



REPUBLICA DE CUBA  
MINISTERIO DE EDUCACION SUPERIOR  
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALURGICO DE MOA  
FACULTAD METALURGIA ELECTROMECHANICA

CARRERA: INGENERIA ELECTRICA

TRABAJO DE DIPLOMA

**TITULO: Análisis del Mantenimiento de los aceites dieléctricos en los transformadores de la industrias del níquel.**

AUTOR: OSMANY MARRERO CABRERA

TUTOR: ING. ISRAEL LETUSE VELAZQUEZ

2008-2009

## **AGRADECIMIENTOS**

---

Agradecemos ante todo y de manera muy especial a mis padres hermanos y a mis hijos y por haber estado presentes en todas las etapas de nuestras vidas, a mi esposa Keyla Reyes Gonzáles, a todos nuestros amigos que estuvieron cerca y al tanto de cuantos sucesos atravesamos y en general a todos nuestros familiares incluyendo a aquellos que ya no están y que hubiesen querido vernos graduados.

Agradecemos además a nuestro tutor Ing. Ismael Letuse, a mi profesor Gabriel por su paciencia, apoyo y comprensión mostrada en el trayecto de estos últimos meses de mi carrera.

Agradecemos al Comandante en Jefe Fidel Castro Ruz por posibilitarnos estudiar en una revolución socialista donde el estudio es prioridad de toda persona y sin pedir nada más a cambio que el compromiso de ser cultos cada día más.

Y agradecemos a Dios por abrirnos cada puerta que se interpuso en nuestro camino.

A Todos ustedes les Agradecemos..... Muchas Gracias

## **DEDICATORIA**

---

Osmany Marrero Cabrera:

Le dedico este logro a mis hermanos, a mi papá Pedro Marrero Pagan y, a mi Esposa Keyla Reyes González, a mis hijos Osmany (Mangui) y Zenia, a los que no imaginaron que esto sería posible, y de manera muy especial a mi mamá Luisa Cabrera Salazar que es la razón de que todo esto fuera posible.

## **PENSAMIENTO**

---

**Presencia de ánimo y valor en la adversidad valen para conquistar el éxito más que un ejército.**

**John Dryden**

## RESUMEN

---

La presente tesis realiza un análisis del mantenimiento de los aceites dieléctricos en los transformadores de la industria del níquel, tomando como base la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, la misma consta en tres capítulos donde en el primero abordamos las partes metodológica y caracterización del aceite en uso así como su suministro eléctrico, el segundo capítulo aborda el análisis experimental y normas empleadas para el desarrollo del mismo y un último capítulo que contiene la propuesta de análisis y ciclos de mantenimientos, producto del envejecimiento que estos equipos experimentan en su operación con el transcurrir de los años. Mediante esta implementación no solo se logra las condiciones operativas de los transformadores sino que también se evita que en el país se produzca un almacenamiento muy grande de aceites dieléctricos lo cual afecta también el medio ambiente.

Por los motivos antes expuestos, se realiza previo al análisis una descripción del proceso de envejecimiento que sufren los aceites dieléctricos así como se detallan los diferentes métodos que se tienen para la recuperación de los mismos. Finalmente se hace una evaluación técnica y económica de la recuperación de los transformadores de potencia.

## SUMMARY

The present thesis carries out an analysis of the maintenance of the dielectric oils in the transformers of the industry of the nickel, taking like base the Company Commander Ernesto Che Guevara, the same one consists in three chapters where in the first one we approach the methodological parts and characterization of the oil in use as well as their electric supply, the second one approaches the experimental analysis and norms used for the development of the same one, and the last one contains the analysis proposal and cycles of maintenances, product of the aging that these teams experiencing in their operation with lapsing of the years. By

means of this non alone implementation it is achieved the operative conditions of the transformers but rather it is also avoided that in the country a very big storage of dielectric oils take place which also affects the environment.

For the reasons before exposed, it is carried out previous to the analysis a description of the aging process that the dielectric oils suffer, as well as the different methods are detailed for the recovery of the same ones. Finally a technical and economic evaluation of the recovery of the transformers of power is made.

**Índice**

<b>Introducción general</b> .....	<b>1</b>
<b>Capítulo 1. Marco Teórico conceptual</b> .....	<b>4</b>
1.1 Datos generales de la fábrica. ....	4
1.2. Suministro eléctrico. ....	6
1.3 Tipos de Transformadores.....	7
1.4 Caracterización del Aceite. ....	8
1.4.1 Pruebas de aceite. ....	10
1.4.2 Mantenimiento de los aceites de transformador en servicio ....	19
1.5 Conclusiones capitulo 1 .....	27
<b>Capítulo 2. Parte experimental</b> .....	<b>28</b>
2.1 Clasificación del aceite por medio de los parámetros determinados. ....	28
2.1.1 Determinación de la rigidez dieléctrica.....	28
2.1.2 Espinterometro.....	29
2.1.3 Determinación de la densidad.....	30
2.1.4 Densímetros.....	31
2.1.5 Determinación del punto de inflamación del aceite.....	32
2.1.6 Determinación de la viscosidad.....	33
2.1.7 Viscosímetro Saybolt .....	34
2.2 Conclusiones del capitulo 2 .....	37
<b>Capitulo 3. Análisis químico y ciclo de mantenimiento</b> .....	<b>38</b>
3.1 Introducción .....	38
3.1.1 Programa de mantenimiento preventivo .....	38
3.1.2 Desarrollo del PMPT.....	39
3.1.3 Ejecución de los diferentes programas de mantenimiento preventivo .....	41
3.1.4 Procedimiento para llevar a cabo el mantenimiento preventivo .....	45
3.1.5 Beneficios.....	45
3.1.6 Evaluación económica del proceso de recuperación de los aceites .....	46
3.2 Conclusiones del capitulo 3 .....	49
<b>Conclusiones generales</b> .....	<b>50</b>
<b>Recomendaciones</b> .....	<b>51</b>
<b>Bibliografía</b> .....	<b>52</b>
<b>Anexos</b> .....	<b>I</b>

### **Introducción general**

El crecimiento de la demanda de la energía eléctrica y la operación del Sistema Nacional Interconectado a 230 kV iniciada en el año 1981 establece una pauta del desarrollo que nuestro país ha tenido en lo que corresponde a transformadores de potencia que a ese voltaje a permitido integrar y servir a los diferentes sectores del país.

Bajo estas condiciones hoy en día en el país existe una gran cantidad de transformadores de potencia con más de 20 años de vida cuyos aceites dieléctricos, como producto de su envejecimiento, se encuentran deteriorados en función de la carga y del régimen de operación a que se han visto expuestos. Tomando en consideración que un transformador está diseñado para trabajar más de 30 años, se vuelve importante no solo establecer el control periódico de su aceite sino tomar los correctivos del caso cuando es necesario recuperar o cambiar el aceite del equipo.

Los transformadores de potencia poseen una considerable cantidad de aceite, lo cual origina que su cambio tenga un costo considerable. Frente a lo expuesto, el objetivo de este trabajo es presentar el análisis de mantenimiento del aceite dieléctrico para transformadores de la industria del níquel.

### **Situación Problemática**

Existe necesidad de ampliar el mantenimiento del aceite a todos los transformadores de potencia y distribución que operan en la industria del níquel para mantener sus operaciones y evitar graves averías.

### **Hipótesis**

Si se conoce las propiedades de los aceites dieléctricos es posible lograr el diagnóstico de la explotación y mantenimiento de los transformadores de distribución de energía en las empresas del Níquel.

### **Objetivo General**

Establecer una propuesta de análisis químicos de los aceites dieléctricos que utilizan los transformadores para diagnosticar un mantenimiento predictivo de los mismos.

### **Objetivos Específicos**

Realizar una caracterización general de la empresa así como su suministro eléctrico.

Determinar los tipos de transformadores que se utilizan en la empresa.

Proponer la implementación de los principales análisis del aceite dieléctrico

Proponer un mantenimiento preventivo a los aceites de los transformadores.

### **Aportes principales del trabajo**

- Implementación de una metodología unificada para la realización de los análisis fundamentales que se le deben de realizar al aceite dieléctricos para lograr identificar las fallas eléctricas en los transformadores de potencia y premeditar un preventivo mantenimiento.
- Elaborar un criterio para determinar la eficiencia de los transformadores.
- Reevaluar el ciclo de mantenimiento de los transformadores en explotación de la empresa del Níquel, basado en el reanálisis del aceite dieléctrico respecto a sus propiedades físicas, química y mecánica y reorientar un nuevo ciclo de mantenimiento después de 20 años de explotación de dichos equipos.
- Reducción de los costos de mantenimientos a los transformadores.

### **Metodología de la investigación**

Para la realización del trabajo se tomaron las bases de datos correspondientes a los transformadores de la empresa "Cdte. Ernesto Che Guevara", con estos datos se realizó una caracterización de los transformadores, definiendo el tipo de transformador, cantidad de transformador, su conexión, peso total, así como la cantidad de aceite que usa.

## **Capítulo 1. Marco Teórico conceptual**

1.1 Caracterización de la empresa Cdte. Ernesto Che Guevara.

1.2 Suministro Eléctrico.

1.3 Tipos de transformadores que se utilizan en la fábrica.

1.3.1 Características de los transformadores.

1.4 Características del aceite

1.5 Conclusiones Capítulo I.

## **Capitulo I**

### **Panorámica de la fábrica de Níquel Empresa “Comandante Ernesto Che Guevara.**

#### **1.1 Datos generales de la fábrica.**

El área de la construcción de la fábrica se encuentra al norte del yacimiento de mineral de Punta Gorda, provincia de Holguín, en la costa Norte del océano Atlántico entre los ríos Moa y Yagrumaje, a 4 km. de la ciudad de Moa.

El esquema tecnológico de la fábrica de Níquel Ernesto Che Guevara está basado en el esquema de lixiviación carbonato – amoniacal del mineral reducido o proceso Caron, similar al proceso de la fábrica René Ramos Latour de Nicaro.

Esta tecnología reporta ventajas como son: Es un proceso que se realiza en condiciones de presión atmosférica. El equipamiento tecnológico del proceso se distingue por su sencillez y amplia utilización de los aparatos conocidos (hornos de soleras múltiples, espesadores, columnas de destilación, etc.).

El esquema amoniacal permite la elaboración de las mezclas de los minerales lateríticos y serpentínicos, mientras que el esquema de lixiviación con ácido sulfúrico permite solamente la elaboración de la fracción laterítica. Otro factor ventajoso es la experiencia acumulada durante la explotación de la fábrica de Nicaro.

Una de las deficiencias de este proceso es el bajo porcentaje de extracción: (75 a 76) % de Ni y (25 a 30) % de Co.

El complejo minero–metalúrgico de la empresa comprende las siguientes actividades:

**UBP mina:** Suministra el mineral a la fábrica; está situada a 1 ó 1.5 km. Al Suroeste del área industrial. El mineral de la capa superior está compuesto de Limonita y el cuerpo de Laterita y Serpentina (blanda). Los componentes fundamentales del mineral son el Níquel, el Cobalto y como acompañante en cantidades considerables el Hierro. La transportación se realiza directamente desde las excavaciones hasta el área de recepción por camiones volquetas.

**UBP Planta de Preparación de Mineral:** En esta planta el mineral se somete a un proceso de secado y molienda y se suministra a los silos de almacenaje, de donde se bombea a los hornos de reducción.

**UBP Planta de Hornos de Reducción:** En esta planta ocurre el proceso de reducción del Ni contenido en el mineral. Está constituida por 24 hornos de soleras múltiples los cuales descargan el mineral a los enfriadores (12), de donde pasa a la planta de Lixiviación y Lavado.

**UBP Planta de Lixiviación y Lavado:** La pulpa de mineral reducido pasa por 3 sistemas paralelos de tres etapas de Lixiviación a contracorriente con el licor carbonato - amoniacal. La Lixiviación se realiza con el licor carbonato – amoniacal en los espesadores por medio de la aireación de la pulpa con aire (en los turboareadores). Luego de la Lixiviación la pulpa se envía al sistema de Lavado (dos en paralelo). El Licor enriquecido en Ni y Co es enviado a la planta de Separación de Cobalto, la pulpa de desecho es enviada a la planta de Recuperación de Amoniacal.

**UBP Recuperación y Separación de Cobalto:** El Licor enriquecido en Ni y Co se somete a una inyección de Hidrosulfuro de Amonio o Sulfhidrato de Sodio para precipitar el Co en forma de sulfuro, este producto se envasa en Big-Bag y se comercializa. El Licor descobaltizado se envía a la planta de Recuperación de Amoniacal. El licor carbonato amoniacal enriquecido en Ni recibe un tratamiento con vapor en las torres de destilación obteniéndose el Carbonato Básico de Níquel. La pulpa de desecho de la última etapa de lavado se envía a las torres de destilación de Colas donde recibe tratamiento con vapor para la recuperación del licor

amoniaco contenido en esa pulpa. El producto de desecho (cola) es enviado a la presa de Cola. La pulpa de Carbonato de Ni se envía a la planta de Calcinación y Sinter.

**UBP Planta de Calcinación y Sinter:** Luego de filtrado el carbonato básico de Ni es alimentado a los hornos de calcinación para la obtención del óxido de Ni, que es utilizado en el proceso de sinterización en las máquinas destinadas para este fin; obteniéndose el óxido Sinter que constituye el producto final de la planta y de la fábrica. Este producto es envasado en Big-Bag y trasladado al puerto para su comercialización.

### **1.2. Suministro eléctrico.**

El suministro eléctrico de la fábrica se realiza por las líneas aéreas de transmisión con voltaje de 110 kV desde la subestación 220/110 kV de punta gorda que alimentan dos transformadores del tipo TRDN con capacidad cada uno de 40 MVA y voltaje de  $115 \pm 9 * 1.78\%/10.5$  kV, los cuales van a las secciones de barras II y IV a 10 kV del Dispositivo de Distribución Principal (DDP). A las secciones de las barras I y II del DDP están conectados los generadores de producción Checoslovaca y potencia de 12 MW cada uno.

