Bajo	Baja/media
Duración	Baja	Baja/media	Alto	Media/alta
Bajo carga	Sí/No	No	Sí	Sí
Eficiencia	Baja/media	Media/alta	Alta	Alta
Mejor propiedades del aceite	No	Sí	Sí	Sí
Duración del rendimiento	Baja	Alta	Alta	Alta
Ambiente	Desconocido	Baja	Alto	Alta
Costo / beneficio	Muy bajo	Medio/alta	Media/alta	Alto

Fuente: elaboración propia.



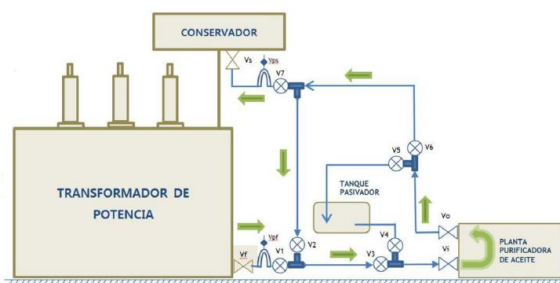


## 5. PROCEDIMIENTO CON DESACTIVADOR DE METALES EN ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

### 5.1. Pasivado en aceites dieléctricos

Entre las técnicas para prevenir o minimizar el azufre corrosivo en los transformadores de potencia se encuentra la aplicación de desactivador de metales en el aceite dieléctrico, la cual también es llamada pasivación. Este proceso es considerado como una de las mejores soluciones a nivel mundial, debido a que se realiza de una forma más práctica. En la figura 31 se muestra un esquema del proceso de pasivación de un transformador de potencia.

Figura 31. Proceso de pasivación



Fuente: RUÍZ, Isdaldo y TASCÓN, Harold. *Evaluación y disminución del riesgo de falla de transformadores de potencia con aceite aislante contaminado con azufre corrosivo*.  
<https://docplayer.es/8633790-Evaluacion-y-disminucion-del-riesgo-de-falla-de-transformadores-de-potencia-con-aceite-aislante-contaminado-con-azufre-corrosivo.html>. Consulta: septiembre de 2019.

Este proceso consiste en la aplicación de compuestos en el aceite dieléctrico; estos reaccionan con la superficie de cobre creando finas capas protectoras para evitar el contacto con las partículas de los aceites corrosivos y algún otro ataque químico adicional al cobre.

Entre los compuestos más utilizados considerados como desactivadores de metales se encuentra el benzotriazol (BTA) y el Irgamet 39 (Ir 39). La eficacia a largo plazo para la inhibición de la formación de sulfuros de cobre de estos compuestos ha sido investigada intensamente, ya que en algunos países esta práctica se ha ido desarrollando en las últimas décadas.

Generalmente el uso del pasivador BTA se usa en superficies de cobre en ambientes húmedos y los derivados de BTA como el Irgamet 39, se aplica en fluidos como los aceites aislantes.

## **5.2. Identificación de parámetros e inspecciones generales de los equipos**

Antes de aplicar un desactivador de metales en el aceite dieléctrico de los transformadores de potencia, se deben tomar en cuenta algunos parámetros para realizar dicho proceso, así también efectuar inspecciones y verificaciones a los equipos a tratar.

### **5.2.1. Parámetros principales para el proceso**

A continuación, se dan algunos parámetros que deben ser considerados en el momento de realizar inspecciones y mantenimientos a un transformador.

#### **5.2.1.1. Temperatura**

Este parámetro está directamente relacionado con la vida útil del transformador y principalmente en el sistema de aislamiento. Usualmente la temperatura máxima permitida para el aceite es de 90 °C y en el punto más caliente asciende a 110 °C.

La temperatura del aceite debe ser regularmente registrada y comparada conforme el seguimiento de cada proceso al cual es intervenido el transformador.

#### **5.2.1.2. Nivel de aceite**

Este parámetro varía en función con la temperatura y por ende se deben de tomar al mismo tiempo los datos de nivel de temperatura, además de considerarse el aislamiento y el tipo de refrigeración del transformador. También se deben verificar los niveles de aceite en los *bushing* cuando posea indicadores. Esto es importante ya que si el nivel de aceite oscila notoriamente en relación con la temperatura, pueden prevenirse fallas.

#### **5.2.1.3. Presión de nitrógeno**

Esto se debe de considerar cuando el transformador es del tipo sellado, ya que cuando se muestra una lectura de cero en el medidor de presión/vacío por un tiempo considerable, es un indicativo de que existe alguna fuga en el sistema de sellado. El medidor siempre debe mostrar una presión positiva, usualmente mayor a 2 psi.

## **5.2.2. Inspecciones generales**

Es importante realizar inspecciones a los equipos, ya que por medio de estas se determinan acciones preventivas o correctivas, antes de realizar alguna acción en los transformadores. A continuación, se describen algunas inspecciones o verificaciones más comunes.

### **5.2.2.1. Inspección visual**

Esta es una práctica que se realiza usualmente sin desenergizar el transformador de potencia, solamente se hace una inspección visual de cada parte del mismo y puede reflejar criterios de inspección como: grave, leve o sin novedad.

Entre las partes a considerar se pueden mencionar las siguientes:

- Cuba y tanque conservador
- Conexiones a tierra
- Porcelanas de los *bushings*
- Radiadores y ventiladores
- *Relé Buchholz*
- Cambiador de taps
- Indicadores de nivel de aceite y de temperatura

### **5.2.2.2. Inspección termográfica**

Esta práctica tiene como objetivo principal detectar por medio de cámaras de termovisión infrarroja, áreas, componentes o conexiones con aumento de temperatura. Esta se aplica para determinar si es necesario considerar algún

proceso adicional antes de originar un defecto en los componentes del transformador. Entre las causas que puede originar algún calentamiento están: conexiones flojas o con algún grado de corrosión, suciedad en conexiones o en contactos principales, degradación de los materiales, entre otros.

Entre las partes que se deben considerar dentro de una inspección termográfica se pueden mencionar las siguientes:

- Cuba y tanque conservador
- *Bushings*
- Conexiones primarias y secundarias
- Sistema de refrigeración y ventiladores
- Sistemas de protección y control

#### **5.2.2.3. Verificación de piezas de fijación y de las válvulas**

Cuando se verifique que los terminales o tornillería no se encuentran completamente apretados, será necesario desenergizar el transformador y apretarlos, principalmente los de puesta a tierra. Esto puede aplicarse también a las diferentes válvulas del transformador.

#### **5.2.2.4. Verificación de fugas de aceite**

Es importante realizar la verificación de fugas de aceite, independientemente del área visualizada del transformador, ya que estas pueden ser causadas por el deterioro de empaques, herrumbres o corrosión en la pintura, por lo que se debe verificar cuidadosamente cada elemento del transformador. Entre ellos se pueden mencionar:

- Cuba y tanque de expansión
- Válvulas del transformador
- *Bushings*

Figura 32. **Fuga de aceite en cuba del transformador**



Fuente: Subestación Guatemala Sur, INDE.

