



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

**ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA UTILIZACIÓN DE FLUIDOS
CON ALTO PUNTO DE INFLAMABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN, CONSIDERANDO SU APLICACIÓN EN
TRANSFORMADORES REFRIGERADOS CON ACEITE MINERAL COMÚN,
POR MEDIO DE SU SUSTITUCIÓN**

Luis Eduardo Hernández González

Asesorado por el Ing. Ángel Eduardo Polanco Anzueto

Guatemala, enero de 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA UTILIZACIÓN DE FLUIDOS CON
ALTO PUNTO DE INFLAMABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN, CONSIDERANDO SU APLICACIÓN EN
TRANSFORMADORES REFRIGERADOS CON ACEITE MINERAL COMÚN,
POR MEDIO DE SU SUSTITUCIÓN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN
PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR:

LUIS EDUARDO HERNÁNDEZ GONZÁLEZ

ASESORADO POR EL ING. ÁNGEL EDUARDO POLANCO ANZUETO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero Spínola
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultan Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

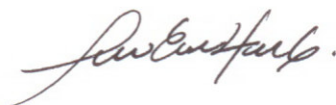
DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA UTILIZACIÓN DE FLUIDOS CON
ALTO PUNTO DE INFLAMABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN, CONSIDERANDO SU APLICACIÓN EN
TRANSFORMADORES REFRIGERADOS CON ACEITE MINERAL COMÚN,
POR MEDIO DE SU SUSTITUCIÓN,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 09 de noviembre de 2007 Ref. EIME 237. 2007.



Luis Eduardo Hernández González

Guatemala 09 de Octubre de 2009

Ingeniero
Guillermo Bedoya
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Bedoya:

Tras haber asesorado al estudiante universitario LUIS EDUARDO HERNÁNDEZ GONZÁLEZ, con carné 1999 – 11379, en el desarrollo del trabajo de graduación titulado: **“ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA UTILIZACIÓN DE FLUIDOS CON ALTO PUNTO DE INFLAMABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, CONSIDERANDO SU APLICACIÓN EN TRANSFORMADORES REFRIGERADOS CON ACEITE MINERAL COMÚN POR MEDIO DE SU SUSTITUCIÓN”** y tras haber revisado y corregido su contenido, sin encontrar alguna objeción al respecto, doy mi aprobación al mencionado trabajo de graduación.

El autor de este trabajo de graduación y su asesor son responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente,



Ing. Ángel Eduardo Polanco Anzueto
Ingeniero Electricista
Colegiado 4039
Asesor



Ref. EIME 49.2009
Guatemala, 23 de NOVIEMBRE 2009.

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
“ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA UTILIZACIÓN DE
FLUIDOS CON ALTO PUNTO DE INFLAMABILIDAD EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, CONSIDERANDO SU
APLICACIÓN EN TRANSFORMADORES REFRIGERADOS CON
ACEITE MINERAL COMÚN POR MEDIO DE SU SUSTITUCIÓN”,
del estudiante Luis Eduardo Hernández González, que cumple con
los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador del Área de Potencia



JGBB/sro



REF. EIME 77. 2009.

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 Eduardo Hernández González titulado: “ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA UTILIZACIÓN DE FLUIDOS CON ALTO PUNTO DE INFLAMABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, CONSIDERANDO SU APLICACIÓN EN TRANSFORMADORES REFRIGERADOS CON ACEITE MINERAL COMÚN POR MEDIO DE SU SUSTITUCIÓN”, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez



GUATEMALA, 25 DE NOVIEMBRE 2,009.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA UTILIZACIÓN DE FLUIDOS CON ALTO PUNTO DE INFLAMABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, CONSIDERANDO SU APLICACIÓN EN TRANSFORMADORES REFRIGERADOS CON ACEITE MINERAL COMÚN, POR MEDIO DE SU SUSTITUCIÓN**, presentado por el estudiante universitario Luis Eduardo Hernández González, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.



Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, enero de 2010



/gdech

AGRADECIMIENTOS A:

- DIOS** Gracias Padre Celestial, por tú amor, bondad y por bendecirme con la culminación de este anhelado sueño.
- MIS PADRES** Luis Eduardo Hernández Cetino, gracias por tu ejemplo, esfuerzo y apoyo incondicional en mi vida. Ana Celina González de Hernández, a quien dedico este triunfo.
- MIS HERMANOS** Milton Lenin y Wagner Homero, por su amor y apoyo en todo momento.
- MIS ABUELOS** Gracias por sus consejos, en especial a mi mamá Hila, por ser como una madre para nosotros.
- MI FAMILIA** Gratitud y respeto por su apoyo.
- NANCY** Gracias por tu amor y compartir esta meta conmigo.
- INGENIERO** Ángel Polanco, por su apoyo y valiosa asesoría en este trabajo de graduación.
- MIS AMIGOS** De estudio, de la iglesia y de trabajo por los buenos momentos compartidos.
- USAC Y EEGSA** Por formarme como profesional, especialmente a la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

ACTO QUE DEDICO A:

Mi Madre

Gracias por tu gran amor, por haberte tenido en esta tierra, aunque poco tiempo, lo suficiente para que me enseñaras y forjaras la persona que soy. Que al estar en el cielo, el mismo pueda ser abierto en este momento y sonrías por ello, porque al igual que mi papá y mis hermanos, yo sé, que

¡Volveremos a vernos!

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	XVII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XI
GLOSARIO.....	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. OPERACIÓN Y TIPOS DE AISLAMIENTOS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	1
1.1. Principios de funcionamiento de un transformador.....	2
1.2. Tipos de transformadores.....	3
1.3. Componentes internos del transformador.....	4
1.3.1. Núcleos.....	4
1.3.2. Devanados.....	7
1.3.3. Aislamientos.....	9
1.4. Tipos de aislamientos.....	10
1.4.1. Aislamientos sólidos.....	10
1.4.2. Aislamientos líquidos.....	11
1.5. Materiales aislantes sólidos.....	11
1.5.1. Funciones de los aislantes sólidos.....	11
1.5.2. Materiales aislantes sólidos.....	12
1.5.3. Características de los materiales aislantes sólidos.....	12
1.5.4. Clasificación de los materiales aislantes sólidos.....	13

1.6. Materiales aislantes líquidos.....	14
1.6.1. Funciones del aceite aislante en transformadores.....	15
1.6.2. Tipos de aceites aislantes.....	15
1.6.3. Características de los aceites aislantes.....	16
1.6.4. Fabricación y composición del aceite aislante derivado del petróleo.....	17
1.7. Tipos de transformadores.....	18
1.7.1. Transformadores secos.....	19
1.7.1.1. Características.....	19
1.7.1.2. Aplicaciones.....	23
1.7.2. Transformadores sumergidos en líquidos.....	24
1.7.2.1. Características.....	24
1.7.2.2. Aplicaciones.....	26
2. ACEITES DIELECTRICOS DE ALTO PUNTO DE IGNICIÓN.....	27
2.1. Antecedentes.....	27
2.1.1. Fluidos de alto punto de inflamabilidad.....	28
2.1.2. Características generales.....	28
2.1.3. Función de los aceites dieléctricos de alto punto de inflamabilidad.....	29
2.2. Especificaciones de los dieléctricos de alto punto de inflamabilidad....	30
2.2.1. Estándares que deben de cumplir.....	31
2.2.1.1. Código Eléctrico Nacional (NEC).....	31
2.2.1.2. Código Eléctrico Nacional de Seguridad (NESC).....	31
2.2.1.3. Norma ASTM	32
2.2.1.4. Norma IEEE.....	32
2.3. Propiedades de los fluidos de alto punto de inflamabilidad.....	33
2.3.1. Propiedades físicas.....	35
2.3.1.1. Punto de anilina (ASTM D611).....	35

2.3.1.2.	Color ASTM (ASTM D1500).....	35
2.3.1.3.	Punto de flameo (Método copa abierta ASTM D92).....	36
2.3.1.4.	Punto de inflamabilidad (Método copa abierta ASTM D92).....	36
2.3.1.5.	Tensión interfacial (ASTM D971).....	37
2.3.1.6.	Punto de fluidez (ASTM D97).....	37
2.3.1.7.	Gravedad específica (densidad relativa) (ASTM D1298)...	38
2.3.1.8.	Viscosidad (ASTM D445).....	38
2.3.1.9.	Apariencia visual (ASTM D1524).....	39
2.3.2.	Propiedades químicas.....	40
2.3.2.1.	Bifenilos policlorados PCB (ASTM D4059).....	40
2.3.2.2.	Contenido de inhibidor de oxidación (ASTM D2668, ASTM D4768).....	40
2.3.2.3.	Azufre corrosivo (ASTM 1275).....	41
2.3.2.4.	Contenido de agua (Método de Karl Fischer ASTM D1533).....	41
2.3.2.5.	Número de neutralización (ASTM D974).....	41
2.3.2.6.	Estabilidad a la oxidación (ASTM D2440).....	42
2.3.3.	Propiedades eléctricas.....	42
2.3.3.1.	Tensión de ruptura dieléctrica (ASTM D877, D1816).....	42
2.3.3.2.	Factor de disipación (ASTM D924).....	43
2.3.3.3.	Tendencia a la gasificación (ASTM D2300).....	43
2.3.4.	Propiedades ambientales.....	44

3.	ASPECTOS A CONSIDERAR PARA EL CAMBIO DE ACEITE MINERAL COMÚN EN TRANSFORMADORES, POR FLUIDOS DE ALTO PUNTO DE IGNICIÓN.....	47
3.1.	Aspectos a considerar sobre el rellenado.....	47
3.1.1.	Técnicos.....	48

3.1.2. Económicos.....	49
3.1.3. Otras consideraciones.....	49
3.2. Características necesarias de los aceites sustitutos.....	49
3.2.1. Propiedades eléctricas.....	50
3.2.2. Propiedades físicas.....	50
3.2.3. Propiedades químicas.....	51
3.2.4. Ambientales.....	52
3.3. Alternativas de fluidos para el rellenado.....	53
3.3.1. Hidrocarburos de alto peso molecular (HMWH).....	53
3.3.2. Fluidos de silicona.....	55
3.3.3. Fluidos de éster.....	59
3.3.3.1. Fluidos de éster sintético.....	59
3.3.3.2. Fluidos de éster natural.....	61
3.4. Certificaciones de los fluidos de alto punto de inflamabilidad.....	68
3.5. Compatibilidad de los fluidos de alto punto de Inflamabilidad con el aceite mineral común.....	68
3.6. Análisis de las unidades de transformación con fluidos de alto punto de inflamabilidad.....	70
3.6.1. Capacidad nominal del transformador con el nuevo aceite.....	71
3.6.1.1. Capacidad nominal de la unidad con fluidos de alto peso molecular (HMWH)	71
3.6.1.2. Capacidad nominal de la unidad con fluidos de silicona...71	
3.6.1.3. Capacidad nominal de la unidad con fluidos de éster.....72	
3.7. Aplicaciones de los transformadores con fluidos de alto punto de inflamabilidad.....	72
3.7.1. Interiores.....	72
3.7.2. Exteriores.....	73
3.8. Ventajas y desventajas de los transformadores refrigerados con fluidos de alto punto de inflamabilidad.....	73

4. PROCESO DE RELLENADO EN TRANSFORMADORES DE ACEITE	
MINERAL COMÚN.....	77
4.1. Medidas de control para el relleno.....	77
4.1.1. Manipulación del transformador.....	77
4.1.2. Acondicionamiento de las instalaciones para la manipulación y desmantelamiento de los transformadores.....	78
4.1.3. Vaciado de los transformadores.....	79
4.1.4. Precauciones en transformadores con aceite contaminado con PCB.....	79
4.1.5. Manejo de desechos.....	80
4.2. Refrigerando el transformador.....	81
4.3. Efectos del relleno.....	82
4.4. Procedimiento del relleno.....	83
4.4.1. Medidas de seguridad.....	84
4.4.2. Pasos del relleno.....	85
4.5. Mantenimiento de los fluidos de alto punto de inflamabilidad en transformadores.....	94
4.5.1. Inspección y pruebas periódicas.....	94
4.5.2. Inspección visual.....	100
4.5.3. Rigidez dieléctrica (ASTM D877, ASTM D1816).....	100
4.5.4. Contaminación.....	101
4.5.4.1. Contaminación con agua.....	101
4.5.4.2. Contaminación con partículas.....	105
4.5.4.3. Contaminación con aceite mineral.....	105
4.5.5. Filtración.....	108
4.5.5.1. Retiro de partículas.....	108
4.5.5.2. Filtración para la reducción de contenido de agua.....	109
4.5.5.3. Equipo de filtración.....	110

4.5.6. Fugas.....	111
4.5.7. Derrames.....	112
4.5.8. Reutilización, reciclaje y disposición de estos aceites.....	113
4.5.9. Análisis de gases disueltos (DGA).....	116
5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS ACEITES DIELECTRICOS CON ALTO PUNTO DE IGNICIÓN.....	119
5.1. Costo de los transformadores tipo seco.....	119
5.1.1. Costos de adquisición.....	120
5.1.2. Costos de operación.....	120
5.1.3. Costos de mantenimiento.....	124
5.2. Costo de los aceites de alto punto de inflamabilidad.....	125
5.2.1. Costos de adquisición.....	125
5.2.2. Costos de rellenado.....	127
5.2.3. Costos de operación y mantenimiento.....	128
5.3. Evaluación económica del uso de los transformadores tipo seco y transformadores con aceites de alto punto de inflamabilidad.....	132
5.4. Factibilidad de la inversión.....	154
5.5. Recuperación de la inversión.....	155
5.6. Análisis final del uso de los transformadores con aceites de alto punto de inflamabilidad en comparación con los transformadores tipo seco en aplicaciones que representen riesgo de incendio explosión...	156
CONCLUSIONES.....	159
RECOMENDACIONES.....	165
BIBLIOGRAFÍA.....	167
APÉNDICES.....	171
ANEXOS.....	177

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Vistas esquemáticas de transformadores a) tipo núcleo y b) tipo acorazado.....	4
2. Corte de un transformador de distribución autoprotegido de 2 a 25 kVA, 7620:240/120V.....	6
3. Transformador trifásico tipo núcleo.....	20
4. Devanados concéntricos y distribuidos en un transformador.....	20
5. Transformador seco tipo abierto.....	22
6. Estructura de los fluidos de silicona.....	56
7. Estructura típica de un POE's (Éster sintético).....	60
8. Estructura de un éster natural (aceite vegetal) triglicérido.....	62
9. Vista de una posible bóveda con transformadores que serán refrigerados con aceite dieléctrico de alto punto de inflamabilidad.....	75
10. Configuraciones para el llenado de transformadores con aceite de silicona.....	91
11. Tensión de ruptura dieléctrica versus el contenido de agua del aceite mineral y el aceite de éster natural.....	103
12. Curva de saturación del aceite de éster natural versus el aceite mineral.....	104
13. Rigidez dieléctrica con el contenido de agua para los aceites de silicona.....	104
14. Efecto sobre el punto de flameo e inflamabilidad de los aceites de éster natural en función de la mezcla con aceite mineral.....	107
15. Relación de costos de los aceites de alto punto de inflamabilidad.....	126

TABLAS

I.	Valores típicos de los aceites con alto punto de inflamabilidad.....	45
II.	Valores aceptables para la recepción de envíos a granel de fluidos LFH.....	54
III.	Ventajas y desventajas de los aceites dieléctricos del tipo HMWH.....	55
IV.	Límites de prueba para recibir un fluido de silicona.....	57
V.	Ventajas y desventajas de los aceites dieléctricos de silicona.....	58
VI.	Ventajas y desventajas de los aceites dieléctricos de éster sintético.....	60
VII.	Valores aceptables para la recepción de aceites nuevos de éster natural.....	63
VIII.	Ventajas y desventajas de los aceites de éster natural.....	66
IX.	Valores típicos de aceites de alto punto de inflamabilidad comparados con los valores de aceite mineral común.....	67
X.	Distancias de separación de equipo asilado con líquidos en exteriores I.....	74
XI.	Distancias de separación de equipo asilado con líquidos en exteriores II.....	74
XII.	Valores aceptables para continuar el uso de aceites de alto peso molecular en servicio.....	96
XIII.	Límites de prueba para los aceites de silicona en servicio.....	97
XIV.	Límites sugeridos para continuar el uso de aceites de éster natural.....	99
XV.	Efecto de la contaminación con aceite mineral en el punto de flameo e inflamabilidad de los transformadores rellenos con aceite de silicona.....	106
XVI.	Naturaleza de la contaminación y recuperación de los aceites de silicona.....	114
XVII.	Precios promedio de transformadores tipo seco.....	120

XVIII.	Pérdidas típicas de transformadores tipo seco.....	121
XIX.	Precios promedio de mantenimiento a transformadores secos.....	124
XX.	Precios promedio de aceites de alto punto de inflamabilidad.....	126
XXI.	Contenido de aceite en transformadores de distribución.....	127
XXII.	Pérdidas típicas en transformadores de distribución refrigerados en aceite dieléctrico.....	129
XXIII.	Parámetros del banco de transformación a evaluar.....	134
XXIV.	Inversión inicial del transformador seco de 500 kVA.....	135
XXV.	Parámetros del transformador seco de 500 kVA.....	136
XXVI.	Gastos de operación del transformador seco de 500 kVA.....	136
XXVII.	Ahorro en la operación del transformador seco de 500 kVA.....	137
XXVIII.	Evaluación económica del transformador seco de 500 kVA.....	139
XXIX.	Inversión inicial de rellenar 3 transformadores de 167 kVA con aceite HMWH.....	140
XXX.	Parámetros del banco de 3 transformadores de 167 kVA a instalar con aceite HMWH.....	140
XXXI.	Gastos de operación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite HMWH.....	141
XXXII.	Ahorro en la operación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite HMWH.....	142
XXXIII.	Evaluación económica de 3 transformadores de 167 kVA con aceite HMWH.....	143
XXXIV.	Inversión inicial de rellenar 3 transformadores de 167 kVA con aceite de silicona.....	145
XXXV.	Parámetros del banco de 3 transformadores de 167 kVA a instalar con aceite de silicona.....	145
XXXVI.	Gastos de operación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de silicona.....	146

XXXVII.	Ahorro en la operación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de silicona.....	147
XXXVIII.	Evaluación económica de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de silicona.....	148
XXXIX.	Inversión inicial de rellenar 3 transformadores de 167 kVA con aceite de éster natural.....	150
XL.	Parámetros del banco de 3 transformadores de 167 kVA a instalar con aceite de éster natural.....	150
XLI.	Gastos de operación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de éster natural.....	151
XLII.	Ahorro en la operación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de éster natural.....	152
XLIII.	Evaluación económica de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de éster natural.....	153

LISTA DE SÍMBOLOS

V	Voltio
kV	Kilo voltio
T	Tesla
kVA	Kilo volt – ampere
W	Watt
kW	Kilo watt
kWh	Kilo-watt-hora
%	Porcentaje
°C	Temperatura en grados Celsius
°F	Temperatura en grados Fahrenheit
Hz	Hertz
mN	Metros-Newton
dina/cm	Dina-centímetros
µm	Micro metros
mm	Milímetros
mm²	Milímetros cuadrados
cm	Centímetros
cSt	Centi-Stocks
s	Segundos
min	Minutos
g	gramos
mg	Miligramos
Kg	Kilogramos
KOH/g	Koh-gramos
ppm	Partículas por millón
L	Litros

μL	Micro litros
m³	Metros cúbicos
gal	Galones
GPM	Galones por minuto
DC	Corriente directa
\$	Dólar estadounidense

GLOSARIO

ADSORCIÓN	Proceso por el cual átomos, iones o moléculas son atrapados o retenidos en la superficie de un material, en contraposición a la absorción, que es un fenómeno de volumen.
ANSI	American National Standards Institute (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares) organización sin ánimo de lucro que supervisa el desarrollo de estándares para productos, servicios, procesos y sistemas en los Estados Unidos.
ASTM	American Section of the International Association for Testing Materials la ASTM está entre los mayores contribuyentes técnicos y mantiene un sólido liderazgo en la definición de los materiales y métodos de prueba en casi todas las industrias, en su mayoría petrolera y petroquímica.
EPA	Environmental Protection Agency (Agencia de Protección Ambiental) la EPA de EE.UU tiene la misión de proteger la salud humana y salvaguardar el ambiente natural (aire, agua y tierra).

FACTOR DE CARGA	El factor de carga es la relación de la carga promedio a la carga pico o máxima durante un período de tiempo en particular.
FACTOR DE PÉRDIDAS	El factor de pérdidas es la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en pérdidas en un intervalo
FM	Factory Mutual Global agencia de seguridad especializada en la gerencia de riesgo, concentrada en las pruebas y clasificación de productos relacionados con seguridad al fuego.
HMWH	High molecular weight hydrocarbon (Hidrocarburos de alto peso molecular) llamados también <i>less flammable hydrocarbon</i> –LFH- compuestos principalmente de hidrocarburos reconocidos como líquidos dieléctricos para aplicaciones en interiores con un punto de ignición de 300 °C o más.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) una asociación técnico-profesional mundial dedicada a la estandarización, entre otras cosas. Es la mayor asociación internacional sin fines de lucro formada por profesionales de la ingeniería eléctrica y electrónica.

NEC	National Electrical Code (Código Eléctrico Nacional) producido por consenso de voluntarios organizados por la Asociación de Protección Contra Fuego de EE.UU (National Fire Protection Association -NFPA) bajo su publicación NFPA 70, y adoptado por ANSI, adoptado en normas locales y estatales para instalaciones de distribución eléctrica.
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), compuesta por países miembros comprometidos con el gobierno democrático y la economía de mercado, conocida por sus publicaciones y estadísticas que cubren asuntos económicos y sociales de la macroeconomía, negocios, educación, desenvolvimiento y ciencia.
OSHA	Occupational Safety and Health Administration (Seguridad Ocupacional y Administración de Salud) asociación gubernamental de los Estados Unidos que vela por la salud y seguridad de los trabajadores.
RIGIDEZ DIELECTRICA	Es la intensidad máxima de un campo eléctrico a que puede ser sujetado un material aislante sin que a través de él, pase una descarga eléctrica.

- TIR** Tasa interna de retorno de una inversión, la cual esta definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto es igual a cero. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.
- TRANSFORMADOR** Máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia, basados en el fenómeno de la inducción electromagnética, constituidos por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o silicio.
- UL** Underwriters Laboratories organización sin fines de lucro e independiente, de certificación y prueba en la seguridad de productos.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación, describe un análisis técnico y posteriormente económico, de los aceites que se recomiendan para refrigerar transformadores que se utilizan en aplicaciones que presenten riesgo de incendio o explosión (interiores), los cuales son aceites dieléctricos con alto punto de ignición o inflamabilidad, este punto de inflamabilidad no debe ser menor de 300 °C. Estos aceites dieléctricos pueden ser aplicados a transformadores de distribución que han sido refrigerados con aceite mineral común, por medio del vaciado del aceite mineral en el transformador y luego rellenar dicho transformador, con algún tipo de aceite dieléctrico de alto punto de inflamabilidad.

En el primer capítulo se hace una descripción general del funcionamiento del transformador, características constructivas, medios y materiales aislantes y refrigerantes en el transformador, así como los tipos de transformadores y sus aplicaciones.

El segundo capítulo presenta en sí lo que es un aceite dieléctrico de alto punto de ignición, sus especificaciones, cumplimiento de normas y estándares para ser catalogado como un aceite de este tipo, además, en este capítulo se presentan las propiedades físicas, químicas, eléctricas y ambientales de este tipo de aceite dieléctrico.

En el tercer capítulo se presentan los aspectos técnicos a considerar para cambiar el aceite mineral común de un transformador de distribución y sustituirlo con un aceite de alto punto de inflamabilidad, además de presentar las diferentes alternativas que existen dentro de este tipo de aceite, las cuales son los aceites de alto peso molecular (HMWH), los de silicona y los de éster, tanto sintéticos como los de origen vegetal, en este capítulo se presentan las mínimas alteraciones que presentan los transformadores cuando se refrigeran con cualquiera de las opciones de aceite de alto punto de ignición. Luego, en el siguiente capítulo (capítulo 4), se presenta el procedimiento de vaciado del aceite mineral del transformador y el rellenado del mismo con las alternativas presentadas de estos nuevos aceites, así como el mantenimiento de los mismos.

Finalmente, el capítulo cinco, presenta un análisis económico de las diferentes alternativas de los aceites de alto punto de ignición presentados en este trabajo de graduación, comparando sus beneficios y costos con los transformadores tipo seco, puesto que estos son los que se recomiendan para ser utilizados en aplicaciones para interiores. En este capítulo se presenta la inversión inicial y costos asociados a la opción de utilizar un transformador tipo seco, así como la inversión inicial y costos asociados a la opción de utilizar las diferentes alternativas de aceites de alto punto de inflamabilidad ya presentados, para refrigerar transformadores de distribución en aplicaciones que conlleven riesgo de incendio o explosión.

OBJETIVOS

- **General**

Realizar un análisis técnico - económico de los aceites dieléctricos de alto punto de inflamabilidad y su utilización en transformadores refrigerados con aceite mineral común, por medio de su remplazo para aplicaciones de distribución que conlleven riesgo de incendio o explosión y problemas de contaminación ambiental.

- **Específicos:**

1. Describir, analizar y enumerar las características técnicas de los aceites dieléctricos con alto punto de inflamabilidad, así como sus propiedades
2. Analizar el cambio de aceite mineral común en transformadores de distribución por aceites de alto punto de ignición, así como determinar las ventajas y desventajas desde el punto de vista técnico al utilizar estos aceites en dichos transformadores
3. Describir el procedimiento adecuado para realizar el cambio de aceite en transformadores refrigerados con aceite mineral común, por los aceites dieléctricos de alto punto de ignición
4. Realizar un análisis económico de la utilización de estos aceites en transformadores de distribución y compararlo con la utilización de transformadores tipo seco, para determinar la mejor opción.

INTRODUCCIÓN

En el campo de la ingeniería eléctrica, el transformador es uno de los elementos fundamentales en los sistemas eléctricos de potencia. Este elemento tiene diferentes aplicaciones, incluyendo aplicaciones en la transmisión y distribución de energía eléctrica. Los transformadores de distribución reducen el voltaje de subtransmisión (media tensión), a valores utilizables en zonas de consumo comercial y doméstico.

Los transformadores generan cantidades significativas de calor, las cuales provocan formación de gases, corto circuitos eléctricos, fuego y hasta severas explosiones. Para prevenir estas situaciones, los transformadores contienen medios refrigerantes/aislantes, llamados dieléctricos. Estos medios dieléctricos son de tipo sólido y líquido. Los de tipo sólido se utilizan en los transformadores tipo seco que son los recomendados para instalaciones interiores. La mayoría de los centros de transformación para interiores utilizan transformadores con dieléctricos líquidos, el más utilizado es el aceite mineral, el cual cumple con la mayoría de características técnicas y eléctricas, sin embargo, tienen un punto de inflamabilidad bajo, lo que conlleva que tengan una autoignición a ciertas temperaturas (145 °C). Lo anterior se logró corregir con aceites que contenían PCB (bifenilos policlorados), sin embargo, hace algún par de décadas se determinó que este tipo de aceite causa serios daños ambientales y perjudica la salud de las personas, por lo cual se prohibió su uso.

A mediados de los años 70, surgieron los aceites de alto punto de inflamabilidad o ignición. Estos nuevos aceites dieléctricos se utilizan de la misma manera en los transformadores que se refrigeran con aceite mineral.

Debido a que estos transformadores utilizan estos dieléctricos, tienen una temperatura de ignición (*Fire Point*) superior a los 300 °C, tienen un comportamiento auto extinguido, y es necesario una fuerte cantidad de calor para que en ellos se produzca incendio o explosión, con estas cantidades también los transformadores secos tienen gran probabilidad de incendio o explosión. Una de las ventajas de estos dieléctricos, es que se pueden utilizar en los transformadores refrigerados con aceite mineral común, ya que el procedimiento consiste básicamente en extraer el aceite mineral y reemplazar dicho aceite con estos nuevos dieléctricos.

La finalidad del presente trabajo de graduación es realizar un análisis técnico y económico de los transformadores con aceites dieléctricos de alto punto de inflamabilidad, así como consideraciones de los mismos, analizando sus características y propiedades, su comportamiento dieléctrico al momento de reemplazarlo en los transformadores refrigerados con aceite mineral común, lo cual implica determinar las cantidades, procedimientos, mantenimiento y normas que se deben cumplir, tanto para el propio dieléctrico en sí, como para el dieléctrico en el transformador. Desde el punto de vista económico, se realiza un análisis del costo de estos nuevos aceites, tomando en cuenta el costo de reemplazo, mantenimiento, así como todos los recursos necesarios para el uso de estos aceites. De igual manera, se realiza un análisis de los mismos costos en transformadores tipo seco. Esto con el objeto de utilizar de estos aceites, no solo por sus aspectos técnicos sino también por sus aspectos económicos. Esto determina la viabilidad y factibilidad el uso de estos aceites en transformadores, en vez de utilizar los transformadores tipo seco para aplicaciones en interiores.

1. OPERACIÓN Y TIPOS DE AISLAMIENTOS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Un transformador es un dispositivo que cambia la potencia eléctrica alterna con un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna con otro nivel de voltaje, mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. Estas bobinas de alambre conductor (normalmente) no están conectadas en forma directa. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo.¹

En el devanado de entrada del transformador se conecta la fuente de energía eléctrica alterna y el devanado de salida suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado del transformador que se conecta a la fuente de potencia se llama devanado primario y el devanado que se conecta a la carga se llama devanado secundario. Si hay un tercer devanado en el transformador, se llama devanado terciario.

En un sistema eléctrico de potencia se genera potencia eléctrica a voltajes de 12 a 25 kV. Los transformadores elevan el voltaje hasta niveles comprendidos entre 110 kV y cerca de 1000 kV para ser transmitido a grandes distancias con pocas pérdidas.

¹ Stephen Chapman, Máquinas Eléctricas. (México, Mc. Graw Hill, 4ta edición), pág. 65

Posteriormente, los transformadores reducen el voltaje a un nivel de entre 12 kV y 34.5 kV para su distribución local y para permitir que la potencia eléctrica se pueda utilizar con seguridad en los hogares, oficinas y fábricas a voltajes tan bajos como 120 V.

1.1. Principios de funcionamiento de un transformador

Un transformador consiste esencialmente en dos o más devanados interrelacionados mediante flujo magnético mutuo. Si el devanado primario se conecta a una fuente de voltaje alterno, se produce un flujo alterno cuya amplitud dependerá del voltaje primario y del número de vueltas. El flujo mutuo encadenará al devanado secundario e inducirá un voltaje en él, cuyo valor dependerá del número de vueltas de ese devanado. Si se da la correcta proporción del número de vueltas del primario al del secundario, se puede obtener casi cualquier relación de voltaje, o relación de transformación.²

La acción del transformador evidencia solo la presencia de flujo mutuo, que es variable en el tiempo y que enlaza los dos devanados, lo cual es simplemente la utilización del concepto de inductancia mutua. Se obtiene esa acción si se usa un núcleo de aire, pero se obtiene con mucha mayor eficiencia con un núcleo de hierro u otro material ferromagnético, porque la mayor parte del flujo se confina entonces a un camino definido que encadena los dos devanados y que tiene una permeabilidad mayor que la del aire. A este tipo de transformador se le llama en general transformador de núcleo de hierro. La mayor parte de los transformadores son de este tipo.

² A. E. Fitzgerald, Charles Kingsley Jr, Stephen D. Umans Maquinas Eléctricas (México: Mc. Graw Hill 1992), pág. 57

1.2. Tipos de transformadores

El propósito principal de transformador es convertir la potencia alterna de un nivel de voltaje a otro nivel de voltaje con la misma potencia alterna y la misma frecuencia. Los transformadores también se utilizan para otros propósitos como por ejemplo, para muestreo de voltaje, muestreo de corriente y transformación de impedancia.

En los sistemas eléctricos de potencia, a los transformadores de potencia se les llama de diferentes maneras, dependiendo su uso en el sistema. Un transformador conectado a la salida de un generador y que se usa para aumentar su voltaje a niveles de transmisión a veces se le llama transformador de unidad. Al transformador que se encuentra al final de una línea de transmisión, que baja el voltaje de niveles de transmisión a niveles de distribución se le llama transformador de subestación. Por último, pero no menos importante, ya que de este tipo de transformador del cual se enfoca este estudio, es el transformador que toma el voltaje de distribución y lo disminuye hasta el voltaje final al que se utiliza la potencia (110, 208, 220 V, etc.); a este transformador se le llama transformador de distribución. Todos estos dispositivos son esencialmente iguales; la única diferencia entre ellos es el uso o la aplicación que se les da.

Existen también dos transformadores para propósitos especiales que se utilizan con maquinaria eléctrica y sistemas de potencia. El primero de ellos es el transformador de potencial, el cual está diseñado para hacer muestreos de alto voltaje y producir un bajo voltaje secundario directamente proporcional al primero.

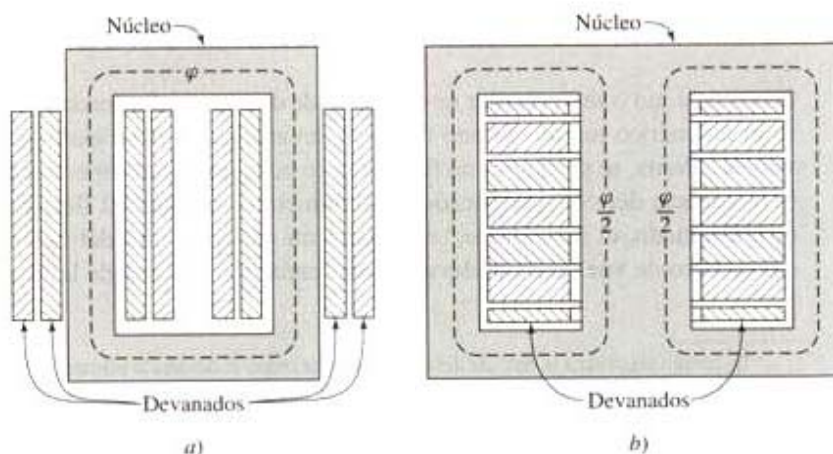
Un transformador de potencia también produce un voltaje secundario directamente proporcional a su voltaje primario, el transformador de potencial está diseñado para manejar únicamente corrientes muy pequeñas. El segundo tipo de transformadores especiales es un dispositivo diseñado para proveer una corriente secundaria mucho más pequeña pero directamente proporcional a su corriente primaria. Este dispositivo se llama transformador de corriente.

1.3. Componentes internos del transformador

1.3.1. Núcleos

En la figura 1 se muestran dos tipos comunes de construcción. En el tipo núcleo (Figura 1a) las bobinas se devanan alrededor de dos columnas de núcleo magnético rectangular. En el tipo acorazado (Figura 2b) las bobinas se devanan alrededor de la columna central de un núcleo con tres columnas.