Las cuatro secciones de barra del DDP están seccionalizadas con interruptores de aceites para la desconexión de barras y reactores en serie destinados a limitar las corrientes de cortocircuitos.

Para la alimentación del Dispositivo Principal de Servicio de Planta (DPSP), se instalaron cuatro transformadores de 10/6 kV y potencia 2500 kVA cada uno. Además, para la alimentación del DPSP y para el tratamiento de agua se instalaron cinco transformadores de 10/0.44 kV y potencia de 100 kVA.

Desde las barras de 10 kV de la CTE reciben alimentación las secciones de barras I, II, III y IV del Punto de Distribución (PD) 1RP en la planta de compresores y las secciones de barras I, II del (PD) 5RP del departamento de secado y lavado de gases.

A las secciones de barra I, II, III y IV de 6 kV del centro de distribución 2 RP en la planta de compresores el voltaje se sirve desde las barras de 10 kV del DDP de la CTE a través de 3 transformadores de 10/6 kV y capacidad de 6300 kVA cada uno.

## CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

Desde las secciones de barra I y IV a 6 kV del 2RP reciben alimentación las secciones de barra I y II del Centro de Distribución a 6 kV del 3 RP en el departamento de secado y de las secciones de barra I Y III a 6 kV del 2 RP de las secciones de barra I y II del Centro de Distribución a 6 kV, 4 RP en la planta de bombeo de suministro de agua de circulación.

El DDP a 10 kV de la CTE y los puntos de distribución a 10 y 6 kV (1RP- 5 RP) representa el Conjunto de Dispositivo de Distribución (CCD) destinado al recibo y distribución de la energía eléctrica trifásica para todas las instalaciones de la planta.

Desde los puntos de distribución 1RP-5RP reciben alimentación todos los consumidores de alto voltaje con potencia mayor de 250 kW y todas las subestaciones con voltaje de 10/6, 0.48, 0.4, 0.27 kV los cuales a sus ves alimentan a todos los consumidores eléctricos de los talleres y plantas, así como los accionamientos de los mecanismos.

Los motores eléctricos con potencia hasta 250 kW se alimentan con voltaje de 440 V y representan una considerable carga.

### 1.3 Tipos de Transformadores

En la tabla 1.3.1 se muestran las características de los trasformadores de entrada y de los trasformadores de uso de las plantas.

TABLA: 1.3.1 Tipos de transformadores que se utilizan en la Empresa Che Guevara

Transformadores									
Id Transformadores	Tipo	kVA	Con	U	I	Ucc	Aceite	Peso Total	Cantidad
T100	TM100/35	100	Yzn/1	33/0.231/0.133	1.75/250	5.74	360	1060	2
T1000A	TMZ	1000	D/Yo-11	10/0.48	57.7/1203	5.3	1035	4865	27
T1000B	TMF	1000	D/Yo-11	13.8/0.48	41.8/1203	6.57	1035		2
T1000C	TM	1000	D/Yo-1	33/0.48	17.5/1210	6.64	1035		2
T1000D	TM	1000	D/Yo-11	6/0.48	96.3/1203		1035		1
T1000E	TMZ	1000	D/Yo-11	10/0.4	57.7/1443	6.5	1130	4970	1
T1000F	TO BS171	1000	D/Y 11	10/0.48	57.7/1203	5.53	660		1

Transformadores										
Id	Transfor madores	Tipo	kVA	Con	U	I	Ucc	Aceite	Peso Total	Canti dad
T1600		TMZ	1600	D/Yo-11	10/0.48	92.4/1925	6.1	1950	7980	26
T1600A		TM	1600	D/yo- 1	13,8 / 6,3	67 / 147	6,51	2000		1
T2000		TCA 2000/12	2000	D/Yo-11	10,5/0,48	110/2406	6	1080	4430	2
T250		TM	250		6/0.48			413		6
T2500A		TM	2500	Yo/D-11	10.5/6.3	137.5/229	6.66	2300	9770	4
T2500B		TM	2500		33/6.3	43.8/229		413		3
T3000		Minera	3000	D / yn-11	10,5 / 0,48	165 / 3608		1471		1
T400		20T	400	D/Yo-1	10/0.308			0		7
T40000		TPDH	40000	Yo/D-D- 11	110/10.5	208/1099	10.5	28500	75140	2
T600		ATF	600	1F	0.44/50	/600 mA		950	2170	124
T6300A		TM	6300	Y/D-11	10/6.3	364/577	7.34	4850	19050	3
T6300B		TCA	6300	Y/D-11	10/6,3	363,7/577,3	7,38	2060	10950	1
T630A		TMZ	630	D/Yo-11	10/0.4	36.4/909	5.58	600	3400	8
T630B			630		13.8/0.48			637		1
T630C		TMZ	630		10/0.48			637		4

Transformador: son maquinas eléctricas estáticas que se encargan de transformar o distribuir la energía eléctrica en lo que respecta corriente y voltaje en un determinado tipo de potencia manteniendo constante su frecuencia y estos pueden ser transformadores en aceite o transformadores seco y nuestro trabajo se basa en el estudio de los transformadores en aceite.

#### 1.4 Caracterización del Aceite.

Caracterización del Aceite d transformador en la Empresa Ernesto Che Guevara.

Los aceites aislantes usados en transformadores e interruptores se deterioran con el tiempo y se contaminan aun en condiciones normales de trabajo.

## CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

El deterioro del aceite aislante provocara:

1. Disminución del tiempo de vida del equipamiento.
2. Daños severos del equipamiento.

Esto causara:

- Aceite quemado.
- Perdidas debido a paradas evitables

Un completo programa de mantenimiento del aceite asegurara:

1. Tiempo de vida máxima del equipamiento.
2. Seguridad del personal y el equipamiento.
3. Una fuente de alimentación ininterrumpida.

El apropiado mantenimiento del aceite del transformador se logra a partir de la apropiada selección de las pruebas que indicaran las condición del aceite y del aislamiento de celulosa que el protege. Mantener el aislamiento de celulosa extenderá la vida del transformador. La vida del papel es un factor controlable. Controlando y/o reduciendo los contaminantes del aceite del transformador permitirá realizar las funciones de diseños al aceite aislante y al mantenimiento de la celulosa. Las funciones serán mejor cumplidas en la medida que se le de el mantenimiento al aceite del transformador en el momento adecuado.

Las funciones del aceite de transformador son proveer rigidez dieléctrica, enfriamiento eficiente y proteger el sistema de aislamiento de celulosa. Las funciones del aislamiento de celulosa son mantener la rigidez dieléctrica de los espacios. Proveer rigidez dieléctrica y mecánica. Las características del sistema de aislamiento de celulosa son la capacidad de absorción como una esponja y determinada plasticidad que le permite retornar a su forma y tamaño original después de ser comprimido.

Conociendo las funciones y características entendemos que sucede si se oxida el aceite del transformador. Un transformador es un reactor químico. La combinación de más de 2900 hidrocarburos. Catalizadores (cobre, hierro, agua) y aceleradores (calor y tensión eléctrica) producen una gran serie de productos de oxidación. Los productos de oxidación incluyen, humedad, ácido, alcoholes, peróxidos, acetonas, aldehídos, sedimentos metálicos y epóxidos. Todos estos compuestos actúan uno contra otros y contra el aceite original, resultando un producto llamado lodo. La producción de estos productos de oxidación en el aceite y las características absorbentes del aislamiento

de celulosa llevara a la disminución y deterioro del aislamiento y a la posibilidad de fallo del transformador por movimientos mecánicos.

Los inhibidores de la oxidación están presentes en aceite nuevo y evitan o retardan el proceso de oxidación. Estos inhibidores, naturales y sintéticos. Son disminuidos en proporción con el aumento de la oxidación. Los aceites ASTM tipo 1 y tipo 2 tienen presente inhibidores de oxidación.

#### 1.4.1 Pruebas de aceite.

Las pruebas se hacen para determinar la condición del aceite y predecir la condición del aislamiento. La siguiente lista es la cantidad mínima de pruebas recomendadas que debe ser hecha. Estas pruebas deben conformar la Normas ASTM.

ASTM D974	Contenido de acido o número de neutralización.
ASTM D971	Sedimentación o tensión interfacial
ASTM D877	Rigidez dieléctrica
ASTM D1500	Color
ASTM D1298	Peso específico
ASTM D1524	Inspección visual de claridad y sedimento
ASTM D924	Factor de potencia liquido (factor de disipación)
ASTM D1533	Humedad (Kart Fischer)
ASTM D3612	Análisis de gas disuelto
ASTM D2668	Inhibidor de oxidación
ASTM D3635	Metales en el aceite
ASTM(pendiente)	Escorias disueltas en el aceite
ASTM D4059	Contenido de PCB

Si estas pruebas indican problemas en el aceite. Es lógico concluir como el papel esta inmerso en el aceite, que el papel ha sido afectado también.

Prueba de calidad del aceite (prueba – método)

#### **Humedad en el aceite**

D-1533B:

Mide la cantidad de agua presente en el aceite en parte por millón (ppm).

Su contenido de agua afectada ineludiblemente las características eléctricas de un líquido aislante. Un alto contenido de agua puede hacer inutilizable un dieléctrico líquido para algunas aplicaciones porque puede ocurrir una rotura por voltaje. Esta prueba se utiliza en especificaciones de aceptación, en control de procesos y evaluación de la condición dieléctricos líquidos en servicio.

### **Tensión interfacial**

D-971

Es la fuerza en dinas/cm requerida para la ruptura de la película de aceite que hay en la interfase de aceite-agua.

Este método ha demostrado en la practica ofrecer una real indicación de la presencias de compuestos hidrofílicos. Cuando algunos contaminantes como soluciones jabonosas, pinturas, barnices, y producto de la oxidación están presentes en el aceite, la rigidez de la película del aceite se debilita, requiriendo menos fuerza para su ruptura. Para aceites en servicio, la disminución del valor indica la acumulación d contaminantes, producto de la oxidación, o ambos, precursores de productos de la oxidación que pueden atacar el aislamiento e interferir con el enfriamiento de los devanados del transformador.

**Contenido de ácido** (neutralización)

D-974

El contenido de ácido es la cantidad de base, expresada en miligramos de hidróxido de potasio por gramo de la muestra que es requerida para dosificar una muestra en este solvente para un final verde/verde carmelita, usando una solución de pnaptholbenzein. El contenido de ácido es una medida de la cantidad de materiales ácidos presentes. Con el envejecimiento del aceite, la a aumenta, El aceite usado que tiene alto contenido de ácido indica que el aceite esta oxidado o contaminado con materiales como barniz, pintura u otras materias extrañas. Esta prueba sirve como indicador del potencial del aceite para formar lodos.

**Color**

D-1500

El color del aceite es determinado por el uso del colorímetro.

El color de un aceite nuevo es aceptado como índice del grado de refinación. Para aceites en servicios, el incremento del color del aceite es una indicación de contaminación, deterioros o ambos.

**Voltaje d ruptura del dieléctrico**

D-877

Esta prueba mide el voltaje de ruptura usando electrodos en forma de disco.

El voltaje de ruptura de un líquido aislante es importante como una medida de la habilidad de los líquidos de soportar tensión eléctrica sin fallar. Sirve para indicar la presencia de agentes contaminantes, como agua, suciedad, fibras de celulosa húmedas o partículas conductoras, unas o más pueden estar presentes en significativa concentración cuando bajos valores de ruptura del dieléctrico son hallados en una prueba. Sin embargo un alto voltaje de ruptura no indica la ausencia de todos los contaminantes, indica simplemente que la concentración de los contaminantes no es suficientemente grande para afectar el promedio de voltaje de ruptura.

D-1816

Esta prueba mide el voltaje de ruptura usando electrodos cóncavos.

El significado de esta prueba es el mismo de la anterior. Este método es más sensitivo que el anterior para los efectos de la humedad en la solución, especialmente cuando

hay fibras de celulosa presentes en el aceite. Se ha determinado ser especialmente útil el diagnóstico e investigaciones de laboratorio acerca de la rigidez dieléctrica del aceite en sistemas de aislamiento. El ASTM dice:

Este método de prueba es recomendado para pruebas del aceite filtrado, desgasado y deshidratado con prioridad durante el llenado de los aparatos de los sistemas de potencia con rango por encima de 230 kV y para pruebas de muestras de aceite después del llenado. Se le ha encontrado uso creciente para pruebas de aceite de transformadores en servicio.

Este método no es recomendado para y no debe ser usado para prueba de aceptación de aceites recibidos de vendedores en carros tanques o tanques sellados.

### **Factor de disipación** (factor de potencia)

D-924

El factor de Disipación (o factor de potencia) es una medida de las pérdidas en dieléctricos en un líquido de aislamiento eléctrico alterno, y de energía disipada como calor. Un factor de disipación bajo indica pérdidas de dieléctrico bajas. El factor de disipación puede ser útil como un índice de control de calidad y como indicación de cambios en la calidad resultante de la contaminación y deterioro en servicio o como un resultado de la manipulación.

La prueba para la cantidad de inhibidor oxidación indicara si el proceso de oxidación esta en progreso. LA ausencia de inhibidor de oxidación garantiza que el aceite se oxidara. (Esto no aplica a unidades llenadas al vacío cuando el sistema de nitrógeno es instalado). Las pruebas de humedad, ácidos y lodos indicara la condición del aceite y del papel. Se debe notar que los productos de la oxidación y la humedad, hacia donde primero emigran es al papel aislante.