#### **5.2.2.5. Respiradores de silicagel**

Cuando el transformador esté provisto de un respirador de silicagel, es necesario revisarlo, con el objeto de detectar la existencia de decoloración del mismo; esto servirá para indicar si existe alguna saturación de humedad o algún contaminante en el respirador. En la figura 33 se muestra un respirador de silicagel decolorado.

Figura 33. **Respirador de silicagel decolorado**



Fuente: Subestación Guatemala Sur, INDE.

### **5.2.3. Criterios generales de inspección de equipos**

Este apartado considera criterios en donde laboratorios como INGENDESA, DOBLE y SEA MARCONI indican que un equipo puede estar potencialmente en riesgo por azufre corrosivo, por lo que es necesario realizar pruebas de corrosividad en el aceite antes de que se produzca una falla. A continuación, se presenta un listado de criterios en los cuales un equipo puede estar en riesgo:

- Tensión de operación mayor a 66 kV
- Potencia superior a 4 MVA
- Fabricados después de 1999
- Operan bajo condiciones de sobrecarga
- Contienen aceite refinado entre 1980 y 2005
- Contienen concentraciones elevadas de gases combustibles
- Incrementos en la concentración de gases disueltos en el aceite
- Contiene presencia de antioxidantes (principalmente DBDS)

### **5.3. Toma de muestras de aceite**

Para este proceso es necesario que el muestreo sea preciso, ya que es importante evaluar la calidad del aislamiento líquido, de lo contrario no será directamente representativo al contenido completo. La norma ASTM D 923 hace referencia a consideraciones necesarias para tomar muestras correctas.

#### **5.3.1. Consideraciones generales**

A continuación, se muestran algunas consideraciones generales para la toma de muestra de aceite, esto con el fin de obtener una muestra representativa y confiable para realizar las pruebas correspondientes.

- La muestra de aceite debe ser tomada a través de la válvula de muestreo, desde el fondo del tanque.
- El recipiente utilizado para la muestra debe ser preparado, de tal manera que esté libre de contaminantes y de humedad.
- Para evitar la existencia de condensación en el aceite, la muestra debe ser tomada en un día seco cuando la temperatura del aceite sea mayor que la del ambiente.
- No se deben tomar muestras de aceite cuando la humedad relativa del ambiente sea mayor a 50 %.
- La válvula de muestreo debe ser limpiada cuidadosamente y para ello es necesario realizar un drenaje previo con una cantidad pequeña de aceite.



- El recipiente para pruebas se deberá enjuagar (purgar) por lo menos una vez, con el aceite que se va a investigar.
- Evitar contacto de cuerpos externos en la parte interior del recipiente para muestras.

### **5.3.2. Procedimiento para toma de muestras**

En la parte inferior de los transformadores está instalada una válvula de drenaje que facilita la extracción de la muestra; a estos, cuando es necesario, se acoplan tubos o válvulas de distintas medidas.

El recipiente que se utiliza para almacenar la muestra del aceite después de su extracción varía con base en el tipo de prueba que se realice y la cantidad de aceite que se va a utilizar.

#### **5.3.2.1. Recipientes de vidrio**

- Botellas de vidrio: pueden ser con tono ámbar para proveer protección contra la luz ultravioleta o claras, a las cuales se les debe de cubrir con protectores. Los tapones deben elaborarse con forros de teflón o polietileno para considerarse seguros.

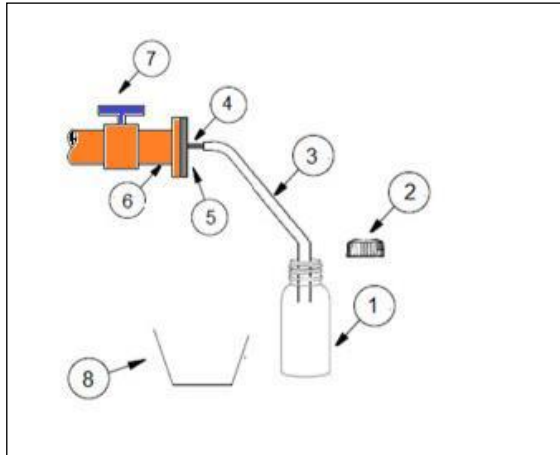
A continuación, en la tabla XIV, se describe el procedimiento para la toma de la muestra en un recipiente de vidrio.

Tabla XIV. **Procedimiento para toma de muestra con recipiente de vidrio**

Pasos	Acción	Puntos indicadores (Ver figura 34)
1	Retirar la tapa de la válvula, la cual será el punto de muestreo.	6
2	Retirar toda la suciedad y polvo visibles del punto de muestreo.	6
3	Colocar un adaptador adecuado con la boquilla en el punto de muestreo.	4, 5 y 6
4	Fijar una pieza de tubo de plástico a la boquilla.	3 y 4
5	Abrir la válvula de drenaje de aceite y dejar que al menos 2 litros de aceite fluyan lentamente hacia un contenedor de residuos.	7 y 8
6	Enjuagar el interior de la botella de vidrio con aceite	1
7	Llenar la botella de vidrio hasta tener la muestra completa.	1
8	Enjuagar el tapón con aceite.	2
9	Cerrar la válvula de drenaje de aceite.	7
10	Cerrar inmediatamente la botella de vidrio.	1

Fuente: elaboración propia.

Figura 34. Toma de muestra en recipiente de vidrio



Fuente: ARGUETA RIVAS, Carlos Eduardo; CONTRERAS RECINOS, Francisco René; GUARDADO TAMAYO, Oscar Mauricio. *Análisis de causas y efectos producidos por el deterioro del aceite dieléctrico para transformadores pad mounted y su relación con el índice de fallas*. p. 55.

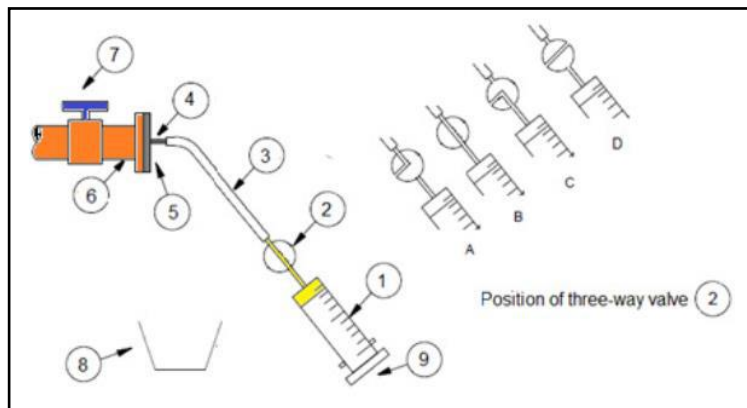
- Jeringas de vidrio: es el recipiente apropiado para tomar una muestra que permita realizar pruebas de gases y de humedad en el aceite, ya que previenen de manera satisfactoria el ingreso de otros componentes a la muestra. Las muestras extraídas con jeringas de vidrio deben protegerse de la luz solar utilizando cajas o protectores adecuados. A continuación, en la tabla XV, se describe el procedimiento para la toma de la muestra con jeringas.

