

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**“MANTENIMIENTO DEL ACEITE DE LOS TRECE  
TRANSFORMADORES DE LA COMPAÑÍA TEXTIL CREDITEX”**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO MECATRONICO**

**EDWIN AYALA LLAMOCCA**

**PROMOCIÓN 2001-II**

**LIMA – PERU**

**- 2006 -**

## INDICE GENERAL

### Mantenimiento del Aceite de los trece Transformadores de la Compañía Textil Creditex.

Prólogo

#### CAPITULO I

1.- Introducción .....	1
1.1 Generalidades.....	3
1.2 Normas .....	5
1.3 Objetivos.....	6
1.4 Alcances.....	6

#### CAPITULO II

2.- Aspectos Teóricos relacionados con los Transformadores de Potencia...7	
2.1 El Transformador en los sistemas eléctricos de Potencia....7	
2.2 Clasificación y Utilización de los Transformadores.....10	
2.3 Constitución Física de un Transformador.....20	

#### CAPITULO III

3.- Importancia y Tipos de Aceite en los Transformadores.....28	
3.1 Importancia y tipos de aceite.....28	
3.2 Propiedades de los aceites.....32	
3.3 Contenido de PCB ( Bifenilos Policlorados).....44	

## CAPITULO IV

4.- Pruebas del Estado del Aceite.....	47
4.1 Generalidades.....	47
4.2 Principales pruebas Fisico – Químicas.....	49
4.2.1 Rigidez Dieléctrica.....	49
4.2.2 Índice de Neutralización.....	52
4.2.3 Tensión Interfacial.....	55
4.2.4 Prueba de Color.....	57
4.2.5 Contenido de Agua.....	58
4.3 Pruebas Físico – Químicas adicionales.....	59
4.4 pruebas Cromatográficas del Aceite.....	64
4.5 Contenido de Furanos.....	66
4.6 Recomendaciones para la toma de muestras de aceite.....	67

## CAPITULO V

5.- Procesos de Tratamiento del Aceite.....	71
5.1 Generalidades.....	71
5.2 Procesos de Reacondicionamiento.....	72
5.3 Procesos de Regeneración del Aceite de Transformadores.....	74
5.4 Importancia del secado de Transformadores.....	80

## CAPITULO VI

### 6.- Mantenimiento y costo del Aceite de los trece Transformadores de

CREDITEX.....	81
6.1 Características de placa de los transformadores.....	84
6.2 Situación actual del mantenimiento del aceite.....	84
6.3 Control histórico del mantenimiento del aceite usando un programa en Excel.....	84
6.4 Costos.....	87
6.4.1 Costo de las pruebas.....	87
6.4.2 Costo del tratamiento.....	88
6.4.3 Costo del aceite nuevo.....	88
6.4.4 Costo total por cada Transformador.....	89
 Conclusiones y recomendaciones.....	 90
 Bibliografía.....	 92

Anexo

## PROLOGO

La Compañía CREDITEX es una empresa dedicada al rubro textil de hilandería, tejeduría y acabados, produciendo aproximadamente 600,000 metros de tela mensualmente de los cuales se exportan el 90% directa o indirectamente.

Para el proceso de producción la energía eléctrica resulta relevante, por lo que todas sus instalaciones eléctricas y equipos deben estar correctamente mantenidos.

La empresa generadora eléctrica Duke Energy es quien abastece de electricidad en un nivel de tensión de 10 000 voltios y para el proceso de transformación se cuenta con 13 transformadores de potencia distribuidos en cuatro sub estaciones secundarias donde se reduce la tensión a 380 V y una sub estación principal de acometida de distribución hacia la planta.

Para una adecuada presentación de este informe se ha creí conveniente desarrollarlo en seis capítulos.

En el capítulo 1, se da la introducción al tema, las normas empleadas, el objetivo y se define el alcance del informe.

En el capítulo 2, se desarrolla el aspecto teórico relacionado con los transformadores de potencia, sus partes principales, así como la importancia dentro del sistema eléctrico.

En el capítulo 3 se describe la importancia del aceite en los transformadores, así como las principales marcas y tipos usados.