El papel de cientos a miles de veces mas afinidad por la humedad que el aceite, dependiendo de la temperatura. Por eso, una vez que han aparecido estos productos de la oxidación en el aceite, ya ellos están haciendo absorbidos por el aislamiento. Estos productos provocan la disminución y el deterioro del aislamiento y la incapacidad para ejecutar las funciones designadas. Con el encogimiento del papel se perderá la rigidez mecánica de los equipos, permitiendo el movimiento del núcleo y las bobinas, eventualmente llegando a una falla mecánica.

### **Toma de muestra de aceite**

La primera función es un apropiado programa de mantenimiento del aceite es tomar una adecuada muestra de aceite. Las muestras pueden ser tomadas, dejando caer una muestra de aceite en un contenedor o con una jeringa para análisis de gas

#### Instrucciones para tomar muestra de aceite

Cuando se tomen las muestras de aceite de la parte inferior del transformador, interruptores o recipientes grandes, primeramente tiene que dejar salir suficiente aceite para asegurar que la muestra esta siendo tomada del aceite del equipo y no del aceite acumulado en el conducto de toma de muestra.

Antes de tomar la muestra se tendrá cuidado en asegurar que el recipiente este libre de humedad o materia extraña de cualquier clase. Los recipientes nuevo deben lavarse dos veces con varsol y enjuagado tres veces con el aceite que esta siendo purgada para la muestra. Al enjuagar, el recipiente debe ser llenado a la mitad con el aceite aislante, este debe ser enjuagado con aceite solamente, como se explica arriba. En todos los casos, el aceite usado para enjuagar el recipiente será desechado.

#### Procedimiento para tomar una muestra de aceite adecuada.

- Los frascos de muestras tienen que tener una temperatura mayor que el ambiente al tomar la muestra.
- Limpie el polvo y la suciedad de la válvula de toma de muestra.
- Abra el frasco de muestra inmediatamente antes de tomar la muestra.
- Nunca tome una muestra cuando haya humedad en el ambiente (lluvia, neblina).
- Llene el frasco de muestra con aceite, enjuague el frasco con aceite de muestra y deséchelo.
- Llene nuevamente el frasco de muestra e inspeccione visualmente las condiciones del aceite. Si el aceite no tiene parejo el color o hay gotas de agua en el aceite, deseche el aceite y tome otra muestra. Solo será satisfactorio cuando el aceite tenga parejo el color y no haya humedad visible.

Si un tomador de muestras se usa para obtener una muestra, debe enjuagarse de la misma manera con el aceite bajo prueba antes de tomar la muestra. Un tomador de muestra se usa para obtener muestra de aceites de tanques o equipos no equipados con válvula de muestreo. Un tubo de cristal o latón de alrededor de 36" de largo puede

## CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

usarse como tomador de muestras. Para tomar una muestra la parte superior del tomador se tapara con el dedo pulgar, se empuja el tomador hacia dentro de la cuba del equipo a 1/8" del fondo y se quita el dedo. Cuando el tomador se llena, se tapa con el pulgar como antes y se retira. Ubique el ladrón encima del recipiente de muestra cuando el pulgar se quite del orificio superior del tomador.

### **Unidades selladas**

En este caso, puede ser difícil tomar una muestra de aceite, sin embargo, previendo una humedad relativa del ambiente baja, no hay riesgo del contacto del aire con el aceite de la unidad para realizar la toma de la muestra.

Cuando el volumen de aceite es pequeño, digamos 10 galones, entonces se tiene que reemplazar el aceite que se toma para la prueba. Sin embargo, esta no es una condición indeseable pues se usa para esto aceite de una elevada calidad en su composición y además, esto si nos asegura que el nivel en el equipo es el adecuado.

En el pasado, el método para colectar muestras de gas o aceite para análisis de laboratorio usando recipientes de cristal o polietileno resulto insatisfactorio. Se encontró que estos recipientes eran susceptibles a la contaminación durante el llenado y los procesos de apertura ya sea en el laboratorio o el campo.

### **Usando una jeringa de muestreo (método A)**

1. Cerrar un extremo del brazo de la tubería quirúrgica (ya sea con una abrazadera o con un nudo).
2. Conectar el tubo cerrado a la válvula de muestreo del gas del relé y entonces abrir la válvula. (ya que la presión en el relé nunca puede ser mayor que la presión atmosférica no hay peligro de que el conducto de goma sea soplado hacia fuera).
3. Ahora la muestra de gas puede ser retirada sin posible salidero, insertando una aguja fijada a la jeringa de muestreo.

NOTA: Ya que este es un sistema estático, es esencial que suficiente gas pueda ser desechado (mediante el retiro de la aguja y vaciar la jeringa) para asegurar que la muestra final represente gas del relé y no del tubo conector.

### **Usando una jeringa de muestreo (método B)**

Montar el equipo de muestreo según fig. 29 usando una válvula en el tanque principal del transformador para obtener el aceite. No usar válvulas sobre los radiadores en el tanque de expansión para la muestra pues el aceite en estas áreas tiene altas probabilidades de estar estancado.

1. Conectar la jeringa (S) como en la fig. 29.
2. Abrir completamente la válvula principal del transformador (T).
3. Abrir completamente la válvula de la jeringa para enjuagarla con aceite y sacar el aire de las líneas.
4. abrir la válvula de la jeringa hacia el recipiente de toma de muestra de aceite y empujar el pistón completamente para expeler el aire de la jeringa.
5. Abrir la válvula de la jeringa hacia la posición de la salida del aceite y linearla. No presionar sobre el pistón de la jeringa, dejando que se llene de aceite.
6. Abrir la válvula de la jeringa hacia el recipiente de toma de muestra de aceite y sosteniendo la jeringa verticalmente expeler todo el aceite y el aire atrapado.
7. Abrir la válvula de la jeringa hacia la posición de salida de aceite y llenarla.
8. Repetir los pasos 3 y 6 llenándola (3) veces seguidas. Si no entra aire en la jeringa el tercer llenado es la muestra.
9. Girar la válvula a posición de cierre, retirar la jeringa y colocarla en su tapa.

Nota: Exponga la jeringa al sol lo menos posible. Puede tener lugar una reacción química, que alterara severamente los resultados de análisis, obteniendo un resultado falso.

Cualquier burbuja, que se le forme en la jeringa después de tomada la muestra, se deja. Esta burbuja es gas de falla saliendo del aceite como resultado de decrecimiento de la presión.

### **Cambio y regeneración de aceite**

La corrección es la mejor manera de mantener el aceite libre de productos de oxidación y extraerlos del aislamiento. La corrección, como la define la Norma 637 de la IEEE, es la restauración de la utilidad por la extracción de contaminantes y producto de la degradación como materiales polares, aciditos o coloidales por el uso de materiales aislantes líquidos, por medios absorbente normalmente usado es Tierra de Relleno. El reacondicionamiento, definido en la misma norma, es la extracción de los contaminantes insolubles, humedad y gases disueltos, por el uso de líquidos aislantes, por medios mecánicos. Los medios típicos empleados son la instalación, filtrado (filtro de presión, plato de presión, filtro de cartucho), centrifugado, y secado por vacío o desgasado.

Calentar el aceite más allá del punto de anilina ( $63-84^{\circ}\text{C}$ ) lo hace trabajar como solvente. Esto ayuda en la extracción de lodo acumulado en el aislamiento. El calentamiento aumenta además la afinidad del aceite por la humedad extrayéndola del aislamiento y llevándola al corrector. Haciéndole vacío al aceite también se extrae la humedad, el vacío provoca que la humedad pase a un estado gaseoso, extrayéndolo este gas y los otros que se encuentra presente. (Nota: No hacer vacío en el transformador si está energizado).

La tierra de relleno extrae los productos sólidos de la oxidación como ácidos y lodo. La tierra de relleno es extremadamente absorbente.

Una libra de esta tierra aproximadamente de 12-13 acres de superficie. Una libra de carbón vegetal tiene 25 áreas de superficie pero la posibilidad de añadirle carbón al aceite de transformador, aún accidentalmente, es muy indeseable.

El proceso de corrección puede ejecutarse con el transformador energizado ayuda a mantener el calor interno en los devanados. La vibración normal de un transformador energizado ayuda en la extracción de los productos de oxidación.

La corrección energizada esta limitada por problemas eléctricos en las uniones, altos niveles de humedad o la abundancia de gases combustibles. La regeneración y la corrección ejecutadas adecuadamente lograrán la extracción de productos de la oxidación, incluyendo humedad, y adicionando al aceite un inhibidor de oxidación.

El proceso puede regresar el aceite aislante a las especificaciones como nuevo excepto por el color.

Un aceite mineral de transformador se compone principalmente de carbono e hidrógeno en moléculas que presentan diferentes estructuras. Los aceites parafínicos están

## CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

formados por moléculas que pueden ser tanto de cadena lineal como ramificada. Los alcanos normales de tipo cadena lineal son conocidos como parafinas, si son enfriados se impide su libre flujo y se deben tomar precauciones para utilizarlos en un clima frío.

Los aceites nafténicos también conocidos como cicloalcanos están formados por moléculas con una estructura anular, presentan excelentes características a bajas temperaturas.

Todos los aceites de transformador contienen moléculas aromáticas con una estructura molecular totalmente distinta de las moléculas parafínicas y nafténicas, tanto química como físicamente.

La oxidación se ve influenciada por dos parámetros principales: oxígeno y temperatura. Es de notar que todos los aceites contienen una pequeña cantidad de aire, incluso después de la desgasificación (entre un 0.05 y un 0.25% de oxígeno por volumen). El calor acelera este deterioro.

Los procesos de oxidación se producen por actividad de descargas parciales en micro burbujas, las que generan ozono, elemento especialmente activo en los procesos de oxidación.

El proceso de oxidación se inhibe con aditivos denominados antioxidantes.

Existen dos tipos de aceites en el mercado, inhibidos y no inhibidos. De hecho, todos los aceites son inhibidos, los inhibidos por la adición de fenol retardado (destrucción radical), y los no inhibidos con inhibidores naturales (destrucción por peróxido).

La actividad de los antioxidantes dura un tiempo definido, llamado período de inducción, durante el cual previenen la formación de peróxidos con radicales libres.

## **Manipulación y almacenamiento**

Sin pretender profundizar sobre este importante tema, es esencial destacar que durante el almacenamiento y manipulación pueden verse modificadas ciertas propiedades cruciales para las prestaciones del aceite. Debido a su fácil contaminación, es necesario evitar riesgos tomando precauciones en lo relativo al proceso de manipulación, para lo cual el personal debe estar debidamente capacitado.

El agua es el contaminante más usual en los aceites de transformador durante la manipulación y almacenamiento.

Las partículas interactúan con el agua, reduciendo la tensión de ruptura eléctrica, son extraídas al filtrarlas a través de filtros de partículas, los cuales forman parte de los filtros de desgasificación.

Cuando se carguen aceites de transformador para su suministro a clientes finales, se deberá utilizar un filtro de 5 micrómetros o inferior.

Durante el transporte, manipulación o llenado del transformador pueden entrar en el aceite pequeñas cantidades de contaminantes químicos, provenientes de otros productos que hayan sido tratados con el mismo equipo.

### **1.4.2 Mantenimiento de los aceites de transformador en servicio**

#### **Generalidades**

El costo de un transformador es elevado, la supervisión de su funcionamiento a través del aceite resulta económico en comparación con los costos que ocasiona una avería y los provocados por la interrupción del suministro eléctrico.

Esto es válido para transformadores de potencia, para los transformadores de distribución se debe analizar en cada casa la probabilidad de "que sucedería sí...".

Por lo tanto para la elección de un aceite debe asegurar una larga vida en servicio, que las propiedades del aceite sean las requeridas por el equipo, teniendo en cuenta la tensión de servicio, tipo de carga, condiciones climáticas, etc.

## CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

Se debe destacar que el aceite de un transformador contiene información acerca del estado del mismo.

Haciendo controles y análisis del aceite se pueden obtener oportunas indicaciones del estado de degradación del papel, presencia de puntos calientes, fallas eléctricas, etc.

### Muestreo

Debe ser realizado siguiendo estrictas recomendaciones, caso contrario los resultados del análisis pueden llevar a conclusiones falsas acerca de su estado, para ello es importante que quien toma las muestras tenga suficiente experiencia utilizando para ello equipos limpios, secos y adecuados, siguiendo las recomendaciones que indican las normas.

El color y la apariencia externa como así también el olor proporcionan una información rápida y valiosa in situ.

### Tensión de ruptura con corriente alterna

Permite evaluar la capacidad de un aceite para resistir el estrés eléctrico.

Depende del contenido de agua y partículas en el aceite. Es esencial controlar la tensión de ruptura antes de poner en servicio un transformador nuevo, como así también para controlar el envejecimiento del aceite y el aislante de papel, debido a que durante este proceso se genera agua y partículas por degradación del papel.

La norma IEC 156 especifica este ensayo, utilizando electrodos esféricos o semiesféricos a una distancia de 2.5 mm y además la modalidad de realización de la prueba, que consiste en incrementar la tensión de ensayo en pasos de 2 kV/s hasta que se produzca la descarga.

Debido a la baja repetibilidad de cada prueba, el resultado es compendiado como una media de seis pruebas.

## Tensión superficial

Este es un análisis muy sensible y capaz de ofrecer, combinado con la medición de tang, una pronta señal de alarma al iniciarse el deterioro del aceite. El aceite en servicio fuertemente deteriorado puede contar con valores de tensión superficial inferiores a 18 mN/m.

Los límites que recomienda la norma IEC 422 sobre ajuste de los valores que han de presentar los aceites minerales ya cargados en transformadores nuevos se muestran en la tabla siguiente y se comparan con los requisitos de la IEC 296 que se refiere a aceites antes de ser cargados.