Tabla XV. Procedimiento para toma de muestra con jeringa de vidrio

Pasos	Acción	Puntos indicadores (Ver figura 35)
1	Retirar la tapa de la válvula, la cual será el punto de muestreo.	6
2	Retirar toda la suciedad y polvo visibles del punto de muestreo.	6
3	Montar un adaptador adecuado con boquilla en el punto de muestreo.	4, 5 y 6
4	Fijar una pieza de tubo de plástico a la boquilla.	3 y 4
5	Abrir la válvula de drenaje de aceite y dejar que al menos 2 litros de aceite fluyan lentamente hacia un contenedor de desechos. A continuación, ajustar la válvula de drenaje de aceite a un flujo de aceite muy lento.	7 y 8
6	Ajustar la válvula de jeringa de tres vías a la posición (A) y luego fijarla a la tubería de plástico. Dejar que un poco de aceite se drene al contenedor de residuos.	2A, 3 y 8
7	Girar la válvula de jeringa de tres vías a la posición (B) para permitir que el aceite entre en la jeringa. El émbolo no debe ser retirado, ya que se debe permitir volver a la presión del aceite.	1, 2A y 9
8	Girar la válvula de jeringa de tres vías a la posición (C) para permitir que el aceite de la jeringa fluya hacia el recipiente de residuos mientras se empuja el émbolo para vaciar la mayor parte de aceite en la jeringa. Debe hacerse de manera vertical para asegurarse que todas las burbujas de aire sean expulsadas.	2C, 8 y 9
9	El procedimiento descrito en las etapas 7 y 8 se repite entonces hasta que no se presentan burbujas de gas.	
10	Girar la válvula de jeringa de tres vías a la posición (B) y llenar la jeringa con aceite hasta 50 ml.	1 y 2B
11	A continuación, girar la válvula de jeringa de tres vías (2) a la posición para cerrar el lado de la jeringa y desconectarlo de la tubería de plástico. Regresar la jeringa con su válvula de tres vías al paquete	1, 2D y 3
12	Cerrar la válvula de drenaje de aceite.	7

Fuente: elaboración propia.

Figura 35. Toma de muestra con jeringa de vidrio



Fuente: ARGUETA RIVAS, Carlos Eduardo; CONTRERAS RECINOS, Francisco René; GUARDADO TAMAYO, Oscar Mauricio. *Análisis de causas y efectos producidos por el deterioro del aceite dieléctrico para transformadores pad mounted y su relación con el índice de fallas*. p. 56.

### 5.3.2.2. Recipientes plásticos

Estos recipientes son los más utilizados porque contienen una alta resistencia mecánica; protegen la muestra de la luz directa y son apropiados para evaluar la calidad del aceite.

Los recipientes fabricados de polietileno de alta densidad resultan adecuados para el análisis de contenidos furánicos, pruebas electroestáticas o tendencias de carga. Los recipientes de vidrio pueden afectar los resultados de la muestra, ya que las paredes de vidrio atraen los componentes furánicos semipolares y los elimina de la muestra. El proceso de toma de muestra para un recipiente de plástico se realiza de igual forma que cuando se toma la misma muestra en un recipiente de vidrio.

### 5.3.3. Identificación de muestras

La identificación o marca de las muestras en el proceso es un aspecto vital y está usualmente ligada al recipiente. Al no identificarse de buena manera no pueden ser relacionadas con ninguna muestra específica; incluso, a falta de información la muestra se vuelve inservible porque no puede relacionarse con un equipo específico.

Figura 36. Ejemplo de etiqueta para identificar una muestra

 Comisión Federal de Electricidad		<b>MUESTRA DE ACEITE AISLANTE</b>	
<b>PROCEDENCIA:</b> _____	<input type="checkbox"/>	FISICO-QUIMICO-DIELECTRICO	
<input type="radio"/> <b>S.E.</b> _____	<input type="checkbox"/>	CROMATOGRAFÍA DE GASES	
<b>EQUIPO:</b> _____	<input type="checkbox"/>	BPC'S	
<b>No. SERIE:</b> _____			
<b>FECHA DE MUESTREO:</b> _____			
Domicilio de la Subarea que corresponde y No. telefónico con lada			

Fuente: Etiqueta para identificar una muestra. *Manual de transformadores y reactores de potencia, Tomo II. Anexo C, p. 56.*

### 5.4. Determinación de azufre corrosivo

Para determinar el grado de azufre corrosivo dentro de las muestras, se realiza una prueba cualitativa, la cual detecta la presencia de componentes corrosivos por efectos visibles que se producen sobre otros materiales, o bien mide compuestos químicos específicos. La descripción específica para determinar si una muestra de aceite contiene azufre corrosivo y su grado de

corrosión, se realiza conforme a las pruebas descritas en el numeral 3.3.: Pruebas de detección de azufre corrosivo.

A continuación, se nombran las pruebas más utilizadas y que determinan de una mejor manera el contenido de azufre corrosivo en aceite dieléctrico.

#### **5.4.1. Prueba conforme norma ASTM D 1275, método B**

Esta prueba ha sido utilizada durante muchos años para detectar presencia de azufre corrosivo en aceites. La prueba de tira de cobre extendida ha sido una de las herramientas más poderosas para identificar aceites con problemas.

Generalmente, la prueba ASTM D 1275 B es una prueba cualitativa y emplea una tira de cobre doblada y sumergida en un frasco de vidrio con 220 ml de aceite, tratado con una corriente de nitrógeno y colocado dentro de un horno a 150 °C durante 48 horas.

Al final de la prueba se realiza una comparación de la tira de cobre con el patrón de espectros de colores de la norma ASTM D 130, de los cuales se determina el nivel de corrosión en el aceite.

#### **5.4.2. Prueba de CCD según IEC 62535**

La parte esencial de este método es envolver las varillas de cobre, ya que en algunos casos se ha observado que se puede producir una decoloración del papel muy fuerte; esta se debe al envejecimiento severo o a la poca estabilidad oxidativa del aceite.

Para esta prueba se utilizan varillas de cobre cubiertas con 4 capas de papel que son introducidas en dos viales con 15 ml de aceite y puestos a una temperatura de 150 °C durante 3 días (72 horas). Al finalizar, el cobre también es evaluado por medio del espectro de colores de la norma ASTM D 130.

## **5.5. Adición del pasivador al aceite**

La concentración típica sugerida de pasivadores es de aproximadamente 100 ppm, la cual se utiliza para suprimir la electrificación de la corriente en transformadores con diseños grandes y es utilizado como antioxidantes.

### **5.5.1. Aplicando BTA (benzotriazol)**

Como se indicó anteriormente, el benzotriazol se muestra como un sólido granular a temperatura ambiente. Comúnmente es utilizado en ambientes húmedos. Debido a que es sólido y granulado, se hace necesario utilizar un estanque auxiliar de aproximadamente de 2 000 litros para que se incorpore totalmente al aceite; además se puede complementar su homogeneización de una forma manual, ya que su completa incorporación al aceite requiere largos periodos de mezcla.