En el capítulo 4 se trata acerca de las pruebas que se hacen al aceite de los transformadores, mencionando las normas usadas, así como los parámetros permisibles.

En el capítulo 5 está dedicado a los principales procesos de tratamiento del aceite, así como a la importancia del secado de los transformadores.

Y para finalizar, en el capítulo 6 se aborda el tema de costos del mantenimiento del aceite.

# CAPITULO I

## INTRODUCCION

### 1.1 Generalidades.

Creditex es el resultado de tres procesos de fusión y consolidación de cuatro empresas textiles peruanas, adquiridas por la Corporación Cervesur. En 1990, se compró Hilanderías Pimafine, cinco años más tarde, Textil Trujillo-Trutex y en 1997, Credisa. Con esta última adquisición, se le agregaron a las operaciones de hilandería, las de fabricación y acabado de tejidos planos y confección de prendas de vestir. En 1999 se incorpora Textil El Progreso y en el 2004 se adquieren una desmotadora en Cañete y la planta lanera Consorcio Textil del Pacífico.

El proceso se inicia en la hilatura con la recepción de los fardos de algodón que se procesan para obtener hilados, estos pueden ser peinados, cardados, y tanto 100% algodón como en mezclas de poliéster con algodón.

Luego de obtener los hilos en conos se inicia el proceso de preparación para tejeduría, hacemos tejidos planos por lo que se necesita un paso por urdido, engomado y remetido a fin de preparar la urdimbre que irán a los telares para formar los tejidos requeridos.

Luego de tejido se tiene una variedad de rutas de preparación y acabado que incluyen desde la venta en crudo con solo inspección y clasificación previa hasta la venta de tejidos teñidos, estampados y acabados tanto para fines de decoración como para vestimenta. Nuestra producción está destinada básicamente para el mercado de exportación (aproximadamente el 90% tanto directa como indirectamente).

Mensualmente se consumen 1 100 Tn de algodón, produciendo 800 Tn de hilo y 600 000 mt de tela que consumen 160 tn de hilo. Se espera llegar a producir 1 000 000 mt de tela con la renovación de equipos para el 2010.

También se cuenta con una planta de confección de prendas llamada Texgroup, dedicada a la confección de camisas y pantalones. Mensualmente se producen 170 000 prendas (hace nueve años se producían 20 000 prendas).



## 1.2 Normas

Las normas a las que se hace referencia en el presente informe son:

- ASTM D877: Norma para la prueba de Rigidez Dieléctrica del aceite.
- ASTM D974: Norma para la prueba del Índice de Acidez del aceite
- ASTM D971: Norma para la prueba de Tensión Interfacial del aceite
- ASTM D1500: Norma para la prueba de color en del aceite en laboratorio
- ASTM D1524: Norma para la prueba de color del aceite en campo
- ASTM D1533: Norma para la prueba de contenido de agua del aceite
- ASTM D1298: Norma para la prueba de la densidad Relativa del aceite.
- ASTM D1698: Norma para la prueba de sedimentos.
- ASTM D3612: Norma para las pruebas cromatográficas del aceite.
- ASTM D5837: Norma para la prueba de contenido de Furanos.

### 1.3 Objetivo

Implementación y control del mantenimiento del aceite de los trece transformadores de Potencia en CREDITEX, usando un programa elaborado en Excel.

### 1.4 Alcances

El presente informe de ingeniería solamente se referirá al mantenimiento y regeneración del aceite de los trece transformadores de la Compañía industrial textil CREDITEX en su planta 5.

## CAPITULO II

### ASPECTOS TEORICOS RELACIONADOS CON TRANSFORMADORES DE POTENCIA

#### 2.1 El transformador en los sistemas eléctricos de potencia

Hoy en día en que se requiere transportar grandes cantidades de fluido eléctrico desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo, no sería concebible sin el desarrollo de ciertos equipos eléctricos como es el caso característico de los transformadores.