Propiedades	Gama del transformador			Requisitos IEC 296
	< 72.5 kV	72.5-170 kV	> 170 kV	
Color				
Contenido de agua(mg/kg) o (ppm)		máx. 15	máx. 10	máx. 30 a granel
Tensión superficial(mN/m)	mín 35	mín 35	mín 35	44 para el aceite nuevo como valor típico
Tang a 90 °C	máx.0.015	máx. 0.015	máx.0.010	máx. 0.005
Resistividad 90 °C(Gohm m)	mín. 60	mín. 60	mín. 60	
Tensión de ruptura(kV)	mín. 40	mín. 50	mín. 60	mín. 30 antes de/ mín.50 después tratamiento.

Es muy difícil que los aceites cumplan los requisitos de la tabla si no han sido desgasificados y filtrados. La técnica consiste en calentar y tratar al vacío para originar la evaporación del agua, y filtrar el aceite a través de un filtro de partículas.

Las partículas interactúan con el agua, reduciendo la tensión de ruptura eléctrica.

## **Frecuencia de las pruebas del aceite**

Resulta muy difícil emitir recomendaciones generales sobre la frecuencia con que deberá examinarse un aceite de transformador en servicio, y el grado de deterioro a que se le puede permitir llegar.

Es probable que quienes utilizan grandes transformadores de energía eléctrica examinen con regularidad sus transformadores, mientras que para pequeños transformadores de distribución se asuman mayores riesgos.

La valoración del riesgo no deberá basarse únicamente en el tamaño de la unidad, sino sobre todo en los efectos de una avería.

En la IEC 422 se agrupan ocho clases diferenciadas en función de la tensión de servicio y de la carga, con distintas recomendaciones sobre la frecuencia de seguimiento.

Es importante realizar un análisis de tendencia, como así también reunir experiencia acumulada con todo tipo de equipos bajo distintas condiciones de trabajo.

## **Requisitos de los aceites en servicio**

### **Compatibilidad**

La compatibilidad entre los distintos aceites ha sido siempre un tema muy discutido. Ello no obstante, cabe afirmar que los aceites que cumplen con la IEC 296 son miscibles entre sí.

### **Viscosidad**

La viscosidad de un aceite es importante para la refrigeración del transformador; cuanto más baja es la viscosidad, mejor es la refrigeración.

Las propiedades a baja temperatura son importantes en climas fríos, por lo que las especificaciones para estos casos, incorporan tanto el punto de fluidez como la viscosidad. En algunos países, entre ellos Suecia y Canadá, es objeto de debate la conveniencia de extender los requisitos, es decir, de especificar que el punto de turbiedad debiera ser igual o inferior al punto de fluidez para temperaturas de -40°C o más bajas aún.

El modelo térmico adoptado por ANSI C57.92 "Guía de carga para transformadores de potencia inmersos en aceite mineral", difiere del modelo adoptado por IREQ que incluye las variaciones de la viscosidad para temperaturas tan bajas como  $-40^{\circ}\text{C}$  y las variaciones de la carga térmica como resultado del cambio de resistividad del cobre y de las pérdidas adicionales en los devanados.

Para estado de régimen la figura 1 muestra la temperatura del punto caliente en función de la temperatura ambiente para distintos estados de carga.

Las no linealidades observadas para el estado de régimen son más significativas para el estado transitorio, en la figura 2 se observan las temperaturas de un transformador para una sobrecarga de 150%, y con temperatura ambiente  $\theta_a = -30^{\circ}\text{C}$ .

La figura 3 corresponde a un transformador con sobrecarga de 150% pero con temperatura ambiente  $\theta_a = 0^{\circ}\text{C}$ .

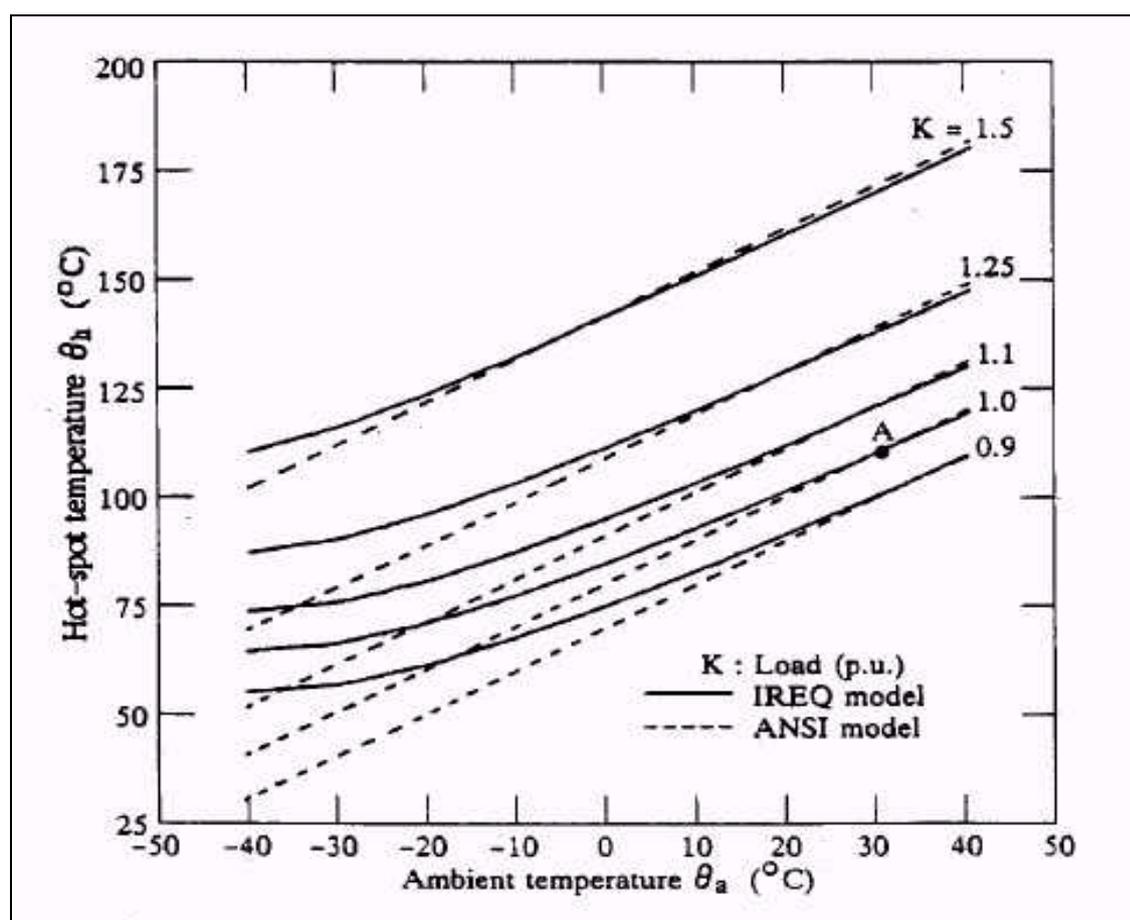


Figura 1

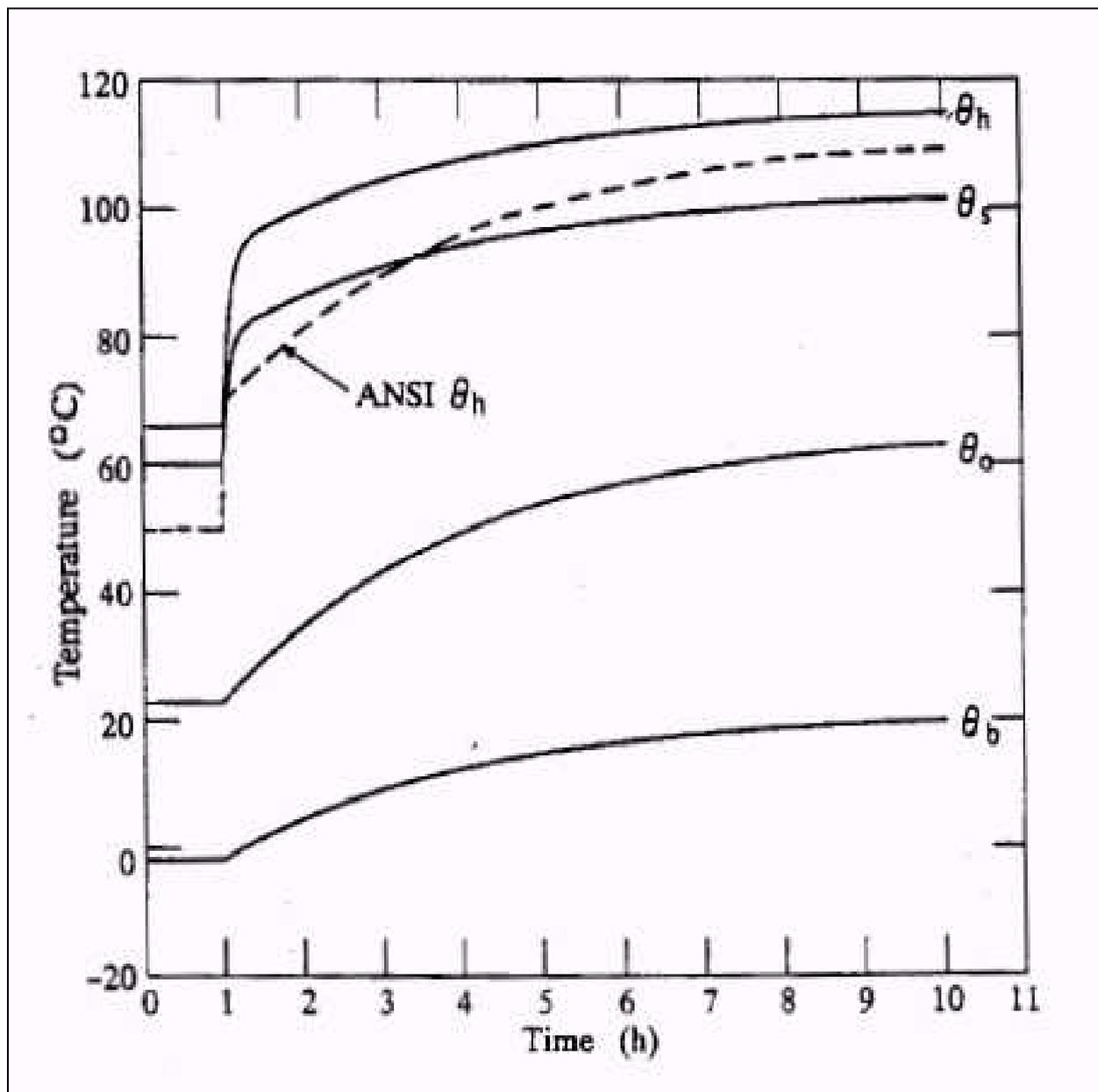


Figura 2

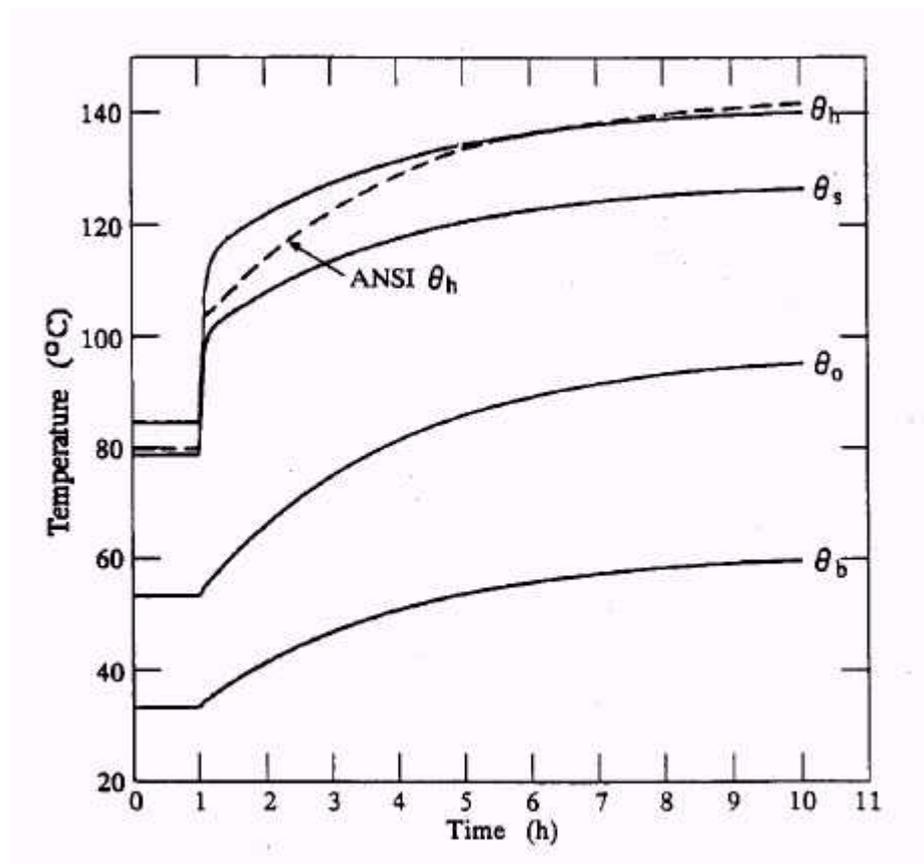


Figura 3

Nomenclatura utilizada en estas figuras:

a: temperatura ambiente

b: temperatura de la parte inferior

h: temperatura del punto caliente

o: temperatura del aceite en la parte superior

s: temperatura en la parte superior de los devanados en la parte superior de los canales de refrigeración.

La guía de carga IEEE C57.92 presenta tablas indicando el acortamiento de vida del transformador, que están limitadas intencionalmente para una temperatura ambiente de 0°C, por las razones antes indicadas, es decir, variación de la viscosidad y resistividad.

## CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

El modelo propuesto por IREQ representa el comportamiento de los transformadores de potencia funcionando a temperaturas ambientes bajas y resulta de utilidad para definir la capacidad de sobrecarga para climas muy fríos.