Figura 1. **Vistas esquemáticas de transformadores a) tipo núcleo y b) tipo acorazado**



Fuente: A. E. Fitzgerald, Charles Kingsley Jr, Stephen D. Umans. **Máquinas eléctricas**, pág. 57

Para reducir las pérdidas originadas por las corrientes parásitas en el núcleo, se usan laminaciones de acero al silicio de 0.014 pulgadas de espesor para transformadores que trabajan a frecuencias menores de algunos cientos de hertz, este material tiene las propiedades de bajo costo, bajas pérdidas en el núcleo y alta permeabilidad a grandes densidades de flujo (de 1.0 a 1.5 T).

En un transformador físico los devanados primario y secundario están envueltos uno sobre el otro con un devanado de bajo voltaje en la parte interna (más cerca del núcleo). Esta disposición cumple dos objetivos:

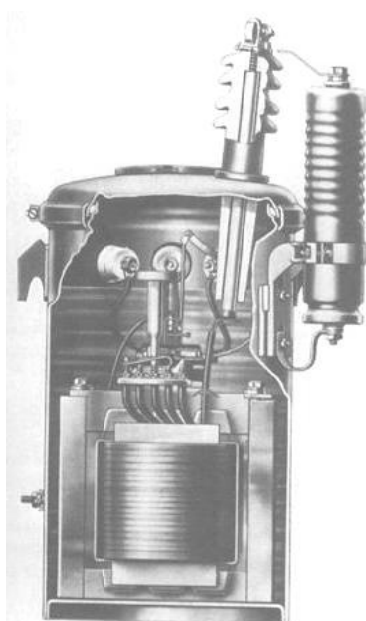
1. Simplifica el problema de aislar el devanado de alta tensión desde el núcleo
2. Produce un menor flujo disperso que el que se presentaría en caso de colocar los devanados separados del núcleo

Las bobinas de los transformadores están diseñadas para obtener el número requerido de vueltas en un espacio mínimo, al mismo tiempo la sección transversal del conductor debe ser tan grande que pueda llevar la corriente nominal, sin sobrecalentarse y un espacio suficiente debe dejarse para el aislamiento y para los canales de refrigeración necesarios. La situación ideal es producir bobinas de mínimo costo que reúnan las características para hacerlas eficientes y ofrecer una larga vida.

La primera consideración de materiales a utilizar es de tipo económico, donde el cobre es generalmente utilizado como conductor. Aun cuando el cobre tiene una baja resistencia específica su costo ha hecho surgir el uso del aluminio especialmente en transformadores de distribución y pequeña potencia, en aceite y en seco.

En la figura 2 se muestra la construcción interna de un transformador de distribución como los que se usan en las compañías eléctricas para dar el voltaje adecuado en los lugares de consumo.

Figura 2. Corte de un transformador de distribución autoprotegido de 2 a 25 kVA, 7620:240/120V



Fuente: A. E. Fitzgerald, Charles Kingsley Jr, Stephen D. Umans. **Máquinas eléctricas**, pág. 59

1.3.2. Devanados

Hay dos formas típicas de bobinados para transformadores, los cilíndricos y planos. Los núcleos, con su forma, son los que determinan la elección de uno u otro tipo, salvo que se requieran propiedades especiales, como ser baja capacidad distribuida, para uso en telecomunicaciones u otros.

- Bobinado cilíndrico: este tipo se usa cuando el núcleo del transformador es del tipo núcleo.
- Bobinado plano: este tipo se usa cuando el núcleo del transformador es del tipo acorazado.

Los materiales aislantes proveen una barrera contra el voltaje, deben colocarse entre espiras individuales y capas en los devanados. Los materiales aislantes para el bobinado, o para colocar entre capas, son: papel barnizado, fibra, cinta impregnada, algodón impregnado, etc., para transformadores con bobinados al aire; y para los sumergidos en baños de aceite, se utilizan los mismos materiales sin impregnarse; debe evitarse el uso del caucho en los transformadores en baño de aceite, pues este lo ataca, y tiene efectos nocivos también sobre la micanita y aun sobre los barnices.

Las piezas separadoras entre bobinados, secciones, o entre estas y el núcleo pueden ser de madera, previamente cocida en aceite, aunque actualmente se prefieren los materiales duros a base de papel o similares (pentinax, etc.). Si se usa madera, no debe interpretarse como que se dispone de aislamiento, sino solamente de un separador.

Los devanados de los transformadores se pueden clasificar en baja y alta tensión, esta distinción es de tipo global y tiene importancia para los propósitos de la realización práctica de los devanados debido a que los criterios constructivos para la realización de los devanados de baja tensión, son distintos de los usados para los devanados de alta tensión. Los devanados de baja tensión están constituidos por lo general, de una sola espiral (algunas veces en 2 ó 3 capas sobrepuestas), con alambres rectangulares aislados. El conductor se usa generalmente para potencias pequeñas y tiene diámetros no superiores a 3 ó 3.5 mm. El aislamiento de los conductores, cuando son cilíndricos, puede ser de algodón y de papel, y muy pocas veces, conductor esmaltado en caso de que los transformadores no sean enfriados con aceite. Los devanados de alta tensión, tiene en comparación con los de baja tensión, muchos espiras, y la corriente que circula por ellos, es relativamente baja, por lo que son de conductor de cobre de sección circular con diámetro de 2.5 a 3.0 mm.

Con respecto a las características constructivas, se tienen variantes de fabricante a fabricante, hay básicamente dos tipos, el llamado "tipo bobina" formados de varias capas de conductores, estas bobinas tienen forma discoidal; estas bobinas se conectan, por lo general, en serie para dar el número total de espiras de una fase. El otro tipo es el llamado "de capas" constituido por una sola bobina con varias capas, esta bobina es de longitud equivalente a las varias bobinas discoidales que constituirían el devanado equivalente, por lo general, el número de espiras por capa en este tipo de devanado; es superior al constituido de varias bobinas discoidales.

El aislamiento para los conductores puede ser algodón, que luego se impregnará si no se emplea baño de aceite. Para transformadores de soldadura que trabajan con tensiones muy bajas y corrientes muy fuertes, se suelen colocar las cintas de cobre sin aislante, pues la resistencia de contacto entre ellas es suficiente para evitar drenajes de corriente. Esta situación mejora aún debido a la oxidación superficial del cobre.

1.3.3. Aislamientos

Los sistemas o estructuras aislantes de la mayoría de los transformadores consisten casi completamente de la combinación de cartón comprimido, papel y aceite mineral. La combinación de aceite y papel es altamente recomendable, resultando en propiedades dieléctricas superiores a cualquiera de las dos en forma separada. Es necesario seleccionar un líquido que posea no solo buenas características aislantes, si no que también sirva como un buen medio de transmisión de calor hacia el exterior, el cual se genera en las bobinas del transformador.

La energía convertida en calor en el circuito magnético, deberá ser transmitida a algún medio refrigerante y disipada antes de permitir que los aislamientos lleguen a una temperatura excesiva que provoque su degradación acelerada. Los medios refrigerantes más usuales en transformadores son: el aire, el aceite dieléctrico, el silicón, los askareles³ y el gas SF₆; el más común de ellos es el aceite dieléctrico de baja viscosidad, ya que por experiencia, se ha demostrado que además tener excelentes propiedades dieléctricas, es un buen medio de refrigeración.

³ Aceite dieléctrico no flamable, cuyo uso está prohibido por poseer hasta un 70 % de PCB (Bifenilos Policlorados)

En la actualidad, también se utilizan los líquidos con alto punto de inflamabilidad, que son aceites de aislamiento utilizados para mejorar la seguridad en transformadores de distribución en caso que se produzca en ellos incendio o explosión. Estos fluidos resisten la ignición por llama o el arco eléctrico, y sobre todo mantienen características eléctricas excelentes. Estos fluidos también deben de ser 100% hidrocarburos y biodegradables.

1.4. Tipos de aislamientos

En términos generales, los aislantes que se utilizan en los transformadores se encuentran conformados por materiales sólidos y líquidos.

1.4.1. Aislamientos sólidos

Desde los años 60, se ha producido una sustitución progresiva de los materiales empleados en los aislantes sólidos, de las porcelanas, vidrios y celulosas se ha pasado a compuestos poliméricos con cargas minerales, como son el epoxy y el poliuretano o también de cargas sintéticas como el poliéster con fibra de vidrio. Estos componentes han presentado una evolución muy rápida en el diseño de principales componentes como pasamuros, polos de interruptores automáticos, transformadores de medida, todo ello en función de las distintas prestaciones de las resinas y de las tensiones de aplicación. También se han introducido otros materiales termoplásticos como los poliamidas y policarbonatos como componentes de aplicaciones en media tensión. Parece claro que la evolución de estos materiales ofrecerá nuevas opciones de mejora, en especial en lo referido a la reducción de dimensiones.

1.4.2. Aislamientos líquidos

El material aislante líquido más utilizado en transformadores es el aceite mineral, aunque en la actualidad se encuentran los aceites de alto punto de inflamabilidad. Los materiales aislantes líquidos sirven para disipar el calor generado por la corriente que circula en los devanados, preservando el cartón y papel aislante de la humedad, así mismo, la disipación eficiente del calor prolonga la vida útil de los aislamientos, evitando su degradación debida a los efectos de la temperatura.

1.5. Materiales aislantes sólidos

El aislamiento entre bobinas adyacentes generalmente es sólido, para proporcionar un soporte mecánico y dar una rigidez dieléctrica relativamente elevada respecto a las tensiones transitorias elevadas de corta duración. El aislamiento sólido a veces se usa entre capas de un devanado o entre devanados. Los materiales aislantes sólidos son “no auto-regenerables” puesto que, tras una sola descarga disruptiva o perforación, se produce la destrucción definitiva del aislante.

1.5.1. Funciones de los aislantes sólidos

Las funciones que realizan los aislamientos sólidos en un transformador son las siguientes:

- Aislar entre si las espiras de una misma bobina.
- Aislar entre si y contra tierra a los devanados
- Soportar sin daño los esfuerzos eléctricos, mecánicos y térmicos a que son sometidos los devanados

1.5.2. Materiales aislantes sólidos

Los aislantes sólidos que más se emplean son:

- Papel Kraft (Fibra de madera), Kraft board (Fibra de madera), Crepé, Press board (Madera y algodón)
- Cartón comprimido
- Fibra de vidrio
- Porcelana
- Aislamientos termoplásticos
- Cintas de algodón

Las pruebas de laboratorio han demostrado en los ensayos de impulso (ondas de choque) que el mayor esfuerzo dieléctrico en las bobinas se produce en los extremos de la misma. Por esta razón el aislamiento en las terminales del devanado debe ser reforzado.

1.5.3. Características de los materiales aislantes sólidos

Los aislamientos sólidos de gran espesor se usan en los terminales de alta tensión en zonas de concentración de esfuerzos dieléctricos. La constante dieléctrica relativamente elevada de los materiales sólidos hace que la sollicitación del sólido sea sólo la mitad o las dos terceras partes de la que habría si un aceite dieléctrico ocupara el mismo espacio.

La mayoría de materiales de aislamiento sólido usados en los transformadores son porosos, permitiendo eliminar, mediante el vacío, los gases y agua vaporizada, así como conseguir el relleno de todas las cavidades e intersticios con aceite. Cualquier pequeña cantidad de gas dejada inadvertidamente en el campo dieléctrico sufre una elevada sollicitación dieléctrica (dos veces la que tendría el aceite) debido a la baja constante dieléctrica del gas. Como el gas encerrado, además de estar sometido a esfuerzos dieléctricos elevados, tiene una rigidez dieléctrica baja como consecuencia se tiene una pérdida importante de rigidez dieléctrica.

1.5.4. Clasificación de los materiales aislantes sólidos

Los materiales aislantes de uso más común en equipo eléctrico, han sido clasificados por el IEEE y lo ha establecido con fines de normalización con los siguientes valores máximos.

<u> AISLAMIENTO </u>	<u> TEMPERATURA MÁXIMA </u>
Clase O	90 ^o C
Clase A	105 ^o C
Clase B	130 ^o C
Clase C	No se señala límite

Clase O: Algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares, que no estén impregnados ni sumergidos en líquido dieléctrico.

Clase A: Algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares, que estén impregnados en líquidos dieléctricos. Materiales moldeados y laminados con celulosa, resinas fenólicas y otras resinas de propiedades análogas.

Clase B: Mica, amianto, fibra de vidrio y materiales inorgánicos o análogos, reforzados con sustancias orgánicas aglutinantes como estructura y en pequeñas cantidades, puede usarse clase A.

Clase C: Mica, porcelana, vidrio, cuarzo y materiales inorgánicos análogos.

1.6. Materiales aislantes líquidos

Los líquidos aislantes para usos electrotécnicos son obtenidos por destilación fraccionada del petróleo y, es comúnmente conocido como aceite dieléctrico. Los aislantes líquidos se encuentran conformados por el aceite dieléctrico, cuyas funciones sustanciales son las de aislar, refrigerar y extinguir eventuales arcos. Históricamente los aceites minerales han sido los más empleados, no obstante en los últimos años se han desarrollado aceites sintéticos de características biodegradables con alto punto de inflamación, como las siliconas y los polyalfaolefinas.

Finalmente, es conveniente resaltar que en condiciones normales el esfuerzo sobre el aceite es del 50 al 100% superior que el esfuerzo sobre el aislamiento sólido, debido a la constante dieléctrica relativamente baja del aceite. Por consiguiente, la sollicitación del aceite limita la rigidez de la estructura.

1.6.1. Funciones del aceite aislante en transformadores

El aceite aislante en un transformador tiene las siguientes funciones:

- Actúa como aislante eléctrico
- Actúa como refrigerante
- Protege los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire

Durante la operación de los transformadores, las pérdidas de energía aparecen en forma de calor, principalmente en los devanados y el núcleo. Las fuentes de calor están localizadas en los devanados, en el núcleo, a los herrajes y el tanque. Estas pérdidas no se pueden medir de forma independiente y durante las pruebas de pérdidas, quedan registradas como una parte de las pérdidas indeterminadas.

1.6.2. Tipos de aceites aislantes

Existen dos tipos de aceites aislantes, los derivados del petróleo y los aceites artificiales clorados, como los PCB, ya discontinuados y prohibidos.

A los aceites artificiales comúnmente se les llaman askareles y son compuestos sintéticos no flamables, los cuales una vez descompuestos por arco eléctrico, solamente producen mezclas gaseosas no flamables, esto los hace muy estables y difíciles de destruir, la desventaja más grande que tienen es que son contaminantes ambientales y tóxicos, además presentan problemas al estar en operación con el agua, puesto que su resistencia dieléctrica disminuye rápidamente conforme la concentración de humedad tiende a la saturación.

Un arqueo severo reduce también la resistencia dieléctrica de estos aceites. Los askareles son sustancias altamente tóxicas y peligrosas para la salud y el ambiente que en el pasado se utilizaron ampliamente como aislantes y refrigerantes en transformadores y diversos equipos eléctricos. Hoy, por adecuaciones a las leyes ambientales, están prohibidos en la mayoría de los países del mundo.

Los aceites derivados del petróleo básicamente son dos: los de base nafténica, estos tienen un bajo punto de congelación, los cuales son ideales para usarlos en donde la temperatura ambiente es muy baja y los de base parafínica, los cuales son utilizados frecuentemente en equipos de bajo voltaje o en transformadores de distribución. Anteriormente con determinar el tipo básico, se indicaba la calidad del aceite, sin embargo, en la actualidad se considera que el forma de fabricación la que proporciona al aceite su calidad, por lo que el análisis final del mismo nos indicará su adecuada utilización.

1.6.3. Características de los aceites aislantes

La mayoría de variedades de aceite tienen buenas propiedades dieléctricas. Los aceites que pueden emplearse como materiales aislantes deben tener las siguientes características:

- Tendencia a la sedimentación
- Pérdidas por evaporación
- Viscosidad a diferentes temperaturas
- Estabilidad química
- Peso específico y coeficiente de dilatación
- Temperatura de congelación
- Absorción de humedad

- Rigidez dieléctrica
- Resistividad eléctrica
- Conductividad térmica
- Calor específico

Una de las ventajas de todos los aceites aislantes es su propiedad de autorregenerarse después de una perforación dieléctrica; sin embargo, hay que tener en cuenta, que esta propiedad no es independiente de la energía de descarga y, si esta es muy elevada, puede sobrecalentar el aceite, provocando su combustión.

La mayor desventaja de los aceites aislantes es que son inflamables y pueden provocarse acciones químicas por arcos eléctricos o por descarga estática, por desprendimiento de gases combustibles, como el hidrógeno e hidrocarburos ligeros (metano, etc.), que se vuelven explosivos al mezclarse con aire.

1.6.4. Fabricación y composición del aceite aislante derivado del petróleo

Los aceites minerales naturales o derivados del petróleo constituyen mezclas de gran variedad de hidrocarburos, que pueden separarse por destilación, aprovechando la propiedad de que sus puntos de ebullición varían como sus pesos moleculares. La destilación no se efectúa a una temperatura determinada, sino que entre ciertos límites de temperatura, de forma que los productos destilados constituyan nuevas agrupaciones de hidrocarburos. Como el éter de petróleo, esencia de petróleo, aceites de parafina, etc.

Las propiedades de estos aceites dependen del tratamiento y, sobre todo, del origen del petróleo. El aceite debe de estar exento de alquitrán y de azufre, por lo que el obtenido por destilación debe someterse a la operación de refinado, para la eliminación de dichas sustancias.

El refinado consiste en tratar el aceite mineral con ácido sulfúrico, que precipita los alquitranes. Por decantación, se recoge el aceite limpio, pero como aún tiene carácter ácido, debe neutralizarse. La adición de ácido requiere grandes precauciones, ya que este reactivo elimina los alquitranes, pero puede ocasionar también la destrucción de los compuestos estables del aceite por lo que este resulta, algunas veces, químicamente menos estable que antes de su refinado. Después del refinado, debe eliminarse el agua que contiene el aceite mineral, mediante la deshidratación, para la que se siguen procedimientos químicos y físicos.

1.7. Tipos de transformadores

En todo proceso de conversión de energía electromagnética se presentan pérdidas, entre ellas las debidas a la disipación de energía en forma de calor. El transformador no es ajeno a este fenómeno y por lo tanto es necesario utilizar un medio refrigerante para disipar las altas temperaturas presentes en él y así evitar su mal desempeño, como también la reducción de su vida útil. El medio de refrigeración es el que diferencia un transformador sumergido en líquido de un transformador seco, ya que el primero utiliza aceite y el segundo aire. Este medio de refrigeración también es un medio aislante.

1.7.1. Transformadores secos

En un transformador tipo seco se presentan temperaturas internas más altas (150 °C) que en los transformadores convencionales (50 °C). Los principales tipos de transformadores tipo seco son:

Transformador tipo seco encapsulado en resina: Aquel en el cual los devanados se encuentran completamente recubiertos, para su protección, por una masa de resina con una carga mineral.

Transformadores tipo seco abierto: Transformador en el que los devanados están en contacto directo con el aire.

Transformador tipo seco sumergido en gas: Es un transformador tipo seco, abierto e instalado en un recipiente a presión sellado herméticamente con gases, que proporcionan el medio dieléctrico.

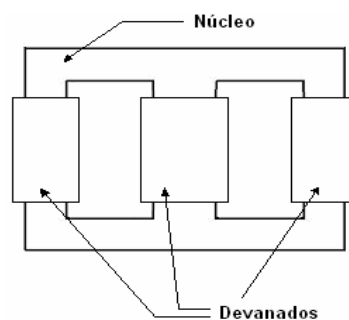
Transformador tipo seco VP: Es un transformador tipo seco abierto que usa una resina de silicón. Es especialmente usado en aplicaciones militares.

1.7.1.1. Características

Para el diseño de los transformadores secos, se utiliza la disposición de las bobinas con respecto al núcleo, de tipo columna o núcleo, debido a que este tipo de transformador tiene un tamaño más reducido que el de los transformadores tipo acorazado, en el cual el núcleo abraza las bobinas.

Esta diferencia de tamaño permite un ahorro de espacio considerable, aspecto importante si se tiene en cuenta que los transformadores secos son más robustos que los transformadores convencionales de igual potencia. En la figura 3 se presenta un esquema de un transformador trifásico tipo núcleo.

Figura 3. **Transformador trifásico tipo núcleo**



En cuanto a la distribución de las bobinas con respecto al núcleo, estas pueden ubicarse en dos formas, tal como se presenta en la figura 4, así:

Figura 4. **Devanados concéntricos y distribuidos en un transformador**

Distribuida: Es aquella donde los devanados del primario y del secundario están en progresión radial con relación a un núcleo común.

Concéntrica: Aquella en la que los devanados primario y secundario están subdivididos en discos e intercalados en el mismo núcleo.

Los devanados concéntricos que envuelven el núcleo pueden ser de dos tipos, dependiendo de las tensiones a la que están expuestos, así:

Devanado concéntrico circular: Usado en niveles de tensión inferiores a 1 kV.

Devanado concéntrico en galleta: Utilizado para niveles de tensión superiores a 1 kV, debido a la característica que permite dividir el nivel de tensión en niveles más pequeños, para simplificar el aislamiento en sentido axial.

Debido a los diferentes niveles de tensión que se presentan en la parte activa de los transformadores, se necesitan sistemas de aislamiento entre el devanado de baja tensión y tierra, entre los devanados de baja y alta tensión, entre las capas de los devanados de baja y alta tensión como el cabezal de baja y alta tensión y entre espiras de los devanados. El aislamiento de los devanados del transformador tipo seco se realiza utilizando materiales sintéticos con aislamientos de clase H, que soportan temperaturas hasta de 185 °C, tales como el asbesto y el NOMEX.

El calor producido por las pérdidas en los materiales activos (núcleo magnético y arrollamientos) y las pérdidas adicionales, se concentra en las bobinas de alta y baja tensión del transformador. Este exceso de temperatura debe ser totalmente disipado al ambiente, a través de medios que transportan el calor. Estos son el aceite u otro líquido aislante y refrigerante, si se trata de un transformador sumergido; o aire si el transformador es de tipo seco. En este último caso el aire debe evacuar el calor generado por las bobinas al ambiente mediante ductos de refrigeración.

Los ductos de refrigeración se implementan entre capas y/o secciones de la bobina, mediante espaciadores que se ubican en los frentes de las bobinas para que no afecten el ancho de la ventana del núcleo, ver figura 5.

Figura 5. Transformador seco tipo abierto



Los espaciadores utilizados son en fibra de vidrio, debido a que soportan altas temperaturas y grandes esfuerzos mecánicos, lo que los hacen ideales para ser utilizados en transformadores secos. El encerramiento es una cubierta o barrera circundante usada para proteger el equipo contenido y para prevenir al personal de contactos accidentales con partes vivas o activas.

En la norma ANSI C57.12.50, sección 5.8, se especifica el espacio de las aberturas de ventilación de las paredes laterales del encerramiento, además de las distancias a considerar entre los bordes del transformador y las paredes del encerramiento.

1.7.1.2. Aplicaciones

Históricamente, los transformadores sumergidos en aceite han sido la opción más utilizada en la red eléctrica, pero, debido a algunos problemas asociados con el manejo ambiental, la alta probabilidad de incendio, el control de fugas y el mantenimiento general, han motivado la evolución y utilización de los transformadores tipo seco en zonas tales como: centros comerciales, edificios, hospitales, entre otros.

1.7.2. Transformadores sumergidos en líquidos

El circuito magnético y los devanados están sumergidos en un dieléctrico líquido que garantiza el aislamiento y la evacuación de las pérdidas caloríficas del transformador. Este líquido se dilata en función de la carga y de la temperatura ambiente. Los PCB (Bifenilos policlorados) y TCB (trifenilos policlorados) ya no pueden utilizarse por estar prohibidos; generalmente se emplea aceite mineral. Este aceite es inflamable y exige medidas de protección contra riesgos de incendio, explosión y contaminación.

Existen cuatro tipos de transformadores sumergidos: respirantes, de colchón de gas, con conservador y de llenado integral, actualmente sólo se instalan los últimos.

Transformadores respirantes: Un volumen de aire entre la superficie del aceite y la tapa permite la dilatación del líquido sin riesgo de rebalse. El transformador “respira”, pero la humedad del aire se mezcla con el aceite y la rigidez dieléctrica se degrada.

Transformadores de colchón de gas: La cuba es estanca y la variación de volumen del dieléctrico se compensa con un colchón de gas neutro (riesgo de fuga).

Transformadores de llenado integral: La cuba está totalmente llena de líquido dieléctrico y herméticamente cerrado. No hay ningún riesgo de oxidación del aceite.

Transformadores con conservador: Para reducir las anteriores inconvenientes, un depósito de expansión limita el contacto aire/aceite y absorbe la sobre-presión. No obstante, el dieléctrico sigue oxidándose y cargándose de agua. La adición de un desecador limita este fenómeno, pero exige un mantenimiento periódico. La sobrepresión debida a la dilatación del líquido es absorbida por los pliegues de la cuba.

1.7.2.1. Características

Entre las características constructivas de los transformadores sumergidos en dieléctrico líquido se pueden considerar las siguientes:

- **Tapa y cuba:** Las paredes de las cubas están construidas con aletas de refrigeración fabricadas a partir de chapa corrugada soldada, la estanqueidad de todas las soldaduras realizadas se comprueba en cada cuba terminada de forma individualizada. Tanto las cubas como las tapas del transformador se granallan (técnica de tratamiento de limpieza superficial) cuidadosamente y después tras un proceso de fosfatado y lavado, se pintan con una primera capa de imprimación seguida de una o dos capas de pintura de acabado.
- **Circuito magnético:** El circuito magnético está construido a partir de chapa magnética de grano orientado de primera calidad, cortada y apilada con la más moderna tecnología, con el objetivo de mejorar las pérdidas en el hierro, la intensidad de vacío y el nivel de ruido del transformador.
- **Bobinados:** Las bobinas de Baja Tensión y Alta tensión se realizan a partir de conductor de cobre con aislamiento sólido entre espiras y entre capas. Tras el proceso de bobinado, realizado en máquinas de última generación, se somete a cada una de las bobinas a un proceso de curado del papel aislante con el objeto de obtener un conjunto compacto, de forma que el transformador una vez montado sea capaz de soportar los esfuerzos de cortocircuito.

- **Líquidos dieléctricos:** El líquido dieléctrico más utilizado por su relación calidad/precio es el Aceite Mineral, dicho aceite debe estar ausente de PCB's para no contaminar el medio ambiente. En algunos casos se utiliza como líquidos dieléctricos el Aceite de Silicona cuando por exigencias de inflamabilidad la normativa lo exija, ya que la temperatura de combustión de la silicona es de 300°C frente a los 140 °C del Aceite y los aceites biodegradables cuando se solicite esta característica además de las exigencias de inflamabilidad.

1.7.2.2. Aplicaciones

Los transformadores sumergidos en líquido son adecuados para colocación en la intemperie o interior para distribución de energía eléctrica en media tensión.

Los transformadores tipo poste se aplican a sistemas de distribución aéreos, en fraccionamientos residenciales, colonias populares, en el centro de las ciudades, pequeñas industrias, centros comerciales y para cargas diversas. Este tipo de transformador es utilizado para electrificación urbana y rural. Los transformadores herméticos de llenado integral se utilizan en lugares donde los espacios son reducidos, son de aplicación en zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

2. ACEITES DIELECTRICOS CON ALTO PUNTO DE IGNICIÓN

En términos generales, las funciones básicas de los aceites en los transformadores son de dos tipos: físico y eléctrico. La función física es la de enfriamiento, al disipar el calor generado en el transcurso de la operación de la unidad. La función eléctrica es la de actuar como medio dieléctrico (aislante) para prevenir la formación de arcos entre dos conductores con alta diferencia de potencial.

2.1. Antecedentes

Los aceites dieléctricos con alto punto de inflamabilidad, y conocidos también como aceites dieléctricos con alto punto de ignición o fuego fueron introducidos a mediados de 1970 como una alternativa para los askareles y para las instalaciones que requieran alto grado de seguridad contra incendios. El Código Nacional Eléctrico (NEC) y el Código Nacional de Seguridad Eléctrico (NESC) reconocen su uso como una opción para proteger las instalaciones contra incendios. Estos aceites comprenden una variedad de tipos químicos, el primero que se introdujo, fueron los hidrocarburos de alto peso molecular (HMWH) y siliconas, en 1980 siguieron los fluidos sintéticos como polialfaolefinas (PAO) y poliol - éster (POE). De ellos, los POEs son los que tienen las más ventajosas propiedades ambientales. Su alto costo limita sus aplicaciones y generan la búsqueda de nuevas alternativas. Un tipo de estos fluidos son los aceites de tipo vegetal, estos aceites llamados ésteres naturales, son similares químicamente a los POEs y comparten muchas de sus propiedades.

Estos aceites tienen excelentes propiedades ambientales, alto grado de seguridad contra incendios y retardan la degradación del papel utilizado como aislante. Los aceites de éster natural se encuentran disponibles comercialmente desde 1990 en transformadores de distribución y ahora se empieza a ver su uso en transformadores de potencia.

2.1.1. Fluidos de alto punto de inflamabilidad

Los líquidos con alto punto de inflamabilidad utilizados como medios dieléctricos en transformadores son aceites de aislamiento que se utilizan para mejorar la seguridad en transformadores y en dispositivos de distribución en caso que se produzca en ellos incendio o explosión. Estos fluidos resisten la ignición por llama o el arco eléctrico, y sobre todo deben mantener las características eléctricas que cumplen los aceites dieléctricos convencionales o aceites de mineral común. Estos fluidos también deben de ser 100% hidrocarburos y biodegradables.

2.1.2. Características generales

Los dieléctricos con alto punto de inflamabilidad, se diferencian de los dieléctricos de aceite mineral común o aceites convencionales principalmente porque poseen un punto de ignición de por lo menos 300° C. Esta propiedad es necesaria para cumplir con ciertos requerimientos del Código Nacional Eléctrico (NEC) y otros organismos (NESC, ASTM, IEEE, etc.). Deben de poseer una alta rigidez dieléctrica, estabilidad a la oxidación y al calor.

Una característica fundamental es que deben de ser biodegradables, esto implica que no deben contener elementos tóxicos como PCB's y además se recomienda que estos sean compatibles con los aceites que son del tipo mineral común para ser utilizados en los transformadores que contienen este tipo de aceite, a fin de mejorar su punto de ignición y ser utilizados en lugares que tienen gran probabilidad de incendio o explosión (interiores).

2.1.3. Función de los aceites dieléctricos de alto punto de inflamabilidad

Al igual que los aceites dieléctricos convencionales, los aceites dieléctricos con alto punto de inflamabilidad tienen, en primer lugar, la función de actuar como refrigerante, ya que un aceite de este tipo es, un medio eficiente para la transferencia de calor; en segundo lugar, tienen la función de actuar como dieléctricos. Como un dieléctrico, este tipo de aceites previene formación de arcos entre dos conductores de alta diferencia de potencial, en otras palabras, este aceite actuará como un aislante eléctrico. Otra de las funciones de este tipo de aceites es la de proporcionar seguridad contra incendio o explosión, tanto a las instalaciones como al personal en las cuales se encuentran localizados los transformadores que contienen estos aceites. Su punto de ignición por arriba del que tienen los aceites convencionales (160 °C) hace que este tipo de aceite se califique como una alternativa para utilizar transformadores refrigerados con aceite en instalaciones interiores como edificios, centros comerciales, hospitales, etc.

2.2. Especificaciones de los dieléctricos de alto punto de inflamabilidad

Los refrigerantes dieléctricos con alto punto de inflamabilidad deben ser listados como fluidos resistente al fuego que atienden los requisitos de la sección 450-23 de NEC (*National Electrical Code*) y los requisitos de la sección 15 de IEEE C2 (*National Electrical Safety Code*), no deben ser tóxicos, ni bioacumuladores, debiendo ser fácilmente y completamente biodegradable según EPA (*Environmental Protection Agency*) OPPTS 835.3100. Estos fluidos deben tener su tecnología ambiental verificada por EPA *Official ETV Report*.

Deben presentar resultados de mortalidad cero al ser sometidos a la prueba de toxicidad aguda en alevines de truchas⁴ según OECD 203 (*Organization for Economic Co-operation and Development*). Deberán ser aprobados por FM (*Factory Mutual Global*)⁵ y clasificados por UL (*Underwriters Laboratories*)⁶. Su compatibilidad con los componentes de los transformadores, también deberá ser verificada (lo anterior lo deberá indicar el fabricante).

⁴Prueba de toxicidad acuática aguda en peces

⁵ *Factory Mutual Global* (FM): Agencia de seguridad especializada en la gerencia de riesgo

⁶ *Underwriters Laboratories* (UL): Organización independiente, sin fines de lucro, de certificación y prueba en la seguridad de productos

2.2.1. Estándares que deben de cumplir

2.2.1.1. Código Eléctrico Nacional (NEC)

El Código Eléctrico Nacional (NEC), en su Artículo 450-23; establece los requerimientos para la instalación y llenado de los aceites dieléctricos con alto punto de inflamabilidad en transformadores. El NEC ahora refleja la aceptación de los fluidos de alto punto de inflamabilidad para transformadores en aplicaciones tanto en interiores como exteriores. Esta norma indica que se permitirá instalar transformadores aislados con líquidos certificados cuyo punto de inflamación no sea inferior a 300 °C⁷, de acuerdo con las normativas establecidas en dicho código para instalaciones tanto interiores como exteriores. Una explicación más detallada de esta normativa se puede consultar en dicho artículo.

2.2.1.2. Código Eléctrico Nacional de Seguridad (NESC)

El Código Americano de Seguridad Eléctrica, siglas en inglés “*National Electrical Safety Code*” (NESC), en la sección 15, numeral 152, reconoce a los fluidos resistentes al fuego (alto punto de inflamabilidad), como medio de protección contra incendio, además de señalar algunas características que debe de tener la localización y disposición de los transformadores.

⁷ NEC, Artículo 450-23, Extracto (Código Eléctrico Nacional, **Edición 1999**), pág. 70-357

2.2.1.3. Norma ASTM

La norma ASTM que describe las especificaciones de los aceites minerales con alto punto de ignición como medio dieléctrico y refrigerante en un aceite nuevo o en servicio, en un transformador de potencia o distribución es la norma ASTM D5222. Ésta norma, tiene por objeto definir los aceites de este tipo que son compatibles con los materiales utilizados en la construcción de transformadores (por ejemplo el aceite mineral común), para que dichos materiales conserven sus características en los transformadores. Esta norma es aplicable únicamente para los líquidos aislantes eléctricos que son derivados del petróleo. Esta norma no indica el mantenimiento o métodos de prueba para estos aceites, se limita únicamente a las características constructivas de dichos aceites.

2.2.1.4. Norma IEEE

La guía para la aceptación y mantenimiento de los aceites con alto punto de inflamabilidad en transformadores es la norma IEEE C57.121. Esta guía nombra a estos aceites como hidrocarburos menos inflamables (LFH, siglas en inglés "*less flammable hydrocarbon*"). Dicha guía recomienda pruebas y procedimientos de evaluación, así como los criterios y los métodos de mantenimiento para este tipo de aceites dieléctricos aislantes en transformadores. Esta norma se aplica a los aceites de alto peso molecular (HMWH).

Para el caso de los fluidos de silicona, la guía para la aceptación y mantenimiento de este tipo de fluidos dieléctricos en transformadores es la norma IEEE C57.111. Recientemente, se publicó la guía para la aceptación y mantenimiento de los fluidos de éster natural para transformadores, la cual es la norma IEEE C57.147.