Conforme la demanda eléctrica iba en aumento, la industria eléctrica, también fue teniendo un mayor crecimiento; luego entonces; la dificultad de trasladar este tipo de energía de un lugar a otro, fue haciéndose más evidente, pues en sus principios, se generaba corriente directa a baja tensión para alimentar los circuitos de alumbrado y de fuerza motriz; esto hacía sumamente ineficiente la transmisión de grandes bloques de energía. Se vio entonces la necesidad de elevar la tensión de los centros de generación para llevar a cabo la transmisión de energía y reducirlo a llegar a los centros de carga o de consumo.

El dispositivo ideal para llevar a cabo este proceso de transformación es el transformador, cambiándose con ello, el uso de la corriente directa a

corriente alterna, dado que el transformador funciona sólo con corriente alterna.

En la figura 2.1 se muestra el esquema general, por medio de un diagrama unifilar, desde la generación hasta la utilización de la potencia eléctrica.

Las grandes plantas de generación o estaciones centrales, generan energía en forma masiva, la cual es luego transmitida a subestaciones en puntos cercanos a los sitios donde será utilizada. La energía es distribuida desde dichas subestaciones hasta los usuarios.

Haciendo referencia a la figura 2.1, se observa que para poder llevar la energía a los centros de consumo desde los centros de generación, es necesario del uso de cuando menos cuatro transformadores, los cuales tienen una función determinada. Como regla general podemos decir que, por cada kVA generados se requieren al menos cuatro kVA de transformación.