El modelo de la guía de carga IEC 354 para calcular la temperatura final del punto caliente, para la refrigeración ON y OF, considera que las variaciones de la viscosidad con la temperatura se opone al efecto de variación de la resistencia óhmica del conductor, es decir, que tales efectos se anulan.

Para la refrigeración OD considera que la variación de la viscosidad del aceite con la temperatura es despreciable. El efecto de variación de la resistencia óhmica debe ser considerado mediante un coeficiente de corrección.

### **Valor de neutralización**

Este ensayo indica si el aceite contiene algún material ácido, un valor alto o su incremento señala que el aceite ha comenzado a oxidarse. Un valor alto provoca corrosión y la formación de jabones (saponificación) que afecta sus propiedades eléctricas.

### **Factor de pérdidas dieléctricas (tang) y/o resistividad en c.c.**

Estas características son muy sensibles tanto a los productos contaminantes como al envejecimiento.

### **Análisis de gases en el aceite y contenido de furfuraldehido**

Los eventos relativos al envejecimiento se van registrando en el aceite en forma de gases disueltos.

La actividad de descargas parciales produce mayormente Hidrógeno y Metano (CH<sub>4</sub>). Los arcos de mayor energía producen cantidades importantes de acetileno.

Estas pruebas se realizan para evaluar el estado físico del transformador con respecto a factores como la producción de arcos, puntos calientes, y deterioro del papel, utilizando para ello equipos de análisis de cromatografía de líquidos y de gases.

## CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

La IEC 567 es una guía que incluye los métodos más eficaces y la IEC 599 es una guía para la interpretación de los análisis de los gases.

Los niveles de monóxido y dióxido de carbono en los análisis de gases en el aceite aportan una indicación del grado de deterioro del papel, pero se obtiene una señal más precisa y temprana sobre el estado del papel midiendo el contenido de furfuraldehidos del aceite.

Esto se realiza según la IEC 1198, en el que el umbral de detección de los furfuraldehidos es deliberadamente bajo.

### **1.5 Conclusiones capítulo 1**

Todo el contexto de este capítulo da una amplia información de las temáticas que se desarrollarán en el trabajo, referente a la caracterización general del proceso productivo y suministro eléctrico de la Fabrica Ernesto Che Guevara y de los transformadores eléctricos así como las características y normas de ensayos fundamentales del aceite dieléctrico. Para esto se realizó una extensiva búsqueda bibliográfica referente a las temáticas. En el próximo capítulo se hará referencia al análisis experimental, resultados y conclusiones a los que se llegaron una vez de haberse escogido el método más factible a desarrollar.

## Capítulo 2. Parte experimental

### 2.1 Informe de laboratorio (Clasificación de un aceite lubricante).

2.1.1 Determinación de la rigidez dieléctrica.

2.1.2 Espinterometro

2.1.3 Determinación de la densidad.

2.1.4 Densímetros.

2.1.5 Determinación del punto de inflamación.

2.1.6 Determinación de la viscosidad.

2.1.7 Viscosímetro Saybolt Obtención de los principales resultados en valores reales.

2.2 Obtención de los principales resultados en valores reales.

2.3 Conclusiones Capítulo II.

2.1 Determinar los parámetros característicos del aceite lubricante.

### **2.1 Clasificación del aceite por medio de los parámetros determinados.**

Han sido normalizados varios ensayos para determinar las propiedades químicas y físicas de los aceites lubricantes por los datos de análisis y con alguna experiencia puede decidirse sobre la conveniencia del empleo de un aceite los datos sirven igualmente para vigilar las variaciones que se presentan a los lubricantes durante su servicio y comprobar si el aceite suministrado es igual a la muestra ofrecida por el suministrador.

Los métodos de ensayos que son de índoles convencional principalmente sirven para identificar los lubricantes pero solo con mucha experiencia práctica permiten deducir conclusiones sobre su probable eficiencia.

#### **2.1.1 Determinación de la rigidez dieléctrica**

Fundamentos teóricos:

Los condensadores se construyen para una cierta diferencia de potencial máxima entre sus armaduras, valor que no debe de ser superado. La razón es la siguiente: Cualquiera quiera que sea dieléctrico, Admite una diferencia de potencial hasta la cual el funcionamiento es correcto, pero si ella es superada, se produce la ruptura del dieléctrico, con descarga disruptiva en forma de chispa eléctrica. Si el dieléctrico es el

aire, el inconveniente no es grave, pues el condensador vuelve a servir, pero si es una sustancia sólida, la chispa produce una perforación y el dieléctrico queda inutilizado.

### **2.1.2 Espinterometro.**

La mayor o menor actitud de un dieléctrico para soportar diferencia de potencial dadas se denominan rigidez dieléctricas, y se mide por la cantidad de volts producen la perforación de la sustancia considerada.

La rigidez dieléctrica, o tensión capaz de perforar una sustancia colocada como dieléctrico de un condensador puede ser medida por lo dicho anteriormente.

Para ello se coloca la sustancia en estudio entre las armaduras de un condensador, y se aplica una diferencia de potencial conocida entre ellas.

Generalmente, se prefiere hacer la determinación empleando una maquina productora de altas diferencias de potencial, y con lo que suele utilizarse corriente alternada con un transformador elevador de tensión, y la sustancia en estudio se coloca entre las esferas de un descargador. Un voltímetro mide constantemente la tensión, que va aumentando paulatinamente. En el momento que se produce la chispa eléctrica, la tensión es E, y queda fija en voltímetro.

#### **Instrumento a utilizar:**

- . Espinterometro
- . 500cm<sup>3</sup> de aceite en estudio.

Esquema de conexión:

Técnica operativa:

- 1) Con el espinterometro desconectado de red eléctrica, se quita el recipiente donde se debe colocar el aceite a ensayar de el, luego se colocan 500cm<sup>3</sup> de aceite en estudio y se vuelve a colocar el recipiente en su lugar.
- 2) Se conecta el espinterometro a la red y se va aumentando la tensión de descarga con el transformador elevador de tensión que tiene el espinterometro hasta observar el atravesamiento del dieléctrico en forma de chispa eléctrica.
- 3) Se observa a que tensión se produjo la ruptura del dieléctrico y se vuelve a repetir el ensayo varia veces para cada aceite en estudio.

Aceite para transformadores. Aceites minerales puro, con viscosidades máximas: de 3800 cSt (a- 30<sup>0</sup>C) y de 45 cSt (a 20<sup>0</sup>C) para los transformadores.

Resistencia a la descarga eléctrica de perforación (según su aplicación): de 20 a 40 kV/cm (DIN 51507). Prescripciones análogas que rigen para los aceites destinados a turbinas.

**Datos:**

**Aceite No: 1**

Prueba en el Tensión de Ruptura  
 espinterometro N°: del dieléctrico  
 (aceite) en [kV]

1 70

**Aceite No: 2**

Prueba en el Tensión de Ruptura  
 espinterometro N°: del dieléctrico  
 (aceite) en [kV]

1 26  
 2 38  
 3 34  
 4 41  
 5 24  
 6 48

Temperatura ambiente = 25<sup>0</sup>C

**2.1.3 Determinación de la densidad**

**Fundamentos teóricos:**

Si bien el comportamiento de los sólidos rígidos depende en general de su masa total, en los fluidos en cambio, interesa conocer perfectamente las propiedades en cada uno de sus puntos. Por ese motivo, el concepto de masa es sustitutivo en los fluidos por el de densidad o masa de la unidad de volumen.

Se define entonces la densidad "  $\delta$  " como el cociente de dividir la masa de una porción del sistema en estudio por su correspondiente volumen, o mejor aún, como el valor de la masa de la unidad del volumen.

$$\delta = \frac{V}{m}$$

Donde;  $\delta$  = densidad

V = volumen

Sistema	C.G.S.	S.I.
Unidades	(gr)	(kg)
	(cm <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> )

Para cada sustancia el valor de la densidad es independiente del lugar donde se la mida, ya que tanto la masa como el volumen son también independientes del lugar. Sin

embargo, la densidad de los fluidos puede depender de muchos factores, tales como la temperatura, y podemos a veces considerarla constante para ciertos fines.

#### **2.1.4 Densímetros**

Los densímetros son aparatos que sirven para apreciar la densidad de los líquidos.

En esencia están formados por una ampolla de vidrio que hace de flotador, lastrada en la parte inferior por una capsulita con mercurio o munición de plomo, prolongada en la parte superior con un tubo, generalmente cilíndrico. Sumergido en un líquido afloran en el mismo, tanto más, cuanto mayor es su peso específico. Para definir en términos numéricos este afloramiento, se calibra previamente, sumergiéndolos primero, en agua destilada, y después, en una solución de sal marina.

##### **Densidad relativa.**

La medición más rápida de la densidad se realiza con un densímetro a 20<sup>0</sup>C. Por cada grado de aumento de la temperatura disminuye 0.0007, o aumenta en lo mismo por cada grado de descenso. Por este valor se determinan también las variaciones de volumen con la temperatura (DIN 53653).

Aceite de mineral 0.89.....0.96 gr/cm

Como los aceites lubricantes se venden en peso, pero se consumen por volumen, los de menor densidad específica rendirán más (en igualdad de condiciones). La densidad puede identificar la procedencia de los aceites.

##### **Instrumento a utilizar**

- Densímetro mas líquidos que el agua
- 500cm<sup>3</sup> de aceite en estudio
- Recipiente para colocar el aceite

##### **Técnica operatoria:**

- 1) Se coloca el aceite en un recipiente cuidando en que un espacio suficiente para poder colocar el densímetro sin que se derrame el aceite.
- 2) Se introduce en el recipiente un densímetro para densidades mayores que la del agua, se espera a que se estabilice, y cuidando que no se apoye en las paredes del recipiente leemos la indicación en el.
- 3) repetimos para cada muestra en estudio.

Datos:

<b>Aceite N° 1</b>	<b>Aceite N° 2</b>
Densidad en [gr/cm <sup>3</sup> ]	Densidad en [gr/cm <sup>3</sup> ]
0,880	0.889

### 2.1.5 Determinación del punto de inflamación del aceite

Fundamentos teóricos:

Normas DIN 53661 y 53758. Es la temperatura mínima, a la cual la evaporación del lubricante origina una mezcla inflamable de vapores y aire. La niebla de un aceite es inflamable, incluso por debajo del punto de inflamación.

El punto de inflamación se determina según normas DIN, en crisol abierto. Es la temperatura a la cual se forma sobre la superficie del aceite la cantidad necesaria de vapor para que se inflame el contacto con una llama desnuda (ensayo según DIN 53661).

Su determinación es de importancia en los almacenajes, para clasificar el riesgo, y para su posibilidad de aplicación. En todos los aceites lubricantes se halla el punto de inflamación por encima de los 100<sup>0</sup>C, No hay restricción impuestas por los servicios de extinción de incendios. En los combustibles para motores, el punto de inflamación inferior a 21<sup>0</sup>C , riesgo I, de 21 a 55<sup>0</sup>C, riesgo II; entre 55 y 100<sup>0</sup>C riesgo III.

Punto de combustión. Es la temperatura mínima a la cual, una mezcla de aire y vapores de aceite, arde 5 seg. consecutivos, por lo menos. Su diferencia con respecto al punto de inflamación, permite formar juicio sobre la presencia de componentes volátiles.

Instrumento a utilizar:

- Recipiente para contener el aceite
- Mechero Bunzen
- Aceite en estudio
- Trípode para mantener el aceite en el mechero
- Fuente de calor externa que se manifieste en forma de llama
- termómetro

Técnica operatoria:

## CAPÍTULO 2. PARTE EXPERIMENTAL

- 1) Se colocan 100cm<sup>3</sup> de aceite en estudio en el recipiente y se coloca sobre el trípode y que a su vez está colocado encima del mechero Bunsen.
- 2) Se enciende el mechero y esperamos a que se caliente un poco el aceite.
- 3) Después acercamos la llama cerca de la superficie libre de aceite y observamos cuando los vapores despididos de este, por la elevación de la temperatura, se empiezan a encender, en este momento tomamos la temperatura del aceite con un termómetro.
- 4) Apagamos el mechero y apagamos la llama sobre la superficie.
- 5) Repetimos para cada aceite en estudio.

Datos:

<b>Aceite N° 1</b>	<b>Aceite N° 2</b>
Punto de inflamación	Punto de inflamación
148°C	189°C

### 2.1.6 Determinación de la viscosidad

#### **Fundamentos teóricos:**

Normas DIN 53655 y 51550. La viscosidad es la característica más usada para la distinción de los aceites. En las normas DIN se expresa la viscosidad en grados Engler (°E), indicándose al mismo tiempo la temperatura. Las temperaturas más usuales para los datos de viscosidad son: aceite de usos 20°C; aceite de máquinas 55°C; aceite de cilindros 100°C. La viscosidad aumenta al disminuir la temperatura y recíprocamente. El concepto de viscosidad está vinculado a la propiedad que poseen los fluidos de fluir con mayor o menor facilidad. En general podría decirse que el aumento de viscosidad de un fluido determina la menor rapidez con que fluye, y viceversa.

Es aquella propiedad en la cual el lubricante opone una resistencia, al deslizamiento mutuo (estacionario, es decir, no acelerado) de dos capas contiguas (resistencia que es función del gradiente de velocidad  $\theta$ ). La representación gráfica de la viscosidad (y de la viscosidad estructural) referida a la temperatura, presión, proporciones de mezcla y gradiente de velocidad, a partir de dos o tres valores experimentales, da en el viscograma de líneas rectas.