### **5.5.2. Aplicando Irgamet 39**

Este es un derivado del BTA, el cual se muestra en forma líquida en temperatura ambiente y hace que se pueda disolver más fácilmente en el aceite dieléctrico del transformador, tal como se indicó en un capítulo anterior. Para la aplicación de Irgamet solamente es necesaria la planta de tratamiento para realizar la incorporación de este compuesto, ya que su homogeneización es más rápida.



Figura 37. **Tanque auxiliar y homogeneización manual**



Fuente: TRANSELEC. *Azufre corrosivo en transformadores y reactores de poder de TRANSELEC.* <https://dokumen.tips/documents/azufre-corrosivo-en-transformadores-y-reactores-de-poder-agosto-2009-azufre.html>. Consulta: septiembre de 2019.

Figura 38. **Presentación de Irgamet 39**



Fuente: RUÍZ, Isdaldo y TASCÓN, Harold. *Evaluación y disminución del riesgo de falla de transformadores de potencia con aceite aislante contaminado con azufre corrosivo.* <https://docplayer.es/8633790-Evaluacion-y-disminucion-del-riesgo-de-falla-de-transformadores-de-potencia-con-aceite-aislante-contaminado-con-azufre-corrosivo.html>. Consulta: septiembre de 2019.

### 5.5.3. Cantidad de pasivador

A continuación, un ejemplo para determinar la cantidad de pasivador, que se va a utilizar para una concentración de 100 ppm en el aceite dieléctrico:

Datos iniciales:

Volumen de aceite dieléctrico: 8 100 galones

Densidad de aceite dieléctrico: 0,88 g/cm<sup>3</sup>

Densidad del pasivador (Irgamet 39): 0,95 g/cm<sup>3</sup>

Ecuación 1:

$$ppm = \frac{\text{Masa de soluto (mg)}}{\text{Masa de solución (kg)}}$$

Ecuación 2:

$$ppm = \frac{\text{Masa de soluto (mg)}}{\text{Volumen de la solución (lt)}}$$

Ecuación 3:

$$\text{Volumen} = \frac{\text{masa}}{\text{densidad}}$$

Pasos:

- Primero: se debe de convertir la cantidad de volumen del aceite a dimensionales del Sistema Internacional; en este caso en litros, luego con la ecuación 3 se convierte la cantidad de masa en kg.

$$8\,100 \text{ gal} \times \frac{3,785 \text{ l}}{1 \text{ gal}} = 30\,658,5 \text{ l}$$

$$30\,658,5\text{ l} \times \frac{1\,000\text{ cm}^3}{1\text{ l}} \times \frac{0,88\text{ g}}{\text{cm}^3} \times \frac{1\text{ kg}}{1\,000\text{ g}} = 26\,979,48\text{ kg}$$

- Segundo: se despeja la ecuación 1 creando la ecuación 4 y luego se encuentra la masa del soluto (masa de pasivador), considerando que la concentración debe ser de 100 ppm.

Ecuación 4:

*Masa de solución (kg) x concentración (ppm) = Masa de soluto (mg)*

$$26\,979,48\text{ kg} \times 100\text{ ppm} = 2\,697\,948\text{ mg}$$

- Tercero: con la cantidad de masa de Irgamet 39 encontrado, se convierte a cantidad de volumen.

$$2\,697\,948\text{ mg} = \frac{1\text{ g}}{1\,000\text{ mg}} \times \frac{\text{cm}^3}{0,95\text{ g}} \times \frac{1\text{ l}}{1\,000\text{ cm}^3} = 2,839\text{ l}$$

Datos finales del aceite:

Volumen: 8 100 galones (30 658,5 l)

Densidad: 0,88 g/cm<sup>3</sup>

Masa: 26 979,48 kg

Datos del pasivador (Irgamet 39):

Volumen: 2,839 l

Densidad: 0,95 g/cm<sup>3</sup>

Masa: 2 697 948 mg

Cuando se utiliza el pasivador benzotriazol, solamente se calcula la cantidad de masa que se aplicará en el aceite dieléctrico.

#### **5.5.4. Procedimiento**

El pasivador que se utilizará para el procedimiento es Irgamet 39, ya que es el más conveniente para esta práctica y se puede suministrar como cualquier aceite a un transformador, siempre y cuando se tomen las consideraciones establecidas como la reducción de las partículas de agua, partículas de gases, entre otros.

Para la adición del pasivador se debe mantener un control estricto en el proceso, principalmente de las variables: temperatura y presión; esto con el objeto de evitar la contaminación o degradación del aceite.

Se inicia el proceso realizando un tratamiento preliminar del aceite, el cual consiste en el tratamiento de termovaciación del mismo, donde se retira el aceite por medio de una válvula en la parte inferior del transformador y se inyecta nuevamente por la parte superior del mismo por medio de otra válvula.

Se debe controlar la temperatura del sistema de calefacción de la planta de tratamiento, la cual debe de mantener el aceite en un rango de 50 a 56 °C.

Cuando el aceite tenga una temperatura estable de 55 °C aproximadamente, se debe agregar la cantidad del pasivador Irgamet 39, el cual se calcula de acuerdo con el peso o volumen del aceite. El pasivador se ingresa en el proceso en línea de una forma dosificada, para lograr una homogeneización en todo el aceite.

Para obtener una homogeneización completa del sistema, en el proceso se realizan cinco ciclos de la totalidad del aceite.

Para el proceso de deshidratación del aceite, se utiliza una bomba de vacío con una capacidad de proceso de 75 m<sup>3</sup>/h y una presión final por debajo de 133,322 pa.

El proceso se concluye cuando el nivel de humedad está por debajo de 10 ppm, lo cual se verifica en el proceso mediante una sonda Vaisala; la rigidez dieléctrica del aceite debe estar por encima de los valores aceptables.

Figura 39. **Planta de tratamiento**



Fuente: RUÍZ, Isaldo y TASCÓN, Harold. *Evaluación y disminución del riesgo de falla de transformadores de potencia con aceite aislante contaminado con azufre corrosivo*. <https://docplayer.es/8633790-Evaluacion-y-disminucion-del-riesgo-de-falla-de-transformadores-de-potencia-con-aceite-aislante-contaminado-con-azufre-corrosivo.html>. Consulta: septiembre de 2019.

### **5.5.5. Recomendaciones para el proceso**

No se debe agregar algún pasivador sin la respectiva preparación, aun cuando la cantidad que se va a adicionar es baja.

Se deben de seguir los mismos procedimientos como si fuese un llenado de aceite estándar.

Cuando la cantidad de pasivador que se va a agregar es pequeña, se puede diluir en una cantidad de aceite del transformador esto evitará durante el proceso que disminuya el nivel existente dentro del transformador.

No se debe de agregar el pasivador de una manera constante y directa dentro del proceso de circulación, ya que esto evitaría la homogeneización del mismo.

No es recomendable agregar pasivador por medio del tanque conservador, aun cuando sean cantidades pequeñas, ya que esto puede generar un retraso de tiempo antes de que llegue a las superficies internas del transformador.

Es necesario que el proceso de pasivación lo realice personal capacitado y con experiencia.

Cuando se ponga nuevamente en servicio el transformador es necesario realizar una inspección externa para garantizar el estado correcto, tanto de todas sus partes como de sus accesorios.