2.3. Propiedades de los fluidos con alto punto de inflamabilidad

El rendimiento fiable de los aceites dieléctricos con alto punto de inflamabilidad en transformadores de distribución depende que estos cumplan con características básicas, las cuales, pueden afectar las características generales de dichos transformadores. Estas características se deben de cumplir en un equipo con aceite de alto punto de inflamabilidad, el cual, el responsable de cumplir con ello es el fabricante. La operación confiable de los transformadores en servicio, también depende de mantener ciertas características básicas en dichos aceites, para lo cual, el responsable es, la persona encargada del mantenimiento del transformador. Las propiedades esenciales de estos líquidos aislantes utilizados en transformadores se deben mantener para llevar a cabo su múltiple papel como un aislante eléctrico y como un agente de transferencia de calor.

El aceite con alto punto de inflamabilidad debe tener una adecuada rigidez dieléctrica para soportar la tensión eléctrica impuesta cuando el transformador esta en operación. Debe de tener una cierta combinación de conductividad térmica, calor específico, y viscosidad para que su habilidad para transferir calor sea suficiente en un transformador.

Debe de tener suficiente punto de flameo y punto de ignición para reunir los requerimientos de seguridad. Las pérdidas dieléctricas de estos fluidos no deben de ser excesivas. Estos líquidos no deben venir deteriorados o contaminados, ya que, pueden afectar negativamente otros materiales en el transformador, no deben contener sustancias que impidan su circulación a través de los ductos de enfriamiento. Si el propósito de usar estos aceites es cumplir con el NEC, Artículo 450-23, este debe de tener un punto de ignición ASTM D92 no menor que 300 °C y que las instalaciones cumplan con todas las restricciones provistas por los requisitos del líquido⁸.

Las propiedades de los aceites de alto punto de inflamabilidad, al igual que los aceites convencionales, se dividen en tres categorías: propiedades físicas, propiedades químicas, y propiedades eléctricas. Su importancia y significado es obtenido de la IEEE C57.121-1998 *Guide for acceptance and maintenance of less flammable hydrocarbon fluid in transformers*, y se resumen en las siguientes páginas. Los valores típicos de dichas propiedades se indican como límites para aceites de alto punto de inflamabilidad como una clase, aunque para estos aceites también existen diferentes tipos, dependiendo del origen del aceite, los cuales se indican en el capítulo posterior. Estos valores típicos se obtuvieron de diferentes fabricantes de dichos aceites.

⁸ IEEE C57.121-1998, *Guide for acceptance and maintenance of less flammable hydrocarbon fluid in transformers*, pág. 2

2.3.1. Propiedades físicas

2.3.1.1. Punto de anilina (ASTM D611)

Es la temperatura a la cual una mezcla de anilina y aceite se separan. Es útil en el análisis de mezclas de hidrocarburos. Es un método rápido para saber en forma general el contenido de hidrocarburos aromáticos y el grado de refinación de un aceite. Por tanto, tiene relación con la aromaticidad de un aceite, la cual indica el poder de disolución del mismo hacia los materiales poliméricos que se encuentran en contacto con él. Valores altos del punto de anilina indican bajo contenido de aromáticos y, por tanto, bajo grado de disolución. También puede relacionarse con las características de impulso y gasificación del aceite. Los aceites con alto punto de inflamabilidad basados en hidrocarburos parafínicos deben tener valores significativamente altos comparados con los aceites para transformadores basados en nafténicos. Valores aceptables para esta propiedad debe ser entre 63 a 84 °C para todos los tipos, excepto para los parafínicos.

2.3.1.2. Color ASTM (ASTM D1500)

Un bajo número en el color de un aceite dieléctrico mineral es conveniente para permitir la inspección de un aparato montado en un tanque. Un incremento en el número del color durante el período de servicio es un indicador de la deterioración o contaminación de los aceites dieléctricos minerales.

Para los aceites con alto punto de inflamabilidad, el cual puede ser inicialmente en color oscuro, otras pruebas (como el factor de disipación, número de neutralización y la tensión interfacial) son comúnmente utilizadas para detectar el deterioro o la contaminación de dichos aceites. Un valor adecuado del color ASTM para un aceite con alto punto de inflamabilidad, debe de ser 2.5 como máximo.

2.3.1.3. Punto de flameo (Método copa abierta ASTM D92)

El punto de flameo para un líquido inflamable es la más baja temperatura a la que la presión de vapor es suficiente para formar una mezcla inflamable con el aire cerca de la superficie del líquido o dentro de un contenedor. El punto de flameo para los aceites con alto punto de inflamabilidad debe de ser mayor o igual que 275 °C.

2.3.1.4. Punto de inflamabilidad (Método copa abierta ASTM D92)

El punto de inflamabilidad o ignición es una propiedad fundamental que indica qué tan resistente al fuego es el fluido del transformador, es decir, la más baja temperatura a la cual un líquido en un recipiente abierto continuará encendido una vez empezada la ignición. El punto de inflamabilidad para los aceites con alto punto de inflamabilidad, valga la redundancia, debe de ser por lo menos 300 °C.

2.3.1.5. Tensión interfacial (ASTM D971)

La tensión interfacial entre fluidos eléctricos aislantes y agua es una medida de la fuerza atractiva molecular entre sus moléculas a diferencia de la interfaz. Esta se expresa en dina/cm (mN/m). Esta característica provee una manera de detectar contaminantes polares solubles y productos de degradación. Estos productos generalmente decrecen el valor de la tensión interfacial. Un adecuado valor de la tensión interfacial para los aceites con alto punto de inflamabilidad debe de ser 40 (dina/cm) a una temperatura de 25 °C.

2.3.1.6. Punto de fluidez (ASTM D97)

El punto de fluidez indica la más baja temperatura a la cual un aceite fluirá. El punto de fluidez de un transformador con aceite o un fluido hidrocarburo es importante, porque indica la temperatura por debajo, en el cual, la circulación del aceite puede ser difícil, pero no imposible. Incluso por encima de la temperatura del punto de derramamiento, la circulación del aceite puede ser limitada por la viscosidad. Este punto tiene poca importancia en cuanto a contaminación o deterioro se refiere, pero puede ser útil para el tipo de identificación y para determinar el tipo de equipo en el cual, el aceite puede ser utilizado. El punto de fluidez para los aceites con alto punto de inflamabilidad debe presentar un valor de -21°C, como máximo.

2.3.1.7. Gravedad específica (densidad relativa) (ASTM D1298)

La gravedad específica influye en la tasa de transferencia de calor. Una alta densidad y consecuencia de ello una alta gravedad específica puede producir partículas de hielo flotantes en el aceite lo cual produciría un corto circuito en medio de las terminales del transformador, esto puede darse en ciertos climas fríos, en donde, por ejemplo, la gravedad específica sea mayor que 0.91. La gravedad específica (densidad relativa) de un líquido aislante es la relación de los pesos de igual volumen de agua y del líquido a 15 °C o 60 °F. Gravedad específica no es significativa a la hora de determinar la calidad del fluido, pero puede ser pertinente en determinar si es apropiado para ser usado en aplicaciones específicas. La gravedad específica para los aceites con alto punto de inflamabilidad debe de estar en el rango de 0.86 – 0.90 a 25 °C como máximo.

2.3.1.8. Viscosidad (ASTM D445)

Medida de la capacidad de un aceite para fluir, es decir, su resistencia a fluir continuamente sin turbulencia, inercia, u otras fuerzas. La viscosidad influye en la transferencia de calor, y por lo tanto, en el aumento de la temperatura de los transformadores. A baja temperaturas, una alta viscosidad puede influir en la velocidad de las piezas móviles, como los que están en los disyuntores diferenciales de potencia, mecanismos que están en los cambiadores de tap bajo carga, bombas y reguladores. Una alta viscosidad también puede afectar adversamente el arranque de los aparatos en climas fríos.

La viscosidad de un aceite aislante y de un fluido con alto punto de inflamabilidad es usualmente medida por el tiempo que fluye una cantidad determinada de aceite bajo condiciones controladas. La viscosidad no es afectada significativamente por la contaminación o deterioración del fluido, pero puede ser útil para identificar ciertos tipos de servicio en el tiempo de uso de este fluido aislante. La viscosidad cinemática de los aceites con alto punto de inflamabilidad en mm^2/s (centistokes, cSt) debe ser como mínimo: 1.0×10^3 a $0\text{ }^\circ\text{C}$, 1.0×10^2 a $40\text{ }^\circ\text{C}$, 1.0×10^1 a $100\text{ }^\circ\text{C}$, y debe de ser, como máximo: 2.5×10^3 a $0\text{ }^\circ\text{C}$, 1.3×10^2 a $40\text{ }^\circ\text{C}$, 1.4×10^1 a $100\text{ }^\circ\text{C}$.

2.3.1.9. Apariencia visual (ASTM D1524)

Un simple examen visual de estos aceites pueden indicar la ausencia o presencia de contaminantes indeseables como agua, sustancias particulares o sedimentos (es decir, partículas metálicas, sedimentos insolubles, carbón, fibras, suciedad). Si están presentes contaminantes insolubles, valiosa información puede ser obtenida por filtrado del fluido e identificar los residuos. La apariencia visual para un aceite con alto punto de inflamabilidad debe de ser clara y brillante en un transformador nuevo.

2.3.2. Propiedades químicas

2.3.2.1. Bifenilos policlorados PCB (ASTM D4059)

La regulación ambiental prohíbe el uso de estos compuestos dañinos para la salud y el medio ambiente. El mínimo valor detectable para estos compuestos, conforme a la norma de análisis ASTM D 4059 es de 2 ppm. Para los aceites dieléctricos con alto punto de inflamabilidad, no se establece un valor, simplemente no deben detectarse en estos aceites ó presentar un valor menor a la que indica la ASTM D 4059 (<2ppm).

2.3.2.2. Contenido de inhibidor de oxidación (ASTM D2668, ASTM D4768)

Los DBPC y DBP⁹ son inhibidores a la oxidación, utilizados comúnmente para proteger los fluidos aislantes de la oxidación, retardando la formación de acidez y lodos. La eficacia de los inhibidores a la oxidación esta en función del tipo de base del fluido, concentración y el grado de contaminación del mismo. Se han establecido métodos de ensayo para la concentración de estos inhibidores en los aceites aislantes, y aunque inicialmente no fueron destinados para ser utilizados en los fluidos con alto punto de inflamabilidad, pueden ser de utilidad para determinar el contenido de inhibidor en ellos.

⁹DBPC: 2,6- diterbutilparacresol. DBP: 2,6-diterbutilphenol

2.3.2.3. Azufre corrosivo (ASTM 1275)

Los aceites dieléctricos con alto punto de inflamabilidad no deben contener compuestos de azufre inestables (o del elemento mismo), ya que provocan el fenómeno de corrosión en las partes metálicas del transformador (cobre o plata), que están en contacto con dicho aceite en el transformador.

2.3.2.4. Contenido de agua (Método de Karl Fischer ASTM D1533)

Un bajo contenido de agua es necesario para lograr una adecuada rigidez eléctrica y bajas pérdidas en los dieléctricos, maximizar el tiempo de vida de los aceites aislantes y minimizar la corrosión en los metales. El contenido de agua para los aceites con alto punto de inflamabilidad debe de ser de 35 ppm.

2.3.2.5. Número de neutralización (ASTM D974)

El número de neutralización para un fluido en servicio, es en general, una medida del contenido de ácidos del aceite, se le conoce también como índice de acidez o simplemente acidez, y puede ser utilizado, si es comparado con valores de un aceite nuevo, para detectar la contaminación por sustancias con las cuales el fluido a estado en contacto, revelará los cambios químicos o deterioración por oxidación del aceite.

Además, el número de neutralización puede ser utilizado como una guía general para determinar cuándo un aceite debe ser reemplazado o reciclado. Para los aceites con alto punto de inflamabilidad se considera un buen valor el de 0.03 mg KOH/g de aceite.

2.3.2.6. Estabilidad a la oxidación (ASTM D2440)

Una buena estabilidad a la oxidación es necesaria para minimizar la formación de sedimentos y ácidos durante el almacenamiento, procesamiento y la vida útil del aceite. Esto minimiza la conducción eléctrica y la corrosión metálica, y maximiza el sistema de vida del aceite.

2.3.3. Propiedades eléctricas

2.3.3.1. Tensión de ruptura dieléctrica (ASTM D877, D1816)

La tensión de ruptura dieléctrica de un aceite aislante es de importancia como una medida de su habilidad para resistir impulsos eléctricos sin arco entre dos electrodos sumergidos en el aceite. Sirve principalmente para indicar la presencia de agentes contaminantes como humedad, suciedad, partículas conductoras, de las cuales, una o más pueden estar presentes cuando se tienen bajos valores de tensión de ruptura dieléctrica. Aunque, altos valores de esta tensión no indica la ausencia de todos los contaminantes no polares.

La magnitud de esta tensión depende de algunos factores a la hora de realizar la prueba¹⁰ para determinar dicha propiedad, estos factores son la forma de los electrodos, el grueso de los mismos y la rigidez dieléctrica del aislamiento entre ellos. Un valor adecuado para los aceites con alto punto de inflamabilidad es de 30 kV como mínimo para un aceite nuevo.

2.3.3.2. Factor de disipación (ASTM D924)

Llamado también factor de potencia, es una medida de las pérdidas dieléctricas en un fluido utilizado como aislante eléctrico cuando es utilizado en un campo eléctrico alterno y la energía disipada en forma de calor. Un bajo factor de disipación indica bajas pérdidas dieléctricas. El factor de disipación puede ser utilizado como una medida del control de calidad y como la indicación de los cambios en la calidad, resultado de la contaminación, deterioro en el servicio o la manipulación. Un valor adecuado del factor de disipación en los aceites con alto punto de inflamabilidad, debe de ser, como máximo, 0.05 % a 25 °C y 0.3 % a 100 °C, estos valores, para un aceite nuevo.

2.3.3.3. Tendencia a la gasificación (ASTM D2300)

La tendencia a la gasificación es una medida de la tendencia de los aceites a absorber o desprender gases al someterlos bajo tensión eléctrica e ionización, en presencia de hidrógeno que es el gas que se desprende en las descargas tipo corona.

¹⁰Los métodos para realizar esta prueba se darán a conocer en el capítulo 4

Un valor positivo indica que el gas es desprendido en la prueba para obtener dicha medida. Un valor negativo indica que el gas es absorbido en la prueba. Un valor menor o igual que cero (negativo) es un valor adecuado para los aceites con alto punto de inflamabilidad en micro litros por minuto ($\mu\text{L}/\text{min}$).

2.3.4. Propiedades ambientales

Los aceites dieléctricos con alto punto de inflamabilidad deben de estar formulados específicamente para reducir los riesgos contra la salud y el medio ambiente. Los aceites de este tipo, derivados del petróleo no deben de ser tóxicos y deben de ser biodegradables. Los aceites con alto punto de inflamabilidad basados en ésteres son los que tienen las mas ventajosas propiedades ambientales. La Agencia de Protección Ambiental de los EE. UU. (Siglas en inglés *Environmental Protection Agency*, EPA), debe de listar a estos fluidos dieléctricos como no peligrosos y amigables con el medio ambiente, además de especificarlos como no tóxicos, no bioacumuladores, debiendo ser fácilmente y completamente biodegradables.

La tabla I muestra los valores típicos, posteriores a determinadas pruebas, de fluidos con alto punto de inflamabilidad. Vale la pena mencionar que los valores mostrados en la tabla I, son aplicables para los aceites con alto punto de inflamabilidad como una clase o tipo. Valores específicos para cada rama de estos aceites, deben ser obtenidos de cada proveedor o fabricante de este tipo de dieléctricos para transformadores. Además, en el capítulo 3 se indican los tipos de aceite que entran en la gama de estos aceites, dependiendo su origen, así como sus valores aceptables.

Tabla I. Valores típicos de los aceites con alto punto de inflamabilidad

PROPIEDAD	ASTM (Método)	Aceite Mineral	Valores Típicos
Propiedades físicas			
Punto de anilina °C	D 611	63-83	63-83
Color	D 1500	0.5 máx.	2
Punto de flameo °C	D 92	145 mín.	275 mín.
Punto de ignición °C	D 92	163 mín.	300 mín.
Tensión interfacial @ 25 °C [dinas/cm]	D 971	40 mín.	40 mín.
Punto de fluidez °C	D 97	- 40 máx.	-21 máx.
Gravedad Específica @ 15 °C/15 °C	D 1298	0.91 máx.	0.88
Viscosidad, cSt @	D 445		
100°C		3.0 máx.	16
40°C		12.0 máx.	100-140
0°C		76.0 máx.	2000
Apariencia visual	D 1524	clara y brillante	clara
Propiedades químicas			
Bifenilos policlorados (PCBs)	D 4059	-	2 ppm
Contenido de antioxidantes aprobados, % masa	D2668	0.08	<1
Sulfur corrosivo	D 1275	no corrosivo	no corrosivo
Humedad, ppm	D 1533	35	35
Número de neutralización, mg KOH/g de aceite	D 974	0.03	0.03
Estabilidad a la oxidación			
Método A (prueba sedimentos/ácidos)	D 2440		
72 horas			
sedimentos, % masa		0.15 máx.	<0.01
Valor de neutralización, mg KOH/g		0.50 máx.	0.14
164 horas			
sedimentos, % masa		0.30 máx.	0.06
Valor de neutralización, mg KOH/g		0.60 máx.	0.26
Método B (prueba de oxidación bomba rotativa)	D 2112	195 mín.	230
Propiedades eléctricas			
Voltaje de rigidez dieléctrica a 60 Hz.			
electrodos cilíndricos (caras planas), kV	D 877	30 mín.	30
electrodos VDE (esféricos), kV ambos	D 1816		
0.040 in gap o		28 mín.	20
0.080 in gap		56 mín.	40
Voltaje de rigidez dieléctrica - condiciones de impulso, 25 °C, kV	D 3300	145	118
Factor de potencia a 60 Hz, % @	D 924		
25°C		0.05	0.05
100 °C		0.3	0.3
Tendencia a la gasificación, mm ³ /min @ 80°C	D 2300A	+15 máx.	<0

3. ASPECTOS A CONSIDERAR PARA EL CAMBIO DE ACEITE MINERAL COMÚN EN TRANSFORMADORES, POR FLUIDOS DE ALTO PUNTO DE IGNICIÓN

La razón principal por la cual se considera el cambio de aceite mineral común en un transformador, por un aceite con alto punto de ignición o inflamabilidad es la de clasificarlo como un transformador que posea seguridad contra incendio y explosión en las áreas en donde se encuentra, principalmente los que se encuentran instalados en interiores, esto debido a que estos nuevos dieléctricos poseen un alto punto de ignición y flameo. Sin embargo, hay algunos otros aspectos, que se deben considerar, las cuales conllevan al mismo objetivo. Esto implica que se deben de tomar en cuenta algunas consideraciones técnicas y económicas, además de considerar si el nuevo aceite con alto punto de inflamabilidad posee las diferentes propiedades dieléctricas para cumplir su función en los transformadores y así, no alterar el funcionamiento de los mismos.

3.1. Aspectos a considerar sobre el relleno

Sí se ha determinado que las condiciones del transformador no son compatibles con los criterios que establecen las normas de seguridad (NESC, NEC, NFPA, etc.) para transformadores aislados con aceite mineral común en aplicaciones para interiores y exteriores, se puede considerar su utilización y acondicionarlos para cumplir con los criterios y normas de seguridad por medio del uso de aceites con alto punto de inflamabilidad, por medio del relleno.

Este relleno puede ser una opción como una alternativa para poder utilizar dichos transformadores en aplicaciones que requieran seguridad contra incendio. El término rellenar en este estudio significa vaciar el contenido del fluido dieléctrico del transformador (aceite mineral común) y remplazarlo con un nuevo aceite con alto punto de inflamabilidad. Al considerar dicho remplazo, se recomienda tomar en cuenta los siguientes aspectos.

3.1.1. Técnicos

Los aceites con alto punto de inflamabilidad deben tener propiedades físicas, eléctricas y químicas iguales o superiores a los fluidos que se utilizan para refrigerar transformadores de distribución, así como los aceites de mineral común, con la diferencia en su alto punto de inflamabilidad y flameo, comparado con este último (mineral común). Un aspecto importante a considerar es la compatibilidad de estos nuevos aceites con el fluido con el cual el transformador estaba refrigerado y/o verificar que el diseño del transformador permita operar con las características de los aceites de alto punto de inflamabilidad. Además, se debe de contar con información técnica, tanto general como específica, de los posibles aceites sustitutos y que estos sean accesibles de obtener en el mercado. Se debe de considerar la tecnología para la operación del relleno, esto implica si se sustituirá en el lugar donde se encuentre la unidad de transformación o habrá que transportar la unidad a una planta de relleno.

3.1.2. Económicos

Se deben de tomar en cuenta los costos que generan, todos los factores involucrados en la operación del rellenado, ya que es importante conocer los costos que implica dicha operación y mantenimiento, tomando en cuenta los aspectos técnicos mencionados y las que se mencionan en otras consideraciones. El cálculo se realizará en función de las condiciones locales, los cuales implican los costos de adquisición de estos aceites, así como los costos de operación y mantenimiento del equipo, ya con estos nuevos aceites, los cuales se detallan mas adelante, en el capítulo 5.

3.1.3. Otras consideraciones

Se debe de considerar la edad que tiene el transformador. Por lo general, los transformadores tienen una vida útil de 30 años. Se espera que los aceites dieléctricos utilizados para transformadores tengan una vida útil del mismo tiempo. Es necesario considerar si el tiempo de vida útil restante, justifica el rellenado, además, se debe tomar en cuenta si el rendimiento eléctrico del transformador aún es satisfactorio y que no hallan indicios de filtración y oxidación.

3.2. Características necesarias de los aceites sustitutos

Para rellenar un transformador que se encuentra en servicio, con aceite mineral común, al seleccionar el aceite sustituto, el cual será un aceite con alto punto de inflamabilidad, debe tenerse en cuenta el diseño del transformador, para asegurarse de que puede operar con las propiedades eléctricas, físicas, químicas y ambientales, las cuales se mencionan a continuación.

Vale la pena mencionar que estos aceites sustitutos se pueden utilizar también en transformadores nuevos, en este caso el transformador puede estar diseñado tomando en cuenta las características principales del aceite: gravedad específica, viscosidad y coeficiente de expansión térmica en particular, los cuales se mencionaran de forma general más adelante.

Lo anterior se menciona, debido que este estudio trata del análisis de estos dieléctricos en transformadores que fueron refrigerados con aceite mineral común y evaluar la sustitución del aceite convencional por un aceite de alto punto de inflamabilidad, como una opción para utilizar los transformadores en interiores y recomendarlos como transformadores seguros contra incendio o explosión.

3.2.1. Propiedades eléctricas

Las principales propiedades eléctricas que deben poseer los aceites con alto punto de inflamabilidad son:

- Adecuado factor de potencia (0.05 – 0.3 %)
- Adecuada rigidez dieléctrica (30 kV)
- Adecuada rigidez dieléctrica en condiciones de impulso (118 kV)

3.2.2. Propiedades físicas

Entre las principales propiedades físicas que deben poseer estos aceites se encuentran:

- Un adecuado alto punto de inflamabilidad para la operación segura del transformador (300 °C)
- Suficiente bajo punto de fluidez para permitir la operación del transformador a bajas temperaturas (-21 °C)
- Una gravedad específica suficiente para una efectiva transferencia de calor (0.90 °C)
- Una viscosidad y relación viscosidad – temperatura para una adecuada transferencia de calor dentro de la temperatura de operación del transformador (16 cSt a 100 °C)

3.2.3. Propiedades químicas

Las principales propiedades químicas que deben poseer los aceites con alto punto de inflamabilidad se encuentran:

- Bajo contenido de agua (35 ppm)
- Ausentes de azufre corrosivo para proteger las superficies metálicas que están en contacto con el aceite (no corrosivo)
- Adecuada estabilidad a la oxidación, para controlar el envejecimiento del aceite y la formación de partículas (0.06 %)
- Tendencia a la gasificación aceptable (<0)

3.2.4. Ambientales

Hoy en día, no solo el valor y el rendimiento son clave en los criterios de selección para los aceites dieléctricos, pero el medio ambiente en términos generales y los costos del tiempo de vida de ellos se han convertido en parte del análisis. Los materiales que se aplican como fluidos dieléctricos de alto punto de inflamabilidad deben cumplir sugerencias mínimas de salud y requerimientos relacionados con el medio ambiente.

Una de las características ambientales principales del aceite elegido para rellenar la unidad de transformación es que no debe presentar las desventajas ambientales que presentan los aceites que contienen PCB, ya que estos aceites fueron de uso común para promover la seguridad contra fuego, en adición a los beneficios de los transformadores llenados con aceite convencional, sin embargo, en 1976 fue prohibido su uso por ser altamente contaminante y presentar serios daños al medio ambiente. Por lo tanto, los aceites sustitutos deben estar libres de PCB y no deben ser tóxicos. La principal característica que deben tener es la biodegradabilidad: en caso de derrame, el aceite debe poder descomponerse lentamente en el medio ambiente de manera natural, es decir, por efecto de los microorganismos y la luz del sol. Además, deben ser producidos de productos con riesgo bajo de aceptable degradación térmica, reciclables, fácilmente disponibles y no ser listados como materiales peligrosos por EPA¹¹ u OSHA¹².

¹¹ EPA: *Environmental Protection Agency* (Agencia de Protección Ambiental de los EE. UU).

¹² OSHA: *Occupational Health and Safety Administration* (Agencia Federal de los EE. UU que reglamenta normas y procedimientos para prevenir accidentes y protección de salud de los trabajadores)

3.3. Alternativas de fluidos para el relleno

Por definición, los aceites dieléctricos con alto punto de inflamabilidad deben de tener un punto de inflamabilidad o ignición de por lo menos 300 °C. Los líquidos dieléctricos que en la actualidad encajan en esta categoría, se pueden dividir en tres grupos basados en sus estructuras químicas, los cuales son: Hidrocarburos con alto peso molecular (HMWH), los fluidos de silicona (PDMS) y los fluidos de Éster, estos últimos comprenden los sintéticos (POEs) y los naturales, que son formulados a partir de aceites vegetales.

3.3.1. Hidrocarburos de alto peso molecular (HMWH)

Los fluidos de alto peso molecular, conocidos como hidrocarburos de alto peso molecular (HMWH) y también llamados hidrocarburos menos inflamables (LFH, *less flammable hydrocarbon*), siendo principalmente compuestos de hidrocarburos. Son químicamente similares a los aceites minerales convencionales derivados del petróleo, los cuales se utilizan para refrigerar transformadores, sin embargo, poseen componentes de alto peso molecular y puntos de ebullición más altos, lo que los hace tener puntos de inflamabilidad y de flameo mucho más altos que los que poseen el aceite mineral común. Estos fluidos poseen buenas propiedades dieléctricas y lubricantes, además de poseer propiedades considerables de transferencia térmica, aunque poseen una mayor viscosidad, lo que reduce su capacidad de transferencia de calor. Estos fluidos reúnen las especificaciones que se dan en el artículo 450 – 23 del NEC y NFPA70-1999, como fluidos dieléctricos menos inflamables para usarse en aplicaciones para interiores cuando son utilizados en transformadores diseñados e instalados correctamente. Después de recibir un fluido de este tipo, los valores que se presentan en la tabla II se consideran aceptables.

Tabla II. **Valores aceptables para la recepción de envíos a granel de fluidos LFH**

ASTM (Método)	Prueba	Resultados	
		Mínimo	Máximo
D1298	Gravedad específica (25 °C)	—	0.86–0.90
D92	Punto de flameo (°C)	275	—
D92	Punto de inflamabilidad (°C)	300	—
D445	Viscosidad cinemática, mm ² /s, (cSt)	0 °C	1.0 × 10 ³
		40 °C	1.0 × 10 ²
D97	Punto de fluidez (°C)	—	-21
D1500	Color, ASTM	—	2.5
D974	Número de neutralización, mg KOH/g	—	0.03
D1533	Contenido de agua, ppm	—	35
D877	Tensión de ruptura dieléctrica, kV	25	—
D924	Factor de disipación, %	—	—
		25 °C	0.05
D971	Tensión interfacial, mN/m (dina/cm), 25 °C	40	—

Fuente: IEEE C57.121-1998 “**Guide for acceptance and maintenance of less flammable hydrocarbon fluid in transformers**”, pág. 10

Los valores que se muestran en la tabla anterior son genéales para los fluidos con alto peso molecular como una clase, valores típicos específicos para cada marca de dichos fluidos, deberá ser obtenido de los fabricantes de cada marca, para esta clase de aceites.

La tabla III muestra algunas ventajas y desventajas de utilizar este tipo de aceite dieléctrico en transformadores. Vale la pena mencionar que dichas especificaciones se recomiendan para utilizarse, en aceites que serán utilizados en transformadores de distribución.

Tabla III. **Ventajas y desventajas de los aceites dieléctricos del tipo HMWH**

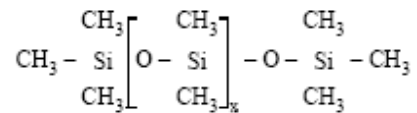
Tipo	Ventajas	Desventajas
<p>Hidrocarburos de Alto Peso Molecular (HMWH)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Registro de seguridad sin fallas desde su introducción (1975) • Excelente desempeño en la apertura en carga • Excelentes propiedades dieléctricas • Fácil de reprocesar/descartar • Biodegradable/Baja toxicidad • Aprobado FM/Clasificado UL • Bajo índice de peligro de incendio por UL (4-5) • Buena estabilidad / esencialmente no forma lodos • Bajo costo de mantenimiento • Típicamente autorregenerable bajo solicitaciones dieléctricas y térmicas temporales • Mantenimiento preventivo (DGA) conforme IEEE e IEC • Mezclable con aceite mineral, ésteres naturales y sintéticos y mayoría de los sustitutos de PCB 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor viscosidad en bajas temperaturas • Requerida contención de líquido conforme NEC 450-23 (interiores) • Mayor costo que el aceite mineral convencional • No clasificado como aceite comestible • Probable limpieza del suelo en derrames importantes • Una contaminación de aceite mineral de 3% reduce el punto de combustión (<300°C) • Punto de fluidez -21°C

Fuente: Boletín B900-92005S, COOPER *Power System*

3.3.2. Fluidos de silicona

Este tipo de aceite o fluido siliconado para transformadores, es uno de la familia de los fluidos conocidos químicamente como polidimetil siloxano, es una base de silicona dimetilíca, que en la actualidad es uno de los compuestos menos peligrosos y uno de los mejores sustitutos de los PCBs. Su estructura se muestra en la figura 6.

Figura 6. Estructura de los fluidos de silicona



Fuente: IEEE C57.111-1989 “*Guide for acceptance of silicone insulating fluid and its maintenance in transformers*”, pág. 2

Donde, el valor de x posee los siguientes valores:

$$x = 0$$

$$x > 2000$$

El agua clara tiene una viscosidad de 50 cSt a 25 °C y es prácticamente sin olor.

Los fluidos dieléctricos de silicona con que se llenan los transformadores, reúnen los requisitos de ANSI/NFPA 70-1987, Código Nacional Eléctrico, sección 450-23, como líquidos menos inflamables o de alto punto de inflamación para aplicaciones en interiores cuando son utilizados en transformadores diseñados e instalados correctamente. Estos fluidos son fácilmente accesibles y han sido utilizados anteriormente en aplicaciones eléctricas. También se les considera aceptables para el medio ambiente. Los fluidos de siliconas tienen excelentes propiedades dieléctricas y adecuadas propiedades de transferencia de calor. Los fluidos de silicona han demostrado ser populares para el relleno de transformadores que contenían originalmente askareles. Excepto por su baja lubricidad y una disminución en su capacidad de transferencia térmica, en parte, resultado su alta viscosidad, ha demostrado ser un buen remplazo para los askareles en aplicaciones de relleno.

Al utilizar estos fluidos como opción para rellenar un transformador, el fluido debe satisfacer las especificaciones ASTM para fluidos de silicona utilizados como aislantes eléctricos, las cuales se muestran en la tabla IV.

Tabla IV. Límites de prueba para recibir un fluido de silicona

Propiedad	Límite	ASTM (Método)
Físicas		
Color (máx.)	15	ANSI/ASTM-D-2129
Punto de flameo (°C min.)	300	ASTM-D-92
Punto de inflamabilidad (°C min.)	340	ASTM-D-92
Punto de fluidez (°C máx.)	-50	ANSI/ASTM-D-97
Índice refractivo (25 °C)	1.4010–1.4040	ASTM-D-1807
Viscosidad a 0 °C, cSt	81–92	ANSI/ASTM-D-445, ANSI/ASTM-D-2161
Viscosidad a 25 °C, cSt	47.5–52.5	ANSI/ASTM-D-445, ANSI/ASTM-D-2161
Viscosidad a 100 °C, cSt	15–17	ANSI/ASTM-D-445, ANSI/ASTM-D-2161
Gravedad específica (25 °C)	0.9570–0.9640	ANSI/ASTM-D-1298
Materia volátil (máx. peso %)	0.5	ASTM-D-4559
Eléctricas		
Ruptura dieléctrica (voltaje a 60 Hz, kV min.)	35	ANSI/ASTM-D-877
Factor de disipación (60 Hz, 25 °C, % máx.)	0.01	ASTM-D-924
Resistividad volumétrica (25 °C)	1×10^{14}	ASTM-D-1169
Químicas		
Número de neutralización (mg KOH/g máx.)	0.01	ASTM-D-974
Contenido de agua (ppm máx.)	50	ANSI/ASTM-D-1533

Fuente: IEEE C57.111-1989 “*Guide for acceptance of silicone insulating fluid and its maintenance in transformers*”, pág. 8

La siguiente tabla muestra algunas ventajas y desventajas de utilizar este tipo de aceite dieléctrico en transformadores.

Tabla V. **Ventajas y desventajas de los aceites dieléctricos de silicona**

Tipo	Ventajas	Desventajas
Silicona (Dimetil siloxano)	<ul style="list-style-type: none"> • Buena historia de seguridad de incendio • Menor viscosidad a temperaturas más bajas • Punto de fluidez muy bajo • Excelente estabilidad (<150°C) • Excelente claridad • Reconocido por NEC desde 1977 • Reconocido por NESC desde 1993 • Bajo índice de peligro de incendio por UL (4-5) • Aprobado por FM • Clasificado por UL 	<ul style="list-style-type: none"> • No biodegradable • Potencial de persistencia en el ambiente • Produce subproductos peligrosos en la combustión (Óxidos de Silicio, 80% del peso del líquido) • Mayor viscosidad a temperaturas nominales de operación • Poca lubricidad • Material no compatible (Juntas Estándar y Silicona, Petrolato, etc.) • No compatible con la mayoría de las operaciones bajo carga • Contaminación por silicona (ppm) puede causar formación de espuma del aceite convencional bajo vacío • Costo muy elevado • Dificultades de eliminación y costo elevado del mismo • La clasificación UL no permite fusibles bayoneta en Silicona • Son requeridos los medios de contención en interiores • Adjudicada responsabilidad en efectos adversos a la salud de implantes de Silicona • No autorregenerable bajo sollicitaciones dieléctricas y térmicas temporales (puede formar una conexión en puente semiconductor) • Mantenimiento preventivo DGA no aplicable, según IEEE C57.104 • No mezclable con otros tipos de refrigerantes dieléctricos

Fuente: Boletín B900-92005S, COOPER *Power System*

3.3.3. Fluidos de éster

Las alternativas de fluidos a base de éster son una amplia clase de compuestos orgánicos. Están disponibles como productos agrícolas naturales o de síntesis química a partir de precursores orgánicos. De ellos, se pueden nombrar los de tipo sintético y natural.