### 2.1.7 Viscosímetro Saybolt

Es una adaptación del tubo capilar a fines industriales. Se utiliza un corto tubo capilar, midiendo el tiempo que tardan en fluir  $60 \text{ cm}^3$  de fluido a través del tubo bajo una cierta altura. El tiempo en segundos es la lectura Saybolt. Este dispositivo mide la viscosidad cinemática. La relación que aproximadamente liga a la viscosidad con los segundos Saybolt es:

$\nu = 0,0022 t^2$

En el cual  $\nu$  está en Stokes y  $t$  en segundos.

#### Instrumentos a utilizar:

Viscosímetro Saybolt.

Recipiente de 60ml.

Cronómetro.

#### Técnica operatoria:

1. Se coloca el aceite en estudio en el viscosímetro Saybolt.
2. Se conecta a la red eléctrica el viscosímetro y tomamos el tiempo con el cronómetro en que el recipiente de 60 ml se llena de aceite.
3. Este es el tiempo en segundos que vamos a utilizar para nuestros cálculos.
4. Repetimos para cada aceite en estudio.

#### Datos:

Aceite N° 1: Temperatura de ensayo en el viscosímetro =  $37,8^\circ\text{C}$ . Tiempo en fluir  $60\text{cm}^3$  = 78 S.U.S.(segundos Saybolt universal)

Aceite N° 2: Temperatura de ensayo en el viscosímetro =  $37,8^\circ\text{C}$ . Tiempo en fluir  $60\text{cm}^3$  = 14,49'' = 889 S.U.S.

Temperaturas posibles de ensayo en el viscosímetro Saybolt:

$40^\circ\text{C}$ ,  $50^\circ\text{C}$ ,  $54,4^\circ\text{C}$ ,  $98,8^\circ\text{C}$  y  $100^\circ\text{C}$ .

#### Resultados:

De los datos obtenidos del análisis de los dos aceites obtenemos como resultado que nos encontramos ante dos tipos de aceites muy diferentes:

Aceite N°:1 densidad  $0,880 \text{ gr/cm}^3$

Rigidez dieléctrica promedio 70kv, punto de inflamación  $148^\circ\text{C}$  y viscosidad a  $37,5^\circ\text{C}$  de 1,85°E. **Aceite de transformadores.**

## CAPÍTULO 2. PARTE EXPERIMENTAL

Aceite N°:2 densidad 0,889 gr/cm<sup>3</sup> Rigidez dieléctrica promedio 69kv, punto de inflamación 149°C y viscosidad a 38,5°C de 1,85°E. **Aceite de transformadores.**

La norma 637 de la IEEE establece el criterio para clasificación de aceites viejos en servicio por estas características:

- Grupo I: Aceites que están en condiciones satisfactoria para su huso continuado.
- Grupo II: Aceite que requieren solo reacondicionamiento su uso futuro.
- Grupo III: Aceite en malas condiciones. Aquel aceite que debe ser corregido o rechazado en dependencia de las consideraciones económicas.
- Grupo IV: Aceites en tan malas condiciones que es técnicamente aconsejable rechazarlo.

Clase de voltaje sugerida por la IEEE para la clasificación futura de los límites máximos de operación para los aceites del Grupo I:

### 69 kV y menores:

- Número de neutralización	0.2 mg KOH/g
-Tensión Interfacial	24 mN/m (dynes/cm)
- Agua	35 PPM

### Por encima de 69 kV:

- Número de neutralización	0.2 mg KOH/g
-Tensión Interfacial	26 mN/m (dynes/cm)
- Agua	25 PPM

### 345 kV y mayores:

- Número de neutralización	0.1 mg KOH/g
-Tensión Interfacial	30 mN/m (dynes/cm)
- Agua	20 PPM

Los límites de operación máximo sugeridos por IEEE para los aceites del Grupo II (No clasificados por voltaje):

- Número de neutralización	0.2 mg KOH/g
----------------------------	--------------

## CAPÍTULO 2. PARTE EXPERIMENTAL

-Tensión Interfacial 24 mN/m (dynes/cm)

Los límites de operación máxima sugeridos por IEEE para los aceites del Grupo III (No clasificados por voltaje):

- Número de neutralización 0.5 mg KOH/g

-Tensión Interfacial 16 mN/m (dynes/cm) Lista de acciones

S. D. Myers, Inc. Clasifica los aceites de transformador como aceptable, cuestionable, o inaceptable en función de las funciones específicas que se han evaluado.

### Resultados

Después de ejecutadas la corrección y el reacondicionamiento, el aceite debe ser probado para asegurar que los productos de la oxidación han sido extraídos. La norma 637 de IEEE ofrece sugerencias de requerimientos adecuados para los resultados de las pruebas.

- Numero de neutralización 0,05mg KOH/g

-Tensión interfacial 35 mN/m (dynes/cm)

\_ Agua 35 PPM

### Aceite para transformadores. Características.

Pruebas	Método ASTM	Valor
<b>Propiedades Físicas</b>		
Gravedad específica a 15 / 15 °C	D - 1298	0.91
Viscosidad Cinemática a 40 °C cST	D- 445	12
Viscosidad a 100°C	D- 445	3
Color máximo	D- 1500	0.5
Punto de Inflamación °C (mn)	D- 92	145
Punto de Fluidez °C	D- 97	- 30
Tensión Interfacial a 25 °C, Dinas/cm (mn)	D- 971	40
<b>Propiedades Químicas</b>		
Azufre corrosivo	D- 1275	No corrosivo

Agua (ppm) máximo	D- 1533	35	
Valor de neutralización en mgr KOH/ g de aceite, máximo	D- 4739	0.03	
Estabilidad a la oxidación a las 72 horas	D- 2440	Dieléctrico	
		B	BX
Lodos, % peso máximo		0.15	0.1
Acidez mg KOH/g de aceite, máximo		0.5	0.3
A las 164 horas			
Lodos, % peso máximo		0.30	0.20
Acidez mg KOH/g de aceite, máximo		0.6	0.4
<b>Propiedades Eléctricas</b>			
Rigidez dieléctrica, kV(min.)	D- 1816	56	56
Factor potencia a 60 Hz máx.	D- 924		
25 <sup>0</sup> C		0.05	0.05
100 <sup>0</sup> C		0.03	0.03
Punto de Anilina <sup>0</sup> C m	D- 611		84
Examen visual	D- 1524	Claro brillante	

NOTA: Las cifras típicas representan un valor promedio de los resultados obtenidos en el laboratorio y son dadas como referencias y no como límites exactos de una especificación.

## 2.2 Conclusiones del capítulo 2

En toda su magnitud, este capítulo ha hecho referencia de la metodología que se utilizó para los análisis de laboratorio que se utilizaron para determinar las características del aceite dieléctricos que se utilizan en los transformadores de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara. En general, los resultados obtenidos contribuirán a la toma de decisiones en cuanto al mantenimiento de los transformadores a través de sus propiedades químicas y eléctricas, así como de otros efectos negativos que se pueden manifestar en las máquinas que tienen un prolongado tiempo de uso. Además se pone en prueba algunos de los métodos que se montaron en el laboratorio para la realización de estos análisis.

## **Capitulo 3. Análisis químico y ciclo de mantenimiento**

### **3.1 Introducción**

Los transformadores son equipos básicos de cualquier sistema productivo, lo que hace que periódicamente sea necesario realizarles un mantenimiento productivo orientado a mantener el aceite aislante dentro de los estándares de calidad especificados por las normas ASTM y garantizar que la celulosa del papel del núcleo del transformador se encuentra en optimas condiciones de tal forma que pueda trabajar eficientemente durante largo periodo de tiempo. Los dos factores más importantes que afecta considerablemente la vida de la celulosa del papel son el agua y los productos de oxidación de aceite que se depositan en el sistema de aislamiento (agua-papel) originando graves problema de su estado y proceder a someterlo, si es necesario, a un tratamiento regenerativo y a un programa de limpieza interna del transformador.

Son requisitos indispensable por parte de los usuario que esté en capacidad de especificar qué pruebas de laboratorio es necesario mandarle hacer al aceite aislante, cómo se deben interpretar los resultados de los análisis del laboratorio y cual es la metodología más correcta que se debe emplear para recuperar el aceite aislante.

#### **3.1.1 Programa de mantenimiento preventivo**

Un programa de mantenimiento preventivo a aceites aislante y transformadores de potencia (PMPT) se debe desarrollar partiendo de un diagnostico del estado del aceite aislante y del transformador y con base en los resultados que se obtengan diseñar el programa que mas se ajuste a las condiciones existentes.

Es importante tener en cuenta que mas del 90% del agua presente en un transformador se encuentra alojada en la celulosa del papel y que sólo menos del 10% en el aceite; por lo tanto nada se ganaría si se implementara un programa tendiente a limpiar el aceite pero que dejara la celulosa del papel impregnada de agua. En este caso al pasar el aceite por la celulosa del papel volvería contaminarse con agua y por lo tanto su

rigidez dieléctrica volvería disminuir. Por otro lado los productos de la oxidación del aceite que se depositan en las bobinas del núcleo, radiadores, capas internas de los devanados y en los intersticios de las fibras de la celulosa del papel permanecerían allí.

La presencia de agua en el aceite aislante y los productos de la oxidación del aceite causan los siguientes problemas en el transformador:

- . Aumento del factor de potencia.
- . Incremento de la temperatura de operación que origina el sobrecalentamiento de las partes energizadas.
- . Debilitamiento de la celulosa del papel.
- . Disminución de la rigidez dieléctrica del aceite y de la resistencia del aislamiento eléctrico.

Las cantidades de agua y de lodo que pudieran estar presentes en el transformador de potencia. Conviene mencionar que las mayorías de las fallas incipientes en los transformadores de potencias generalmente se manifiestan por un aumento considerable de la temperatura, la degradación acelerada del aceite dieléctrico y/o la producción de cantidades anormales de gases como el metano, etano, propano, butano, etileno, propileno, acetileno, nitrógeno, hidrogeno, monóxido, y dióxido de carbono. El desarrollo de un PMPT tiene como objetivo la regeneración total del aceite y del sistema del aislamiento; el cambio de aceite por si solo no ayuda mucho en el mantenimiento preventivo del transformador de potencia ya que no disminuye considerablemente.

### **3 .1.2 Desarrollo del PMPT**

Antes de iniciar cualquier tipo de mantenimiento a un transformador es necesario conocer su estado dieléctrico y las propiedades físico – químicas del aceite aislante que se encuentra trabajando. Con base en esta información y la historia del transformador se define el tipo de mantenimiento que se va a efectuar, de tal forma que garantice que el transformador va operar en las mejores condiciones posibles durante un largo tiempo.

El desarrollo de un PMPT lo puede hacer directamente la empresa con recursos propios ó a través de una empresa contratista especializada en este tipo de programas. En este caso se va a explicar la metodología para ejecutarlo a través de una empresa contratista ya que es lo que mas se presenta a nivel industrial.

Las acciones a realizar por cada una de las partes son:

### CAPITULO 3. ANÁLISIS QUÍMICO Y CICLO DE MANTENIMIENTO.

- . Mandare a efectuar al aceite aislante usados las pruebas del laboratorio ASTM que se requieran, con el fin de conocer una información completa y suficiente acerca del estado tanto como el aceite que3 la celulosa del papel.
- . Enviarle los resultados de los análisis del laboratorio a la empresa contratista con el fin de desarrollar el programa de mantenimiento que se debe de llevar a cabo.
- . En el caso de transformadores que son críticos (altas potencias) es requisito indispensable mandar a efectuar anualmente un análisis cromatografito de gases disueltos en el aceite con el fin de predecir o descartar fallas incipientes.
- . Efectuarse por lo menos una vez cada seis meses a los transformadores críticos una termografía para detectar puntos calientes y disponer de esta información para calcular la cantidad de agua presente en la celulosa del papel.
- . Ir acumulando datos de compartimiento de los transformadores con el fin de tener disponible su historia cuando se requiera. Esta se facilita en la medida que la empresa tenga implementado un programa de análisis de laboratorio a los aceites de dichos transformadores con una periodicidad de por lo menos una vez cada tres meses.
- . Los análisis de laboratorio que es necesario mandarles hacer a los aceites aislantes se especifican en la tabla No1:

**Tabla No1**

<b>No</b>	<b>Análisis de laboratorio a los aceites de transformadores</b>	<b>Prueba</b>
01	Propiedades Físico – Química	ASTM
02	Color , adimensional	D-1524
03	Gravedad especifica, grs/cm3	D-1298
04	Contenido de inhibidor de la oxidación % por peso	D-4768
05	Número de Neutralización o TAN, mgr.KOH/gr.ac.us.(1)	D-974
06	Rigidez dieléctrica Kv. (1)	D-877 ó D-1816
07	Tención Interfacial, dinas/cm2. (1)	D-971
08	Factor de potencia. 60Hz/100° C.	D-924
09	Contenido de agua, ppm. (1)	D-1533

**Nota:**

(1) Son los análisis de laboratorios mas importantes que se le deben hacer al aceite aislante.

### CAPITULO 3. ANÁLISIS QUÍMICO Y CICLO DE MANTENIMIENTO.

. La toma correcta de la muestra del aceite aislante para su análisis en el laboratorio tiene una gran influencia en los resultados que se obtengan, por lo tanto se requiere tener en cuenta el procedimiento descrito en la norma ASTM D-923 y realizar las pruebas lo antes posible. Se debe evitar hasta donde las circunstancias los permitan tomar las muestras de aceite cuando este lloviendo.

. Es importante que la empresa tenga establecido programas de medidas eléctricas en el campo ya que estos permitirán tener un panorama más completo del estado del transformador y facilitara la toma de decisiones en el futuro.

. Las mediciones eléctricas mas importantes que se deben de llevar a cabo son:

. El factor de potencia del aislamiento.

. El factor de potencia del aceite.

. La corriente de excitación.

. La resistencia de aislamiento.

. La relación de transformación TTR.

. La resistencia de los devanados.