## **5.6. Resultados y monitoreo**

Con base en un estudio realizado por el grupo de trabajo de (CIGRE) sobre el rendimiento a largo plazo de unidades pasivadas, se recopilaron experiencias sobre 7 empresas de todo el mundo (4 de servicios públicos y 3 laboratorios). Se incluyeron 72 unidades que fueron monitoreadas regularmente conforme a los resultados del contenido de Irgamet 39 en los aceites.

Dentro del estudio se observó que el 66 % de las unidades tenían una concentración estable al transcurrir el tiempo, pero el 33 % tuvo indicios de agotamiento, aun así, ningún equipo falló durante el estudio.

### **5.6.1. Casos de agotamiento de pasivado**

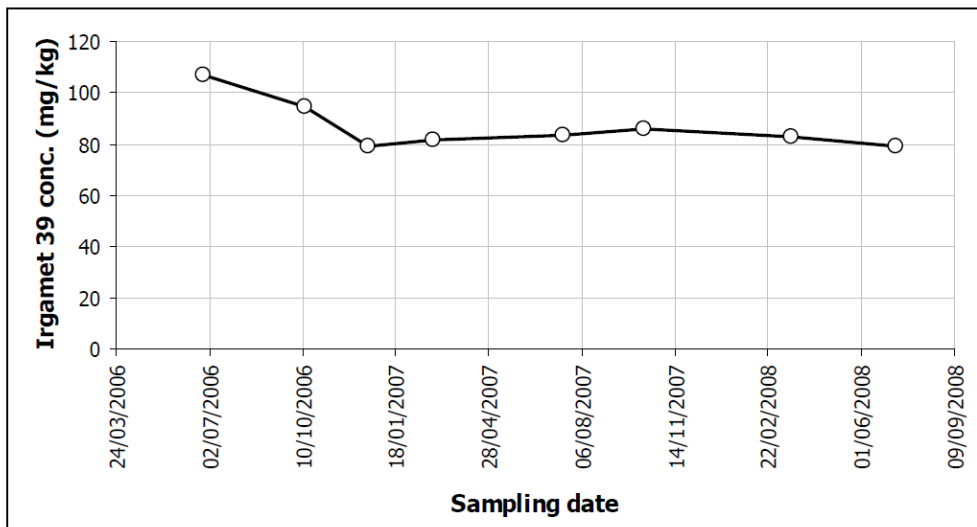
Es importante indicar el resultado a largo plazo del proceso de pasivado, aun cuando se observe disminución del compuesto pasivador. Para esto se describen dos formas de agotamiento:

- Se observa una disminución moderada de la pasivación; después de unos pocos meses se lleva a una concentración final estable, aproximadamente entre 60 a 70 % de la cantidad agregada del pasivador.
- Se observa un agotamiento regular y progresivo, reduciendo la concentración del pasivador a niveles muy bajos.

Para el primer caso se tiene la figura 40, donde se atribuye inicialmente a un equilibrio en la distribución del pasivador entre el aceite y los materiales como: papel, madera o superficies metálicas. Es considerada como una

distribución normal donde el pasivador protege contra la corrosión a los diferentes materiales internos del transformador.

Figura 40. **Concentración constante en una unidad de distribución**

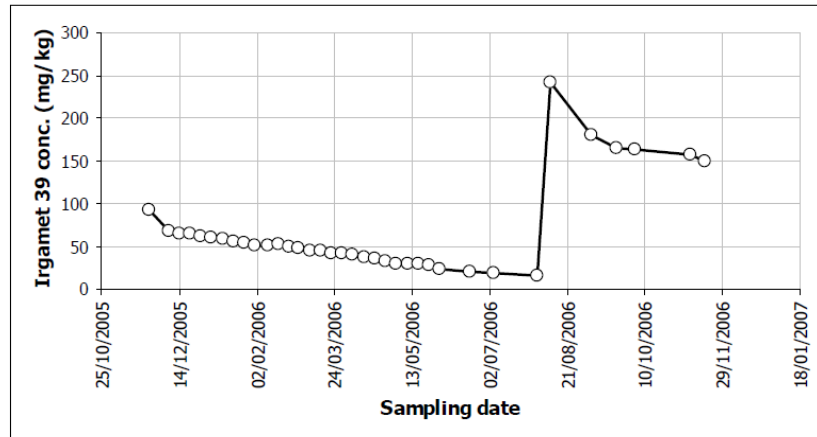


Fuente: CIGRE. *Copper sulphide in transformer insulation*. p. 22.

Para el segundo caso se presenta la figura 41. En esta se confirma que el pasivador puede agotarse de una forma continua en condiciones de alto estrés térmico y también porque son aceites envejecidos. Se muestra que el equipo fue sometido a una segunda pasivación cuando los valores de concentración del Irgamet 39 habían disminuido por debajo de lo aceptable.



Figura 41. **Aplicación de una segunda pasivación por agotamiento continuo y progresivo de concentraciones del pasivador**



Fuente: CIGRE. *Copper sulphide in transformer insulation*. p. 22.

### 5.6.2. Monitoreo del contenido pasivador

Teniendo en cuenta los resultados anteriores, es importante llevar el control del contenido de la concentración del pasivador durante el servicio; esto se debe hacer en periodos no menores de seis meses.

Para conocer el contenido del pasivador del tipo benzotriazol, se puede determinar por medio de cromatografía líquida de alta resolución, combinándola; aunque las pruebas cualitativas son muy recomendadas para realizar un monitoreo de los compuestos del azufre corrosivo.

Otros métodos de prueba para mejorar los diagnósticos del aceite pueden ser: la determinación de DBDS, cantidad total de disulfuros, mercaptanos o azufre elemental.

### 5.6.3. Análisis del aceite dieléctrico

Para llevar un buen control y monitoreo de las concentraciones del pasivador y del aceite del transformador, es relevante realizar pruebas y análisis generales. A continuación, se enlistan algunas de ellas.

- Análisis dieléctrico y fisicoquímico
  - Gravedad específica
  - Tensión interfacial
  - Color en el aceite
  - Contenido de agua
  - Índice de neutralización
  - Rigidez dieléctrica.
  - Contenido de inhibidor
  - Factor de potencia a 25 °C
  - Tensión de ruptura dieléctrica
  
- Análisis cromatográfico de gases, furanos y metales disueltos
  - Cromatografía de gases
  - Análisis de contenido de furanos
  - Análisis de metales disueltos
  
- Análisis de azufre corrosivo
  - Análisis cualitativo de DBDS
  - Prueba CCD

## 5.7. Comparación de resultados

Como resultado de un buen proceso de pasivado en el aceite dieléctrico, además de detener el proceso de corrosión en el mismo, se mejoran las características dieléctricas del aceite; como ejemplo se pueden detallar los resultados de un transformador de potencia que fue tratado en el 2018.

Tabla XVI. **Placa de datos del transformador**

Datos del transformador	
País de fabricación	Portugal
Tipo	Trifásico
Potencia	100 MVA
Nivel de tensión	230/69 kV
Volumen del aceite	27000 Kg
Número de equipos	1
Tipo de enfriamiento	ONAN/ONAF
Año de fabricación	2001

Fuente: elaboración propia.