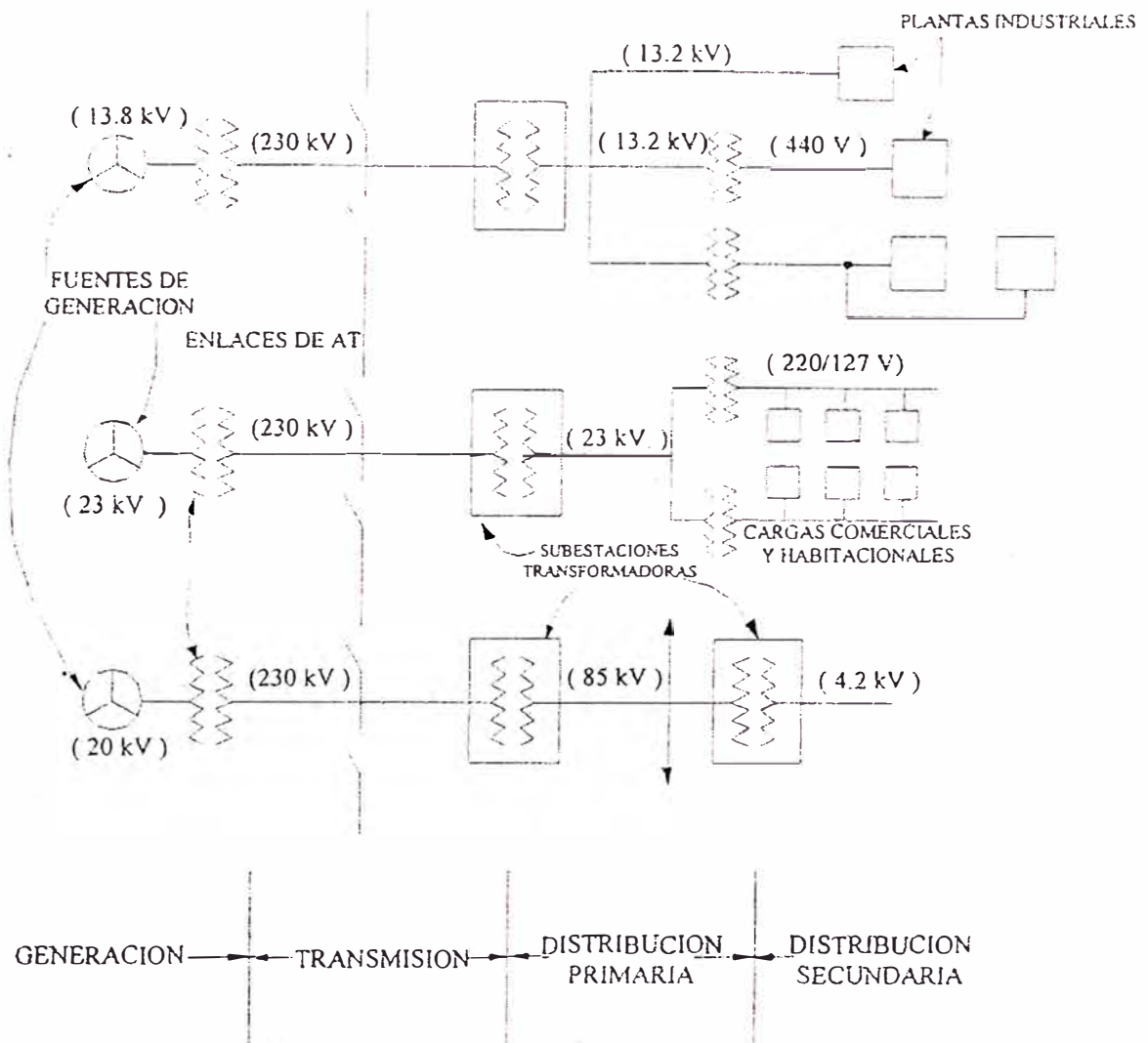


Fig. 2.1. Sistema eléctrico de potencia generalizado.

Estas unidades se encuentran, normalmente, formando subestaciones eléctricas y según el empleo que se les de, reciben el nombre de transformadores de potencia o de distribución y pueden ser elevadores, reductores o de enlace (relación 1/1).

Existen además, los transformadores especiales y los transformadores para instrumento que son empleados como auxiliares para conectar los aparatos para la medición, la protección y el control de los circuitos eléctricos de potencia.

Como podemos ver, los transformadores son una parte fundamental en los sistemas eléctricos en general. Pero, particularmente, los transformadores de distribución tienen una gran demanda comercial por la pequeña capacidad y la gran cantidad de transformadores instalados. A manera de comparación podemos decir que para un transformador de potencia de 300 MVA requeriríamos aproximadamente de cuatro mil transformadores de 75Kva.

## 2.2 Clasificación y utilización de los transformadores

Los transformadores pueden ser clasificados de distintas maneras, según se tome como base la operación, la construcción o la utilización; así tenemos que:

### a) Por la operación.

Se refiere a la energía o potencia que manejan dentro del sistema eléctrico:

Transformadores de distribución. Los que tienen capacidad desde 5 hasta 500 kVA (monofásicos y/o trifásicos)

Transformadores de potencia. Los que tienen capacidad mayores de 500 kVA

b) Por el número de fases.

De acuerdo a las características del sistema al que se le conectará:

- Monofásico. Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a una línea o fase y un neutro o tierra. Tiene un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión. Se denota con  $1\phi$ , figura 2.2.
- Trifásico. Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a 3 líneas o fases y pueden estar o no conectados a un neutro común o tierra. Tiene 3 devanados de alta tensión y 3 de baja tensión. Se denota con  $3\phi$ , figura 2.3.



Fig. 2.2. Diagrama eléctrico, transformador monofásico

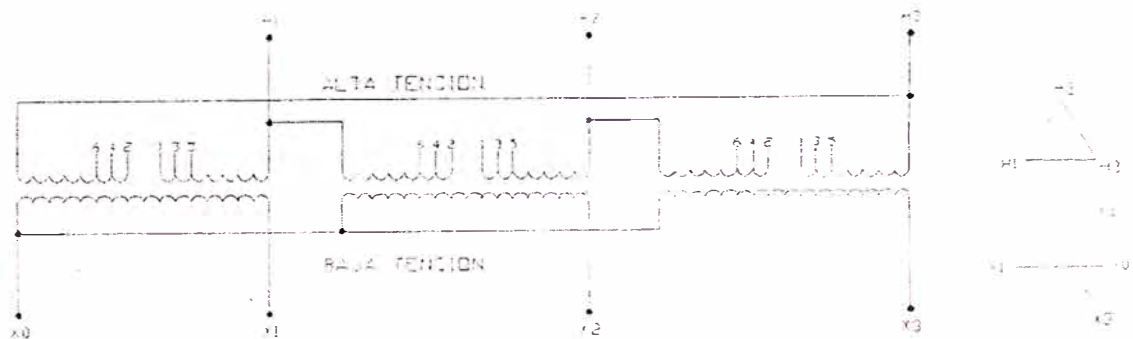


Fig. 2.3. Diagrama eléctrico, transformador trifásico

c) Por su utilización.