3.3.3.1. Fluidos de éster sintético

Los fluidos dieléctricos de éster sintético, más comúnmente conocidos como POE's (Poliol – éster sintético), tienen propiedades dieléctricas adecuadas y son significativamente más biodegradables que el aceite mineral y los hidrocarburos de alto peso molecular (HMWH). Su alto costo comparado con otros fluidos con alto punto de inflamabilidad limita su uso en transformadores móviles y otras aplicaciones especiales. Desde 1984, también se han utilizado como sustitutos de los transformadores que contenían askareles, en aplicaciones para vías férreas, así como aparatos científicos. Estas aplicaciones requieren baja viscosidad, alta lubricidad y muy bajo punto de fluidez, propiedades que justifican su costo, el cual es más elevado.

Los ésteres sintéticos tienen una excelente estabilidad térmica y buenas propiedades a bajas temperaturas. Hay siete tipos de ésteres sintéticos: diester, ftalato, trimellitate, pyromellitate, dímero ácido de éster, polyols, y polyoleates. Un ejemplo de un refrigerante dieléctrico basado en polyolester comercialmente disponible es hecho de una ramificación del mono – ácido (C_5-C_{18}) y alcohol pentaerythritol. La estructura es $C(CH_2CO_2R)_4$ donde los grupos R son ramificaciones que se muestran en la figura 7.

Figura 7. Estructura típica de un POE's (éster sintético)

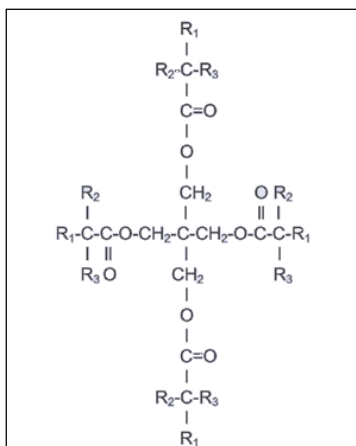


Tabla VI. Ventajas y desventajas de los aceites dieléctricos de éster sintético

Tipo	Ventajas	Desventajas
<p>Éster Sintético</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Registro de seguridad sin fallas desde su introducción (1984) • Excelentes propiedades dieléctricas • Esencialmente no tóxico • Excelente desempeño en apertura bajo carga • Se biodegrada rápidamente • Posee la menor viscosidad entre los fluidos resistentes al fuego • Mejor lubricidad • Buena compatibilidad • No especificado como residuo peligroso • Esencialmente no forma lodo • Bajo costo de mantenimiento • Mantenimiento preventivo (DGA) • Gran expectativa de vida útil • Típicamente autorregenerable bajo sollicitaciones dieléctricas y térmicas temporales • Punto de fluidez bajo (-55°C) 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo elevado • Incompatibilidades con algunos materiales (PVCs) • Requerida contención de líquido conforme NEC 450-23 (Interiores) • No especificado por UL o FM • No elegible para aceite comestible ni especificado en el programa federal de compras de origen biológico FB4P

Fuente: Boletín B900-92005S, COOPER Power System

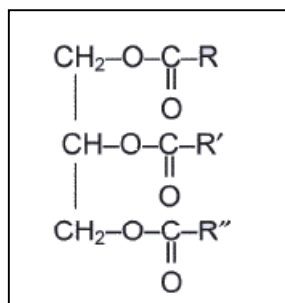
La tabla anterior (tabla VI) muestra algunas ventajas y desventajas de utilizar este tipo de aceite dieléctrico en transformadores.

3.3.3.2. Fluidos de éster natural

Los fluidos de éster natural, derivados de aceite de semillas, fueron considerados como no aptos para el uso en transformadores, su susceptibilidad a la oxidación y su alto punto de fluidez con relación al aceite mineral común, fue el primer obstáculo para ser utilizado como un fluido dieléctrico. Sin embargo, prácticas modernas de diseño de transformadores junto con aditivos líquidos adecuados, compensan esta característica. Estos aceites aplicados en transformadores, alcanzan un balance entre propiedades dieléctricas adecuadas y propiedades ambientales no encontradas en otros fluidos dieléctricos. Estos fluidos comparten excelentes propiedades dieléctricas y de seguridad contra incendio con los aceites de éster sintético y se clasifican como aceites comestibles y se obtienen de fuentes renovables. Es importante mencionar que estos aceites son más económicos que los ésteres sintéticos.

Los ésteres basados en semillas, incluidas las grasas líquidas y aceites, se derivan del glicerol y se conocen como triglicéridos. Los segmentos ácidos grasos son formados de cadenas directas que tienen un número par de átomos de carbón. Este es el resultado natural de la biosíntesis de grasas, donde las moléculas son aumentadas dos carbonos a la vez. La estructura que se muestra en la siguiente figura es un triglicérido, donde los (R, R', R''), son grupos que consisten en la cadena de C₈-C₂₂.

Figura 8. Estructura de un éster natural (aceite vegetal) triglicérido



La inspección física de los fluidos de éster natural deben seguir procedimientos similares como los que ahora se utiliza para el aceite mineral. Los fluidos de este tipo deben de cumplir con ciertas pruebas antes de ser recibidos y utilizados. Tras la recepción, los aceites de éster natural deben reunir o exceder, según sea el caso, los valores que se muestran en la siguiente tabla, los cuales se consideran aceptables. Los valores que se presentan en la tabla VII, son genéricos para los fluidos de éster natural como una clase. Valores típicos específicos para cada marca de estos aceites, debe ser obtenido de los fabricantes, para esta clase de aceite. Debido a sus diferencias químicas, ciertos valores presentados en dicha tabla, son significativamente diferentes que los Límites normados para el aceite mineral.

Un aspecto importante a mencionar de este tipo de dieléctrico, es su estabilidad a la oxidación. La ASTM D6871¹³, para los fluidos de éster natural, no ha recomendado un método de prueba o Límite de estabilidad a la oxidación.

¹³ ASTM D6871 es la especificación que cubre los fluidos aislantes de alto punto de ignición de éster natural (aceite vegetal) utilizados como dieléctricos y medios refrigerantes en aparatos de distribución ó potencia como transformadores.

La sección X 2.3.4 de la ASTM D6871-2003 establece que “los requerimientos y métodos de prueba apropiados para la estabilidad a la oxidación para los fluidos aislantes de éster natural no han sido establecidos”. Dicha ASTM aprueba todos los otros métodos de prueba listados en la tabla VII, para valores de éster natural.

Tabla VII. **Valores aceptables para la recepción de aceites nuevos de éster natural**

Prueba y método ASTM	Resultados	
	Mínimo	Máximo
Punto de flameo, ASTM D92, °C	275	
Punto de inflamabilidad, ASTM D92, °C	300	
Viscosidad cinemática, ASTM D445, mm ² /s (cSt)		
0 °C	—	500
40 °C	—	50
100 °C	—	15
Punto de fluidez, ASTM D97, °C		-10
Color, ASTM D1500		L1.0
Densidad relativa ASTM D1298, a 25 °C		0.96
Número de neutralización, ASTM D974, mg KOH/g		0.06
Contenido de agua, ASTM D1533, mg/kg a 20 °C		
Obtenido de cantidades a granel		200 ¹⁴
Obtenido de toneles/lotos		100
Rigidez dieléctrica, ASTM D1816,		
Obtenido de cantidades a granel		
kV (1mm gap)	20	—
kV (2 mm gap)	35	—
Obtenido de toneles/lotos		
kV (1mm gap)	35	—
kV (2 mm gap)	60	—
Factor de disipación, ASTM D924, %		
25 °C	—	0.2
100 °C	—	4.0
Condiciones de impulso (kV), ASTM D3300, 25 °C, 25.4 mm gap	130	

Fuente: IEEE C57.147-2008 “*Guide for acceptance and maintenance of natural ester fluids in transformers*”, pág. 13

¹⁴ Este valor se basa en el tratamiento obligatorio de los envíos de aceites a granel antes de llenar transformadores. El tratamiento deberá incluir el filtrado de partículas pequeñas, desgasificación y extracción de humedad.

Los ésteres naturales no son tan resistentes a la oxidación como los aceites minerales. Por esta razón, su aplicación en transformadores con respiración libre no se recomienda y se deben de tomar todas las medidas necesarias para evitar la continuidad, exposición a largo plazo (años), de no limitar su intercambio con el aire. La oxidación esencialmente ocurre solo en la superficie del fluido expuesta al aire, pero no solo esta delgada película es de gran importancia, como el fluido que se encuentra en el tanque del transformador. Se recomienda minimizar el tiempo y la temperatura que la superficie delgada de éster natural sea expuesta al aire, esto incluye también núcleos, bobinas, mangueras, accesorios etc. Diferentes tipos de éster natural poseen diferentes tipos de formulaciones y tendrán diferentes límites de tiempo al cual el aceite se podrá exponer al aire, esto dependerá del tipo de base del aceite y del tipo y cantidad de inhibidores a la oxidación que posean. Dicha exposición también se debe de limitar para prevenir la contaminación de humedad, la cual se produce a un ritmo más rápido.

La polimerización de los ésteres naturales no afecta la rigidez dieléctrica del aceite o el aislamiento. Sin embargo, si la superficie del aceite es expuesta a un intercambio continuo con el aire por el espacio de varios años, la viscosidad de los ésteres naturales puede incrementarse considerablemente, dando como resultado una baja capacidad de enfriamiento del aceite, causando una desclasificación del transformador.

Los métodos de la ASTM D2112 y ASTM D2440 fueron desarrollados para la evaluación de la estabilidad a la oxidación de los aceites aislantes minerales. Los métodos notan que no hay relación entre los resultados de prueba y campo de aplicación. Estas tampoco se consideran adecuadas para la prueba de aceites vegetales.

Un método alternativo para medir la resistencia oxidativa que es adecuado para este tipo de fluido dieléctrico es la prueba PFVO (*Power factor valued oxidation*) y la prueba SFL (*sludge-free life*), las cuales han sido desarrolladas como indicadores de la estabilidad a la oxidación de fluidos dieléctricos para aplicaciones en transformadores (ver Método de prueba del valor de oxidación Factor de Potencia de la Doble Ingeniería¹⁵). Los resultados de prueba del PFVO y el SFL proporcionan información útil que pueden ser aplicadas a los aceites de éster natural en un ambiente real de operación. La prueba SFL se determina retirando muestras periódicas que son monitoreadas para evidenciar la formación de sedimentos. La otra (PFVO), es una medida del fluido que se registra a través del tiempo durante la oxidación del fluido a 95 °C con un catalizador de cobre.

La tabla VIII muestra algunas de las ventajas y desventajas del uso de los fluidos de éster natural como dieléctrico en transformadores.

La tabla IX muestra algunos valores típicos para las diferentes propiedades que poseen los tipos de fluidos que se catalogan como líquidos dieléctricos de alto punto de inflamabilidad, incluyendo en primer lugar al aceite mineral común para observar sus diferencias y similitudes.

¹⁵ Para más información, ver las instrucciones de comparación de Doble Aceite 12E-I-871, *Doble Engineering Company*, Watertown, MA, USA, págs. 1-23

Tabla VIII. **Ventajas y desventajas de los aceites de éster natural**

Tipo	Ventajas	Desventajas
Éster Natural	<ul style="list-style-type: none"> • Registro de seguridad sin fallas desde su introducción (1997) • Mejora 5-8 veces el tiempo de fin de vida del Papel Kraft • Excelentes propiedades dieléctricas • Excelente claridad • Se degrada rápidamente y fácilmente • Experiencia en el campo hasta 242 kV, 200 MVA • Baja viscosidad • Excelente lubricidad • No tóxico conforme métodos de ensayo de las normas • Buena compatibilidad • No especificado como residuo peligroso • No forma lodo conforme Doble PFVO/SFL • Bajo costo de mantenimiento • Mantenimiento preventivo (DGA) • Ingredientes de clase comestible • Recurso renovable • Bajo índice de peligro de incendio por UL (4-5) • Fácil de reprocesar/descartar • Verificación de tecnología ambiental por US EPA • Aprobado por FM (Factory Mutual) • Clasificación UL: índice de peligro de incendio • Clasificación UL: resistente al fuego conforme NEC • Clasificación UL exclusiva para uso con fusibles de expulsión internos cuando son usados con fusibles CL en serie • Reconocido por NEC y NESC • Gran expectativa de vida útil • Típicamente autorregenerable bajo sollicitaciones dieléctricas y térmicas temporales • Cumple la ley de aceites comestibles (EE.UU.) • Totalmente mezclable con aceite mineral, HMWH y la mayoría de los sustitutos de PCB • Elegible para el programa federal de compras de origen biológico FB4P • Proporciona mejor estabilidad para contactos estacionarios sumergidos en fluidos • Mantiene punto de ignición >300°C para un contenido de aceite mineral hasta 7%. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor costo que el aceite mineral • Requerida contención de líquido conforme NEC 450-23 (Interiores) • Punto de fluidez -10°C • Apropiado solamente para tanques sellados o equipados con presión positiva de nitrógeno seco

Fuente: Boletín B900-92005S, COOPER *Power System*

Tabla IX. Valores típicos de aceites de alto punto de inflamabilidad comparados con los valores de aceite mineral común

PROPIEDAD	ASTM (Método)	Aceite mineral	HMWH	Aceite de Silicona	Éster Sintético	Éster Natural
Propiedades físicas						
Punto de anilina °C	D 611	63-83	63-84	-	94	25
Color	D 1500	0.5 máx	2.5 máx	15 ^a	0	L1.0
Punto de flameo °C	D 92	145 mín	275 mín	300 mín	275	275 mín
Punto de ignición °C	D 92	163 mín	300 mín	340 mín	322	300 mín
Tensión interfacial @ 25 °C [dinas/cm]	D 971	40 mín	40 mín	35	18	24 mín
Punto de fluidez °C	D 97	- 40 máx	- 21 máx	- 50 máx	- 55	- 10 máx
Gravedad específica @ 15 °C/15 °C	D 1298	0.91 máx	0.86 - 0.90	0.957 - 0.946	0,97	0.96 máx
Viscosidad, cSt @	D 445					
100°C		3.0 máx	14 máx	15 - 17	5,6	15 máx
40°C		12.0 máx	130 máx	47.5 - 52.5	29	50 máx
0°C		76.0 máx	2500 máx	81 - 92	240	500 máx
Apariencia Visual	D 1524	clara y brillante	clara	clara	clara	clara y brillante
Propiedades químicas						
Bifenilos policlorados (PCBs)	D 4059	-	< 2 ppm	< 2 ppm	No Detectado	No Detectado
Contenido de antioxidantes aprobados, % masa	D2668	0,08	<1	-	<1	<1
Sulfuro corrosivo	D 1275	no corrosivo	no corrosivo	no corrosivo	no corrosivo	no corrosivo
Humedad, ppm	D 1533	35	35	50	60	≤ 200
Número de neutralización, mg KOH/g de aceite	D 974	0,03	0,03	0,01	0,02	0.06 máx
Estabilidad a la oxidación						
Metodo A (prueba sedimentos/ácidos)	D 2440					
72 horas						
sedimentos, % masa		0.15 máx	0,01	-	0,01	-
Valor de neutralización, mg KOH/g		0.50 máx	0,14	-	0,3	-
164 horas						
sedimentos, % masa		0.30 máx	0,06	-	-	-
Valor de neutralización, mg KOH/g		0.60 máx	0,26	<0.01	<0.01	-
Metodo B (prueba de oxidación bomba rotativa)	D 2112	195 mín	230	>1500	420	-
Propiedades eléctricas						
Voltaje de rigidez dieléctrica a 60 Hz.						
electrodos cilíndricos (caras planas), kV	D 877	30 mín	30 mín	35 mín	43	30 mín
electrodos VDE (esféricos), kV <i>ambos</i>	D 1816					
0.040 in gap o		28 mín	20 mín	20 mín	20 mín	35 mín
0.080 in gap		56 mín	40 mín	48	66	60 mín
Voltaje de rigidez dieléctrica - condiciones de impulso, 25 °C, kV	D 3300	145	>300	296	≥145	130 mín
Factor de potencia a 60 Hz, % @	D 924					
25°C		0,05	0,05	0,01	0,11	0,2
100 °C		0,3	0,3	0,04	3,53	4
Tendencia a la gasificación, mm ³ /min @ 80°C	D 2300A	+15 máx	-	-	-	-50 a -90 ^b
	D 2300B	+ 30 máx	20	-14	-8	-15
Propiedades ambientales						
Biodegradabilidad, %	EPA OPTTS 835.3110	40	30	0	100	100
Demanda bioquímica de oxígeno (ppm)	5 días SM5210B	6	0	6	24	250
Relación BOD/COD, %	-	7	0	17	-	45
Toxicidad aguda en alevines de truchas	OECD 203	N/A	N/A	N/A	N/A	0

^a ASTM D2129

^b µL/min

NA: No analizado

En el apéndice de este estudio se describen algunas marcas con sus características de los tres tipos de aceites de alto punto de inflamabilidad que se mencionan en este estudio.

3.4. Certificaciones de los fluidos de alto punto de inflamabilidad

Los refrigerantes dieléctricos de alto punto de inflamabilidad que se utilicen para rellenar los transformadores y que se encuentren comercialmente disponibles deben ser listados como fluidos resistentes al fuego que atienden los requisitos de la sección 450 – 23 de NEC (*EE. UU. National Electrical Code*) y los requisitos de la sección 15 de IEEE C2 – 1997 (*NESC, National Electrical Safety Code*). Deberán ser aprobados por FM (*Factory Mutual Global*) y clasificados por UL (*Underwriters Laboratories*). Además de cumplir con las especificaciones que se indican en las características ambientales de este capítulo.

3.5. Compatibilidad de los fluidos de alto punto de inflamabilidad con el aceite mineral común

Para el caso de los aceites con alto peso molecular, estos fluidos son compatibles con otros hidrocarburos líquidos aislantes, así como los hidrocarburos halogenados. La mezcla de este tipo de aceite con el aceite convencional para transformadores, podría disminuir el punto de flameo e inflamabilidad de dichos aceites. Si el punto de inflamabilidad (ASTM D92) del aceite resultante de la mezcla del aceite HMWH, con aceite mineral común, es menor que 300 °C, el transformador no reunirá los requerimientos del Artículo 450 – 23 del NEC.

Aunque en algunos casos, diferentes tipos de estos aceites, son mezclables (por ejemplo, hidrocarburos sintéticos, hidrocarburos a base de petróleo), tales mezclas deberían generalmente, ser evitadas en transformadores, debido a un posible decremento inaceptable en el punto de flameo e inflamabilidad del aceite. Se debe de consultar al fabricante de cada fluido de este tipo, para el caso en que ocurra una mezcla de este tipo.

En el caso de los fluidos de silicona, estos no son mezclables con los aceites convencionales para transformadores, sin embargo, un transformador que se rellene con aceite de silicona, y que haya sido refrigerado con aceite convencional, puede ser rellenado con aceite de silicona. Un transformador al que se le aplique dicho proceso, tendrá algunos residuos de aceite mineral, que quedará en la unidad, en cierta manera, este residuo es soluble con el aceite de silicona y puede disminuir el punto de flameo e inflamabilidad del aceite. En el siguiente capítulo se detallará la disminución de dichas propiedades con respecto a la cantidad de aceite mineral con que se contamine, la cual se disminuye considerablemente con residuos pequeños.

Por su parte, los fluidos de éster natural son mezclables y compatibles con los hidrocarburos, así como los derivados de los hidrocarburos halogenados líquidos aislantes. La mezcla de los aceites de éster natural con el aceite convencional para transformadores derivado del petróleo, reducirá el punto de flameo y puede disminuir el punto de inflamabilidad de estos aceites. Si el punto de ignición (ASTM D92) del aceite de éster natural contaminado con el aceite convencional ya mencionado es un valor por debajo de los 300 °C, el transformador que se llene con dicho aceite, no cumplirá con los requerimientos del Artículo 450 – 23 del NEC.

En general, las propiedades que guardan las mezclas de aceite mineral y los fluidos dieléctricos basados en éster natural, son relativos a la relación que exista en la mezcla de ambos.

En el capítulo 4 se ampliarán las propiedades de estos aceites en relación a la cantidad de aceite mineral común con que se contaminen. Aunque, en algunos casos, diferentes tipos de aceites de alto punto de ignición [ésteres sintéticos, hidrocarburos sintéticos, e hidrocarburos de alto peso molecular (HMWH)] son mezclables, tales mezclas deberán ser generalmente evitadas en transformadores. Los aceites de silicona no son mezclables con los ésteres naturales o los fluidos dieléctricos HMWH, y estas mezclas deberán ser evitadas. Un contenido de silicona tan bajo como 1 $\mu\text{L/L}$ puede causar espuma durante el proceso. Se debe consultar con el fabricante de cada tipo de estos fluidos en caso de producirse una mezcla.

3.6. Análisis de las unidades de transformación con fluidos de alto punto de inflamabilidad

Se debe de considerar si el transformador al cual se le sustituyó el aceite mineral por un aceite de alto punto de inflamabilidad continua con sus características, ya que como se indicó anteriormente, cada tipo de estos aceites posee propiedades un tanto diferentes, a pesar que su característica en común sea su alto punto de ignición. Un aspecto importante es el rendimiento eléctrico del transformador, ya que estos nuevos aceites en su función de aislante y refrigerante, podrían alterar su potencia, lo cual implica que en forma general, esta alteración afecte la capacidad nominal del transformador.

3.6.1. Capacidad nominal del transformador con el nuevo aceite

La potencia del transformador se ve o no afectada dependiendo el tipo de aceite que se esta utilizando. De los tipos de aceite de alto punto de ignición ya mencionados, 2 alteran la potencia del transformador (HMWH y de Silicona), lo cual implica también una alteración en su capacidad nominal, y 1 tipo no la alteran (Ésteres), dicha información se detalla a continuación.

3.6.1.1. Capacidad nominal de la unidad con fluidos de alto peso molecular (HMWH)

Si a un transformador se le sustituye el aceite mineral por un aceite dieléctrico de alto peso molecular, se le deberá aplicar un factor de reducción del 10% de su potencia después de dicha sustitución. La potencia nominal del transformador deberá ser reducida en el mismo porcentaje.

3.6.1.2. Capacidad nominal de la unidad con fluidos de silicona

Si un transformador con aceite mineral común se le refrigera con un líquido siliconado, se le deberá aplicar un factor de reducción en su potencia de 5 – 10 %, después de su conversión. Una reducción del 7 % es un valor bastante aproximado. Debido a ello, será necesario que el transformador opere a menor potencia. La potencia nominal del transformador deberá ser reducida en el mismo porcentaje.

3.6.1.3. Capacidad nominal de la unidad con fluidos de éster

Para el caso en que un transformador refrigerado con aceite mineral común se rellene con un aceite de éster sintético no es necesario aplicar un factor de reducción de potencia después de su conversión, esto también se aplica para el caso que se rellene con un aceite de éster natural.

3.7. Aplicaciones de los transformadores con fluidos de alto punto de inflamabilidad

Los transformadores que se rellenan con aceites con alto punto de inflamabilidad, inclusive los transformadores que se fabrican con este tipo de aceite, se pueden utilizar tanto en aplicaciones para exteriores como interiores. La principal aplicación de estos transformadores son de tipo interior, ya que el propósito de utilizar los transformadores con este tipo de aceite es la de aumentar su seguridad contra incendio o explosión en ambientes cerrados o internos, como lo son edificios, centros comerciales, y toda instalación que se encuentre en el interior de cualquier edificación.

3.7.1. Interiores

Los transformadores que han sido rellenos con aceites dieléctricos de alto punto de inflamabilidad o transformadores nuevos con este tipo de aceite pueden ser instalados en bóvedas que se encuentran en interiores. Estos fluidos también pueden ser utilizados en transformadores sumergibles, además de ser aplicables en redes o bóvedas subterráneas donde es necesario un margen adicional de seguridad contra explosión e incendio.

3.7.2. Exteriores

Los transformadores que se rellenan con aceites dieléctricos de alto punto de inflamabilidad y los transformadores que han sido fabricados con este tipo de aceite, son una opción para ser utilizados en instalaciones a la intemperie. Las aplicaciones a la intemperie donde se recomienda más seguridad incluyen proximidad a los edificios o a equipos valiosos, instalaciones en techos y proximidad a áreas peatonales. Los tipos de transformadores que pueden operar con este tipo de aceite dieléctrico incluyen transformadores tipo poste y pedestal.

3.8. Ventajas y desventajas de los transformadores refrigerados con fluidos de alto punto de inflamabilidad

Una de las ventajas que sobresalen en los transformadores refrigerados con este tipo de aceite, es que se tratan de una manera similar a los transformadores con aceite mineral común, es decir que se aprovechan las ventajas eléctricas de los transformadores refrigerados con aceite convencional y con la adición de que contienen un punto de flameo e ignición mucho mayor al del aceite mineral, lo que los clasifica como transformadores seguros contra incendio o explosión, y los cuales se recomiendan para aplicaciones en interiores, ya que para dichas aplicaciones el transformador que se recomienda es el tipo seco. El utilizar estos fluidos como dieléctricos en transformadores, reduce la distancia de seguridad mínima para estos, tanto hacia los edificios como entre equipos, las cuales se muestran en las tablas X y XI, respectivamente.

Tabla X. Distancias de separación de equipo asilado con líquidos en exteriores I

Fluido	Transformadores aprobados o equivalentes	Fluido volumen gal (m ³)	Distancia pies (m)
Fluidos aprobados con alto punto de inflamabilidad	Si	N/A	3 (0.9)
	No	<= 10,000 (38)	5 (1.5)
		> 10,000 (38)	25 (7.6)
Aceite mineral o fluidos no aprobados	N/A	< 500 (1.9)	5 (1.5)
		500 - 5,000 (1.9 - 19)	25 (7.6)
		> 5,000 (19)	50 (15.2)

Tabla XI. Distancias de separación de equipo asilado con líquidos en exteriores II

Fluido	Transformadores aprobados o equivalentes	Fluido volumen gal (m ³)	Distancia horizontal pies (m) (basado en el tipo de construcción)			Distancia pies (m)
			2 Hrs Resistencia fuego	No Combustible	Combustible	
Fluidos aprobados con alto punto de inflamabilidad	Si	N/A	3 (0.9)	3 (0.9)	3 (0.9)	5 (1.5)
	No	<= 10,000 (38)	5 (1.5)	5 (1.5)	25 (7.6)	50 (15.2)
		> 10,000 (38)	15 (4.6)	15 (4.6)	25 (7.6)	50 (15.2)
Aceite mineral o fluidos no aprobados	N/A	< 500 (1.9)	5 (1.5)	15 (4.6)	25 (7.6)	25 (7.6)
		500 - 5,000 (1.9 - 19)	15 (4.6)	25 (7.6)	50 (15.2)	50 (15.2)
		> 5,000 (19)	25 (7.6)	50 (15.2)	100 (30.5)	100 (30.5)

La siguiente figura muestra una posible vista de una bóveda con transformadores que podrían ser refrigerados con aceite de alto punto de inflamabilidad, los cuales se pueden colocar cercanos a un edificio ya que dichos fluidos en los transformadores que distribuyen energía al edificio, cumplen con estándares y características que permiten se coloquen de esta manera.

Figura 9. Vista de una posible bóveda con transformadores que serán refrigerados con aceite dieléctrico de alto punto de inflamabilidad



Utilizar estos aceites dieléctricos en transformadores para aplicaciones en interiores, ahorra espacio y dinero, eliminando la necesidad de bóvedas resistentes al fuego. En las instalaciones en exteriores se tiene el beneficio de una distribución de energía más eficiente, puesto que los cables secundarios recorrerán una distancia mucho más corta, y la eliminación de muros o barreras contra el fuego. Además, con la utilización de estos aceites en transformadores de distribución se ahorra el costo de la implementación de sistemas contra fuego en las instalaciones.

Por otro lado, las desventajas que presentan los transformadores refrigerados con aceites dieléctricos de alto punto de inflamabilidad, son: para los que se refrigeran con aceites del tipo HMWH y siliconados es su decremento en su capacidad nominal después de su conversión. Es por ello que estos aceites son más utilizados en transformadores de distribución, ya que el porcentaje de disminución en ellos sería bastante considerable en un transformador de potencia.

Además, los aceites de alto peso molecular no se recomiendan para ser utilizados en transformadores a temperaturas menores de los 0°C por su alta viscosidad.

Los transformadores que se refrigeran con éster sintético son más costosos que los transformadores con el resto de aceites dieléctricos de alto punto de ignición. Para el caso de los que se refrigeren con éster natural, se limitan a transformadores totalmente herméticos, por su deficiencia en su estabilidad a la oxidación, por lo que no se recomiendan en transformadores ventilados.

4. PROCESO DE RELLENADO EN TRANSFORMADORES DE ACEITE MINERAL COMÚN

Al determinar que es conveniente que un transformador de distribución con aceite mineral común, se rellene con algún tipo de aceite de alto punto de inflamabilidad para mejorar su seguridad contra incendio o explosión para aplicaciones en interiores, se deben de seguir ciertos procedimientos, los cuales se deben de realizar antes de la conversión, así como posteriormente, lo que indica que se deben de cumplir ciertas características y mecanismos para ello, lo cual se describe a continuación.

4.1. Medidas de control para el relleno

Las medidas de control que se deben de tomar en cuenta a la hora de rellenar un transformador con estos aceites incluyen la manipulación del transformador a rellenar, así como el acondicionamiento del área en donde se realizará dicho procedimiento, lo cual tiene que ver con el vaciado de los transformadores y las precauciones que se deben de tomar con el aceite mineral extraído y la manera correcta de desecharlo. Esto también puede incluir aceite contaminado con PCB.

4.1.1. Manipulación del transformador

Un transformador que vaya ser relleno con aceites de alto punto de inflamabilidad debe de ser manipulado por personal calificado, especialmente por personas con experiencia en el mantenimiento de transformadores.

Tal como ocurre con los fluidos dieléctricos, estos aceites pueden producir una carga estática de alta tensión durante el rellenado. Se recomienda que todos los equipos, conductores de los bobinados, envases y tuberías utilizados para dicho procedimiento, sean puestos a tierra durante el proceso de rellenado y por una hora después de que el flujo del fluido hacia el transformador se haya detenido.

4.1.2. Acondicionamiento de las instalaciones para la manipulación y desmantelamiento de los transformadores

Los transformadores pueden ser rellenados, tanto en el lugar donde se encuentran instalados, como ser llevados a otro lugar, como por ejemplo talleres especializados en el relleno de los mismos. Mas adelante, dentro de este capítulo, se indica el procedimiento para rellenar transformadores en el sitio donde se encuentran conectados, los cuales también pueden ser aplicados a los transformadores que sean transportados a otra área para ser rellenados. Cuando se decida transportarlos, el área que se utilice para realizar dicho procedimiento, debe separarse en dos, una limpia y otra sucia, los transformadores deberán vaciarse únicamente en el área sucia, la cual deberá tener una superficie lisa e impermeable, así como las superficies (mesas) donde se vaciaran dichos transformadores, estas áreas también deberán de tener bordes para detener posibles derrames y no estar conectadas a ningún sistema de drenaje publico. En el área limpia deberá de realizarse el procedimiento de introducir el nuevo aceite, el cual deberá tener superficies impermeables y lisas, así como bordes para detener derrames en el momento de la conversión.

4.1.3. Vaciado de los transformadores

El vaciado del transformador consiste en extraer la mayor cantidad posible de aceite original del tanque del transformador, y aunque se tenga el suficiente cuidado para realizarlo, se requiere un tiempo prudente para que el transformador escurra el aceite que haya quedado en los conductores de los devanados, inclusive, después de ello, aún habrá quedado aceite dentro del núcleo y las bobinas. El tiempo que se requiere, para escurrir el aceite no debe de ser menor a 2 horas, sin embargo para cada tipo de aceite se especifica mas adelante.

Para los transformadores de distribución, fabricantes de los mismos indican porcentajes de 0 a 10 % de retención de aceite en el núcleo y las bobinas, y que la contaminación del aceite original alcanza el equilibrio con el nuevo aceite después de un período prudente de tiempo, lo que indica que el rellenado con el aceite nuevo lo estabilizará al porcentaje de contaminación del aceite con el que quedó el transformador, después de escurrido al final del período, dicho período se indica más adelante.

4.1.4. Precauciones en transformadores con aceite contaminado con PCB

Los aceites con alto punto de inflamabilidad pueden ser utilizados como una alternativa para rellenar transformadores que contienen aceites con alto contenido de PCB, como los transformadores que fueron refrigerados con askareles.

Para aplicar estos aceites en transformadores contaminados con este tipo de sustancias, es conveniente vaciar los transformadores en el sitio mismo, antes de llevarlos a la instalación de rellenado especializada, si fuera el caso.

El aceite que contiene PCB tendrá que ser transferido a barriles de acero de características adecuadas para transportarlo al lugar de eliminación. Se debe de tener a la mano material absorbente en caso de derrame, aunque es importante evitarlo al máximo, así como evitar fugas. Para reducir la posibilidad de exposición al líquido, es necesario evitar toda operación manual. Es mejor efectuar un bombeo mecánico de los líquidos. Por supuesto, será necesario usar vestimenta de protección personal durante estas operaciones, para evitar la absorción por la piel. Durante el vaciado habrá que prevenir salpicaduras y derrames.

4.1.5. Manejo de desechos

Se deben de tener preparados recipientes adecuados para el depósito del aceite extraído del transformador, los cuales pueden ser de aluminio o toneles de metal en donde es transportado el aceite mineral común nuevo. El aceite mineral común puede incinerarse o ser utilizado en el proceso del tratamiento de madera, estos desechos deben de reciclarse o disponerse de acuerdo con las regulaciones existentes, preferiblemente con un recolector o contratista reconocido. Estos desechos no deben de dejarse donde puedan contaminar el suelo o el agua, y en general donde puedan contaminar el ambiente.

4.2. Refrigerando el transformador

El éxito de los trabajos de rellenado en los transformadores de distribución, depende de la eliminación de la mayor cantidad posible de aceite mineral con el cual el transformador se encontraba refrigerado. El drenado y el lavado en el transformador no pueden remover todo el aceite mineral en un transformador, especialmente en el papel aislante.