### 5.7.1. Resultados de azufre corrosivo

Luego del proceso de pasivado se reflejaron resultados mostrados en las tablas XVII y XVIII, en los cuales se puede apreciar la efectividad del tratamiento. El aceite dieléctrico pasó a ser no corrosivo probado por el método ASTM D 1275 B y CCD.

Tabla XVII. **Comparación de resultados, prueba ASTM D 1275 B**

Tiempo	Fecha	ASTM D 1275 B	
		Resultado	Nivel de deslustre
Antes	07/02/2018	Corrosivo	4a
Después	09/02/2018	No corrosivo	1b

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVIII. **Comparación de resultados, método CCD**

Método CCD							
Tiempo	Prueba con aire			Prueba sellada			En general
	Depósito en papel	Barra de cobre	Nivel de deslustre en el cobre	Depósito en papel	Barra de cobre	Nivel de deslustre en el cobre	
Antes	Sin depósito	No corrosivo	2c	Sin depósito	No corrosivo	2c	Pasa
	Pasa	Pasa		Pasa	Pasa		
Después	Sin depósito	No corrosivo	1a	Sin depósito	No corrosivo	1a	Pasa
	Pasa	Pasa		Pasa	Pasa		

Fuente: elaboración propia.

### 5.7.2. **Análisis cromatográfico de gases, furanos y metales disueltos**

Los resultados del análisis cromatográfico, de cantidad de furanos y de metales disueltos en el aceite, se presentan a continuación:

Tabla XIX. **Comparación de resultados, cromatografía de gases**

ASTM D 3612		Fecha	
Gas	Nomenclatura	07/02/2018	09/02/2018
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	14	9
Oxígeno	O <sub>2</sub>	11 900	2 110
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	51 500	14 900
Metano	CH <sub>4</sub>	33	36
Monóxido de carbono	CO	57	55
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	1 280	1 320
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	42	43
Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	4	11
Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	ND	ND
Total de gases combustibles	TDCG	150	154
Total de gases		64 830	18 484

Fuente: elaboración propia.

- Análisis: algunos valores cambiaron y se puede considerar monitorear cada tres meses estos gases para llevar un mejor seguimiento.

Tabla XX. **Comparación de resultados de la cantidad de tipos de furanos en el aceite**

ASTM D 5837		Fecha	
Tipo de furanos	Nomenclatura	07/02/2018	09/02/2018
<i>5-hydroxymethyl-2-furaldehyde</i>	5H2F	ND	ND
<i>2-furfuryl alcohol</i>	2FOL	ND	ND
<i>2-furaldehyde</i>	2FAL	1	1
<i>2-acetylfuran</i>	2ACF	ND	ND
<i>5-methyl-2-furaldehyde</i>	5M2F	ND	ND
Total		1	1

Fuente: elaboración propia.

- Análisis: en los resultados obtenidos: no se notan cambios en los niveles de furanos respecto de los resultados anteriores, por que puede considerarse que el aislamiento de celulosa está en buen estado y se recomienda realizar estas pruebas cada año.

Tabla XXI. **Comparación de resultados de la cantidad de metales disueltos en el aceite**

ASTM D 7151	Fecha	
Metal	07/02/2018	09/02/2018
Aluminio	ND	ND
Hierro	ND	ND
Cobre	ND	0,035

Fuente: elaboración propia.

- Análisis: conforme al resultado final no se detecta ningún metal disuelto, salvo el cobre cuyo valor es muy pequeño; por lo que se concluye que el aceite se encuentra en una operación normal y se recomienda realizar este tipo de prueba cada año.

### 5.7.3. Análisis dieléctrico y fisicoquímico

Se obtuvieron los resultados del análisis dieléctrico y fisicoquímico de la muestra de aceite. Es importante conocer si el proceso de pasivado afecta las propiedades dieléctricas del aceite en función de mejora.

Tabla XXII. **Resultados de las propiedades de la muestra del aceite**

Propiedad	Norma	Fecha		
	ASTM D	31/08/2016	07/02/2018	09/02/2018
Tensión interfacial	971	46	42	43
Rigidez dieléctrica	877	49	52	51
	1 816	-	49	47
Color	1 500	0,5	0,5	0,5
Densidad relativa	1 298	0,87	0,88	0,88
Visual	1 524	Claro	Claro	Claro
Inhibidor	4 768	ND	ND	ND
Factor de potencia	924 (25°C)	-	0,004	0,008
	924 (100°C)	-	0,225	0,595

Fuente: elaboración propia.

- Análisis: se verifica que los resultados obtenidos tienen una leve variación, pero aún se consideran dentro de los intervalos de aceptación para cada uno.

Tabla XXIII. **Comparación de resultados de la humedad relativa de la muestra del aceite**

ASTM D 1533	Fecha	
Humedad relativa	07/02/2018	09/02/2018
Promedio de temperatura (°C)	34	34
Concentración de humedad (ppm)	6	8
Porcentaje de saturación	6,2	7,8
Porcentaje de humedad por peso seco	0,64	0,8

Fuente: elaboración propia.

- Análisis: a pesar de que la concentración de humedad del aceite está por debajo del límite, es muy cercana al mismo, por lo que es necesario llevar un control sobre este parámetro. Se recomienda realizar pruebas cada seis meses para verificar la variabilidad de estos resultados.



## 6. PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN PARA EL PROCEDIMIENTO DE PASIVADO DE ACEITE EN TRANSFORMADORES DE LA ETCEE

### 6.1. Descripción general de la infraestructura de la ETCEE

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), dentro de sus operaciones tiene a su cargo transportar energía eléctrica de forma continua, eficiente y de calidad a los diferentes puntos de conexión que se encuentran dentro del Sistema Nacional Interconectado (SIN).

Además, dentro de su infraestructura posee sesenta y ocho subestaciones, en las que figuran del tipo maniobra y de transformación. Estas se encuentran en diferentes configuraciones y niveles de tensión y distribuidas por sistemas en todo el territorio nacional, tal como se muestra en la tabla XXIV.

Tabla XXIV. **Subestaciones eléctricas de ETCEE**

Nivel de voltaje (kV)	Sistema			Total de subestaciones
	Centro	Occidente	Oriente	
400	-	1	-	1
230	5	1	2	8
138	1	2	7	10
69	-	24	25	49
Totales por zonas	6	28	34	68

Fuente: elaboración propia.

Agregado a esto, las subestaciones del tipo transformación poseen por lo menos un transformador de potencia trifásico o un banco de transformadores, los cuales llegan a ser el equipo más importante dentro de la transmisión de energía eléctrica. En la tabla XXV se describen solamente algunas relaciones de voltajes y potencias que pueden tener estos transformadores.

Tabla XXV. **Relación de voltajes y potencias de transformadores dentro de las subestaciones de ETCEE**

Tipo	Relación de voltaje (kV)	Potencia (MVA)
Trifásico	230/138	50
Trifásico	230/69	100
Monofásico	230/69	50
Monofásico	138/69	25
Trifásico	69/34,5	10/14
Trifásico	69/34,5	20/28
Trifásico	69/13,8	10/14
Trifásico	69/13,8	20/28

Fuente: elaboración propia.