Por partes de la empresa contratista:

Con base de los resultados de los análisis de laboratorio que se efectuaron al aceite aislante se toma la decisión de llevar acabo algunos de los siguientes programas de mantenimiento preventivo:

. Reacondicionamiento físico del aceite aislante.

. Reacondicionamiento físico y químico del aceite aislante.

. Reacondicionamiento físico y químico del aceite aislante y mantenimiento del transformador de potencia. Y el ciclo de mantenimiento de los transformadores se observan en el anexo 1.

#### **3.1.3 Ejecución de los diferentes programas de mantenimiento preventivo**

Reacondicionamiento físico del aceite aislante y secado del transformador.

Este trabajo se hace a los aceites aislantes alojados en el transformador y se lleva a cabo si se dan las condiciones especificas en la columna “condiciones inicial” de la tabla No2

Tabla No 2

No	Condición del aceites aislante para tratamiento físico	prueba	inicial	Final
01	Color , adimensional	D-1524	$\geq 3.5$	$\leq 3.5$
02	Gravedad especifica, grs/cm <sup>3</sup>	D-1298	0.84 - 0.91	0.84 – 0.91
03	Contenido de inhibidor de la oxidación % por peso	D-4768	0.08 aceite tipo 1 0.30 aceite tipo 2	0.08 aceite tipo 1 0.30 aceite tipo 2
04	Número de Neutralización o TAN, mgr. KOH/gr. ac.us.(1)	D-974	$< 0.05$	$< 0.05$
05	Rigidez dieléctrica Kv. (1)	D-877 ó D-1816	$\leq 30$	$> 30$
06	Tensión Interfacial, dinas/cm <sup>2</sup> . (1)	D-971	$> 32$	$> 30$
07	Factor de potencia. 60Hz/100° C.	D-924	$< 2\%$	$< 2\%$
08	Contenido de agua, ppm. (1)	D-1533	$\leq 30$	$> 30$
09	Índice de calidad (1)		271 - 400	271 – 400

**Nota:**

(1) El Índice de Calidad es la relación entre la Tensión Interfacial y el Número de Neutralización.

En este caso para realizarle el programa de mantenimiento preventivo al aceite aislante se utiliza un Dializador de aceite móvil ó equipo de termovacio, en el cual el aceite se somete a un proceso de calentamiento, filtración y vació durante el tiempo que sea necesario, de tal forma que vuelva a recuperar las propiedades físicas que garanticen un desempeño confiable del transformador.

El aceite se considera que queda en optima condiciones cuando se obtenga los resultados especificados en la columna “condicione finales” de la tabla No2.

**Reacondicionamiento físico químico del aceite aislante**

Este trabajo se le haría a aceites aislantes que se hayan sacado de servicio y se tengan almacenados con miras a ser recuperados y reutilizados.

En este caso se pueden dos procedimientos:

CAPITULO 3. ANÁLISIS QUÍMICO Y CICLO DE MANTENIMIENTO.

. Si se dan las condiciones especificadas en la columna “condiciones inicial” de la tabla No2 se somete el aceite aislante a un proceso de secado mediante la utilización de un Dializador de aceite móvil.

. Si se dan las condiciones especificadas en la columna “condición Inicial” de la tabla No3 es necesario hacer fluir inicialmente el aceite aislante a través de filtro de arcilla en donde se le quita completamente la acidez que tiene y luego se somete al proceso de secado en un Dializador de aceite móvil. En el proceso con arcilla se pierde completamente los aditivos antioxidantes que el aceite aislante aún tenga lo que hace necesario volver aditivar el aceite con inhibidores de la oxidación para restaurarle sus propiedades antioxidantes. La cantidad de aditivo antioxidante (2.6 Diterciario – Butil para Cresol) que se le agrega al aceite aislante no debe de ser mayor de 0.03% por peso, según que aceite sea de tipo 1 ó 2.

Tabla No 3

No	Condición del aceites aislante para tratamiento físico y químico	prueba	inicial	Final
01	Color , adimensional	D-1524	> 3.5	< 3.5
02	Gravedad especifica, grs/cm3	D-1298	< 0.91	0.84 – 0.91
03	Contenido de inhibidor de la oxidación % por peso	D-4768	< 0.08 aceite tipo 1 < 0.30 aceite tipo 2	0.08 aceite tipo 1 0.30 aceite tipo 2
04	Número de Neutralización o TAN, mgr. KOH/gr. ac.us.(1)	D-974	<= 0.05	< 0.05
05	Rigidez dieléctrica Kv. (1)	D-1816	<= 30	>30
06	Tención Interfacial, dinas/cm2. (1)	D-971	> =32	>30
07	Factor de potencia. 60Hz/100° C.	D-924	<= 2%	< 2%
08	Contenido de agua, ppm. (1)	D-1533	<= 30	< 30
09	Índice de calidad (1)		<=271 - 400	>271 - 400

**Nota:**

(1)El Índice de Calidad es la relación entre la Tensión Interfacial y el Número de Neutralización.

Una vez que el aceite se ha recuperado, por cualquiera de los procedimientos se le efectúan las pruebas de laboratorio especificadas en las tablas No. 2 y 3 según el caso,

y si queda bajo los valores especificados en la columna “condición final” de la tabla No. 3 el aceite aislante se encontrara en optimas condiciones para ser reutilizado.

Reacondicionamiento físico y químico del aceite aislante y mantenimiento del transformador.

Este tipo de mantenimiento se efectúa si se dan las condiciones especificadas en la columna “condición inicial” de la tabla No. 3. el valor del índice de calidad por debajo de 271 indica que hay acumulación de lodos y productos ácidos en la celulosa del papel del transformador. Otro factor muy importante y que es imprescindible conocer, es la cantidad de agua presente en la celulosa del papel la cual se calcula por el método MYERS conociendo el contenido de agua presente en el aceite en ppm y la temperatura del fondo del transformador, que es la mas baja y la cual la celulosa del papel tiene la máxima afinidad con el agua. Estos datos se obtienen de los análisis del laboratorio al contenido de agua y del resultado de una termografía tomada al transformador.

Una vez que se ha definido la necesidad de efectuarle mantenimiento tanto al aceite aislante como al transformador y en especial a la celulosa del papel se procede de la siguiente manera:

. Etapa de tratamiento con arcilla: el aceite aislante se bombea a presión y a una temperatura de 70<sup>0</sup>C a través de unos filtros de arcilla en donde se le quita la acidez y los lodos que pueda tener en suspensión.

. Etapa de dialización: una vez que el aceite se ha neutralizado se hace circular hasta un Dializador de aceite móvil en donde se seca completamente, se filtra y se desgasifica.

. Etapa de descodificación: el aceite aislante limpio se introduce nuevamente al interior del transformador a una temperatura por encima de su punto de anilina (es necesario conocer el punto de anilina del aceite nuevo ASTM D-611) con el fin de disolver los lodos endurecidos que se encuentran alojados en la celulosa del papel.

Este procedimiento se ejecuta un determinado número de veces dependiendo del índice de calidad que tenia el aceite aislante y del nuevo valor que se quiere alcanzar. La etapa de descodificación termina cuando el aceite aislante quede dentro de los parámetros de control especificados “condición final” de la tabla No. 3.

. Etapa de adición de aditivo inhibidor de la oxidación: como resultado del proceso de tratamiento del aceite con arcilla, las reservas del aditivo inhibidor de la oxidación desaparecen completamente lo que hace necesario agregarle nuevamente al aceite este aditivo aislante. La proporción que se debe agregar depende de si el aceite es de tipo 1 ó 2.

### **3.1.4 Procedimiento para llevar a cabo el mantenimiento preventivo**

Una vez que se determina el tipo de mantenimiento preventivo que es necesario llevar a cabo se debe seguir el siguiente procedimiento:

Por parte de la empresa:

- . Desenergizar el transformador de potencia y colocar todos los elementos de seguridad que se requieran.
- . Mandar a analizar la muestra del aceite aislante (puede ser con el fabricante del aceite aislante o en un laboratorio independiente) que sean necesarias a medida que transcurren los trabajos que se están realizando.
- . Dar las facilidades del caso para instalar eléctricamente un Dializador de aceite (440 Voltios) y el montaje de los filtros de arcilla.

Por parte de la empresa contratista:

- . Trasladar hasta las instalaciones de la empresa el dializador de aceite y los filtros de arcilla y operarlo con personal especializado.
- . Coordinar el envío de las muestras de aceite al laboratorio e interpretar los resultados.
- . Dar las recomendaciones del caso para utilizar correctamente los aceites aislantes que se hayan recuperado.
- . Emitir un informe final del estado en que quedo el aceite y el transformador de potencia.

### **3.1.5 Beneficios**

Los más importantes son:

- . Recuperación de aceites aislantes con baja rigidez dieléctrica y alto contenido de humedad.
- . Regeneración de aceites aislantes que se han desechado por alta acidez y lodos.
- . Limpieza de la celulosa del papel y evacuación de lodos del transformador de potencia.
- . Gestión ambiental al no tener que desechar aceites aislantes que se pueden regenerar.
- . Reducción de los costos de mantenimientos a los transformadores.
- . Bajo costo por regeneración o cambio de aceite.

**3.1.6 Evaluación económica del proceso de recuperación de los aceites**

Para la valorización del aceite dieléctrico que poseen los transformadores se ha tomado como base el costo que hoy en día tiene un tanque de 55 galones de aceite dieléctrico, el mismo que asciende al valor de \$ 260 más IVA, es decir, un costo por galón de \$ 5.29.

A continuación se ha procedido a escoger capacidades de transformadores de tipo 69 y 138 KV utilizados por las empresas eléctricas del país con el fin de establecer relación entre el costo del transformador de potencia y el costo de su aceite, tal como se detalla a continuación:

<b>Costo del aceite que contienen los transformadores de potencia</b>		
Capacidad del transformador	Contenido del aceite litros (galones)	Costo del aceite (dólares)
5 MVA – 69/13.8 KV	6144 (1536)	\$ 8. 125
10 MVA – 69/13.8 KV	8389 (2097)	\$ 11, 093
24 MVA – 69/13.8 KV	15400 (3850)	\$ 20,366
85 MVA – 69/13.8 KV	24000 (6000)	\$ 31,740

<b>Costo referencial de los transformadores de potencia</b>		
Capacidad del transformador	Marca	Costo del transformador valor CIF (dólares)
5 MVA	ABB	\$ 70,000
10 MVA	ABB	\$ 127,000
24 MVA	ABB	\$ 240,000
85 MVA	GE- PROLEC	\$ 678,000

De los costos detallados en las tablas anteriores se establece las siguientes relaciones:

<b>Costo del aceite dieléctrico vs. Costo del transformador de potencia.</b>		
Capacidad del transformador	Relación de costos	%
5 MVA	8,125 / 70,000	11,60

CAPITULO 3. ANÁLISIS QUÍMICO Y CICLO DE MANTENIMIENTO.

10 MVA	11,093 / 127,000	8,73
24 MVA	20,366 / 240,000	8,48
85 MVA	31,740 / 678,000	4,68

Como se puede observar en la relación del costo del aceite vs. El costo del equipo se va reduciendo conforme aumenta la capacidad de potencia del transformador, sin embargo, no deja de ser un costo considerable el valor del aceite que posee el equipo.

Asimismo se establece que los costos para el cambio del aceite se incrementan considerablemente al incluir todas las actividades que conlleva el cambio del aceite del equipo. Además, este valor se incrementa aun más al considerar su impacto en la confiabilidad del servicio eléctrico, pues para este trabajo el equipo debe salir de operación con un lucro cesante alto, ya que en muchas ocasiones se pone en riesgo el abastecimiento de energía a los usuarios de las empresas eléctricas.

Todas estas actividades indicadas en la práctica tienen un costo promedio en el mercado dependiendo del costo del equipo, tal como se detalla a continuación:

- Para transformadores de 5 MVA..... 10% del costo total del equipo.
- Para transformadores de 10 MVA..... 8% del costo total del equipo.
- Para transformadores de 24 MVA..... 6% del costo total del equipo.
- Para transformadores de 85 MVA..... 4% del costo total del equipo.

Al valorarse todas estas actividades y sumarlas al costo del aceite se tiene que el valor final, incluyendo el IVA para el cambio de los aceites de los transformadores de tipo señalados en la sección 6.3 conjuntamente con su relación respecto al costo del transformador es el siguiente:

<b>Relación entre el costo del cambio del aceite dieléctrico y el costo del transformador de potencia.</b>		
Capacidad del transformador	Relación de costos	%
5 MVA	$(8,125+7,000) / 70,000$	21.60
10 MVA	$(11,093 + 10,160) / 127,000$	16.73
24 MVA	$(20,366 + 14,400) / 240,000$	14.48
85 MVA	$(31,740 + 27,120) / 678,000$	8.68

CAPITULO 3. ANÁLISIS QUÍMICO Y CICLO DE MANTENIMIENTO.