Una pequeña cantidad de aceite permanecerá en la unidad, saturada en la porosidad de los componentes de papel y madera (3 – 5 %). La mayoría de este aceite residual será remplazado por el aceite de alto punto de inflamabilidad después de que se halla establecido el equilibrio entre los dos fluidos, el cual es de aproximadamente 6 meses, lo cual depende del tipo, tamaño y temperatura de operación del transformador. Mezclas de residuos de aceite mineral con el nuevo aceite de alto punto de inflamabilidad no han presentado problemas en sus características eléctricas, y no son conocidos problemas de compatibilidad entre los dos fluidos. El papel impregnado con el nuevo aceite conservará su capacidad de aislamiento, es decir, seguirá con la condición de tener mejor capacidad de aislamiento impregnado con un aceite, en este caso, el nuevo aceite de alto punto de inflamabilidad. Las cantidades permisibles de contaminación de aceite mineral con estos nuevos aceites se detallan más adelante, dentro de este capítulo. Puesto que el aceite mineral es más inflamable que los aceites resistentes al fuego, el punto de inflamabilidad de este último, puede verse reducido, a la hora de mezclarse, si el punto de inflamabilidad en el nuevo aceite es menor que 300 °C, se requerirá un segundo rellenado, ya sea total o parcial, aún después de haberse llegado al equilibrio.

4.3. Efectos del relleno

Un transformador que fue diseñado para ser refrigerado con aceite mineral, trabajará a una temperatura mayor después de ser relleno con un aceite de alto punto de inflamabilidad, esto debido a la alta viscosidad de estos aceites. Normalmente, un transformador diseñado para aceite convencional, funcionará a una temperatura 4 – 8 °C mas caliente después de haber sido relleno con un aceite de alto punto de inflamabilidad. Para el caso de que se utilice un aceite del tipo de éster natural, el aumento de la temperatura es de 1 – 2 °C, esto para transformadores de hasta 500 kVA, para potencias mayores el incremento es mayor. En algunos aceites del tipo HMWH, el incremento de la temperatura de operación es de 3 – 6 °C, siempre para transformadores menores de 500 kVA.

En general, el incremento de la temperatura de operación dependerá de la viscosidad del nuevo aceite, por lo que se recomienda escoger un aceite con la más baja viscosidad posible, para disminuir esta situación. Puesto que la vida útil del aislamiento se ve afectada por el aumento de la temperatura, lo que implicará que la vida del transformador también disminuya, por la relación directa que existe entre ambos.

Las temperaturas de operación de diseños con refrigeración forzada (FOA y OFAF) serán cerca de las del aceite mineral. Dado que la operación de los ventiladores es activado por la temperatura del fluido, la mayor elevación de temperatura afectará solamente las temperaturas de operación en los rangos refrigerados por ventiladores.

4.4. Procedimiento del relleno

El procedimiento para rellenar transformadores de aceite mineral con aceites de alto punto de inflamabilidad es relativamente simple y directo. Una práctica común es llenar los transformadores nuevos a partir del fondo y los transformadores en servicio a partir del tope del tanque. Los siguientes puntos son algunos de los puntos claves utilizados en el relleno de equipos eléctricos que originalmente fueron llenados con aceite convencional para transformadores.

Un aspecto a considerar para el relleno de transformadores con aceites de alto punto de inflamabilidad es la selección adecuada de las bombas que servirán para introducir el aceite al tanque de dichos transformadores. La viscosidad de estos aceites es superior a la del aceite de transformador convencional, por lo tanto se debe escoger el tamaño adecuado de la bomba con el caudal, presión de descarga y temperatura (viscosidad) del aceite necesaria.

Primero determinar el caudal máximo necesario y luego seleccionar una bomba y un motor para usar a la menor temperatura (mayor viscosidad) que se puedan encontrar. Las bombas de desplazamiento positivo son las que comúnmente se recomiendan para los aceites HMWH y los aceites de éster natural. Una bomba de sello estándar con sello mecánico o prensaestopas es satisfactoria para ambos tipos de aceite. Las centrífugas y bombas de engranajes se han utilizado con éxito en los aceites de silicona. Al especificar el tamaño correcto de la bomba y el motor, se debe informar al proveedor de la bomba, acerca de la viscosidad, caudal de bombeo requerido, altura de aspiración y presión de descarga.

Para capacidades de hasta 4.8 L/s (20 GPM), las bombas de accionamiento directo resultan satisfactorias. Para caudales mayores de bombeo, podrá ser requerido una bomba accionada con engranajes reductores o transmisión de correa. Otros tipos de bomba que se usan con éxito son las bombas de diafragma neumáticas, bombas de cavidades progresivas y bombas de impulsor flexible.

Por otro lado, se deben de tomar ciertas medidas de seguridad en el momento de llevar a cabo el rellenado, lo cual se da a conocer en una lista con una serie de pasos a seguir. Esta lista deberá ser utilizada como una guía, que no pretende ser una lista completa de todos los procedimientos que puedan necesitarse. Por supuesto todo el trabajo debe hacerse de conformidad con las regulaciones aplicables y las buenas prácticas de la ingeniería.

4.4.1. Medidas de seguridad

Se sugiere seguir todos los procedimientos e instrucciones de seguridad aprobados localmente cuando se trabaje en equipos y líneas de alta y media tensión.

El personal a realizar trabajos de rellenado en transformadores debe estar familiarizado con las prácticas y procedimientos aceptados por la industria para el manejo seguro de alto y bajo voltaje, así como entrenado para energizar, desenergizar, despejar y conectar a tierra equipos de distribución de energía eléctrica, y el uso de equipo de protección tales como vestimentas anti fuego, anteojos de seguridad, careta, cascos, guantes de goma, pértigas, etc.

4.4.2. Pasos del rellenado

Para los aceites de alto peso molecular (HMWH) y de éster natural se recomiendan los siguientes pasos en el proceso de rellenado. Estos son aplicables en el caso de que el transformador sea rellenado en el lugar donde se encuentre instalado, sin embargo, pueden ser utilizados en el caso de que el transformador sea retirado y llevado a otro lugar para ser rellenado, adecuando dichos pasos para tal situación.

1. Acceder a la unidad. Registrar toda la información de la placa de identificación y determinar el vacío admisible en el tanque. Asegurarse de que la unidad este desenergizada
2. Poner a tierra todos los equipos, esto incluye transformadores, bombas y tanques, lo cual garantiza una descarga completa
3. Realizar pruebas de aislamiento y factor de potencia. Se recomienda como mínimo una prueba con un “Megger” a 2000 V. D.C., además de usar el procedimiento recomendado por el fabricante del equipo. Se debe registrar la temperatura del aceite
4. Descargar los arrollamientos y cables de alta tensión del transformador para eliminar cualquier carga capacitiva
5. Poner nuevamente a tierra los arrollamientos del transformador para controlar la acumulación de carga estática
6. Tomar muestras del aceite para análisis del fluido y gases disueltos conforme a los procedimientos ASTM, lo cual ofrece una línea base de las condiciones del transformador en el momento del rellenado

7. Drenar el aceite. Si el transformador se encuentra inclinado hacia el tapón de drenado, forzar el aceite a salir por medio de una presión positiva de gas nitrógeno seco. En caso contrario, se deberá bombear hacia fuera el aceite usando la válvula de drenado. Los radiadores también deben de ser drenados completamente removiendo los tapones de dicho dreno.
8. Se sugiere sustituir todas las juntas sumergidas en aceite, se deben colocar a la compresión apropiada, con base en la función del componente y material de la junta. Las juntas envejecidas pueden gotear después del rellenado
9. Escurrir la unidad de transformación como mínimo ½ hora después del drenado, aunque es preferible 2 horas. El mayor tiempo de escurrimiento es ventajoso para reducir el residual de aceite mineral, especialmente para drenar la mayor cantidad posible de aceite mineral en el núcleo y la bobina del transformador
10. Usando una pequeña bomba y mangueras, lavar manualmente el interior de la unidad de transformación con el nuevo aceite caliente por medio del tapón de drenado (se recomienda un 5 % del volumen de aceite que contiene el transformador), utilizar una presión mínima para evitar soltar contaminantes. Se recomienda que el nuevo aceite que se utilizará para el lavado posea una temperatura de al menos 38 °C para los aceites HWMH y entre 50 – 80 °C para los aceites de éster natural.

Asegúrese de que este aceite de lavado llegue al núcleo y a la bobina tanto como sea posible, además de lavar la mayor cantidad de aceite original del transformador desechándola de la unidad. Cerrar el dreno lo mas pronto posible

11. Dejar escurrir por ½ hora. El mayor tiempo de escurrimiento es ventajoso
12. Remover los sedimentos en el fondo del transformador. El acceso puede ser alcanzado removiendo la válvula del drenado, lo cual minimiza el aceite mineral residual
13. Aplicar un vacío¹⁶ de 30 mm Hg en la unidad o un valor dentro del límite mecánico del tanque
14. Comenzar el llenado del transformador con el nuevo aceite a través del tapón de drenado cuando la presión de referencia es alcanzada, el nuevo aceite debe de estar preferiblemente caliente. Para los HWMH se sugiere una temperatura de 80 – 94 °C y para los aceites de éster natural debe de estar a una temperatura de 50 °C
15. En el proceso, utilizar filtros de 5 µm. Limitar la presión al nominal del tanque
16. Antes de repetir la prueba de resistencia de aislamiento, esperar un lapso de tiempo, esto da la oportunidad de que burbujas de aire lleguen a la parte superior del líquido. El tiempo de espera depende de la temperatura de llenado del aceite.

Preferiblemente debe de ser un tiempo de 4 horas, el cual es el tiempo que se recomienda cuando el aceite se calentó a una temperatura de 50 – 80 °C

¹⁶ El proceso puede realizarse en condiciones atmosféricas (fuera de vacío), indicaciones se darán más adelante, dentro de esta sección

17. Realizar otra serie de prueba de resistencia de aislamiento, como en el paso 3, si el valor ha disminuido, investigar para determinar la causa. Para el caso de los aceites de éster natural, la resistencia de aislamiento puede disminuir debido a la menor resistividad de estos aceites, el factor de potencia de los mismos puede aumentar, debido a la mayor disipación de dichos aceites
18. Descargar y poner a tierra nuevamente como en los pasos 4 y 5
19. Identificar la unidad por medio de una etiqueta indicando que el transformador ha sido rellenado, con un lápiz de tinta indeleble
20. Esperar nuevamente antes de energizar la unidad. El tiempo de espera también depende de la temperatura del nuevo aceite en el momento en que se relleno el transformador. Se recomienda por lo menos 24 horas. Esto permite la disipación de burbujas de aire en el aceite, así como dar tiempo al que aceite utilizado en el llenado sature cualquier material poroso que pudo haberse convertido en seco durante el proceso
21. Observar la unidad en busca de fugas o goteos durante este tiempo de espera, esto también provee una línea base para el nuevo aceite
22. Retirar muestras del nuevo aceite, verificar y mantener presión positiva, retirar muestras como en el paso 6
23. Energizar la unidad sin carga
24. Esperar tres horas como mínimo, después de energizar la unidad, antes de añadir la carga al transformador
25. Añadir la carga. Se debe de observar la unidad en busca de goteo

26. Al día siguiente, verificar la temperatura y la presión de la unidad, observar nuevamente posibles fugas o goteos así como otras señales que pudieran causar problemas, realizando observaciones y controles estándar
27. Después del rellenado, deberán seguir intervalos de normas y procedimientos de mantenimiento, se recomienda prestar atención a señas de goteo en las juntas que no fueron remplazadas. Retirar muestras del aceites después de 6 meses
28. Monitorear la presión del tanque para confirmar el sello del mismo. Una presión constante de 0 psi, independiente de las alteraciones de temperatura, indican goteo

Las recomendaciones listadas anteriormente, se aplican para rellenos en general, cada instalación puede requerir pasos adicionales. El cumplimiento estricto de los pasos anteriores o adicionales que no se encuentran en dichos pasos, pueden obtenerse por medio de fabricantes, resultados de pruebas, registros históricos o cualquier otra practica que implique operaciones o mantenimiento industrial. Todas las normas de seguridad aplicables deberán ser aplicadas.

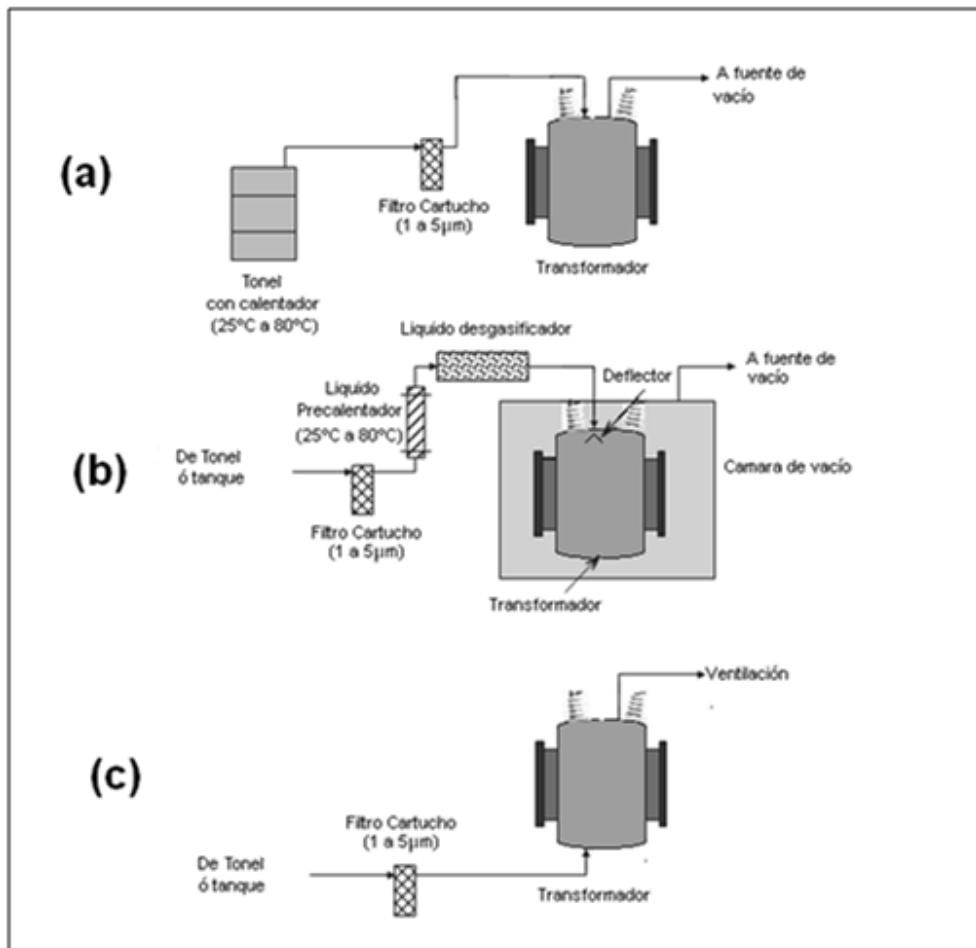
Para el relleno de transformadores con aceite de silicona, se debe de verificar la compatibilidad de los materiales del transformador con este aceite, esto debido a que el método de llenado de la unidad puede variar debido al diseño del mismo.

Algunas de las consideraciones generales que se deben de tomar son medidas para evitar la introducción de humedad en el transformador durante el relleno. Para evitar la introducción de humedad dentro del transformador, la temperatura adentro de la unidad de transformación debe de ser algunos grados más que la temperatura exterior de la misma. Es también recomendable que el aceite de silicona sea desgasificado al vacío antes de llenar el transformador, y que este sea llenado bajo condiciones de vacío, esto debido a que el aire dentro del tanque de un transformador refrigerado con un medio líquido es una fuente potencial de problemas, por lo tanto, es conveniente llenar los transformadores con aceite de silicona en vacío. Esta práctica es normalmente aplicada en la fábrica o en talleres especializados para el relleno, y cuando las circunstancias lo permitan, en el sitio mismo donde se encuentra el transformador.

En el caso de que el transformador este diseñado para soportar un 100 % de vacío, un régimen similar al mostrado en la figura 10 (a) se puede utilizar. Si el transformador no tiene este diseño, se recomienda colocar el transformador en un tanque auxiliar de vacío, por lo menos igual o mayor, que el vacío mantenido en el transformador, tal como se muestra en la figura 10 (b).

En el caso en el cual el transformador no sea llenado bajo vacío, no se debe aplicar voltaje a los devanados por lo menos 24 horas después de haber introducido el aceite de silicona dentro del tanque. Esto es necesario para permitir el escape de las burbujas de aire.

Figura 10. Configuraciones para el llenado de transformadores con aceite de silicona



Si no se cuenta con un procedimiento establecido para llenar con aceite de silicona un transformador, el siguiente procedimiento puede utilizarse, independientemente si el vacío es aplicado directamente al transformador o todo el transformador se encuentra en un tanque auxiliar con vacío.

1. Aplicar y mantener un vacío de 50 torr por lo menos de ½ hora a las unidades de 25 kVA e inferiores, y de 4 horas a las unidades mayores a esta capacidad
2. Mientras se mantiene el vacío, llenar lentamente el transformador con el aceite de silicona al nivel normal a 25 °C, o cuando sea posible medir correctamente un 90 % del volumen requerido en el transformador
3. Mantener el vacío especificado por lo menos ½ horas después del llenado
4. Añadir suficiente aceite de silicona para ajustar al nivel normal del tanque del transformador y sellar dicho tanque. Para evitar la condensación en la superficie del aceite, no destapar el transformador hasta que la temperatura en la parte superior del aceite sea igual o mas alta que la temperatura ambiente.

Cuando sea práctico, llenar el transformador por medio de la válvula de drenaje del transformador, es decir desde el fondo, como se muestra en la figura 10 (c), esto para evitar la formación de cavidades aprisionadas de aire, y ventilar la parte superior del tanque para permitir el escape de aire. Se debe asegurar de que las válvulas y los tubos de conexión entre el tanque principal y cualquier compartimiento llenado con aceite de silicona estén abiertos para la libre circulación de gas y el fluido. Caso contrario a lo mencionado anteriormente, atrapar aire o gas puede causar que los niveles del aceite silicona en algunas partes del transformador estén por debajo de los niveles de operación segura.

Tanques y compartimientos se deben de llenar a temperatura ambiente hasta el punto sobre el medidor marcado con “Nivel del Aceite, 25 °C”. Si la temperatura ambiente varia grandemente de los 25 °C (77 °F) cuando el transformador sea llenado, el nivel del aceite de silicona debe de ser evaluado cuando la temperatura media del aceite es de 25 °C. Suficiente aceite de silicona debe ser adherido o drenado del tanque para llevar el aceite al nivel apropiado. Nunca debe de operarse el transformador, incluso fuera de servicio, sin el nivel del aceite de silicona que indica el medidor.

En el contexto de rellenar transformadores con los aceites del tipo HMWH y los de éster natural, estos también se pueden llenar en condiciones atmosféricas, es decir sin aplicar un vacío al tanque. Al igual que los aceites de silicona, estos deben ser introducidos al transformador desde el fondo, tal como se muestra en la figura 10 (C). El aceite debe de ser filtrado y calentado para favorecer una impregnación mas completa. Para el caso de los aceites HMWH el aceite debe de introducirse a una temperatura de 80 – 94 °C, mientras que para los de aceites de éster natural deben de introducirse por lo menos a una temperatura de 65 °C. La velocidad del llenado debe estar limitada a unos cuantos litros por minuto. Por ejemplo, un calentador sobre la tubería de llenado de unos 12 kW permitirá una velocidad de llenado de 5.5 L/min (1.5 GPM). Se recomienda durante este tipo de llenado, para ambos tipos de aceite, utilizar un colchón de nitrógeno seco para la operación de drenado y llenado. Los transformadores no deben de energizarse hasta que estos se hayan enfriado a la temperatura ambiente.

4.5. Mantenimiento de los fluidos de alto punto de inflamabilidad en transformadores

Se recomienda que los transformadores que han sido rellenos con algún tipo de aceite con alto punto de inflamabilidad tengan una inspección periódica y se le practiquen pruebas al aceite dieléctrico, de una manera similar a las que se les practican a los transformadores con aceite mineral común, es decir, que se deben de seguir los procedimientos de inspección y pruebas al aceite dieléctrico convencional que hasta ahora se utilizan para dichos transformadores. Experiencia en esta materia indica que la condición visual y la tensión de ruptura dieléctrica son los métodos más aplicables en estos aceites.

Las muestras que se obtienen de estos aceites para practicar las pruebas correspondientes deben ser depositadas en recipientes hechos de materiales adecuados (vidrio, polietileno de alta densidad, también pueden utilizarse latas de aluminio o estaño bañadas en acero), las cuales deben de permanecer a temperatura ambiente y sellarse tan pronto como sea posible para evitar contaminación de humedad por medio del aire. El fluido debe ser entonces medido por claridad, color, olor y viscosidad (en relación a una cantidad conocida de una muestra limpia). Pruebas dieléctricas portátiles han estado disponibles por algún tiempo y proveen resultados bastante satisfactorios para determinar si es necesario realizar pruebas adicionales en el laboratorio.

4.5.1. Inspección y pruebas periódicas

Los aceites de alto punto de inflamabilidad del tipo HMWH, que presenten una apariencia dieléctrica insatisfactoria, deberán ser evaluados.

La norma IEEE C57.121 recomienda las siguientes pruebas y las considera adecuadas para la clasificación de estos fluidos en servicio.

- Apariencia visual (ASTM D1524)
- Color (ASTM D1500)
- Número de neutralización (ASTM D664 y ASTM D974)
- Tensión de ruptura dieléctrica (ASTM D1816)
- Tensión interfacial (ASTM D971)
- Contenido de Agua (ASTM D1533)
- Factor de disipación (ASTM D924)
- Punto de inflamabilidad (ASTM D92)

De igual manera, la norma IEEE C57.121 recomienda que las siguientes pruebas, por lo general no sean necesarias para la clasificación de estos fluidos en servicio. Sin embargo, ellas pueden ser útiles, de una forma más completa se caracteriza la condición de estos fluidos.

- Contenido inhibidor (ASTM D2668 y ASTM D4768)
- Viscosidad (ASTM D88, ASTM D445 y ASTM D2161)
- Gravedad específica (ASTM D1298)
- Punto de fluidez (ASTM D97)
- Sulfur corrosivo (ASTM D1275)

Para el caso de la viscosidad, se prefiere el método D445, ya que es más preciso que el método D88.

La siguiente tabla muestra límites aceptables para los aceites de alto peso molecular que se encuentren en servicio. Vale la pena mencionar que los valores presentados en dicha tabla se consideran como valores típicos aceptables para el aceite del tipo HMWH como una clase en general. Además, el punto de inflamabilidad mínimo que deben de cumplir los aceites de este tipo en servicio debe de ser de 300 °C, ya que si el propósito de la instalación de los aceites HMWH es cumplir con el NEC, este valor es el mínimo para cumplir con el artículo 450-23 de dicho código.

Tabla XII. Valores aceptables para continuar el uso de aceites de alto peso molecular en servicio

ASTM (Método)	Prueba	Valores para continuar en servicio	
		Mínimo	Máximo
D1816	Tensión de ruptura dieléctrica (0.04 gap), kV	23	—
D1816	Tensión de ruptura dieléctrica (0.08 gap), kV	34	—
D877	Tensión de ruptura dieléctrica, kV	24	—
D664	Número de neutralización, mg KOH/g	—	0.20
D924	Factor de disipación 60 Hz, %, 25 °C	—	1.0
D1533B	Contenido de agua, ppm	—	35
D92	Punto de inflamabilidad, °C	300	—
D971	Tensión interfacial, mN/m, 25 °C	24	—

Fuente: IEEE C57.121-1998 "*Guide for acceptance and maintenance of less flammable hydrocarbon fluid in transformers*", pág. 15

De la misma manera, si el transformador fue refrigerado con aceites de silicona, se le debe de practicar pruebas periódicas al aceite para asegurarse un funcionamiento correcto durante este en servicio este tipo de aceite en el transformador.

Para el caso de los aceites de silicona, se recomiendan los límites de prueba que se muestran en la siguiente tabla, para estos aceites en servicio.

Tabla XIII. Límites de prueba para los aceites de silicona en servicio

Propiedad	Valores Aceptables	Indicaciones de Valores Inaceptables	Método ASTM
Mínimas			
Visual	Incoloro, claro, libre de partículas	Partículas, libre de agua, contaminación	ANSI/ASTM-D-2129
Ruptura dieléctrica (Voltaje a 60 Hz, kV min.)	25	Partículas, agua	ANSI/ASTM-D-877
Adicionales			
Contenido de Agua (ppm, máx.)	100	Contaminación con agua	ANSI/ASTM-D-1533
Factor de disipación (60 Hz, 25 °C, % máx.)	0.2	Contaminación Polar/iónica	ASTM-D-924
Viscosidad (25 °C, cSt)	47.5-52.5	Degradación del fluido, contaminación	ANSI/ASTM-D-445
Punto de inflamabilidad (°C, min.)	340	Contaminación con material inflamable	ASTM-D-92
Número de neutralización (mg KOH/g máx.)	0.2	Degradación de celulosa	ASTM-D-974

Fuente: IEEE C57.111-1989 “*Guide for acceptance of silicone insulating fluid and its maintenance in transformers*”, pág. 10

En el caso de que el transformador sea relleno con aceite de éster natural, la norma IEEE C57.147, recomienda las siguientes pruebas como suficientes para la clasificación de estos fluidos en servicio.

- Apariencia visual (ASTM D1524)
- Color (ASTM D1500)
- Número de neutralización (ASTM D664 y ASTM D974)
- Tensión de ruptura dieléctrica (ASTM D1816)
- Tensión interfacial (ASTM D971)

- Contenido de agua (ASTM D1533)
- Factor de disipación (ASTM D924)
- Punto de inflamabilidad (ASTM D92)

Las siguientes pruebas ASTM son usualmente no requeridas para la clasificación de los aceites de éster natural en servicio. Sin embargo, pueden ser útiles, en forma mas completa, caracterizando los fluidos aislantes.

- Viscosidad (ASTM D445)
- Densidad relativa (ASTM D1298)
- Punto de fluidez (ASTM D97)
- Resistividad volumétrica (ASTM D1169)
- Compuestos furánicos (ASTM D5837)

Vale la pena mencionar que la Sociedad Americana de Aceites Químicos, siglas en inglés AOCS¹⁷, ha desarrollado el método oficial Cd 18-90 para aceites comestibles, el cual puede ser útil como indicador de la condición de edad de los fluidos de éster utilizados en transformadores. El método determina la cantidad de elementos que se forman durante la oxidación del aceite.

La siguiente tabla muestra valores aceptables para los aceites de éster natural en servicio, la cual podrá ser utilizada como una guía en ausencia de recomendaciones de los fabricantes de este tipo de aceites.

¹⁷ The American Oil Chemists Society (AOCS)

Tabla XIV. Límites sugeridos para continuar el uso de aceites de éster natural

Prueba y Método ASTM	Nivel de Voltaje
	≤ 69 kV
Ruptura dieléctrica, ASTM D1816, kV, min. 1 mm gap 2 mm gap	23 40
Factor de disipación, ASTM D924, %, máx. 25 °C 100 °C	≤3 -
Contenido de agua ASTM D1533, mg/kg,	≤200
Punto de inflamabilidad, ASTM D92, °C	300

Fuente: IEEE C57.147-2008 “*Guide for acceptance and maintenance of natural ester fluids in transformers*”, pág. 19

Los Límites presentados en la tabla anterior (tabla XIV), aplican para los aceites de éster natural como una clase. Debido a las diferencias en su química, ciertos valores son significativamente diferentes que los Límites de aceite mineral. Valores típicos específicos de cada rama de estos aceites, deberán ser obtenidos de cada fabricante de estos fluidos. Para el caso de las pruebas de rigidez dieléctrica en los aceites de éster natural, se sugiere que deberían de ser los mismos Límites de saturación relativa utilizada en el aceite mineral a una temperatura dada.

4.5.2. Inspección visual

La inspección visual del aceite de alto punto de inflamabilidad es la manera de evaluar el color y lo turbio del aceite, lo cual indica la presencia de agua libre o sedimentos, lo que amerita la evaluación del aceite por medio de pruebas dieléctricas, las cuales se mencionaron anteriormente para cada tipo de estos aceites. Por lo general, estos aceites tienen apariencia clara y transparente, los aceites de éster natural presentan un verde claro. Por lo que si un aceite de alto punto de inflamabilidad presenta un color blanco, gris o negro, es una indicación de realizar pruebas al aceite para verificar su estado y evaluar si el aceite aún conserva sus características y propiedades, de lo contrario buscar los métodos de reacondicionamiento o recuperación del mismo. Un cambio de color en el aceite, diferente a los mencionados, no necesariamente es una señal de peligro, ya que la contaminación de color por si sola es poco probable que afecte la rigidez dieléctrica del aceite.

4.5.3. Rigidez dieléctrica (ASTM D877, ASTM D1816)

Como se mencionó en el capítulo 2, la rigidez dieléctrica de un aceite es su habilidad de resistir impulsos eléctricos, es decir la habilidad de soportar fuerzas eléctricas sin falla. Se reconocen 2 métodos para medir el voltaje de rigidez dieléctrica para los aceites aislantes, los cuales son el método de la ASTM D877 y el método de la ASTM D1816.

El primero de ellos se utiliza para la aceptación de aceites nuevos en tanques sin procesar y en este método se utilizan electrodos cilíndricos de caras planas de 0.1 pulgadas.

El segundo método utiliza electrodos esféricos para aceites que requieren mayor sensibilidad al agua disuelta o para aceites filtrados o desgasificados. Algunos fabricantes y usuarios han reportado experiencias satisfactorias utilizando 2 mm (0.08 pulgadas) de espacio entre electrodos para determinar el voltaje de rigidez dieléctrica del aceite. Los valores aceptables para cada tipo de aceite de alto punto de inflamabilidad en servicio ya se describieron, lo mismo que para los aceites nuevos, los cuales se describieron en el capítulo anterior. Para obtener la máxima rigidez dieléctrica en un aceite de alto punto de inflamabilidad, se debe de filtrar antes de su introducción en los transformadores.

4.5.4. Contaminación

La contaminación del aceite de alto punto de inflamabilidad a la hora de rellenar un transformador, puede presentarse en forma de humedad, partículas o con residuos de aceite mineral. Los efectos de estos tipos de contaminación se describen a continuación.

4.5.4.1. Contaminación con agua

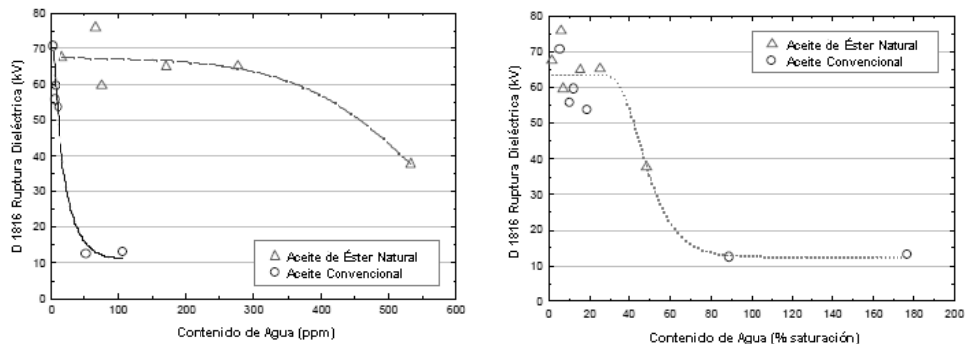
La contaminación con agua en estos aceites, puede darse por medio de la humedad, la cual es introducida en el aceite durante el transporte o almacenamiento del mismo por medio del ambiente y/o la degradación del papel aislante. Si la cantidad de agua esta por encima de los límites permitidos para cada tipo de aceite, al ser introducido en el transformador, este requerirá tratamiento adicional. En el aceite, la humedad se puede presentar en dos formas: agua libre y humedad disuelta. Las maneras de remover el contenido de agua en estos aceites se dará a conocer más adelante.

Las propiedades dieléctricas del aceite se ven afectadas cuando este se contamina con agua, como la rigidez dieléctrica (agua disuelta) y el factor de potencia (agua libre).

Los aceites de alto peso molecular (HMWH), son hidrocarburos y son estables con la presencia de humedad o agua y estos la absorben del aire y del papel aislante en un rango similar al del aceite mineral, aproximadamente 80 ppm de saturación a 20 °C, la cual es la misma cantidad de los aceites convencionales.

La rigidez dieléctrica de cualquier líquido dieléctrico decrementa cuando el contenido de agua se incrementa alrededor del 50 % de saturación relativa. A temperatura ambiente, 50 % de saturación relativa en el aceite mineral ocurre con un contenido de agua absoluta de aproximadamente 30 mg/kg (ó ppm) y aproximadamente con 550 mg/kg en los aceites de éster natural. Para obtener una comparación significativa del contenido de agua en diferentes tipos de fluidos dieléctricos, se debe de utilizar la saturación relativa en lugar del contenido absoluto de agua en mg/kg. La figura 11 muestra la comparación de la rigidez dieléctrica contra el contenido de agua del aceite de éster natural.

Figura 11. Tensión de ruptura dieléctrica versus el contenido de agua del aceite mineral y el aceite de éster natural

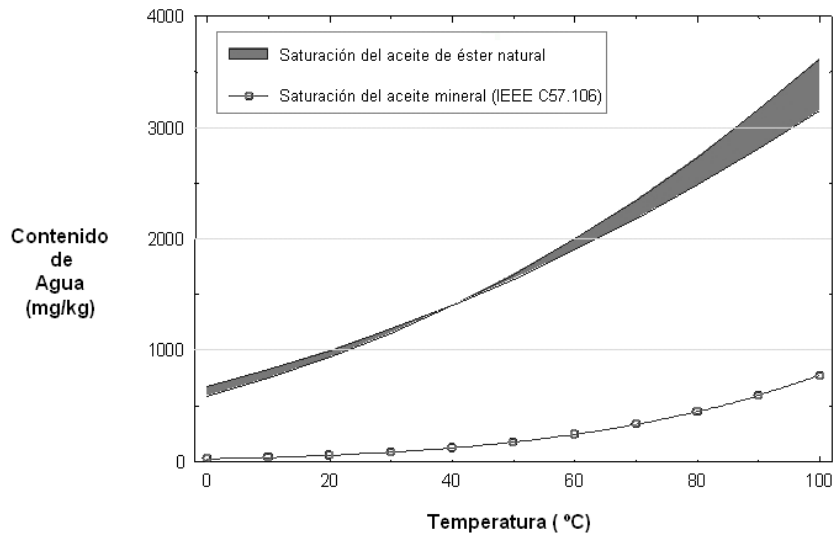


Fuente: Testing Guide “*Envirotemp® FR3™ Fluid*” Section R900-20-12. Pág. 4

En la figura anterior, la gráfica de la izquierda muestra la tensión de ruptura contra el contenido de agua absoluto, en la cual se observa la tendencia de los puntos de la tensión de ruptura dieléctrica en función del contenido de agua en ppm, y muestra un decremento de dicha tensión con el aumento del contenido de agua, pero que es menos pronunciada que la tendencia del aceite convencional, con lo cual se comprueba que el contenido de agua en los aceites de éster natural puede ser mayor que en el aceite mineral común, y esto no alterará los valores de tensión de ruptura dieléctrica aceptables. La gráfica de la derecha muestra la tensión de ruptura dieléctrica contra el contenido de agua relativo, en la cual se observa el mismo decremento de esta tensión y en donde se observa que una saturación de agua mayor al 50 % provoca que la tensión de ruptura dieléctrica tenga valores ya no aceptables en el aceite.