Por lo anterior, se concluye que debido a la cantidad de transformadores que posee la empresa y por sus diferentes características, es importante mantener la continuidad de transformación de los mismos; por consiguiente se puede implementar como medida preventiva, adicionar un compuesto desactivador de metales al aceite de los transformadores, lo que usualmente es llamado un proceso de pasivado.

## **6.2. Aceptación del procedimiento conforme a estándares internacionales**

Las buenas prácticas de ingeniería en los procesos de mantenimiento para equipos eléctricos han determinado metodologías internacionales para garantizar un buen resultado. Dentro de los estándares internacionales que la ETCCE ha adoptado se encuentran las normativas de la IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*).

Dentro del proceso del pasivado en los aceites se toman en cuenta diferentes pruebas, considerando que se está realizando un mantenimiento al aceite del transformador. Para esto se aplica la normativa IEEE Std C57.106 “Guía para la aceptación y mantenimiento de aceite aislante en equipos”.

En la normativa nombrada se encuentra que, para la aplicación de la misma, es indispensable tomar en cuenta los documentos referenciados a los estándares ASTM (*American Society for Testing and Materials*) principalmente a la sección D, la cual se basa en los productos del petróleo, lubricantes y combustibles fósiles, por lo que el estándar principal es la ASTM D 3487 “Especificación estándar para el aceite mineral aislante utilizado en aparatos eléctricos”.

El Comité de ASTM D ha liderado desde hace varios años en el desarrollo de métodos para que las pruebas sean más confiables y estandarizadas mundialmente, principalmente con los productos relacionados con el petróleo. Los organismos nombrados en la tabla XXVI también han contribuido al desarrollo de estándares en los cuales existe equivalencia en las pruebas.

Tabla XXVI. **Algunas organizaciones de estandarización**

Organización		País
AFNOR	Asociación Francesa de Normalización	París
DIN	Instituto Alemán de Normalización	Alemania
IP	Instituto del Petróleo, ahora llamado Instituto de Energía	Reino Unido
ISO	Organización Internacional de Normalización	Suiza
JIS	Normas industriales de Japón	Tokio

Fuente: elaboración propia.

Entre las pruebas que se realizan al aceite dieléctrico durante el proceso de pasivado, se pueden mencionar las que se describen en la tabla XXVII.

Tabla XXVII. **Algunas pruebas a realizar durante el proceso de pasivado**

Designación	Método de prueba
ASTM D 923	Prácticas para muestreo de líquidos aislantes eléctricos
ASTM D 1275	Azufre corrosivo en aceites aislantes eléctricos
ASTM D 5837	Compuestos furánicos en líquidos aislantes eléctricos
ASTM D 1533	Agua en líquidos aislantes
ASTM D 4059	Análisis de bifenilos policlorados en líquidos aislantes.
ASTM D 1500	Color de productos de petróleo

Fuente: elaboración propia.

### 6.3. Análisis teórico y comparación de resultados con pasivados anteriores de la ETCEE

Pueden compararse los resultados del numeral 5.7 del capítulo anterior, con los datos obtenidos al aplicar el tratamiento de pasivado realizado a un transformador dentro de la empresa; es importante considerar que es un transformador monofásico y tiene la mitad de la potencia que el tratado anteriormente.

Tabla XXVIII. **Placa de datos del transformador a comparar**

Datos del transformador	
Tipo	Monofásico
Potencia	50 MVA
Nivel de tensión	230/69 kV
Volumen del aceite	19000 Kg
Número de equipos	1
Tipo de enfriamiento	ONAN/ONAF
Año de fabricación	1982

Fuente: elaboración propia.

#### 6.3.1. Resultados de azufre corrosivo

Se realizará la comparación sobre el resultado de azufre corrosivo obtenido, tomando en cuenta que ambos fueron probados con el método ASTM D 1275 B y el método de CCD. La diferencia que se tendrá entre los transformadores es que uno es trifásico y el otro monofásico.

Tabla XXIX. **Comparación de resultados, prueba ASTM D 1275 B**

ASTM D 1275 B				
Muestra	Trifásico		Monofásico	
	Resultado	Nivel de deslustre	Resultado	Nivel de deslustre
Antes	Corrosivo	4a	No corrosivo	3b
Después	No corrosivo	1b	No corrosivo	1b

Fuente: elaboración propia.

Se verifica que el aceite del transformador monofásico antes y después del tratamiento de pasivado no sea corrosivo, aun así, el nivel de deslustre mejora.

Tabla XXX. **Comparación de resultados, método CCD**

Método CCD							
Muestra	Prueba con aire			Prueba sellada			En general
	Depósito en papel	Barra de cobre	Nivel de deslustre en el cobre	Depósito en papel	Barra de cobre	Nivel de deslustre en el cobre	
Transformador trifásico							
Antes	Sin depósito	No corrosivo	2c	Sin depósito	No corrosivo	2c	Pasa
	pasa	pasa		pasa	pasa		
Después	Sin depósito	No corrosivo	1a	Sin depósito	No corrosivo	1a	Pasa
	Pasa	Pasa		Pasa	Pasa		
Transformador monofásico							
Antes	Depósito medio Color opaco	No corrosivo	3a	Depósito de luz Color opaco	No corrosivo	3a	Pasa
	Pasa	Pasa		Pasa	Pasa		
Después	Depósito medio Color opaco	No corrosivo	3a	Depósito de luz Color opaco	No corrosivo	3a	Pasa
	Pasa	Pasa		Pasa	Pasa		

Fuente: elaboración propia.

Los resultados comparados indican una gran diferencia entre ambos transformadores, además de notar que para el transformador monofásico no se tuvo ningún cambio, lo cual puede crear duda sobre cómo realizaron el tratamiento de pasivado. Puede considerarse también el año de fabricación de cada uno, ya que tiene una diferencia de 19 años.

#### **6.4. Aceptación del procedimiento de pasivado propuesto**

Con las diferencias obtenidas de los resultados en los transformadores comparados anteriormente, se considera aplicar los aspectos descritos para el tratamiento de pasivado, ya que tomando en cuenta las pruebas que se realizan antes, durante y al finalizar dicho proceso, se obtendrán mejores resultados.

##### **6.4.1. Consideraciones a implementar**

- Verificación de parámetros: los parámetros de temperatura, de nivel de aceite y de presión, deben estar en constante monitoreo, ya que no debe de variar para la toma de las muestras.
- Inspecciones generales: es importante realizar todas las inspecciones posibles, tanto visuales como físicas, y si hubiere alguna anomalía debe ser atendida prontamente, para no afectar el tratamiento del pasivado.
- Toma de muestras: esta es una acción muy importante y se implementará de la mejor manera ya que está regida bajo la normativa ASTM D 923. Además, se debe tomar en cuenta el registro de las mismas.
- Cálculo de pasivador: antes de proceder a realizar el tratamiento es muy importante conocer la cantidad de pasivador que se debe de diluir en el

aceite, ya que está demostrado que la concentración final debe ser de 100 ppm.