Con el fin de determinar los costos para recuperar aceites en mal estado y desludificar los bobinados de los transformadores de potencia, se toma para el presente caso el ejemplo de un transformador de 85 MVA – 138/13.8 kV que posee 6000 galones de aceite con las siguientes características físicas químicas:

Pruebas	Valores Iniciales	Valores Finales después del proceso
Color	4.5	1.5
Acidez	0.30 mg KOH	0.05 mg KOH
Tensión Interfacial	20 dinas/cm.	35 dinas/cm.
Rigidez Dieléctrica	20 KV	40 kV
Contenido de Humedad	45 ppm	20 ppm
Contenido de PCB	Negativo	Negativo
Factor de Potencia (20 <sup>0</sup> C)	> 1.5%	0.1%

Bajo estas condiciones los costos que implican la ejecución de este trabajo con 15 recirculaciones, son los siguientes:

_ 96 sacos de arcilla	\$ 960
_ Inhibidor	\$ 6804
_ Utilización de equipos para el proceso de regeneración y filtrado (incluye adquisición de 4 filtros de 0.5 micrones)	\$ 10875
_ Costo de eliminación de la tierra fuller saturada en planta de asfalto (incluye costo de manipuleo, limpieza y transporte)	\$ 480
_ Pruebas eléctricas del transformador de potencia	\$2400
_ Pruebas de cromatografía de gases disueltos en el aceite	\$250
_ Pruebas físico químicas al aceite, contenido de agua y factor De potencia de aislamiento. Pruebas Cromatográficas de PBC.	<u>\$400</u>
_ Subtotal	\$22169
_ 12% IVA	<u>\$ 2660</u>
 __ Costo de Recuperación y Filtrado del aceite	 \$ 24829

Conociendo que la adquisición de los 6 000 galones de aceite nuevo tiene un costo de \$ 31, 740 (6,000 x \$ 5.29) incluido el IVA, se tiene que la relación  $R_B$  entre el costo de la

regeneración con desludificación y el costo de la adquisición del aceite nuevo es el siguiente:

$$R_B = 24\ 829 / 31\ 740 = 0.78 = 78\%$$

Como se podrá observar la relación  $R_B$  establece que el costo del aceite regenerado con desludificación sigue siendo menor que la colocación del aceite nuevo, sin embargo para efectos de análisis esta relación es meramente referencial, ya que el logro que se obtiene mediante este proceso es la remoción de lodos de los bobinados que va más allá de la vida útil del transformador. Por esta razón la relación que debe analizarse es la que corresponde a la comparación de esta actividad con el costo del transformador de potencia, la misma que viene dada a continuación:

$$R_C = 24\ 829 / 678\ 000 = 0.0366 = 3.66\%$$

Como se podrá observar los logros que se obtienen mediante este proceso no solo son económicos, sino también permiten alargar la vida útil que tienen los transformadores los cuales son muy importantes para la distribución de la energía eléctrica en todo el país.

### **3.2 Conclusiones del capítulo 3**

Las pruebas anuales de los transformadores para medir la cantidad de productos de la oxidación, humedad contenida y gas disuelto contenido, debe ser parte del programa de mantenimiento preventivo. Las tendencias deben ser ploteadas y vistas para mostrar que acciones necesita tomar y cuando. Deben establecerse límites para indicar cuando estas acciones serán tomadas. Si estos límites son excedidos se dañara innecesariamente el aislamiento del transformador. Este daño acortara la vida del aislamiento y por ende la del transformador. El aislamiento dañado no puede ser reparado pero los procesos que dañan pueden ser retardados.

### **Conclusiones generales**

En el presente trabajo se llegaron a las siguientes conclusiones:

Se reevalúa el ciclo de mantenimiento de los transformadores en explotación de la empresa del Níquel, basado en el reanálisis del aceite dieléctrico respecto a sus propiedades físicas, química y mecánica y reorientar un nuevo ciclo de mantenimiento después de 20 años de explotación de dichos equipos.

Se logra diagnosticar un sistema de mantenimiento predictivo para los transformadores de la empresa Comandante Ernesto Che Guevara.

Se propone el completamiento de los análisis químicos más importantes que se le debe realizar al aceite dieléctrico.

Se logra la reducción de los costos de mantenimientos a los transformadores, y bajo costo por regeneración y cambio de aceite.

Se logró montar en el laboratorio cuatro métodos de análisis a los aceites, Humedad, Impurezas Mecánicas, Viscosidad, Punto de Inflamación, permitiendo alargar la vida útil del transformador.

## **Recomendaciones**

Proponer a la dirección del Níquel la evaluación de los resultados para la aplicación en el mantenimiento de los transformadores.

La realización de los análisis químicos más importantes que se le deben de realizar a los aceites para hacer un diagnostico del comportamiento del transformador.

Realizar un estudio más profundo para la regeneración del aceite y darles usos en otras aplicaciones.

## Bibliografía

1. Aquino O. "Programa para el análisis de redes eléctricas de estructura variable. Calidad de energía. Ing. Energética. Vol XV N° 3 pp 83-90. 1994.
2. Colome Arias Rafael. "Eficiencia y Restauración de cargas en las subestaciones de baja tensión en la Empresa CMDTE Gustavo Machin Goush de Beche" 2001.
3. Gabriel Hernandez R. "Eficiencia en los Sistemas Eléctricos Industriales de baja tensión" T.D.T.M 2000.
4. IEC.76. Power Transformer. 1993
5. Ivanov "Máquinas eléctricas" pag 306.
6. McPherson G, Laramore Robert. D. An introduction to electrical machines and transformers, p 98
7. M.Pkostenko, L. M Piotrovski. Máquinas Eléctricas Tomo II. Editorial MIR. URSS, pp. 287-312, 1973
8. Norma IEEE 519
9. S.D. Myers, Transformer Maintenance Guide, 2004
10. Ernesto Gallo Martínez, Diagnóstico y Mantenimiento de Transformadores
11. enCampo, Transequipos, Colombia, 1998
12. Puramin C.A., Conozca el Aceite de su Transformador, 1994
13. [www.sdmyers.com](http://www.sdmyers.com)
14. [www.morganschaffer.com](http://www.morganschaffer.com)
15. [www.fluidex.co.za](http://www.fluidex.co.za) Manual de aceites de transformador NYNAS.
16. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 7, N° 2 April 1992 "Effect of oil viscosity on transformer loading capability at low ambient temperatures"

## ANEXOS

**Anexos**

Nº	AREA Y EQUIPO	CODIGO O SIGLA	DENOMINACION DEL PUNTO	CANTIDAD DE ACEITE POR CAMBIO (Its)	CICLO DE ANALISIS	
	<b><u>Transformadores</u></b>					
131	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
132	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
133	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
134	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
135	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
136	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
137	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
138	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
139	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
140	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
141	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
142	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
143	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
144	TM3-630/10-73T3	T	Transformador	637	Anual	
145	TM3-250/10-69T1	T	Transformador	413	Anual	
146	TM3-250/10-69T1	T	Transformador	413	Anual	
147	TM3-250/10-69T1	T	Transformador	413	Anual	
148	TM3-250/10-69T1	T	Transformador	413	Anual	
149	TM3-250/10-69T1	T	Transformador	413	Anual	
150	TM3-250/10-69T1	T	Transformador	413	Anual	
						11396

## ANEXOS

	<b><u>AREA Y EQUIPO</u></b>	<b>CODIGO O SIGLA</b>	<b>DENOMINACION DEL PUNTO</b>	<b>CANTIDAD DE ACEITE POR CAMBIO (Its)</b>	<b>CICLO DE ANALISIS</b>	
151	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
152	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
153	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
154	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
155	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
156	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
157	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
158	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
159	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
160	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
161	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
162	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
163	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
164	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
165	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
166	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
167	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
168	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
169	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
170	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
171	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	23079

## ANEXOS

<b>Nº</b>	<b>AREA Y EQUIPO</b>	<b>CODIGO O SIGLA</b>	<b>DENOMINACION DEL PUNTO</b>	<b>CANTIDAD DE ACEITE POR CAMBIO (Its)</b>	<b>CICLO DE ANALISIS</b>	
172	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
173	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
174	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
175	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
176	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
177	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
178	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
179	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
180	TM3-1000/10-75T3	T	Transformador	1099	Anual	
181	TM3-1000/35-71T3	T	Transformador	2177	Anual	
182	TM3-1000/35-71T3	T	Transformador	2177	Anual	
183	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
184	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
185	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
186	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
187	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
188	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
189	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
190	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
191	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
192	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	34945

## ANEXOS

<b>Nº</b>	<b>AREA Y EQUIPO</b>	<b>CODIGO O SIGLA</b>	<b>DENOMINACION DEL PUNTO</b>	<b>CANTIDAD DE ACEITE POR CAMBIO (Its)</b>	<b>CICLO DE ANALISIS</b>	
193	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
194	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
195	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
196	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
197	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
198	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
199	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
200	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
201	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
202	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
203	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
204	TM3-1600/1073T3	T	Transformador	2070	Anual	
205	TM-1600/35-71T1	T	Transformador	2124	Anual	
206	TPRH-40000/110-76T1	T	Transformador	30267	Anual	
207	TPRH-40000/110-76T1	T	Transformador	30267	Anual	
208	TM-6300/35-71T1	T	Transformador	5150	Anual	
209	TM-6300/35-71T1	T	Transformador	5150	Anual	
210	TM-6300/35-71T1	T	Transformador	5150	Anual	
211	TM-2500/35-71T1	T	Transformador	2655	Anual	
212	TM-2500/35-71T1	T	Transformador	2655	Anual	
213	TM-2500/35-71T1	T	Transformador	2655	Anual	110913

## ANEXOS

<b>Nº</b>	<b>AREA Y EQUIPO</b>	<b>CODIGO O SIGLA</b>	<b>DENOMINACION DEL PUNTO</b>	<b>CANTIDAD DE ACEITE POR CAMBIO (Its)</b>	<b>CICLO DE ANALISIS</b>	
214	TM-2500/35-71T1	T	Transformador	2655	Anual	
215	TM-2500/35-71T1	T	Transformador	2655	Anual	
216	TM-2500/35-71T1	T	Transformador	2655	Anual	
217	20T 70/42	T	Transformador	1062	Anual	
218	20T 70/42	T	Transformador	1062	Anual	
219	20T 70/42	T	Transformador	1062	Anual	
220	20T 70/42	T	Transformador	1062	Anual	
221	20T 70/42	T	Transformador	1062	Anual	
222	20T 70/42	T	Transformador	1062	Anual	
223	20T 70/42	T	Transformador	1062	Anual	
224	PERCOM 386/10T1	T	Transformador	796	Anual	
225	PERCOM 386/10T1	T	Transformador	796	Anual	
226	TM-100/35 T1	T	Transformador	382	Anual	
227	TM-100/35 T1	T	Transformador	382	Anual	
228	TM40/10 69 T1	T	Transformador	160	Anual	
229	TM40/10 69 T1	T	Transformador	160	Anual	
230	TM40/10 69 T1	T	Transformador	160	Anual	
231	TM40/10 69 T1	T	Transformador	160	Anual	
232	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
233	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
234	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	21419

ANEXOS

<b>Nº</b>	<b><u>AREA Y EQUIPO</u></b>	<b>CODIGO O SIGLA</b>	<b>DENOMINACION DEL PUNTO</b>	<b>CANTIDAD DE ACEITE POR CAMBIO (Its)</b>	<b>CICLO DE ANALISIS</b>	
235	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
236	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
237	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
238	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
239	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
240	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
241	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
242	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
243	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
244	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
245	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
246	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
247	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
248	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
249	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
250	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
251	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
252	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
253	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
254	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
255	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	21168

## ANEXOS

<b>Nº</b>	<b><u>AREA Y EQUIPO</u></b>	<b>CODIGO O SIGLA</b>	<b>DENOMINACION DEL PUNTO</b>	<b>CANTIDAD DE ACEITE POR CAMBIO (Its)</b>	<b>CICLO DE ANALISIS</b>	
256	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
257	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
258	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
259	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
260	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
261	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
262	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
263	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
264	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
265	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
266	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
267	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
268	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
269	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
270	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
271	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
272	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
273	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
274	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
275	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
276	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	21168

## ANEXOS

<b>Nº</b>	<b><u>AREA Y EQUIPO</u></b>	<b>CODIGO O SIGLA</b>	<b>DENOMINACION DEL PUNTO</b>	<b>CANTIDAD DE ACEITE POR CAMBIO (Its)</b>	<b>CICLO DE ANALISIS</b>	
277	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
278	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
279	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
280	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
281	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
282	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
283	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
284	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
285	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
286	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
287	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
288	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
289	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
290	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
291	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
292	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
293	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
294	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
295	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
296	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
297	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	21168

ANEXOS

<b>Nº</b>	<b><u>AREA Y EQUIPO</u></b>	<b>CODIGO O SIGLA</b>	<b>DENOMINACION DEL PUNTO</b>	<b>CANTIDAD DE ACEITE POR CAMBIO (Its)</b>	<b>CICLO DE ANALISIS</b>	
298	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
299	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
300	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
301	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
302	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
303	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
304	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
305	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
306	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
307	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
308	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
309	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
310	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
311	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
312	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
313	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
314	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
315	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
316	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
317	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
318	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	21168

## ANEXOS

<b>Nº</b>	<b><u>AREA Y EQUIPO</u></b>	<b>CODIGO O SIGLA</b>	<b>DENOMINACION DEL PUNTO</b>	<b>CANTIDAD DE ACEITE POR CAMBIO (Its)</b>	<b>CICLO DE ANALISIS</b>	
319	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
320	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
321	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
322	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
323	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
324	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
325	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
326	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
327	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
328	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
329	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
330	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
331	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
332	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
333	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
334	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
335	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
336	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
337	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
338	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
339	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	21168

ANEXOS

Nº	<u>AREA Y EQUIPO</u>	<b>CODIGO O SIGLA</b>	<b>DENOMINACION DEL PUNTO</b>	<b>CANTIDAD DE ACEITE POR CAMBIO (Its)</b>	<b>CICLO DE ANÁLISIS</b>	
340	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
341	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
342	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
343	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
344	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
345	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
346	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
347	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
348	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
349	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
350	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
351	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
352	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
353	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
354	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
355	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
356	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
357	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
358	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
359	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
360	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	21168

Nº	<u>AREA Y EQUIPO</u>	<b>CODIGO O SIGLA</b>	<b>DENOMINACION DEL PUNTO</b>	<b>CANTIDAD DE ACEITE POR CAMBIO (Its)</b>	<b>CICLO DE ANALISIS</b>	
361	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
362	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
363	ATF-600 T2	T	Transformador	1008	Anual	
					<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>3024</b>
					<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>331784</b>