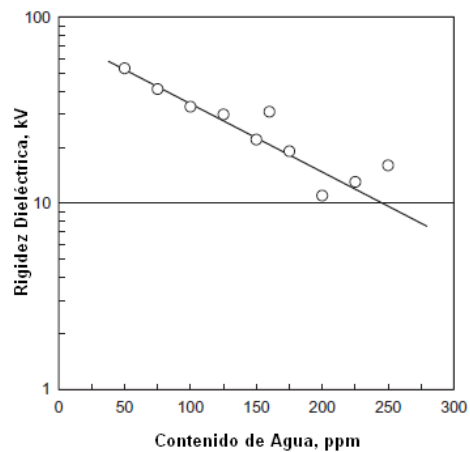
La figura 12 muestra la saturación de agua como una función de la temperatura para los aceites de éster natural.

Figura 12. Curva de saturación del aceite de éster natural versus el aceite mineral



Fuente: IEEE C57.147-2008 "Guide for acceptance and maintenance of natural ester fluids in transformers", pág. 26

Figura 13. Rigidez dieléctrica con el contenido de agua para los aceites de silicona



Fuente: Dow Corning® 561 Silicone transformer liquid technical manual, pág. 6-9

La rigidez dieléctrica de los aceites de silicona en los transformadores también se ve afectada con el contenido de agua. La figura anterior (figura 13) muestra la gráfica del decremento de dicha propiedad con el contenido absoluto de agua en este tipo de aceite. En esta figura se observa que un contenido de agua por arriba de las 50 ppm en un aceite de silicona provoca que el valor de la tensión de ruptura dieléctrica, este fuera de los límites aceptables, según la prueba ASTM 877, la cual indica un mínimo de 35 kV para un aceite de silicona nuevo y 25 kV para un aceite de silicona en servicio.

4.5.4.2. Contaminación con partículas

La contaminación con partículas en los aceites con alto punto de inflamabilidad se refiere a la contaminación con partículas solidas en dichos aceites, las cuales pueden dañar seriamente los componentes del transformador. Partículas extremadamente pequeñas de algunos micrómetros pueden dañar partes importantes del transformador. Es por ello que se recomienda filtrar el aceite con filtros de por lo menos 5 μm . Refiérase al inciso 4.5.5.1 Retiro de partículas para ver mas detalles. Además, las partículas interactúan con el agua, reduciendo la tensión de ruptura dieléctrica. Por otra parte, las partículas se hallan presentes en el entorno ambiental del aceite, cuando éste es almacenado, transportado o cargado al transformador.

4.5.4.3. Contaminación con aceite mineral

La contaminación de aceite mineral con el aceite de alto punto de inflamabilidad, producto de provocarse una mezcla entre ellos en el momento de realizar el rellenado en el transformador presenta su mayor impacto en la reducción del punto de flameo e inflamabilidad del nuevo aceite.

Cada tipo de estos aceites, tolera cierta cantidad de aceite mineral antes que dicha propiedad se vea reducida.

En el caso de que el transformador se halla relleno con aceite de alto peso molecular (HMWH), una contaminación del 3 % (30,000 ppm) de aceite mineral reduce su punto de inflamabilidad debajo de los 300°C, esto provocaría que el aceite ya no fuera clasificado como aceite de alto punto de inflamabilidad como lo recomienda el NEC, Artículo 450-23.

De la misma manera, para el caso de que el transformador se rellene con aceite de silicona, una contaminación por arriba del 3 % de aceite mineral, reduce su punto de inflamabilidad por debajo de los 300°C. La siguiente tabla muestra los efectos del punto de flameo e inflamabilidad de los aceites de silicona con los niveles de residuos de aceite mineral que queden en el transformador.

Tabla XV. Efecto de la contaminación con aceite mineral en el punto de flameo e inflamabilidad de los transformadores rellenos con aceite de silicona

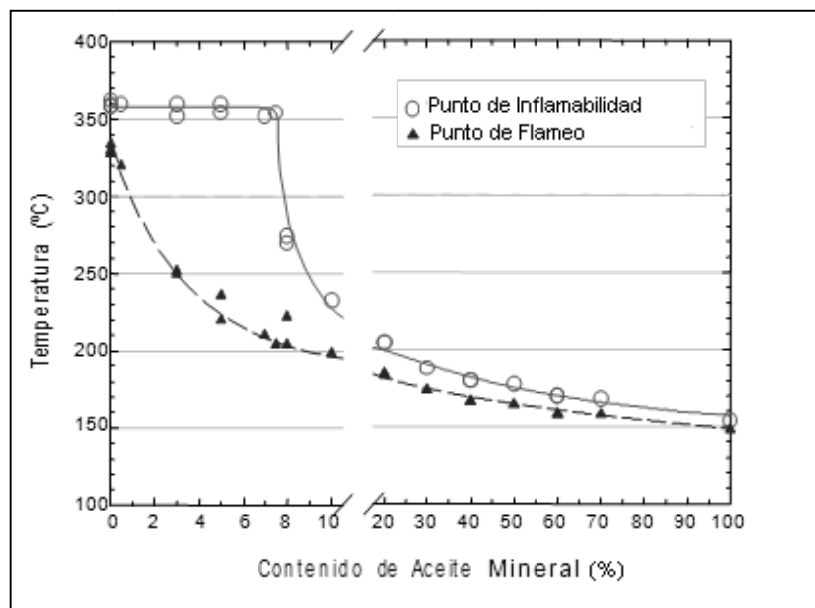
Nivel de Aceite Mineral	Punto de Flameo	Punto de Inflamabilidad
%	°C	°C
0	322	>343
1	241	>343
2	229	>343
3	202	332
5	193	241
10	179	207

Fuente: Dow Corning® 561 *Silicone transformer liquid technical manual*, pág. 3-24

Para el caso de que el transformador se rellene con éster natural, el punto de inflamabilidad puede caer debajo de los 300 °C si el contenido de aceite mineral en el transformador es mayor que 7 % (70,000 ppm).

La siguiente figura muestra el efecto de dicha propiedad de los aceites de éster natural en el momento que se mezcla con aceite convencional para transformador, la cual muestra que es el aceite que mas compatibilidad presenta con el aceite mineral, en el momento en que un transformador se rellene con aceite de alto punto de inflamabilidad.

Figura 14. **Efecto sobre el punto de flameo e inflamabilidad de los aceites de éster natural en función de la mezcla con aceite mineral**



Fuente: Fluidos Dieléctricos, **Boletín S900-20-1S**, COOPER Power System

4.5.5. Filtración

Como ya se mencionó, para obtener la máxima rigidez dieléctrica en un aceite de alto punto de inflamabilidad, se debe de filtrar antes de su introducción en los transformadores. Se recomiendan filtros particulados con poros de tamaño nominal de 0.5 micrones. El filtrado también se recomienda para la eliminación de partículas o contaminantes sólidos.

4.5.5.1. Retiro de partículas

El tipo, cantidad y tamaño de las partículas a ser retiradas o eliminadas es importante para la eficacia de los métodos utilizados para el filtrado. Tres tipos de filtros son aplicables para la retiro de partículas en los aceites de alto punto de inflamabilidad: el filtro tipo cartucho, el filtro tipo prensa y el filtro tipo bolsa. El filtro tipo cartucho suele ser el mas eficaz y conveniente para esta acción.

Este tipo de filtro tiene rangos absolutos de filtración, los cuales están expresados en micrones (micrómetros, μm), equivalente al tamaño de partículas que pueden pasar por ellos. Rangos absolutos de 5 micrones o menos son suficientes para filtrar aceites dieléctricos de alto punto de inflamabilidad en transformadores. Un factor limitante en el uso de los filtros tipo cartucho es la cantidad de partículas que se desea remover. Si grandes cantidades de partículas están presentes en el aceite, el filtro tipo prensa puede ser mas efectivo. Los filtro tipo bolsa pueden remover volúmenes mas grandes de partículas, sin embargo, un filtro tipo bolsa con rango absoluto de 3 micrones se compara con un filtro normal de 15 micrones. Los filtros tipo bolsa son mas apropiados para filtración de crudo que son seguidos de un segundo paso de filtración más fino.

4.5.5.2. Filtración para la reducción de contenido de agua

Como se mencionó anteriormente, la humedad en un aceite se presenta en dos formas: agua libre y humedad disuelta. Para remover el agua libre de los aceites de alto punto de inflamabilidad se sugiere lo siguiente:

- Si la humedad está en forma de agua libre, se pueden usar con eficacia unidades de filtrado tales como AMF CUNO Zeta-Plus y filtros de cartucho de papel HILCO. Se deben especificar cartuchos de filtro con sustancia desecante para garantizar la sequedad del medio filtrante.
- Para el caso de los aceites de éster natural, el agua libre se puede remover también elevando a 105°C la temperatura del fluido a granel. La agitación del fluido acelerará este proceso. Para este proceso se recomienda una atmósfera de gas nitrógeno seco.

Para la reducción de la humedad disuelta en los aceites de alto punto de inflamabilidad, se sugiere lo que sigue:

- Si el contenido de humedad disuelta se debe de reducir, puede ser necesario un sistema de deshidratación a un alto vacío. Una ventaja del sistema de deshidratación al vacío es que los gases disueltos también son removidos.

- Los filtros de tamiz molecular también son satisfactorios si la cantidad de humedad a ser removida no es excesiva. Para remoción de humedad de los aceites HMWH y éster natural, se recomiendan filtros moleculares activados de grado 3A o 4A, que son eficaces dentro de una amplia gama de temperaturas, teniendo el cuidado de una adecuada selección del filtro, para garantizar un tiempo de permanencia suficiente en el filtro. Para el caso de los aceites de silicona, se recomiendan filtros moleculares con poros de tamaño de 10A a 13A para la remoción de humedad, aunque para este tipo de aceite la manera más eficaz de eliminar la humedad disuelta es por medio de la desgasificación al vacío.
- Los filtros de remoción de humedad se deben colocar aguas arriba del filtro particulado final, en el sistema de manipulación de fluido.

4.5.5.3. Equipo de filtración

Es sumamente importante que los equipos de filtrado sean de uso exclusivo para cada tipo de aceite para el cual se utilizó. Es difícil remover todos los rastros de aceite y otros contaminantes de este tipo de equipos. Además se debe de tener cuidado de proteger el equipo de filtración de dichos elementos así como protegerlos de la contaminación de agua o humedad.

4.5.6. Fugas

Se recomienda realizar una rutina o programa regular de mantenimiento para detectar fugas en los transformadores que sean rellenos con aceites de alto punto de inflamabilidad. Para unidades que tienen indicadores de presión, lecturas periódicas que indiquen presión cero, son fuertes indicadores de prestar atención a posibles fugas o algún otro problema que deberá ser investigado. Áreas para verificar y reparar deberán incluir válvulas, bushing, cambiadores de tap, juntas, tapas, tuberías, válvulas de alivio de presión, etc. Si la fuga no se presenta en un sello reemplazable; soldadura o kit de sellado epoxy puede utilizarse para sellar la misma. Esta última técnica puede ser utilizada para fugas con transformadores que han sido rellenos con aceites de silicona, siempre y cuando se limpie el área donde se presente la fuga y el sellado epoxy este completamente curado, esto también aplica para el resto de los aceites.

En el momento de que se presenten dichas fugas y estas sean corregidas, deberá tenerse el cuidado de mantener la integridad del nuevo aceite de alto punto de inflamabilidad, en algunos casos se debe de reducir el nivel del aceite en el área donde se presente la fuga para ser corregida y reparada. El aceite que se retire deberá depositarse en contenedores temporales limpios y adecuados para almacenar dicho aceite. Se recomiendan pruebas al aceite, antes de regresarlo al transformador para llevarlo a su nivel normal, las cuales deben de cumplir con los valores ya especificados para cada tipo de estos aceites.

4.5.7. Derrames

Derrames menores pueden ocurrir en el momento que se rellene o se repare un transformador que se refrigere con aceite de alto punto de inflamabilidad, inclusive, cuando se obtengan muestras para las pruebas periódicas a dichos aceites. Estos pequeños derrames pueden limpiarse utilizando trapos absorbentes. La utilización de solventes adecuados facilitará dicha limpieza, ya que los solventes comunes son adecuados para utilizarse con fluidos con alto punto de inflamabilidad, esto para los del tipo HMWH y de silicona, sin embargo, la inflamabilidad y toxicidad se deberán considerar, cuando se escoja un solvente. Para limpiar derrames menores de aceite de silicona se recomiendan los solventes: Cloroteno NV, Cloruro de Metileno, Nafta VM&P, Perclorotileno, entre otros. Los solventes utilizados para los aceites de alto peso molecular y silicona no son eficaces para la limpieza de derrames menores de aceites de éster natural, sin embargo estos pueden limpiarse también con trapos absorbentes y se recomienda utilizar limpiadores de uso común para facilitar dicha limpieza. Detergentes de uso común para el hogar son aplicables y recomendables como limpiadores. Además, se pueden utilizar limpiadores a base de agua, biodegradables, no inflamables, no conductores, limpiadores/desengrasantes, para luego rociar vapor o agua caliente. En todos los casos se deberá contactar a los fabricantes para conocer los métodos de limpieza que ellos recomiendan.

Para el caso en que ocurran derrames en el suelo, este actúa como absorbente de estos fluidos, ya sea para los HMWH, las siliconas o los aceites de éster natural. Estos derrames pueden ser tratados de igual manera que los derrames de aceite de motor, hidrocarburos o aceites que tengan viscosidades similares, inclusive como los derrames de aceite mineral.

Los métodos de limpieza aplicable a dichos derrames son aplicables para los aceites de alto punto de inflamabilidad, entre las cuales se incluyen agregar arena en el área de derrame, remover la tierra donde ocurrió el derrame, etc.

Si el derrame ocurre en el agua, estos aceites, ya sea de los tres tipos ya mencionados, flotan en el agua, por lo que pueden ser concentrados en un solo lugar y removidos por medio de fluidos químicos que concentren dicho aceite. Estos derrames pueden ser removidos de la superficie del agua por medio de los sistemas utilizados normalmente para los derrames de petróleo, los cuales incluyen bombas, espumaderas, absorbentes físicos, etc. Estos métodos también son aplicables para los utilizados en derrames de aceites vegetales, los cuales se aplican a los derrames de éster natural en el agua. Una vez concentrados estos aceites, pueden ser recuperados o incinerados en un quemador.

4.5.8. Reutilización, reciclaje y disposición de estos aceites

La reutilización de los aceites de alto punto de inflamabilidad se refiere a la recuperación o regeneración de los mismos. Para los aceites de alto peso molecular – HMWH – y los de éster natural, la eliminación de los productos que degradan dichos aceites, se logra generalmente por medio del uso de procesos de recuperación que incluyen los filtros de adsorción¹⁸ de arcilla activada (tierra fuller), denominados en el idioma inglés *fuller's earth*, ya sea por si solos, o en combinación con algunos productos químicos, tales como las sales alcalinas, para los aceites de alto peso molecular. Varios de estos procesos se exponen para uso en aceites para transformador en la norma IEEE Std 637 – 1985.

¹⁸ Adsorción es un proceso por el cual átomos, iones o moléculas son atrapadas o retenidas en la superficie de un material, en contraposición a la absorción, que es un fenómeno de volumen.

Los fabricantes de estos aceites, deberán ser consultados con respecto a las recomendaciones para recuperación de los mismos, ya que el tratamiento recomendado puede variar de los que se recomiendan en la norma anterior.

Tabla XVI. Naturaleza de la contaminación y recuperación de los aceites de silicona¹⁹

Contaminación	Apariencia del Aceite	Equipo	Filtro/Ayuda	Prueba	Comentarios
Agua	Claro, blanco lechoso	Deshidratador	Ninguno	Contenido de Agua Dieléctrico	Separada el agua deberá ser drenada o separada
Productos de arco					
Dióxido de silicón, carbón, polímero altamente gelatinoso	Claro, partículas gris-blanco, olor fuerte	Filtro cartucho/vacío o filtro de presión y vacío	Ninguno	Rigidez dieléctrica, resistividad volumétrica, factor de disipación	Este método no volverá a las especificaciones originales del líquido
Partículas	Claro, partículas brumosas	Filtro tipo cartucho o filtro de presión	Ninguno	Rigidez dieléctrica, apariencia	Podrá ser removida por filtración
Decoloración debido a la interacción con el transformador	Tenue distinta a la coloración	Filtro tipo cartucho o filtro de presión	Carbón activado	Factor de potencia, número de acidez, punto de flameo, rigidez dieléctrica	Puede que no tenga efecto sobre el rendimiento ANSI/ASTM-D-877, consulte con el proveedor del equipo
Aceite mineral y contaminante de bajo punto de ignición de mayor volatilidad	Claro, dos fases	Materiales altamente volátiles pueden ser removidos por calor y vacío. Contaminación con aceite mineral requiere remplazo del aceite	Ninguno	Punto de flameo e inflamabilidad	El NEC requiere que el fluido tenga un punto de inflamabilidad de ≥ 300 °C.

Fuente: IEEE C57.111-1989 "Guide for Acceptance of Silicone Insulating Fluid and Its Maintenance in Transformers", pág. 11

¹⁹ Consultar con los fabricantes del transformador es importante antes de tomar cualquier medida para la recuperación del aceite de un transformador

La elección de los métodos para el reacondicionamiento de los aceites de silicona líquida dependerá de algunos factores, lo cual incluye el tipo de contaminación, ubicación y la cantidad de aceite a tratar. La tabla anterior (tabla XVI), muestra una lista de posibles fuentes de contaminación y recomendaciones para la limpieza de este tipo de aceite. Los filtros *fuller's earth* no se recomiendan para el reacondicionamiento de los aceites de silicona.

Para el desecho de los aceites de alto punto de inflamabilidad, se sugiere contactar a los fabricantes de estos para que se tenga la dirección adecuada de cuales son los procedimientos adecuados para ello.

Para el caso de los aceites del tipo HMWH se recomiendan los utilizados para el aceite mineral común, el cual se recomienda incinerarlo en sitios especializados o contactar a compañías que se dedican a la compra de aceite utilizado en transformadores, el cual es utilizado para tratar (curar) madera y otras aplicaciones saludables al medio ambiente. Estos aceites no se deben de verter en el medio ambiente, en los drenajes públicos y mucho menos ser derramados en el agua de ríos, lagos, mares, etc. Estos aceites están hechos a base de hidrocarburos saturados, los cuales son el tipo de moléculas más fácil y simple de romper en el suelo y agua por medio de microorganismos que viven en dichos sitios, es por ello que este tipo de aceite se considere biodegradable.

En el caso de los aceites de silicona, se recomiendan las mezclas de ellos con combustibles, la cual es una forma de reciclado, en la que el fluido gastado se mezcla con combustibles u otros solventes compatibles, y se utiliza como fuente de alimentación para hornos industriales. El aceite de silicona se convertirá térmicamente en energía y en un residuo de sílice que puede incorporarse al producto final.

Una eliminación directa de los aceites de silicona es la incineración. No se recomienda el vertido de estos aceites al medio ambiente. Estos aceites no se consideran biodegradables.

Las disposiciones de reciclaje que se recomiendan para los aceites de éster natural incluyen las que se utilizan para aceites usados o grasas de restaurante, compañías de procesamiento de grasa o productores de biodiesel. El propio aceite de éster natural cuando es descartado no se considera peligroso, sin embargo, este aceite en transformadores rellenos, puede contener residuos de fluidos anteriores que pueden calificarlo como residuo peligroso. La incineración también se recomienda para estos aceites, no se debe derramar en desagües o canales de agua. Los aceites de éster natural se consideran 100% biodegradables.

4.5.9. Análisis de gases disueltos (DGA)

Los aislamientos sólidos y líquidos se descomponen cuando son expuestos a altas temperaturas. Los tipos de gases generados por dicha descomposición dependen de la temperatura. El análisis de gases disueltos en aceites de alto punto de inflamabilidad sirve para detectar e identificar problemas en los transformadores, para dicho análisis, se realizan los mismos procedimientos que se utilizan para el aceite mineral, los cuales están contenidos en la ANSI – IEEE 57.104 “Guía para la detección y determinación de los gases generados en transformadores sumergidos en aceite y su relación con la utilidad del equipo”. Las fallas producen el mismo tipo de gases en estos aceites, que en el aceite mineral, estos gases poseen coeficientes de solubilidad ligeramente diferentes que los del aceite mineral, y el volumen de gases generados por arco es menor que el del aceite mineral.

Para el caso de los aceites de éster natural, la composición molecular de estos aceites incluye enlaces carbono-oxígeno. Estos constituyen una fuente de gases de óxido de carbono (CO, CO₂) de estos fluidos. Gases de óxido de carbono se producen durante la descomposición térmica de la celulosa. Así que es posible que niveles de gases de óxido de carbono se deriven de fluido con el calentamiento de este tipo de aceite, además de la descomposición térmica de la celulosa. Al mismo tiempo, en condiciones de funcionamiento, la tasa de descomposición térmica de la celulosa es una fracción de cuando el papel está impregnado de aceite mineral.

La desgasificación del aceite elimina humedad y gases disueltos. El proceso para la desgasificación de los aceites de alto punto de inflamabilidad deberá de realizarse a temperaturas más altas que las requeridas para el aceite mineral convencional. Esta temperatura deberá de ser de por lo menos 80 °C y un vacío de 0.5 a 1.15 torr (mm Hg).

5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS ACEITES DIELECTRICOS DE ALTO PUNTO DE IGNICIÓN

Al realizar un análisis económico de los aceites de alto punto de inflamabilidad aplicados a transformadores que fueron refrigerados con aceite mineral común, se toma en consideración lo siguiente: los transformadores que se recomiendan para aplicaciones en interiores son los transformadores tipo seco, y muchos de los transformadores que se encuentran instalados en dichas aplicaciones son refrigerados con aceite convencional. En función de lo anterior, se dan a conocer los costos asociados a los transformadores secos, así como el de los aceites de alto punto de inflamabilidad, aplicados a rellenar un transformador con aceite mineral común por estos nuevos aceites, para luego comparar y analizar ambas situaciones y determinar que el uso de estos aceites como una alternativa para refrigerar transformadores en aplicaciones para interiores es económicamente factible. A continuación se dan a conocer dichos costos, a las opciones ya descritas.

5.1. Costo de los transformadores tipo seco

Los costos que involucran los transformadores secos son:

- Costos de adquisición (inversión inicial)
- Costos de operación
- Costos de mantenimiento

Los valores que se incluyen para los costos mencionados son valores promedio actuales para este tipo de transformadores.

5.1.1. Costos de adquisición

Los precios típicos actuales de los transformadores secos varían de acuerdo a su capacidad, estos precios se muestran en la siguiente tabla. Se indican capacidades únicamente de 300, 500, 750 y 1000 kVA, puesto que son las capacidades que comúnmente se utilizan para distribución de energía en aplicaciones para interiores (edificios, centros comerciales, etc.).

Tabla XVII. **Precios promedio de transformadores tipo seco**

Capacidad	Precio
[kVA]	USD
300	\$ 24,600.00
500	\$ 30,500.00
750	\$ 39,000.00
1000	\$ 50,000.00

5.1.2. Costos de operación

Los costos de operación asociados a los transformadores secos son los involucrados en las pérdidas que presentan en su funcionamiento, y que se relacionan directamente con las pérdidas de energía que se tendrán en su operación. La siguiente tabla muestra las pérdidas típicas de potencia que presentan los transformadores secos dependiendo su capacidad nominal.

Tabla XVIII. Pérdidas típicas de transformadores tipo seco

Capacidad	Sin Carga	Plena Carga	Total
[kVA]	[W]	[W]	[W]
300	1100	4500	5600
500	2400	7600	10000
750	3000	12000	15000
1000	3400	13000	16400

Con la información de la tabla anterior, se pueden calcular los costos de las pérdidas de energía que se generan en los transformadores secos y asociarlas al costo de operación de los mismos. Para encontrar las pérdidas de energía, se deben de calcular las pérdidas de potencia en estos transformadores, las cuales se pueden calcular con la siguiente expresión:

$$P_{tot} = P_{fe} + P_{cu} [W]$$

Las pérdidas en el hierro P_{fe} no son más que las pérdidas en vacío o pérdidas sin carga y estas son constantes, pues son la que se encuentran presentes con tan solo el transformador este energizado, por lo tanto las pérdidas en el hierro son las pérdidas sin carga que se muestran en la tabla XVIII, dependiendo la capacidad del transformador a calcular.

Las pérdidas en cobre P_{cu} son las pérdidas con carga y dependen de la carga que tenga el transformador, estas son las que el fabricante indica a plena carga o la potencia nominal del transformador y son las que se muestran en la tabla XVIII bajo el título de plena carga.

Como en la mayoría de los casos, los transformadores están diseñados a trabajar en un rango menor de carga para el cual están diseñados, la siguiente expresión puede ser utilizada para calcular las pérdidas en el cobre a cualquier rango de carga:

$$P_{cu} = P_{cu\ nom} * FU^2 [W]$$

Donde:

P_{cu} : Pérdidas en el cobre a la potencia de carga del transformador

$P_{cu\ nom}$: Pérdidas en el cobre la potencia nominal del transformador

FU : Factor de Utilización

$$FU = \frac{S}{S_{nom}} = \frac{\text{Potencia aparente de la carga kVA}}{\text{Potencia aparente nominal del transformador kVA}}$$

La ecuación de las pérdidas en el cobre a cualquier carga se deduce de la siguiente manera:

$$P_{cu\ nom} = i_{nom}^2 R$$

$$R = \frac{P_{cu\ nom}}{i_{nom}^2}$$

$$P_{cu} = i^2 R = i^2 * \frac{P_{cu\ nom}}{i_{nom}^2} = P_{cu\ nom} * \frac{i^2}{i_{nom}^2}$$

$$P_{cu} = P_{cu\ nom} * FU^2$$

Donde:

$$FU = \frac{i}{i_{nom}} = \frac{kVA \text{ carga}}{kVA \text{ nominal}}$$

Con los valores de pérdidas en el transformador, el cual es la suma de las pérdidas en vacío y las pérdidas con carga, se puede calcular las pérdidas de energía anuales en dichos transformadores, utilizando la siguiente expresión:

$$PE = (P_{fe} * 8760) + (P_{cu} F_{pérdidas} * 8760) [kWh]$$

Donde:

PE : Pérdidas de energía [kWh]

P_{fe} : Pérdidas en el hierro [kW]

P_{cu} : Pérdidas en el cobre [kW]

$F_{pérdidas}$: Factor de pérdidas

8760 Horas comprendidas en un año

El factor de pérdidas se puede calcular con la siguiente expresión:

$$F_{pérdidas} = 0.3Fc + 0.7Fc^2$$

Donde:

$$Fc: \text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda}_{promedio}}{\text{Demanda}_{máxima}}$$

El factor de carga dependerá de la carga instalada en donde se encuentre el transformador (industrial, residencial, comercial, etc.).

Con el cálculo de las pérdidas de energía en los transformadores secos, se puede calcular el costo de dichas pérdidas, las cuales se pueden asociar a los costos de operación en dichos transformadores. El cálculo se realiza con la siguiente expresión:

$$CPE = C_E * PE$$

Donde:

PE: Pérdidas de energía

CPE: Costo de las pérdidas de energía [\$]

C_E: Costo de la energía [\$kWh]

5.1.3. Costos de mantenimiento

Los costos por mantenimiento a transformadores secos también están en función de su capacidad, los valores típicos actuales de dicho costo se muestran en la siguiente tabla.

Tabla XIX. **Precios promedio de mantenimiento a transformadores secos**

Capacidad [kVA]	Precio USD
300	\$ 570.00
500	\$ 665.00
750	\$ 940.00
1000	\$ 1,190.00

Se recomienda realizar un mantenimiento anual a este tipo de transformadores o cuando las condiciones ambientales de las instalaciones donde se encuentren estos transformadores no sean convenientes (humedad, polvo, etc.), puesto que estas podrían ameritar limpieza y descontaminación en dichos transformadores, ya que los aislamientos de estos transformadores pueden ser afectados por dichas condiciones.

5.2. Costo de los aceites de alto punto de inflamabilidad

Los costos asociados a los aceites de alto punto de inflamabilidad para este trabajo de graduación incluyen los costos de adquisición del tipo de aceite a utilizar para sustituir el aceite mineral en el transformador, el costo de rellenar el transformador, así como los costos de operación y mantenimiento de los transformadores que se rellenaron con este tipo de aceite. Los valores que se incluyen son los costos promedio actuales de los mismos.

5.2.1. Costos de adquisición

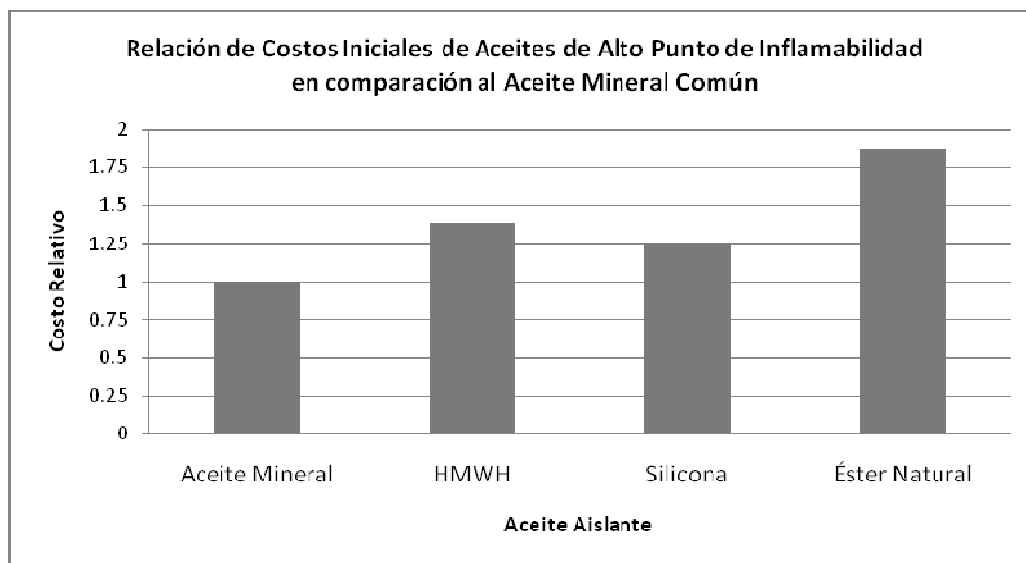
La siguiente tabla muestra precios promedio en el mercado, de los diferentes tipos de aceites alto punto de inflamabilidad que se encuentran comercialmente en la actualidad, esto es para un tonel de 55 galones.

Tabla XX. Precios promedio de aceites de alto punto de inflamabilidad

Tipo de Aceite	Precio
	USD
HMWH	\$ 685
Silicona	\$ 618
Éster Natural	\$ 925

El costo promedio del aceite mineral común para transformadores es de aproximadamente US\$ 495 para un tambor (tonel) de 55 galones. De la información que proporciona la tabla anterior, se observa que el aceite del tipo HMWH es aproximadamente un 39 % más caro que el aceite mineral común, el aceite de silicona y el aceite de éster natural es un 25 % y 87 % mas caro que el aceite mineral común, respectivamente. Lo anterior se puede resumir en la gráfica que se presenta en la siguiente figura.

Figura 15. Relación de costos de los aceites de alto punto de inflamabilidad



La cantidad de galones que contienen los transformadores de distribución depende de su tamaño, el cual depende de su capacidad. La siguiente tabla muestra los valores típicos de la cantidad de galones que poseen dichos transformadores, dependiendo su capacidad. Estos valores corresponden a transformadores convencionales monofásicos.

Tabla XXI. **Contenido de aceite en transformadores de distribución**

Capacidad <i>[kVA]</i>	Aceite <i>[gal]</i>
5	8
10	11
25	25
37.5	32
50	35
75	45
100	45
167	55
250	67

Con base a la cantidad de galones que contiene un transformador de distribución, se puede estimar el costo aproximado del aceite de alto punto de inflamabilidad, el cual dependerá también del tipo de estos aceites a utilizar.

5.2.2. Costos de relleno

En cuanto al costo de rellenar un transformador de aceite mineral común, con un aceite de alto punto de inflamabilidad, en algunos lugares especializados en mantenimiento y relleno de transformadores el costo de rellenar dichos transformadores es de US\$10 por galón, esto para los tres tipos de aceite presentados en este trabajo de graduación (HMWH, silicona o éster natural).

El costo anterior, no incluye el aceite, sino únicamente el proceso de vaciar el aceite mineral común e introducir el nuevo aceite.

5.2.3. Costos de operación y mantenimiento

Como se explico en los capítulos anteriores, la utilización de aceites con alto punto de inflamabilidad en transformadores de distribución, es obtener las mismas características de los transformadores refrigerados con aceite mineral común, esto en cuanto a su función como aislante y refrigerante, con la ventaja de tener un punto de ignición suficientemente alto comparado con el del aceite convencional. Al referirse a esto, se menciona nuevamente por el hecho de que la operación del transformador será de una forma muy similar al transformador con aceite mineral común, y el costo de operación de un transformador refrigerado con cualquier tipo de aceite de alto punto de inflamabilidad se puede asociar a las pérdidas de energía que presenten dichos transformadores, esto es con el costo de las mismas.

Los transformadores refrigerados con aceites de alto punto de inflamabilidad, operarán a una temperatura más alta que cuando estaban refrigerados con aceite mineral común, lo cual afecta su eficiencia, aunque este pequeño incremento en la temperatura es de algunos grados más. Es por ello que la capacidad nominal de ellos se debe de disminuir en un porcentaje, dependiendo el tipo de aceite que se utilice. Al aplicar esta reducción se obtiene que el transformador opere a la misma temperatura que operaría con el aceite convencional, logrando de esta manera que el transformador opere de la misma manera que operaba antes, pero refrigerado con un aceite de alto punto de inflamabilidad y teniendo las mismas pérdidas que los transformadores refrigerados con aceite convencional.

Lo anterior implica que el factor de utilización del transformador sufra un leve aumento cuando este se refrigere con un aceite de alto punto de inflamabilidad. Es decir, si por ejemplo, un transformador de 167 kVA se refrigera con un aceite del tipo de alto peso molecular (HMWH), la reducción que se le debe aplicar a la capacidad nominal de dicho transformador es de un 10 %, lo que significa que el transformador quedará con una capacidad nominal de 150.3 kVA, y si este transformador operaba con un factor de utilización del 75 %, el factor de utilización de dicho transformador con el nuevo aceite será del 83 %, pero las pérdidas en el transformador serán las mismas que cuando estuvo refrigerado con aceite convencional. Los transformadores que no se les debe aplicar reducción en su potencia nominal son los que se refrigeran con aceite de éster natural, tal como se indicó en el capítulo 3.

La siguiente tabla muestra las pérdidas típicas de transformadores de distribución refrigerados con aceite dieléctrico, las cuales también varían con respecto a la capacidad nominal de los transformadores.