- Procedimiento: conocer este proceso lleva a proponer una solución práctica, sencilla y a un bajo costo. Con su implementación se pueden obtener resultados y acciones prontas antes de que falle algún transformador.

### **6.5. Resultados aceptados para la Institución**

El resultado final del proceso de pasivado con sus respectivas pruebas, tanto corrosivas, dieléctricas u otras, serán aceptadas cumpliendo con los valores establecidos en el numeral 4.2 de la normativa IEEE Std C57.106, la cual tiene incluidas las pruebas y métodos de la estandarización ASTM. A continuación, se muestran los valores límites establecidos:



Tabla XXXI. **Límites de aceptación para aceites minerales aislantes nuevos**

Prueba	Método	Límite	Valor	Dimensional	
Rigidez dieléctrica	ASTM D 1816	Espacio 1 mm	Mín.	20	kV
		Espacio 2 mm	Mín.	35	kV
Factor de potencia	ASTM D 924	25 °C	Máx.	0,05	%
		100 °C	Máx.	0,30	%
Tensión interfacial	ASTM D 971	Mín.	40	mN/m	
Color	ASTM D 1500	Máx.	0,5	Unidad	
Examen visual	ASTM D 1524	-	Brillante y claro	-	
Número de neutralización	ASTM D 974	Máx.	0,015	mg KOH/g	
Contenido de agua	ASTM D 1533	Máx.	25	mg/kg (ppm)	
Contenido de inhibidor	ASTM D 2668	Tipo I	Máx.	0,08	%
		Tipo II	Mín.	0,0	%
		Tipo III	Máx.	0,3	%
		Tipo IV	Mín.	>0,08	%
Azufre corrosivo	ASTM D 1275	-	No corrosivo	-	
Densidad relativa	ASTM D 1298	Máx.	0,91	15 °C/15 °C	

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXII. **Límites de aceptación para aceite mineral aislante, por debajo de 230 kV, antes de ser energizados**

Prueba	Método		Límite	Rango de voltaje		Dimens ional
				≤ 69 kV	>69 kV - <230 kV	
Rigidez dieléctrica	ASTM D 1816	Espacio 1 mm	Mín.	25	30	kV
		Espacio 2 mm	Mín.	45	52	kV
Factor de potencia	ASTM D 924	25 °C	Máx.	0,05	0,05	%
		100 °C	Máx.	0,40	0,40	%
Tensión interfacial	ASTM D 971		Mín.	38	38	mN/m
Color	ASTM D 1500		Máx.	1	1	Unidad
Examen visual	ASTM D 1524		-	Brillante y claro	Brillante y claro	-
Número de neutralización	ASTM D 974		Máx.	0,015	0,015	mg KOH/g
Contenido de agua	ASTM D 1533		Máx.	20	10	mg/kg (ppm)
Contenido de inhibidor	ASTM D 2668	Tipo I	Máx.	-	0,08	%
		Tipo II	Mín.	-	0,0	%
		Tipo III	Máx.	0,3	0,3	%
		Tipo IV	Mín.	>0,08	>0,08	%
Azufre corrosivo	ASTM D 1275		-	No corrosivo	No corrosivo	-

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIII. Límites de aceptación para aceite mineral aislante, igual o superior a 230 kV, antes de ser energizados

Prueba	Método		Límite	Rango de voltaje		Dimensi onal
				≥230 kV - <345 kV	≥ 345 kV	
Rigidez dieléctrica	ASTM D 1816	Espacio 1 mm	Mín.	32	35	kV
		Espacio 2 mm	Mín.	55	60	kV
Factor de potencia	ASTM D 924	25 °C	Máx.	0,05	0,05	%
		100 °C	Máx.	0,30	0,30	%
Tensión interfacial	ASTM D 971		Mín.	38	38	mN/m
Color	ASTM D 1500		Máx.	1	0,5	Unidad
Examen visual	ASTM D 1524		-	Brillante y claro	Brillante y claro	-
Número de neutralización	ASTM D 974		Máx.	0,015	0,015	mg KOH/g
Contenido de agua	ASTM D 1533		Máx.	10	10	mg/kg (ppm)
Total de gases disueltos	ASTM D 2945		Según fábrica	0,5	0,5	%
Azufre corrosivo	ASTM D 1275		-	No corrosivo	No corrosivo	-

Fuente: elaboración propia.



## CONCLUSIONES

1. Las buenas prácticas de ingeniería llevan a tener éxito en todo tipo de mantenimiento de los transformadores, esto debido a que el tratamiento de pasivado se debe realizar de la mejor manera, ya que no es conveniente exponer el aceite a partículas externas, lo cual llevaría a tomar otras medidas.
2. Se proporciona un análisis para la determinar la presencia de azufre corrosivo en transformadores de potencia.
3. Se logró determinar, entre las estandarizaciones usadas internacionalmente, el procedimiento para mitigar los efectos del azufre corrosivo en el aceite de los transformadores de potencia.
4. Con el estudio realizado se puede aumentar la calidad, confiabilidad y continuidad de operación de los transformadores de potencia.



## RECOMENDACIONES

1. Es necesario tomar en cuenta los estándares y normativas que han sido establecidas internacionalmente, ya que esto permite realizar todo proceso de una forma correcta.
2. Es importante conocer las consecuencias que puede tener un transformador de potencia contaminado con azufre corrosivo, ya que daña el interior del mismo y en algunos casos se verifica la intensidad del daño.
3. Se propone un estudio para la mitigación del azufre corrosivo en el aceite dieléctrico de los transformadores de potencia para la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, el cual puede ser considerado dentro de la planificación de los mantenimientos predictivos.





## BIBLIOGRAFÍA

1. American Society of Testing Materials. *ASTM D 1275 Standard test method for corrosive sulfur in electrical insulating oils*. Estados Unidos: ASTM, 2006. 3 p.
2. American Society of Testing Materials. *ASTM D 3487 Standard specification for mineral insulating oil used in electrical apparatus*. Estados Unidos: ASTM, 2010. 5 p.
3. HARLOW, James. *Electric power transformer engineering*. Florida. CRC Press LLC, 2004. 481 p.
4. Institute of Electrical and Electronics Engineers. *C 57.106 Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment*. New York: IEEE, 2006. 36 p.
5. Instituto Nacional de Electrificación. *Manual de organización y funciones del Instituto Nacional de Electrificación*. [en línea], Guatemala. [consulta: agosto 2019] <<http://www.inde.gob.gt>>
6. LEWAND, Lance. *Application note: covered conductor deposition tests (CCD)*. Estados Unidos: DOBLE, 22 de octubre de 2007. 3 p.
7. LEWAND, Lance. *Passivators – What they are and how they work*. Estados Unidos: NETA WORLD, 2006. 3 p.

8. LEWAND, Lance. *The role of corrosive sulfur in transformers and transformer oil*. Estados Unidos: DOBLE, 2002. 15 p.
9. Working Group. A2.3. *Copper sulphide in transformer insulation*. Colombia: CIGRE, 2009. 38 p.
10. Working Group. A2.40. *Copper sulphide long term mitigation and risk assessment*. Colombia: CIGRE, 2015. 98 p.