De acuerdo a la posición que ocupan dentro del sistema:

- Transformador para generador. Son transformadores de potencia que van conectado a la salida del generador. Proporcionan la energía a la línea de transmisión.
- Transformadores de subestación. Los transformadores de potencia que se conectan al final de la línea de transmisión para reproducir la tensión a nivel de subtransmisión.
- Transformadores de distribución. Reducen la tensión de subtransmisión a tensiones aplicables en zonas de consumo.
- Transformadores especiales. Son transformadores de potencia diseñados para aplicaciones no incluidas en las anteriores y que pueden ser: reguladoras de tensión, transformadores para



rectificador, transformadores para horno de arco eléctrico, transformadores defasadores; auto transformadores para mina; transformadores para prueba; transformadores para fuentes de corriente directa y muchos otros.

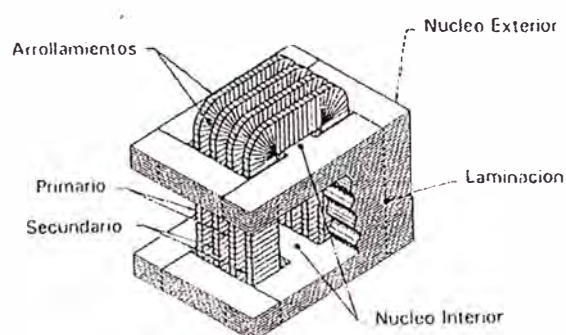
- Transformadores de instrumentos. Son transformadores de potencia y transformadores de corriente que son usados en la medición, en la protección y en el control.

d) Por la construcción o forma del núcleo

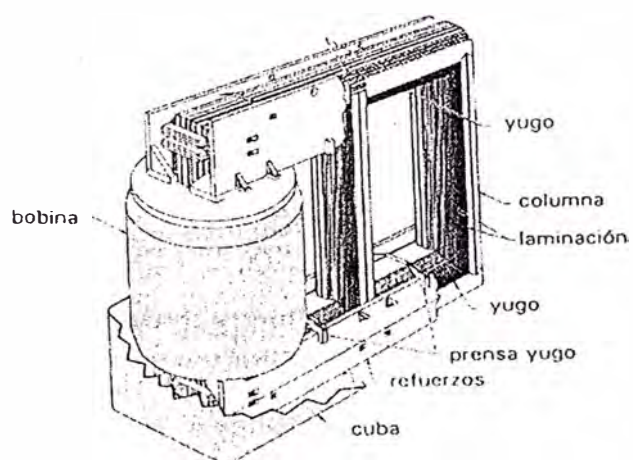
De acuerdo con la posición que existe entre la colocación de las bobinas y el núcleo, se conocen (o generalizan) dos tipos:

- Núcleo acorazado. También llamado tipo “shell”, es aquel en el cual el núcleo se encuentra cubriendo los devanados de baja y alta tensión.
- Núcleo no acorazonado. También conocido como tipo columna o “core” y es aquel en el cual las bobinas abarcan una parte considerable del circuito magnético.

En las figuras 2.4 y 2.5 se pueden ver ambos tipos de núcleos y las formas constructivas de los mismos.