Tabla XXII. Pérdidas típicas en transformadores de distribución refrigerados en aceite dieléctrico

Capacidad	Sin Carga	Plena Carga	Total
[kVA]	[W]	[W]	[W]
5	25	85	110
10	40	110	150
25	70	210	280
37.5	98	310	408
50	125	410	535
75	170	580	750
100	220	725	945
167	310	1200	1510
250	700	3500	4200

Con la información de la tabla anterior, se pueden calcular las pérdidas de energía que se generan en los transformadores refrigerados con aceite dieléctrico y asociarlas a los costos de operación de los mismos. Las pérdidas de energía se calculan con las mismas expresiones con las que se calculan las pérdidas de energía en los transformadores secos, las cuales se muestran a continuación:

$$P_{tot} = P_{fe} + P_{cu} [W]$$

$$P_{fe} = \text{Pérdidas en el hierro (Pérdidas sin carga)} [W]$$

$$P_{cu} = P_{cu\ nom} * FU^2 = \text{Pérdidas en el cobre (Pérdidas con carga)} [W]$$

$$PE = (P_{fe} * 8760) + (P_{cu} F_{pérdidas} * 8760) [kWh]$$

$$F_{pérdidas} = 0.3Fc + 0.7Fc^2$$

Donde:

$$Fc: \text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda}_{promedio}}{\text{Demanda}_{máxima}}$$

El factor de carga dependerá de la carga instalada en donde se encuentre el transformador (industrial, residencial, comercial, etc.). El factor de utilización que se debe utilizar en las pérdidas en el cobre es el nuevo factor de utilización que tendrá el transformador con la nueva capacidad nominal, la cual es disminuida en el porcentaje que corresponda al aceite que se va utilizar. Los transformadores a los que no se les cambia su factor de utilización son los que se rellenen con aceite de éster natural.

Con el cálculo de las pérdidas de energía en los transformadores refrigerados con aceite de alto punto de inflamabilidad, se puede calcular el costo de dichas pérdidas, las cuales se pueden asociar al los costos de operación en dichos transformadores. El cálculo se realiza con la misma expresión que se utilizó para el cálculo en los transformadores secos, la cual es como sigue:

$$CPE = C_E * PE$$

Donde:

PE: Pérdidas de energía

CPE: Costo de las pérdidas de energía [\$]

C_E: Costo de la energía [\$kWh]

Con respecto al mantenimiento de los transformadores refrigerados con este tipo de aceite, se recomiendan las pruebas especificadas en el capítulo 4, estas se recomiendan realizar al aceite 6 meses después de haber rellenado el transformador, para luego realizarlas cada 2 años. El costo actual del mantenimiento de un transformador con estos aceites es de aproximadamente US\$150, este valor incluye las pruebas que se consideran adecuadas para cada tipo de estos aceites, las cuales se mencionan en la sección 4.5.1 del capítulo anterior y es el precio para transformadores desde 5 hasta 167 kVA. Vale la pena mencionar que el NEC en el Artículo 450-23 indica que los aceites de alto punto de inflamabilidad que se apliquen a transformadores de distribución para interiores no deben sobrepasar los 500 kVA. Para este caso de análisis en particular, se realizó con un banco de 3 transformadores monofásicos de 167 kVA, lo que es equivalente a un transformador trifásico de 500 kVA de capacidad.

5.3. Evaluación económica del uso de los transformadores tipo seco y transformadores con aceites de alto punto de inflamabilidad

La evaluación económica de los transformadores con aceite de alto punto de inflamabilidad consiste en comparar los costos y beneficios asociados a dichos transformadores en valores presentes y proyectarlos a través del tiempo para luego traerlos a valores presentes y verificar la factibilidad económica de estos nuevos aceites en transformadores para aplicaciones en interiores. Este mismo procedimiento se realiza con los costos y beneficios del uso de transformadores secos en aplicaciones para interiores para luego también verificar su factibilidad económica. Al tener ambas, se comparan para determinar cual de las dos opciones es la adecuada económicamente.

Se toma como punto de partida un caso en particular, el cual consiste en un banco trifásico de 500 kVA, compuesto por tres (3) transformadores de 167 kVA, refrigerados con aceite convencional. Dicho banco tiene la posibilidad de ser remplazado con un transformador seco de 500 kVA o refrigerar los transformadores existentes con un tipo de aceite de alto punto de inflamabilidad, estas dos opciones permiten que el banco este seguro contra cualquier amenaza de incendio o explosión. Para realizar el análisis económico, se darán a conocer los costos asociados a dichas opciones así como los beneficios en las mismas.

Para realizar un análisis económico equitativo se realizará el cambio de aceite en transformadores refrigerados con aceite convencional nuevos, esto para no tener que incluir el riesgo de que los transformadores usados tienen una probabilidad mucho mayor de fallar que los transformadores nuevos, y también por el hecho de que se hará la comparación con un transformador seco que definitivamente deberá de ser nuevo, puesto que no existe en el caso al cual se aplicará dicho análisis. Sin embargo, pese a lo anterior, se sigue cumpliendo la ventaja de utilizar los aceites de alto punto de inflamabilidad en transformadores que fueron refrigerados con aceite convencional, puesto que en estos se hará el cambio, pero, para ser equitativo en el análisis económico, serán transformadores nuevos. Lo anterior también se realiza con el objetivo de valorar los costos y beneficios en el mismo período de tiempo.

El rellenado se puede hacer perfectamente en un transformador que operaba con un aceite convencional y que tiene ya algún tiempo en servicio, esto se explico en la sección 3.1.3 del capítulo 3 de este trabajo. Dicha sección explica que una de las consideraciones antes de rellenar un transformador que estaba refrigerado con aceite convencional y que se refrigerará con un aceite de alto punto de inflamabilidad es el tiempo de vida del transformador. Vale la pena recordar que el tiempo promedio de vida de un transformador es de 30 años y que el tiempo de vida restante justifique el rellenado. El riesgo del que se menciona en estos transformadores es por el servicio del transformador y no porque el nuevo aceite tarde menos tiempo en un transformador usado que en un nuevo.

Los datos del banco de transformación a evaluar son los siguientes:

- Tensión: 13.2kV/120-240 V
- Conexión: Estrella – Estrella
- Parámetros del banco de transformación:

Tabla XXIII. **Parámetros del banco de transformación a evaluar**

Transformador		1	2	3	Total
Capacidad	<i>[kVA]</i>	167	167	167	501
Pérdidas sin carga	<i>[kW]</i>	0.31	0.31	0.31	0.93
Pérdidas con carga	<i>[kW]</i>	1.2	1.2	1.2	3.6
Factor de utilización		0.32	0.33	0.36	0.35
Factor de carga		0.42	0.39	0.39	0.40
Factor de pérdidas		0.25	0.22	0.23	0.23
Pérdidas de potencia	<i>[kW]</i>	0.43	0.44	0.47	1.34
Pérdidas de energía	<i>[kWh-año]</i>	2,983.37	2,968.73	3,028.64	8,980.74

Fuente: Mediciones y cálculos en el banco de transformación

Con base a la información de la tabla anterior, y lo mencionado anteriormente, se puede remplazar el banco de transformación existente por un transformador tipo seco de 500 kVA ó rellenar tres transformadores de 167 kVA con aceite de alto punto de inflamabilidad, esta última opción se puede realizar con tres tipos de aceite: el de alto peso molecular (HMWH), el de silicona o el de tipo vegetal, el cual es el aceite de éster natural.

- **Opción del transformador seco:**

Los costos asociados a la inversión inicial de esta opción, es la suma individual de los costos del transformador, instalación, así como la puesta en operación del mismo. En esta inversión también se incluye el alquiler de un banco de transformación para el servicio temporal mientras se realiza la nueva instalación. La inversión inicial se detalla en la siguiente tabla.

Tabla XXIV. Inversión inicial del transformador seco de 500 kVA

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO	
		UNITARIO USD	TOTAL USD
1	Transformador SECO de 500 KVA	\$ 30,500.00	\$ 30,500.00
1	Montaje y puesta operación	\$ 718.07	\$ 718.07
1	Protocolo de pruebas para puesta en operación	\$ 665.00	\$ 665.00
1	Desconexión y conexión de protecciones del banco	\$ 25.00	\$ 25.00
1	Alquiler de banco para el suministro temporal de energía	\$ 170.00	\$ 170.00
	COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN		\$ 32,078.07

Fuente: Cotizaciones de empresas en el mercado

Los costos asociados a la operación del transformador seco tienen que ver con los parámetros del transformador, lo cual relaciona lo explicado en cuanto a los costos de operación de estos transformadores, dado a conocer en la sección 5.1.2 de este capítulo. Los parámetros de este nuevo transformador se resumen en la siguiente tabla.

Tabla XXV. **Parámetros del transformador seco de 500 kVA**

Transformador		1
Capacidad	[kVA]	500
Pérdidas sin carga	[kW]	2.4
Pérdidas con carga	[kW]	7.6
Factor de utilización		0.35
Factor de carga		0.40
Factor de pérdidas		0.23
Pérdidas de potencia	[kW]	3.31
Pérdidas de energía	[kWh-año]	22,870.25

Fuente: Mediciones y cálculos en el banco de transformación

Con base a la información de la tabla anterior, se estiman los costos asociados a la operación del transformador seco, los cuales se basan en el costo de las pérdidas de potencia y energía que genera un transformador seco de esta capacidad.

Los costos asociados al mantenimiento del transformador seco, tienen que ver con el costo anual del mantenimiento a este tipo de transformador, el cual se dio a conocer en la tabla XIX de este capítulo, y es de US\$ 665 para un transformador de 500 kVA. Los costos de operación y mantenimiento para este transformador se resumen en la siguiente tabla.

Tabla XXVI. **Gastos de operación del transformador seco de 500 kVA**

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
		USD	USD
1	Protocolo de pruebas y mantenimiento anual	\$665.00	\$665.00
1	Pérdidas técnicas de potencia y energía anuales	\$3,264.18	\$3,264.18
	TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$3,929.18

En este tipo de transformador se tiene un ahorro del costo anual del mantenimiento del sistema contra incendios en la instalación, así como la prima del pago del seguro en los equipos que estén expuestos a un riesgo mayor de incendio o explosión, esto se resume en la siguiente tabla.

Tabla XXVII. **Ahorro en la operación del transformador seco de 500 kVA**

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO	COSTO
		UNITARIO	TOTAL
		USD	USD
1	Mantenimiento anual del sistema contra incendios	\$4,000.00	\$4,000.00
1	Prima de seguro por equipos anual	\$3,000.00	\$3,000.00
	TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN		\$7,000.00

Teniendo los ingresos (ahorro en la operación del transformador seco) y los egresos en la instalación de un transformador seco (inversión inicial, gastos de operación y mantenimiento), se procede a realizar el análisis económico para la instalación de un transformador seco de 500 kVA. El costo de la potencia y energía se valorizan a un precio de US\$ 10 el kW y US\$ 0.13 kWh, respectivamente.

Tabla XXVIII. Evaluación económica del transformador seco de 500 kVA

EVALUACIÓN ECONÓMICA
TRANSFORMADOR SECO DE 500 kVA

INFORMACIÓN

Tasa de crecimiento anual	2,5%	
Tasa de actualización anual de capital	11,5%	
Costo de la potencia	10,00	\$/kW
Costo de la energía	0,13	\$/kWh
Pérdidas de potencia anual	3,31	kW-año
Pérdidas de energía anual	22.870	kWh-año
Sistema contra incendio en instalación	7.000	US\$
Demanda	173,30	kW
Costo anual de mantenimiento	665	US\$
Inversión Inicial	32.078	US\$

CALCULOS

Año	Demanda kW	Pérdidas Potencia kW	Pérdidas Energía kWh	Costo US\$ Pérdidas Energía	Costo US\$ Mantenimiento	Ahorro Sistema Incendios	Flujo Neto Año
0	173,30	3,31	22.870	0	-	-	-32.078
1	177,63	3,48	24.028	-3.264,18	-665	7.000	3.070,82
2	182,07	3,66	25.244	-3.429,43	-741,48	7.805	3.634,10
3	186,62	3,84	26.522	-3.603,04	-826,74	8.703	4.272,79
4	191,29	4,04	27.865	-3.785,45	-921,82	9.703	4.996,10
5	196,07	4,24	29.276	-3.977,08	-1027,83	10.819	5.814,34
6	200,97	4,46	30.758	-4.178,42	-1146,03	12.063	6.739,02
7	206,00	4,68	32.315	-4.389,96	-1277,82	13.451	7.782,99
8	211,15	4,92	33.951	-4.612,20	-1424,77	14.998	8.960,64
9	216,43	5,17	35.670	-4.845,69	-1588,62	16.722	10.288,02
10	221,84	5,43	37.476	-5.091,00	-1771,31	18.645	11.783,09
11	227,38	5,70	39.373	-5.348,74	-1975,01	20.790	13.465,88
12	233,07	5,99	41.366	-5.619,52	-2202,14	23.180	15.358,78
13	238,90	6,30	43.460	-5.904,00	-2455,39	25.846	17.486,79
14	244,87	6,61	45.660	-6.202,89	-2737,76	28.818	19.877,85
15	250,99	6,95	47.972	-6.516,92	-3052,60	32.133	22.563,11
16	257,26	7,30	50.400	-6.846,83	-3403,65	35.828	25.577,39
17	263,70	7,67	52.952	-7.193,46	-3795,07	39.948	28.959,56
18	270,29	8,06	55.633	-7.557,62	-4231,50	44.542	32.752,99
19	277,05	8,47	58.449	-7.940,23	-4718,12	49.664	37.006,10
20	283,97	8,90	61.408	-8.342,20	-5260,71	55.376	41.772,95
21	291,07	9,35	64.517	-8.764,53	-5865,69	61.744	47.113,87
22	298,35	9,82	67.783	-9.208,23	-6540,24	68.845	53.096,19
23	305,81	10,32	71.215	-9.674,40	-7292,37	76.762	59.795,03
24	313,45	10,84	74.820	-10.164,16	-8130,99	85.589	67.294,24
25	321,29	11,39	78.608	-10.678,73	-9066,06	95.432	75.687,40
26	329,32	11,96	82.587	-11.219,34	-10108,65	106.407	85.078,89
27	337,55	12,57	86.768	-11.787,31	-11271,15	118.644	95.585,21
28	345,99	13,21	91.161	-12.384,05	-12567,33	132.288	107.336,32
29	354,64	13,87	95.776	-13.010,99	-14012,57	147.501	120.477,22
30	363,51	14,58	100.624	-13.669,67	-15624,02	164.463	135.169,68

VNA	96.180,81
TIR	24%

Los valores anuales del ahorro en el sistema contra incendios, así como los gastos de mantenimiento se actualizan con una tasa del 11.5 %, durante un período de 30 años. El valor anual de pérdidas crece a razón de 5.06 % anual, debido a que su crecimiento es proporcional al cuadrado del crecimiento anual de la demanda (2.5 %). Los cálculos respectivos se muestran en la tabla XXVIII (tabla anterior).

- **Opción de rellenar 3 transformadores de 167 kVA con aceite HMWH:**

Los costos asociados a la inversión inicial de esta opción, es la suma individual del costo de los transformadores, instalación, costo de los galones del nuevo aceite a utilizar, costo del vaciado del aceite mineral y rellenado del nuevo aceite en el transformador, así como la puesta en operación del mismo. En esta inversión también se incluye el alquiler de un banco de transformación para el servicio temporal mientras se realiza el vaciado y rellenado de los mismos, que es de aproximadamente 2 días y que se puede planificar en un tiempo donde la demanda es relativamente baja. La inversión inicial se detalla en la tabla XXIX.

Los costos asociados a la operación del transformador rellenado con este tipo de aceite tienen que ver con los parámetros del transformador, lo cual relaciona lo explicado en cuanto a los costos de operación y mantenimiento de los transformadores refrigerados con aceite de alto punto de inflamabilidad, dado a conocer en la sección 5.2.3 de este capítulo. Los parámetros del banco de transformación rellenado con aceite de alto punto de inflamabilidad del tipo de alto peso molecular HMWH se resumen en la tabla XXX.

Tabla XXIX. **Inversión inicial de rellenar 3 transformadores de 167 kVA con aceite HMWH**

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD
3	Transformador convencional de 167 kVA	\$ 2,695.80	\$ 8,087.41
165	Galones de Aceite HMWH	\$ 12.46	\$ 2,055.48
165	Vaciado, limpieza y rellenado de Transformador	\$ 10.00	\$ 1,650.00
3	Protocolo de pruebas para puesta en operación	\$ 150.00	\$ 450.00
1	Desconexión y conexión de protecciones del banco	\$ 25.00	\$ 25.00
1	Instalación de Transformadores	\$ 682.05	\$ 682.05
1	Alquiler de Banco para el suministro temporal de energía	\$ 340.00	\$ 340.00
	COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN		\$ 13,289.93

Fuente: Cotizaciones de empresas en el mercado y costos de adquisición del aceite HMWH

Tabla XXX. **Parámetros del banco de 3 transformadores de 167 kVA a instalar con aceite HMWH**

Transformador		1	2	3	Total
Capacidad	[kVA]	167	167	167	501
Pérdidas sin carga	[kW]	0.31	0.31	0.31	0.93
Pérdidas con carga	[kW]	1.2	1.2	1.2	3.6
Factor de utilización		0.36	0.37	0.40	0.39
Factor de carga		0.42	0.39	0.39	0.40
Factor de pérdidas		0.25	0.22	0.23	0.23
Pérdidas de potencia	[kW]	0.46	0.47	0.51	1.44
Pérdidas de energía	[kWh-año]	3,046.19	3,028.11	3,102.06	9,176.36

Fuente: Mediciones y cálculos en el banco de transformación a colocar

En base a la información de la tabla anterior, se estiman los costos asociados a la operación del transformador refrigerado con este tipo de aceite, los cuales se basan en el costo de las pérdidas de potencia y energía que genera un transformador refrigerado en aceite de esta capacidad (167 kVA).

En estos parámetros ya se considero el aumento en el factor de utilización del transformador, esto porque la capacidad nominal del transformador se vera disminuida en un 10 % con este tipo de aceite. Lo anterior provoca un leve aumento en las pérdidas de potencia y energía en los transformadores.

Los costos asociados al mantenimiento del transformador refrigerado con aceite de alto peso molecular, es el costo del mantenimiento a este tipo de transformador cada 2 años, el cual es de \$ 150 para un transformador de 167 kVA.

Los costos de operación y mantenimiento para este banco de transformación se resumen en la siguiente tabla.

Tabla XXXI. Gastos de operación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite HMWH

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD
3	Protocolo de pruebas y mantenimiento cada 2 años	\$150.00	\$450.00
1	Pérdidas técnicas de potencia y energía anuales	\$1,310.88	\$1,310.88
	TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN		\$1,760.88

En este tipo de transformadores, al igual que en el transformador seco, se tiene un ahorro del costo anual del mantenimiento del sistema contra incendios en la instalación, así como la prima del pago del seguro en los equipos que estén expuestos a un riesgo mayor de incendio o explosión, esto se resume en la siguiente tabla.

Tabla XXXII. Ahorro en la operación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite HMWH

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO	COSTO
		UNITARIO	TOTAL
		USD	USD
1	Mantenimiento anual del sistema contra incendios	\$ 3,000.00	\$ 3,000.00
1	Prima de seguro por equipos	\$ 4,000.00	\$ 4,000.00
	TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN		\$ 7,000.00

Teniendo los ingresos (ahorro en la operación de transformadores con aceite HMWH) y los egresos en la instalación de estos transformadores (inversión inicial, gastos de operación y mantenimiento), se procede a realizar el análisis económico para la instalación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite del tipo HMWH. El costo de la potencia y energía se valorizan al mismo precio del caso anterior.

Tabla XXXIII. Evaluación económica de 3 transformadores de 167 kVA con aceite HMWH

EVALUACIÓN ECONÓMICA
RELLENADO DE 3 TRANSFORMADORES DE 167 KVA
CON ACEITE HMWH

INFORMACIÓN

Tasa de crecimiento anual	2,5%
Tasa de actualización anual de capital	11,5%
Costo de la potencia	10,00 \$/kW
Costo de la energía	0,13 \$/kWh
Pérdidas de potencia anual	1,44 kW-año
Pérdidas de energía anual	9.176 kWh-año
Sistema contra incendio en instalación	7.000 US\$
Demanda	173,30 kW
Costo anual de mantenimiento	450 US\$
Inversión Inicial	13.290 US\$

CALCULOS

Año	Demanda kW	Pérdidas Potencia kW	Pérdidas Energía kWh	Costo US\$ Pérdidas Energía	Costo US\$ Mantenimiento	Ahorro Sistema Incendios	Flujo Neto Año
0	173,30	1,44	9.176	0	-	-	-13.290
1	177,63	1,51	9.641	-1.310,88	-450	7.000	5.239,12
2	182,07	1,59	10.129	-1.377,24	-	7.805	6.427,76
3	186,62	1,67	10.642	-1.446,96	-559,45	8.703	6.696,16
4	191,29	1,76	11.180	-1.520,22	-	9.703	8.183,16
5	196,07	1,84	11.747	-1.597,18	-695,52	10.819	8.526,56
6	200,97	1,94	12.341	-1.678,03	-	12.063	10.385,44
7	206,00	2,04	12.966	-1.762,98	-864,69	13.451	10.823,10
8	211,15	2,14	13.622	-1.852,24	-	14.998	13.145,38
9	216,43	2,25	14.312	-1.946,00	-1075,01	16.722	13.701,33
10	221,84	2,36	15.037	-2.044,52	-	18.645	16.600,89
11	227,38	2,48	15.798	-2.148,02	-1336,48	20.790	17.305,13
12	233,07	2,61	16.598	-2.256,77	-	23.180	20.923,67
13	238,90	2,74	17.438	-2.371,02	-1661,54	25.846	21.813,63
14	244,87	2,88	18.321	-2.491,05	-	28.818	26.327,45
15	250,99	3,02	19.248	-2.617,16	-2065,67	32.133	27.449,79
16	257,26	3,18	20.222	-2.749,65	-	35.828	33.078,22
17	263,70	3,34	21.246	-2.888,85	-2568,09	39.948	34.491,14
18	270,29	3,51	22.322	-3.035,10	-	44.542	41.507,01
19	277,05	3,68	23.452	-3.188,75	-3192,71	49.664	43.282,98
20	283,97	3,87	24.639	-3.350,19	-	55.376	52.025,68
21	291,07	4,06	25.886	-3.519,79	-3969,26	61.744	54.255,04
22	298,35	4,27	27.197	-3.697,98	-	68.845	65.146,68
23	305,81	4,49	28.574	-3.885,19	-4934,69	76.762	67.941,92
24	313,45	4,71	30.020	-4.081,88	-	85.589	81.507,53
25	321,29	4,95	31.540	-4.288,52	-6134,93	95.432	85.008,74
26	329,32	5,20	33.137	-4.505,63	-	106.407	101.901,26
27	337,55	5,47	34.814	-4.733,72	-7627,09	118.644	106.282,86
28	345,99	5,74	36.577	-4.973,37	-	132.288	127.314,33
29	354,64	6,03	38.429	-5.225,15	-9482,19	147.501	132.793,44
30	363,51	6,34	40.374	-5.489,67	-	164.463	158.973,70

VNA	152.053,96
TIR	54%

Los valores anuales del ahorro en el sistema contra incendios, así como los gastos de mantenimiento se actualizan con una tasa del 11.5 %, durante un período de 30 años. Nótese que el mantenimiento se realiza en el primer año, puesto que el aceite se debe evaluar después de 6 meses de rellenado el transformador y después cada 2 años. El valor anual de pérdidas crece a razón de 5.06 % anual, debido a que su crecimiento es proporcional al cuadrado del crecimiento anual de la demanda (2.5 %). Los cálculos respectivos se muestran en la tabla XXXIII (tabla anterior).

- **Opción de rellenar 3 transformadores de 167 kVA con aceite de silicona:**

Los costos asociados a la inversión inicial de esta opción, son los mismos costos que se aplican al del aceite de alto peso molecular, lo que los diferencia es el precio del aceite a sustituir (silicona). En esta inversión también se incluye el alquiler de un banco de transformación para el servicio temporal mientras se realiza el vaciado y rellenado de los mismos, que es de aproximadamente 2 días. La inversión inicial se detalla en la tabla XXXIV.

Los costos asociados a la operación del transformador rellenado con este tipo de aceite son como el de los transformadores rellenados con aceite HMWH, lo cual hace referencia a los costos de operación y mantenimiento de los transformadores refrigerados con aceite de alto punto de inflamabilidad, dado a conocer en la sección 5.2.3 de este capítulo. Los parámetros del banco de transformación rellenado con aceite de alto punto de inflamabilidad del tipo de silicona se resumen en la tabla XXXV.

Tabla XXXIV. **Inversión inicial de rellenar 3 transformadores de 167 kVA con aceite de silicona**

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO	COSTO
		UNITARIO	TOTAL
		USD	USD
3	Transformador convencional de 167 kVA	\$ 2,695.80	\$ 8,087.41
165	Galones de Aceite HMWH	\$ 11.23	\$ 1,852.90
165	Vaciado, limpieza y rellenado de Transformador	\$ 10.00	\$ 1,650.00
3	Protocolo de pruebas para puesta en operación	\$ 150.00	\$ 450.00
1	Desconexión y conexión de protecciones del banco	\$ 25.00	\$ 25.00
1	Instalación de Transformadores	\$ 682.05	\$ 682.05
1	Alquiler de Banco para el suministro temporal de energía	\$ 340.00	\$ 340.00
	COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN		\$ 13,087.35

Fuente: Cotizaciones de empresas en el mercado y costos de adquisición del aceite de silicona

Tabla XXXV. **Parámetros del banco de 3 transformadores de 167 kVA a instalar con aceite de silicona**

Transformador		1	2	3	Total
Capacidad	[kVA]	167	167	167	501
Pérdidas sin carga	[kW]	0.31	0.31	0.31	0.93
Pérdidas con carga	[kW]	1.2	1.2	1.2	3.6
Factor de utilización		0.35	0.35	0.39	0.37
Factor de carga		0.42	0.39	0.39	0.40
Factor de pérdidas		0.25	0.22	0.23	0.23
Pérdidas de potencia	[kW]	0.45	0.46	0.49	1.41
Pérdidas de energía	[kWh-año]	3,025.20	3,008.27	3,077.53	9,111.01

Fuente: Mediciones y cálculos en el banco de transformación a colocar

Con base a la información de la tabla anterior, se estiman los costos asociados a la operación del transformador refrigerado con este tipo de aceite, los cuales se basan en el costo de las pérdidas de potencia y energía que genera un transformador refrigerado en aceite de esta capacidad (167 kVA). En estos parámetros ya se consideró el aumento en el factor de utilización del transformador, esto porque la capacidad nominal del transformador se vera disminuida en un 7 % con este tipo de aceite. Lo anterior provoca un leve aumento en las pérdidas de potencia y energía en los transformadores.

Los costos asociados al mantenimiento del transformador refrigerado con aceite de silicona, es el costo del mantenimiento a este tipo de transformador cada 2 años, el cual es de US\$ 150 para un transformador de 167 kVA.

Los costos de operación y mantenimiento para este banco de transformación se resumen en la siguiente tabla.

Tabla XXXVI. Gastos de operación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de silicona

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD
3	Protocolo de pruebas y mantenimiento cada 2 años	\$ 150.00	\$ 450.00
1	Pérdidas técnicas de potencia y energía anuales	\$ 1,286.51	\$ 1,286.51
	TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN		\$ 1,736.51

En este tipo de transformadores, al igual que en el transformador seco y los transformadores refrigerados con aceite HMWH se tienen los mismos costos de ahorro en su operación, esto se resume en la siguiente tabla.

Tabla XXXVII. Ahorro en la operación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de silicona

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD
1	Mantenimiento anual del sistema contra incendios	\$ 4,000.00	\$ 4,000.00
1	Prima de seguro por equipos	\$ 3,000.00	\$ 3,000.00
	TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN		\$ 7,000.00

Teniendo los ingresos (ahorro en la operación de transformadores con aceite de silicona) y los egresos en la instalación de estos transformadores (inversión inicial, gastos de operación y mantenimiento), se procede a realizar el análisis económico para la instalación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de silicona. El costo de la potencia y energía se valorizan al mismo precio del caso anterior (US\$ 10 kW y US\$ 0.13 kWh, respectivamente).

**Tabla XXXVIII. Evaluación económica de 3 transformadores de 167 kVA
con aceite de silicona**

EVALUACIÓN ECONÓMICA
RELLENADO DE 3 TRANSFORMADORES DE 167 kVA
CON ACEITE SILICONA

INFORMACIÓN

Tasa de crecimiento anual	2,5%	
Tasa de actualización anual de capital	11,5%	
Costo de la potencia	10,00	\$/kW
Costo de la energía	0,13	\$/kWh
Pérdidas de potencia anual	1,41	kW-año
Pérdidas de energía anual	9.111	kWh-año
Sistema contra incendio en instalación	7.000	US\$
Demanda	173,30	kW
Costo anual de mantenimiento	450	US\$
Inversión Inicial	13.087	US\$

CALCULOS

Año	Demanda kW	Pérdidas Potencia kW	Pérdidas Energía kWh	Costo US\$ Pérdidas Energía	Costo US\$ Mantenimiento	Ahorro Sistema Incendios	Flujo Neto Año
0	173,30	1,41	9.111	0	-	-	-13.087
1	177,63	1,48	9.572	-1.286,51	-450	7.000	5.263,49
2	182,07	1,55	10.057	-1.351,64	-	7.805	6.453,36
3	186,62	1,63	10.566	-1.420,07	-559,45	8.703	6.723,06
4	191,29	1,72	11.101	-1.491,96	-	9.703	8.211,41
5	196,07	1,80	11.663	-1.567,49	-695,52	10.819	8.556,25
6	200,97	1,89	12.253	-1.646,84	-	12.063	10.416,63
7	206,00	1,99	12.874	-1.730,21	-864,69	13.451	10.855,87
8	211,15	2,09	13.525	-1.817,81	-	14.998	13.179,81
9	216,43	2,20	14.210	-1.909,83	-1075,01	16.722	13.737,50
10	221,84	2,31	14.929	-2.006,52	-	18.645	16.638,89
11	227,38	2,42	15.685	-2.108,10	-1336,48	20.790	17.345,05
12	233,07	2,55	16.479	-2.214,82	-	23.180	20.965,62
13	238,90	2,68	17.314	-2.326,94	-1661,54	25.846	21.857,70
14	244,87	2,81	18.190	-2.444,75	-	28.818	26.373,75
15	250,99	2,95	19.111	-2.568,51	-2065,67	32.133	27.498,44
16	257,26	3,10	20.078	-2.698,54	-	35.828	33.129,33
17	263,70	3,26	21.095	-2.835,16	-2568,09	39.948	34.544,83
18	270,29	3,43	22.163	-2.978,69	-	44.542	41.563,42
19	277,05	3,60	23.285	-3.129,48	-3192,71	49.664	43.342,26
20	283,97	3,78	24.464	-3.287,91	-	55.376	52.087,95
21	291,07	3,97	25.702	-3.454,36	-3969,26	61.744	54.320,46
22	298,35	4,17	27.003	-3.629,24	-	68.845	65.215,42
23	305,81	4,39	28.370	-3.812,97	-4934,69	76.762	68.014,14
24	313,45	4,61	29.807	-4.006,00	-	85.589	81.583,40
25	321,29	4,84	31.316	-4.208,81	-6134,93	95.432	85.088,45
26	329,32	5,09	32.901	-4.421,88	-	106.407	101.985,01
27	337,55	5,34	34.566	-4.645,73	-7627,09	118.644	106.370,85
28	345,99	5,61	36.316	-4.880,92	-	132.288	127.406,77
29	354,64	5,90	38.155	-5.128,02	-9482,19	147.501	132.890,57
30	363,51	6,20	40.087	-5.387,63	-	164.463	159.075,75

VNA	152.571,48
TIR	54%

Los valores anuales del ahorro en el sistema contra incendios, así como los gastos de mantenimiento se actualizan con una tasa del 11.5 %, durante un período de 30 años. Nótese que el mantenimiento se realiza en el primer año, puesto que el aceite se debe evaluar después de 6 meses de rellenado el transformador y después cada 2 años. El valor anual de pérdidas crece a razón de 5.06 % anual, debido a que su crecimiento es proporcional al cuadrado del crecimiento anual de la demanda (2.5 %). Los cálculos respectivos se muestran en la tabla XXXVIII (tabla anterior).

- **Opción de rellenar 3 transformadores de 167 kVA con aceite de éster natural:**

Los costos asociados a la inversión inicial de esta opción, son los mismos costos que se aplican al del aceite de alto peso molecular y aceite de silicona, lo que los diferencia es el precio del aceite a sustituir (éster natural). En esta inversión también se incluye el alquiler de un banco de transformación para el servicio temporal mientras se realiza el vaciado y rellenado de los mismos. La inversión inicial se detalla en la tabla XXXIX.

Los costos asociados a la operación del transformador rellenado con este tipo de aceite son como el de los transformadores rellenados con aceite HMWH y aceite de silicona, lo cual hace referencia a los costos de operación y mantenimiento de los transformadores refrigerados con aceite de alto punto de inflamabilidad, dado a conocer en la sección 5.2.3 de este capítulo. Los parámetros del banco de transformación rellenado con aceite de alto punto de inflamabilidad del tipo de éster natural se resumen en la tabla XL.

Tabla XXXIX. Inversión inicial de rellenar 3 transformadores de 167 kVA con aceite de éster natural

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
		USD	USD
3	Transformador convencional de 167 kVA	\$ 2,695.80	\$ 8,087.41
165	Galones de Aceite HMWH	\$ 16.81	\$ 2,773.65
165	Vaciado, limpieza y rellenado de Transformador	\$ 10.00	\$ 1,650.00
3	Protocolo de pruebas para puesta en operación	\$ 150.00	\$ 450.00
1	Desconexión y conexión de protecciones del banco	\$ 25.00	\$ 25.00
1	Instalación de Transformadores	\$ 682.05	\$ 682.05
1	Alquiler de Banco para el suministro temporal de energía	\$ 340.00	\$ 340.00
	COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN		\$ 14,008.10

Fuente: Cotizaciones de empresas en el mercado y costos de adquisición del aceite éster natural

Tabla XL. Parámetros del banco de 3 transformadores de 167 kVA a instalar con aceite de éster natural

Transformador		1	2	3	Total
Capacidad	[kVA]	167	167	167	501
Pérdidas sin carga	[kW]	0.31	0.31	0.31	0.93
Pérdidas con carga	[kW]	1.2	1.2	1.2	3.6
Factor de utilización		0.32	0.33	0.36	0.35
Factor de carga		0.42	0.39	0.39	0.40
Factor de pérdidas		0.25	0.22	0.23	0.23
Pérdidas de potencia	[kW]	0.43	0.44	0.47	1.34
Pérdidas de energía	[kWh-año]	2,983.37	2,968.73	3,028.64	8,980.74

Fuente: Mediciones y cálculos en el banco de transformación a colocar

En base a la información de la tabla anterior, se estiman los costos asociados a la operación del transformador refrigerado con este tipo de aceite, los cuales se basan en el costo de las pérdidas de potencia y energía que genera un transformador refrigerado en aceite de esta capacidad (167 kVA). En estos parámetros no se considera un aumento en el factor de utilización del transformador, esto porque la capacidad nominal del transformador no se ve disminuida con este tipo de aceite. Lo anterior provoca que los parámetros del banco de transformación sean iguales al banco a remplazar.

Los costos asociados al mantenimiento del transformador refrigerado con aceite de éster natural, es el costo del mantenimiento a este tipo de transformador cada 2 años, el cual es de US\$ 150 para un transformador de 167 kVA.

Los costos de operación y mantenimiento para este banco de transformación se resumen en la siguiente tabla.

Tabla XLI. Gastos de operación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de éster natural

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD
3	Protocolo de pruebas y mantenimiento cada 2 años	\$ 150.00	\$ 450.00
1	Pérdidas técnicas de potencia y energía anuales	\$ 1,268.12	\$ 1,268.12
	TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN		\$ 1,718.12

En este tipo de transformadores, al igual que en el transformador seco y los transformadores refrigerados con aceite HMWH y silicona, se tienen los mismos costos de ahorro en su operación, esto se resume en la siguiente tabla.

Tabla XLII. Ahorro en la operación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de éster natural

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO	COSTO
		UNITARIO	TOTAL
		USD	USD
1	Mantenimiento anual del sistema contra incendios	\$ 4,000.00	\$ 4,000.00
1	Prima de seguro por equipos	\$ 3,000.00	\$ 3,000.00
	TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN		\$ 7,000.00

Teniendo los ingresos (ahorro en la operación de transformadores con aceite de éster natural) y los egresos en la instalación de estos transformadores (inversión inicial, gastos de operación y mantenimiento), se procede a realizar el análisis económico para la instalación de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de éster natural. El costo de la potencia y energía se valorizan al mismo precio de los casos anteriores (US\$ 10 kW y US\$ 0.13 kWh, respectivamente).

Tabla XLIII. Evaluación económica de 3 transformadores de 167 kVA con aceite de éster natural

EVALUACIÓN ECONÓMICA
RELLENADO DE 3 TRANSFORMADORES DE 167 kVA
CON ACEITE ÉSTER NATURAL

INFORMACIÓN

Tasa de crecimiento anual	2,5%
Tasa de actualización anual de capital	11,5%
Costo de la potencia	10,00 \$/kW
Costo de la energía	0,13 \$/kWh
Pérdidas de potencia anual	1,34 kW-año
Pérdidas de energía anual	8.981 kWh-año
Sistema contra incendio en instalación	7.000 US\$
Demanda	173,30 kW
Costo anual de mantenimiento	450 US\$
Inversión Inicial	14.008 US\$

CALCULOS

Año	Demanda kW	Pérdidas Potencia kW	Pérdidas Energía kWh	Costo US\$ Pérdidas Energía	Costo US\$ Mantenimiento	Ahorro Sistema Incendios	Flujo Neto Año
0	173,30	1,34	8.981	0	-	-	-14.008
1	177,63	1,41	9.435	-1.268,12	-450	7.000	5.281,88
2	182,07	1,48	9.913	-1.332,31	-	7.805	6.472,69
3	186,62	1,56	10.415	-1.399,76	-559,45	8.703	6.743,36
4	191,29	1,64	10.942	-1.470,63	-	9.703	8.232,74
5	196,07	1,72	11.496	-1.545,08	-695,52	10.819	8.578,66
6	200,97	1,81	12.078	-1.623,30	-	12.063	10.440,18
7	206,00	1,90	12.690	-1.705,48	-864,69	13.451	10.880,60
8	211,15	1,99	13.332	-1.791,82	-	14.998	13.205,80
9	216,43	2,10	14.007	-1.882,53	-1075,01	16.722	13.764,80
10	221,84	2,20	14.716	-1.977,83	-	18.645	16.667,58
11	227,38	2,31	15.461	-2.077,96	-1336,48	20.790	17.375,20
12	233,07	2,43	16.244	-2.183,15	-	23.180	20.997,28
13	238,90	2,55	17.066	-2.293,68	-1661,54	25.846	21.890,97
14	244,87	2,68	17.930	-2.409,79	-	28.818	26.408,70
15	250,99	2,82	18.838	-2.531,79	-2065,67	32.133	27.535,17
16	257,26	2,96	19.791	-2.659,96	-	35.828	33.167,91
17	263,70	3,11	20.793	-2.794,62	-2568,09	39.948	34.585,37
18	270,29	3,27	21.846	-2.936,10	-	44.542	41.606,01
19	277,05	3,43	22.952	-3.084,74	-3192,71	49.664	43.387,00
20	283,97	3,61	24.114	-3.240,90	-	55.376	52.134,96
21	291,07	3,79	25.335	-3.404,97	-3969,26	61.744	54.369,85
22	298,35	3,98	26.617	-3.577,35	-	68.845	65.267,31
23	305,81	4,18	27.965	-3.758,45	-4934,69	76.762	68.068,65
24	313,45	4,40	29.380	-3.948,73	-	85.589	81.640,68
25	321,29	4,62	30.868	-4.148,63	-6134,93	95.432	85.148,63
26	329,32	4,85	32.430	-4.358,65	-	106.407	102.048,23
27	337,55	5,10	34.072	-4.579,31	-7627,09	118.644	106.437,27
28	345,99	5,36	35.797	-4.811,14	-	132.288	127.476,56
29	354,64	5,63	37.609	-5.054,70	-9482,19	147.501	132.963,89
30	363,51	5,91	39.513	-5.310,60	-	164.463	159.152,78

VNA	151.888,47
TIR	52%

Los valores anuales del ahorro en el sistema contra incendios, así como los gastos de mantenimiento se actualizan con una tasa del 11.5 %, durante un período de 30 años. Nótese que el mantenimiento se realiza de la misma manera que en los transformadores con aceite HMWH y silicona. El valor anual de pérdidas crece a razón de 5.06 % anual, debido a que su crecimiento es proporcional al cuadrado del crecimiento anual de la demanda (2.5 %). Los cálculos respectivos se muestran en la tabla XLIII (tabla anterior).

5.4. Factibilidad de la inversión

Los cálculos presentados en la tabla XXVIII, los cuales muestran los resultados del análisis económico de la opción de colocar un transformador seco de 500 kVA en sustitución del banco de transformación en estudio, muestra que dicha opción representa un beneficio neto en valores presentes (VNA, valor neto actual) de 96.18 miles de dólares y una tasa interna de retorno del 24 %.

Los cálculos presentados en la tabla XXXIII, los cuales muestran los resultados del análisis económico de la opción de colocar tres (3) transformadores de 167kVA refrigerados en aceite de alto peso molecular (HMWH) en sustitución del banco de transformación en estudio, muestra que dicha opción representa un beneficio neto en valores presentes de 152.05 miles de dólares y una tasa interna de retorno del 54 %.

Para el caso de la opción de colocar los mismos transformadores, pero refrigerados con aceite de silicona, los cálculos presentados en la tabla XXXVIII, indican que realizar esta opción representa un beneficio neto en valores presentes de 152.57 miles de dólares y una tasa interna de retorno del 54 %.

Si los transformadores se refrigeran con aceite de éster natural, los cálculos presentados en la tabla XLIII, indican que realizar esta opción representa un beneficio neto en valores presentes de 151.89 miles de dólares y una tasa interna de retorno del 52 %.

Lo anterior indica que la opción de colocar un transformador seco de 500 kVA o colocar tres transformadores de 167 kVA refrigerados con las tres opciones de aceite de alto punto de inflamabilidad, son rentables desde el punto de vista económico, sin embargo, las tres opciones de aceite para refrigerar los transformadores, son las mas ventajosas económicamente, debido a su menor inversión inicial y menores pérdidas de potencia y energía, comparado con la inversión inicial del transformador seco y sus pérdidas de potencia y energía.

5.5. Recuperación de la inversión

Basado a los cálculos obtenidos en las opciones mencionadas, por medio de traer a valores presentes los flujos netos anuales de cada opción, se tiene que la recuperación de la inversión inicial de colocar un transformador seco de 500 kVA es de aproximadamente 9.5 años, mientras que para la opción de refrigerar los transformadores de 167 kVA con aceite de alto peso molecular (HMWH), la recuperación de la inversión inicial es de aproximadamente 2.7 años.

Para las opciones de refrigerar dichos transformadores con aceite de silicona o con aceite de éster natural, la recuperación de la inversión inicial de ambas opciones es de aproximadamente de 2.65 años y 3.15 años, respectivamente.

5.6. Análisis final del uso de los transformadores con aceites de alto punto de inflamabilidad en comparación con los transformadores tipo seco en aplicaciones que representen riesgo de incendio o explosión

Considerando los aspectos técnicos mencionados en los capítulos anteriores en cuanto a los tres tipos de aceite de alto punto de inflamabilidad, se tiene que ambos cumplen con la especificación del NEC 450-23 de poseer un punto de inflamabilidad de por lo menos 300 °C, siendo el aceite de silicona el punto de inflamabilidad mas alto (340 °C) comparado con el de 300 °C que posee el aceite HMWH y aceite de éster natural. Ambas opciones poseen propiedades dieléctricas aceptables y ventajosas para un aceite que deba cumplir la función de aislante y refrigerante en un transformador de distribución.

En el capítulo 3 se mencionaron las ventajas y desventajas de los diferentes tipos de aceite que se clasifican como aceites de alto punto de inflamabilidad, sin embargo, vale la pena mencionar que entre ellos se tienen diferencias que pueden ser ventajosas o no, como por ejemplo, los aceites de alto peso molecular no toleran una contaminación alta de aceite mineral y que su punto de fluidez es demasiado alto, contrario a los aceites de silicona, sin embargo estos últimos no son biodegradables y tampoco toleran una contaminación con aceite mineral.

Los aceites de éster natural son los que presentan las más ventajosas propiedades ambientales, puesto que son 100 % biodegradables ya que su origen es de materiales vegetales y toleran una contaminación de aceite mineral más alta que los de alto peso molecular HMWH y los de silicona, sin embargo, no pueden ser expuestos demasiado tiempo al ambiente puesto que no poseen una estabilidad considerable a la oxidación.

Desde el punto de vista económico, el utilizar un aceite de alto punto de inflamabilidad en transformadores para aplicaciones en interiores es mucho más ventajoso que utilizar un transformador del tipo seco. Esto quedo demostrado en el análisis económico de ambos, donde la inversión inicial de este último es de aproximadamente 115 % mas elevado, comparado con la inversión inicial de los tres tipos de aceite de alto punto de ignición. Además, los costos de operación y mantenimiento son más elevados, ya que el mantenimiento es más caro para este tipo de transformador y es mucho más periódico, esto comparado con el de un transformador refrigerado en aceite dieléctrico; las pérdidas en los transformadores secos son mucho mayores que las de un transformador refrigerado con un aceite de alto punto de inflamabilidad. Si bien es cierto, las pérdidas en un transformador que contenía aceite mineral y se refrigeró con un aceite de alto punto de inflamabilidad aumentan, exceptuando al aceite de éster natural, no llegan a ser como las de un transformador seco, ya que quedan muy debajo de las pérdidas de dicho transformador.

En cuanto a los costos iniciales del tipo de aceite a utilizar, el aceite que tiene el costo más elevado es el de éster natural, seguido por el del aceite HMWH, y por último el de silicona. Sin embargo, las pérdidas en los transformadores con aceite de éster natural no se incrementan, los transformadores que incrementan sus pérdidas son los que se refrigeran con aceite HMWH y aceite de silicona, aunque el incremento no es tan considerable. Al observar los resultados del análisis económico de las opciones de aceite de alto punto de inflamabilidad, se observa que las tres opciones son las que presentan la mayor factibilidad con respecto a la opción del transformador seco.

Si observamos las tres opciones de aceite, la más ventajosa es la del aceite de silicona, pues es la que mejor VNA presenta y el menor tiempo de recuperación de la inversión, sin embargo, comparten el mismo valor de TIR con el aceite HMWH, aunque el valor de VNA y el tiempo de recuperación de la inversión de este último es muy parecido al del aceite de silicona. El VNA del aceite de éster natural es bastante aceptable, y el valor de TIR y el tiempo de recuperación de la inversión no están tan alejados de las dos primeras opciones.

CONCLUSIONES

1. Los transformadores de distribución son dispositivos que cambian el nivel de voltaje de distribución (media tensión) a un nivel de voltaje residencial, comercial o industrial (baja tensión) mediante la acción de un campo magnético. Estos transformadores generan cantidades significativas de calor, lo que provoca un aumento significativo en su temperatura, por lo cual contienen medios refrigerantes/aislantes llamados dieléctricos, los cuales tienen como objetivo, mejorar la eficiencia en el transformador al momento de presentarse cambios bruscos en su temperatura.
2. Los transformadores utilizan diferentes medios dieléctricos, los cuales pueden ser sólidos o líquidos. Los de tipo sólido se utilizan en los transformadores tipo seco que son los recomendados para instalaciones interiores o instalaciones con mayor riesgo de incendio o explosión, el costo de este tipo de transformador es elevado y sus pérdidas son mayores respecto a los transformadores que utilizan dieléctricos líquidos (aproximadamente 90 % más elevadas), razón por la cual, la mayoría de los centros de transformación para interiores utilizan transformadores de este último tipo, siendo el más utilizado el aceite mineral, sin embargo, este posee un punto de flameo e ignición de 145 °C y 163 °C, respectivamente, los cuales se consideran relativamente bajos para ser utilizados en dichas aplicaciones.

3. Los aceites utilizados en transformadores de distribución para aplicaciones en interiores o aplicaciones que presenten alto riesgo de incendio o explosión son los aceites denominados de alto punto de ignición o inflamabilidad. Para que un aceite dieléctrico entre en esta categoría, debe de poseer un punto de inflamabilidad (*Fire Point*) no menor de 300 °C, estos aceites son reconocidos por el NEC en su Artículo 450 – 23, dicho artículo autoriza este medio refrigerante en transformadores de distribución de hasta 500 kVA, para dichas aplicaciones.

4. Según su estructura química, los aceites de alto punto de inflamabilidad se dividen en tres grupos: los hidrocarburos de alto peso molecular (HMWH), los cuales son conocidos como fluidos hidrocarburos menos inflamables –*less flammable hydrocarbon*–, derivados del petróleo y compuestos principalmente de hidrocarburos; los aceites de silicona, derivados de la misma; y los fluidos de éster, los cuales comprenden los sintéticos y los de éster natural, estos últimos derivados y formulados a partir de aceites vegetales.

5. Los aceites de alto punto de inflamabilidad poseen la mayoría de propiedades físicas, químicas y eléctricas que posee el aceite mineral, entre sus diferencias bien marcadas se puede mencionar su mayor punto de flameo e inflamabilidad, 275 y 300 °C, con respecto a 145 y 163 °C, su mayor punto de fluidez, -21 °C, con respecto a -40 °C, exceptuando al aceite de silicona y éster sintético, -50 y 55 °C, respectivamente. Su viscosidad es mayor, especialmente a temperaturas bajas, a 100 °C, estos aceites poseen una viscosidad promedio de 16 cSt, con respecto a 3 cSt. Los aceites de éster natural son los que presentan las más ventajosas propiedades ambientales, ya que son 100 % biodegradables.

6. Los aceites de éster natural no tienen una buena resistencia a la oxidación, ya que presentan un estándar máximo de 200 ppm de contenido de agua comparado con 35 ppm del aceite mineral, por tal motivo, estos aceites no deben ser expuestos por bastante tiempo al ambiente, y no se recomiendan para transformadores ventilados y se limitan a transformadores totalmente herméticos.
7. Los aceites de alto punto de inflamabilidad pueden ser aplicados a transformadores que han sido refrigerados con aceite mineral común por medio del rellenado de los mismos, sin embargo, el residuo de aceite mineral en el transformador debe ser lo menos posible, pues este causa una disminución considerable en el punto de ignición de estos nuevos aceites, provocando que estos ya no califiquen como aceites de alto punto de inflamabilidad. El aceite que tolera más cantidad de aceite mineral sin que su punto de inflamabilidad sea menor que 300 °C, es el aceite de éster natural, ya que puede tener una contaminación de aceite mineral de hasta un 7 %, seguido por los aceites de silicona y de alto peso molecular (HMWH), con una contaminación menor del 3 %.
8. Los transformadores que fueron refrigerados con aceite mineral y que se refrigeren con aceites de alto punto de inflamabilidad por medio del rellenado, funcionaran a una mayor temperatura, de 1 a 6 °C más, que cuando contenían aceite mineral, el incremento dependerá del tipo de aceite a utilizar, esto debido a que estos aceites poseen una mayor viscosidad. Para los aceites de silicona y HMWH el incremento será de 3 a 6 °C, y para los de éster natural será de 1 a 2 °C.

9. Debido a que los transformadores refrigerados con aceite de alto punto de inflamabilidad funcionarán a una temperatura mayor, se les deberá aplicar una reducción en su capacidad nominal para compensar este leve incremento de temperatura. Para los transformadores que se refrigeren con aceites HMWH se les deberá reducir un 10 %, mientras que si se utiliza aceites de silicona, la reducción será del 7 %. Quedan exentos de lo anterior los transformadores con aceites de éster natural.
10. Las pérdidas en los transformadores refrigerados con algún tipo de aceite de alto punto de inflamabilidad se incrementarán, esto debido a que las pérdidas en el cobre dependen de la carga, la cual se relaciona directamente con el factor de utilización del transformador, este se incrementa con la reducción de la capacidad nominal del transformador con el nuevo aceite. Las pérdidas en los transformadores que se refrigeren con aceites HMWH se incrementan en un 7 %, mientras que para los que se refrigeren con aceite de silicona, las pérdidas se incrementan en un 5 %. Puesto que los transformadores que se refrigeran con aceite de éster natural no se les debe reducir su capacidad nominal, las pérdidas no se incrementan, sino permanecen iguales.
11. Los transformadores tipo seco tienen un costo mayor que el utilizar aceites de alto punto de inflamabilidad en transformadores refrigerados con aceite mineral común, además de presentar pérdidas mayores que estos últimos, ya considerando el incremento de pérdidas, dependiendo del tipo de aceite a utilizar. El aceite que tiene el costo más elevado es el aceite de éster natural, seguido por el aceite del tipo HMWH y por último el aceite de silicona.

12. Los aceites de alto punto de inflamabilidad que presentan una mayor rentabilidad económica para aplicarlos en transformadores de distribución son el de silicona y HMWH con una TIR del 54 %, mientras que los aceites de éster natural presentan una TIR del 52 %. Ambos resultados reflejan una mayor rentabilidad que el utilizar un transformador tipo seco, el cual presenta una TIR del 24 %.

RECOMENDACIONES

1. La finalidad de este trabajo es mostrar las ventajas que se pueden obtener al aplicar un aceite dieléctrico de alto punto de inflamabilidad en transformadores de distribución para aplicaciones en interiores o que tengan riesgo de incendio o explosión, por lo que es importante su utilización en dichas aplicaciones, ya que se tendrán transformadores con las mayores ventajas eléctricas y con la seguridad que se requiere en estas aplicaciones.
2. El aceite de alto punto de inflamabilidad que se escoja para refrigerar un transformador con aceite mineral, deberá poseer la mas baja viscosidad, esto con el objeto de minimizar al máximo el incremento de la temperatura de funcionamiento, puesto que la temperatura de funcionamiento se incrementa por la alta viscosidad que presentan estos aceites dieléctricos.
3. Al sustituir un aceite mineral en un transformador de distribución por uno de alto punto de inflamabilidad, se debe de aplicar un protocolo de pruebas dieléctricas 6 meses después de la sustitución, principalmente la prueba de su punto de ignición, esto porque el equilibrio del nuevo aceite se tendrá en dicho período y servirá para verificar si el contenido de aceite mineral no afecta su punto de ignición, si el punto de ignición es menor que los 300 °C, se deberá de realizar otro rellenado.

4. Si se utiliza un aceite de alto punto de inflamabilidad del tipo HMWH, para rellenar un transformador que contenía aceite mineral, este deberá tener como mínimo, un factor de utilización del 90 %, debido a que la reducción en la capacidad nominal al aplicar este aceite es del 10 %, por lo tanto, se sobrecargaría el transformador. Al utilizar un aceite de silicona, el transformador deberá tener como mínimo un factor de utilización del 93 %.

5. Para tener adecuadas propiedades ambientales en un aceite dieléctrico de alto punto de inflamabilidad, se debe utilizar el aceite de éster natural, ya que como es de origen vegetal, es 100 % biodegradable, sin embargo este no tiene una alta resistencia a la oxidación, por lo que su deterioro es más rápido que los de silicona y HMWH. Los aceites de silicona no son biodegradables y no se pueden mezclar con ningún otro tipo de aceite, ya que pueden contener menos del 1 % de contaminación con aceite mineral. Los aceites del tipo HMWH son los que poseen propiedades muy similares a los aceites minerales.

BIBLIOGRAFÍA

1. ASTM D5222-08. **Standard Specification for High Fire-Point Mineral Electrical Insulating Oils**. PA, USA: ASTM International, 2008.
2. Chapman, Stephen. **Máquinas Eléctricas**. 4ª ed. México: Mc. Graw Hill, 2005.
3. Claiborne, C. C. y H. A. Pearce. "Transformer Fluids" **IEEE Electrical Insulation Magazine** (NY, USA) (5): 16-19. July/August 1989.
4. Dow Corning ® 561. **Silicone Transformer Liquid Technical Manual**. Michigan, USA: Dow Corning ® Corporation, 2006.
5. DSI Ventures. **Insulating Oils Products, Technical Guide**. TX, USA: DSI Fluids, 2007.
6. Envirotemp ® FR3 ®. **Fluidos Dieléctricos S900-20-1S**. WI, USA: Cooper Power System, 2007
7. Envirotemp ® FR3 ®. **Guía de Especificaciones, Boletín 97080S**. WI, USA: Cooper Power System, 2007
8. Envirotemp ® FR3 ®. **Procedimientos Recomendados para Sustitución de Aceite S900-20-2S**. WI, USA: Cooper Power System, 2007
9. Fitzgerald, A. E. y otros. **Máquinas Eléctricas**. 5ª ed. México: Mc. Graw Hill, 1997.

10. IEEE Std C57.106-2002. **Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil Equipment**. NY, USA: IEEE Power Engineering Society, 2002.
11. IEEE Std C57.111-1989(R2003). **Guide for Acceptance of Silicone Insulating Fluid and Its Maintenance in Transformers**. NY, USA: IEEE Power Engineering Society, 2003.
12. IEEE Std C57.121-1998. **Guide for Acceptance and Maintenance of Less Flammable Hydrocarbon Fluid in Transformers**. NY, USA: IEEE Power Engineering Society, 1998.
13. IEEE Std C57.147-2008. **Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers**. NY, USA: IEEE Power Engineering Society, 2008.
14. McShane, C. Patrick y otros. **Natural Ester Dielectric Fluid Development**. Copyright Material IEEE, Paper No. 0-7803-9193-4, 2006.
15. McShane, C. Patrick. "Vegetable-oil-based Dielectric Coolants" **IEEE Industry Applications Magazine** (NY, USA) (8): 34-41. May/June 2002.
16. NEC ®. **Código Eléctrico Nacional**. Edición 1999. Massachusetts USA: NFPA, 1998
17. Rouse, T. O. "Mineral Insulating Oils" **IEEE Electrical Insulation Magazine** (NY, USA) (14): 6-16. May/June 1998.
18. Stockton, David P. y otros. **Natural Ester Transformer Fluids: Reliability & Environmental Performance**. Copyright Material IEEE, Paper No. PCIC-2007-34, 2007.

19. Sundin, David W. ***Retrofilling Mineral Oil Transformers with Beta Fluid***. TX, USA: DSI Fluids, 2005-2007.
20. Univolt ® N61. ***Univolt Electrical Insulating Oils***. Houston TX, USA: Exxon Corporation, 1988.

Referencias electrónicas

21. American Society for Testing and Materials
www.astm.org
22. Cooper Power Systems
www.cooperpower.com/Library/pdf/00092.pdf
www.cooperpower.com/Library/pdf/97080S.pdf
www.cooperpower.com/Library/pdf/98082S.pdf
23. DSI Fluids Ventures Inc
www.dsifluids.com
24. IEEE
www.ieee.org
www.standards.ieee.org
www.ieeexplore.ieee.org
25. Transformadores Ecológicos
www.trafomix.com

APÉNDICES

Las siguientes fichas han sido elaboradas con información obtenida de varios fabricantes de aceites para transformador. No es una lista exhaustiva, pero presenta las propiedades de los diversos aceites de alto punto de inflamabilidad que existen en el mercado. Los datos muestran que las propiedades del aceite pueden variar considerablemente entre productos, y esto permite elegir el aceite adecuado para rellenado en función del diseño y las características operativas del transformador, como ya se ha explicado.

Apéndice 1 BETA FLUID

El *Beta Fluid*, conocido en español como fluido “Beta” es un aceite aislante utilizado para mejorar la seguridad contra el fuego en transformadores y es del tipo HMWH. Es la mezcla de una cuidadosa selección de aceites de petróleo, lo cual garantiza su compatibilidad con otros fluidos dieléctricos, incluyendo los aceites minerales comunes y fluidos que contienen PCB o solventes. Cumple con los estándares IEEE y ASTM para fluidos dieléctricos resistentes al fuego fabricados del petróleo (57.121 y D5222, respectivamente). Se pueden realizar procedimientos de mantenimiento estándar en transformadores que contienen este tipo de aceite. Este aceite ha sido clasificado por UL y aprobado por FM. Algunas de sus características típicas se muestran en la siguiente tabla:

Características típicas del Fluido Beta

Propiedad y Método de Prueba	Beta Fluid
Color, ASTM D1500	1.5
Viscosidad Cinemática, ASTM D445, cSt	40 °C 100 °C
	115 12.1
Gravedad Específica, ASTM 1298	0.87
Punto de Fluidéz, ASTM D97, °C	-21
Punto de Flameo, ASTM D92, °C	272
Punto de Inflamabilidad, ASTM D92, °C	308
Coefficiente de Expansión, @ 20 °C, Volumen/°C	0.0007
Contenido de Humedad, ASTM D1533, ppm	<15
Tensión Interfacial, ASTM D971, mN/m	45
Rigidez Dieléctrica, ASTM D877, kV	40
Rigidez Dieléctrica, ASTM D1816, kV	52
Rigidez Dieléctrica (condiciones de impulso), ASTM D1816, kV	>300
Factor de Disipación, @ 20 °C, ASTM D924, %	0.01
Factor de Disipación, @ 100 °C, ASTM D924, %	0.1
Constante Dieléctrica, @ 20 °C, ASTM D924	2.3
Resistividad @ 20 °C, ASTM D1169, ohm - cm	2.3 X 10 ¹³
Tendencia a la Gasificación, ASTM D2300b, ml/min	20

Un aspecto importante a considerar en este tipo de aceite es su resistencia y estabilidad a la oxidación, la cual se detalla en la siguiente tabla.

Estabilidad a la Oxidación del Fluido Beta

Propiedad y Método de Prueba	Beta Fluid
Estabilidad a la Oxidación, ASTM D2440	
72 Horas Sedimentos, Peso por porcentaje	<0.01
Valor de Ácido, mg KOH/g	0.14
164 Horas Sedimentos, Peso por porcentaje	0.06
Valor de Ácido, mg KOH/g	0.26
Prueba Doble Ingeniería PFVO vida libre de sedimentos, Horas:	>88
ASTM D2112, minutos	230

Apéndice 2 Down Corning® 561

El aceite de silicona Dow Corning® 561 para transformadores es un agente aislante a base de silicona dimetílica, esta silicona, constituye uno de los productos químicos menos peligrosos de los que existen en la actualidad, por lo cual resulta el mejor sustituto para los askareles a base de PCB (policloruro bifenilo) que se utilizaban normalmente en transformadores. La silicona Dow Corning® 561 para transformadores es un refrigerante dieléctrico, altamente estable y mas resistente al fuego que los aceites minerales o los compuestos de hidrocarburo alifático, los cuales son altamente inflamables. Tampoco presenta los riesgos de contaminación ambiental que tenían los askareles a base de PCB. Este fluido de silicona ha sido específicamente diseñado para transformadores y, después de haber sido sometido a rigurosos ensayos, se ha comprobado que posee la estabilidad térmica y eléctrica necesaria y que también actúa como disipador del arco voltaico.

Características típicas del Down Corning® 561

Parámetro	Unidades	Valor
Tabla: Probado según ASTM 4652-92		
Aspecto		Líquido transparente
Densidad a 25°C (77°F)	kg/dm ³	0,96
Viscosidad a 25°C (77°F)	mm ² /s	50
Contenido en agua	ppm	30
Calor específico	kJ/kg.K	1,51
Conductividad térmica	W/(mK)	0,151
Índice de refracción a 25°C (77°F)		1,404
Voltaje de ruptura ¹	kV	50
Permitividad a 25°C (77°F) - 50Hz		2,7
Factor de disipación a 25°C (77°F) - 50Hz		0,0001
Resistividad volumétrica a 25°C (77°F)	ohm.cm	1,0x10 ¹⁴
Punto de inflamación, copa abierta	°C	>300
	°F	>572
Punto de ignición, copa abierta	°C	370
	°F	698

1. Voltaje de ruptura medido como en IEC 156:1995 sección 3.4.2.

Fuente: www.downcorning.com

Apéndice 3 ENVIROTEMP® FR3®

Características típicas del ENVIROTEMP® FR3®

Propiedad	Valor	Método de Ensayo
Eléctrica		
Rigidez Dieléctrica	56kV @ 25°C (gap 2.0mm)	ASTM D1816
Permisividad Relativa [Constante Dieléctrica]	3.2 @ 25°C	ASTM D924
Factor de Disipación [Factor de Potencia]	0.08 @ 25°C 3.0 @ 100°C	ASTM D924
Resistividad Volumétrica	$20 \times 10^{12} \text{ } \Omega\text{-cm}$ @ 25°C	ASTM D1169
Rigidez de Impulso (Esfera a Esfera)	226 kV @ gap de 0,15"	ASTM D3300
Tendencia a la Gasificación	-79 ($\mu\text{L}/\text{min}$)	ASTM D2300
Física y Química		
Densidad Relativa	0.92 @ 25°C	ASTM D129
Tensión Interfacial	24 mN/m @ 25°C	ASTM D971
Número de Neutralización (Ácido)	0.04 mg KOH/g	ASTM D974
Viscosidad Cinemática	34 cSt @ 40°C 8 cSt @ 100°C	ASTM D445
Contenido de Agua	30 mg/kg	ASTM 1533B
Saturación Relativa de Agua	2 – 3%	Método CPS
Solubilidad del Aire	16% @ 25°C @ 1 atm.	ASTM D2779
Aspecto	Transparente, Verde Claro	ASTM D1524
Color	L 0.5	ASTM D1500
Térmica		
Punto de Inflamación (Vaso Cerrado)	316°C	ASTM D93
Punto de Inflamación (Vaso Abierto)	330°C	ASTM D92
Punto de Combustión (Vaso Abierto)	360°C	ASTM D92
Punto de Fluidez	-21°C	ASTM D97
Conductividad Térmica	$4 \times 10^{-4} \text{ cal}/(\text{cm} \cdot \text{sec} \cdot ^\circ\text{C})$ @ 25°C	Método CPS
Coefficiente de Expansión	$7.4 \times 10^{-4} \text{ cc}/\text{cc}/^\circ\text{C}$ @ 25°C	Método CPS
Capacidad Térmica	2.10 J/g/°C @ 50°C 2.39 J/g/°C @ 100°C	ASTM E1269
Propiedades Ambientales		
Relación BOD/COD	45%	SM5210B
Biodegradación Acuática	100%	EPA OPPTS 835.3100
Fácil Biodegradación	100%	EPA OPPTS 835.3100
Toxicidad Aguda en Alevines de Truchas	Mortalidad Cero para Ciclo de Prueba Completo	OECD 203

Fuente: Cooper Power Systems, Boletín B900-00092S, pág. 1

El fluido Envirotemp® FR3® es un refrigerante dieléctrico resistente al fuego, basado en éster natural. Este dieléctrico, está específicamente formulado para uso en transformadores de distribución y potencia donde sus exclusivas propiedades ambientales, químicas, eléctricas y de seguridad contra incendio constituyen una ventaja. Es formulado a partir de aceites vegetales comestibles y aditivos de mejoría de desempeño de clase comestible. No contiene petróleo, halógenos, silicones u otro material cuestionable. Se degrada rápido y totalmente en el suelo y en ambientes acuáticos. El fluido se comporta como no tóxico en ensayos de toxicidad acuáticos. Es de color verde para destacar su perfil ambiental favorable y distinguirlo del aceite mineral.

ANEXO 1

Pruebas realizadas a un aceite de alto punto de inflamabilidad del tipo HMWH.

Laboratory Report To: Dielectric Systems Inc.		Report No. : C33615		
		Date Received : 2/17/98		
<i>The following Data was obtained for the sample(s) identified as:</i>				
Sample No. 1: Beta Fluid				
Sample No. 2:				
Sample No. 3:				
Screen Test	ASTM Method	Sample No. 1	Sample No. 2	Sample No. 3
Aulline Point, °C	D 611	112.2		
Color	D 1500	1-1.0		
Corrosive Sulfur	D1275	Pass		
Dielectric Breakdown, kV	D 877	51		
Dielectric Breakdown, kV	D 1816	35		
Water Content, ppm	D 1533B	8		
Flash Point, °C	D 92	282		
Fire Point, °C	D 92	316		
Interfacial Tension, dynes/cm	D 971	45		
Neutralization Number, mg KOH/g	D 974	<0.01		
Pour Point, °C	D 97	-21		
Power Factor, % at 10 ⁵ °C	D 924	0.108		
Specific Gravity, 60/60	D 1298	0.885		
Viscosity at 40°C, Kinematic, cSt	D 445	117.4		
Viscosity at 40°C, Saybolt, SUS	D 2161	544		
Total PCB Content, ppm	D 4059	<2		
Oxidation Stability (Rotating Bomb), minutes	D 2112	182		
Tyndal Beam Examination	D 1524	Clear & Bright		
Inorganic Chlorides and Sulfates	D 878	None Detected		
Report By: AFC, AK, MB, RJM	Approved By: <i>[Signature]</i>	Date: 2/25/98	QC Book: X3 P.24	
Oil-Form-06 Rev 01 03/06/95		Doble Engineering Co., 85 Walnut St., Watertown, MA 02172-4037, USA		

Fuente: Beta Doble Test Report www.dsifluids.com

ANEXO 2

Pruebas realizadas a un aceite de alto punto de inflamabilidad del tipo éster natural.

Límites de aceptación recomendados para fluido Envirotemp® FR3®

Propiedad	Método ASTM	Fluido Nuevo conforme Recibido	Fluido Usado Límites para Servicio Continuo
Rigidez Dieléctrica gap 2mm (kV)	D1816	≥ 40	≥30
Factor de Disipación °C(%) 25°C 100°C	D924	≤ 0,20 ≤ 4,0	– –
Número de Neutralización (mg KOH/g)	D974	≤ 0,06	≤ 2,5
Punto de Inflamación(°C)	D92	≥ 300	–
Punto de Combustión(°C)	D92	≥ 340	≥ 300
Viscosidad (cSt) 100°C 40°C	D445	≤ 10 ≤ 40	– –
Punto de Fluidez (°C)	D97	≤ -18	–
Contenido de Humedad (mg/kg)	D1533B	≤ 200	≤ 400

Fuente: *Cooper Power Systems*, Boletín B900-00092S, pág. 7