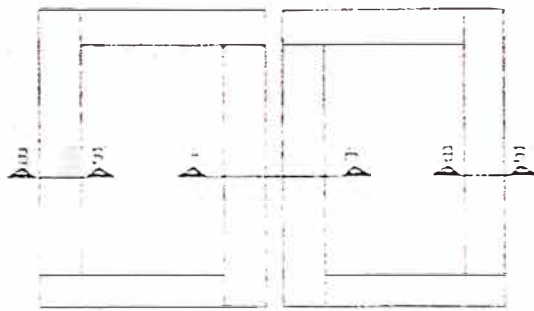


a) Acorazado

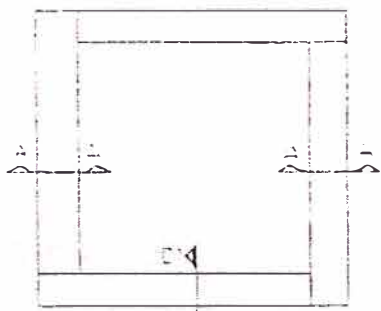
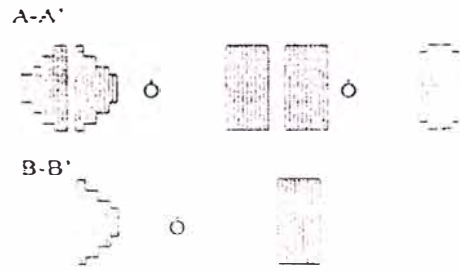


b) Columnas

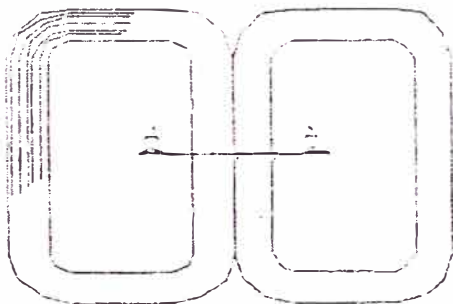
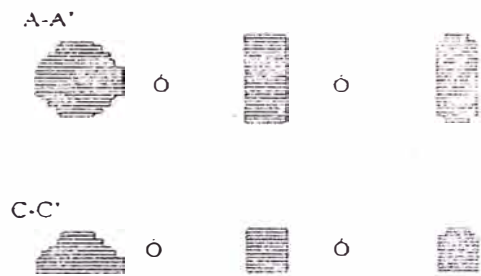
Figura 2.4. Tipos de Núcleos de transformadores



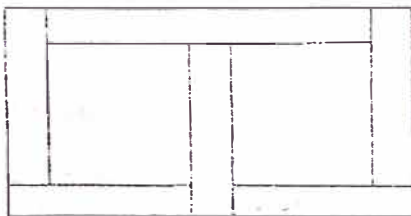
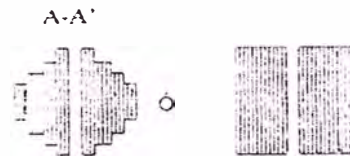
Tipo acorazado  
( Tipo shell )



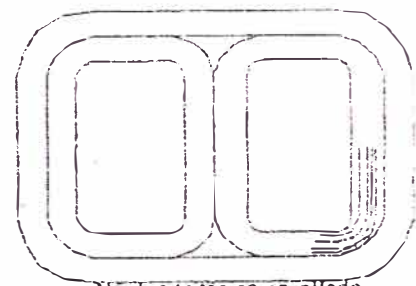
Tipo de dos columnas  
Yugo recto o escalonado



Núcleo devanado de dos arcadas



Núcleo trifásico laminado



Núcleo trifásico enrollado

Fig. 2.5. Formas constructivas del núcleo

e) En función de las condiciones de servicio:

- Para uso interior.
- Para uso a la intemperie.

f) En función de los lugares de instalación:

- Tipo poste.
- Tipo subestación.
- Tipo pedestal.
- Tipo bóveda o sumergible.

f) De acuerdo al tipo de enfriamiento.

Existen los sumergidos en aceite y los tipos seco. Entre los sumergidos en aceite tenemos:

- Tipo OA
- Tipo OA / FA
- Tipo OA / FA / FOA
- Tipo FOA
- Tipo OW
- Tipo FOW

Entre los tipos secos, tenemos:

Tipo AA

Tipo AFA

Tipo AA/ FA

Descripción de los tipos de enfriamiento:

Tipo OA. Es un transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural. Este es el enfriamiento más común y frecuente resultando más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones. En estas unidades el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas, o bien provistos de enfriadores tubulares o de radiadores separables.

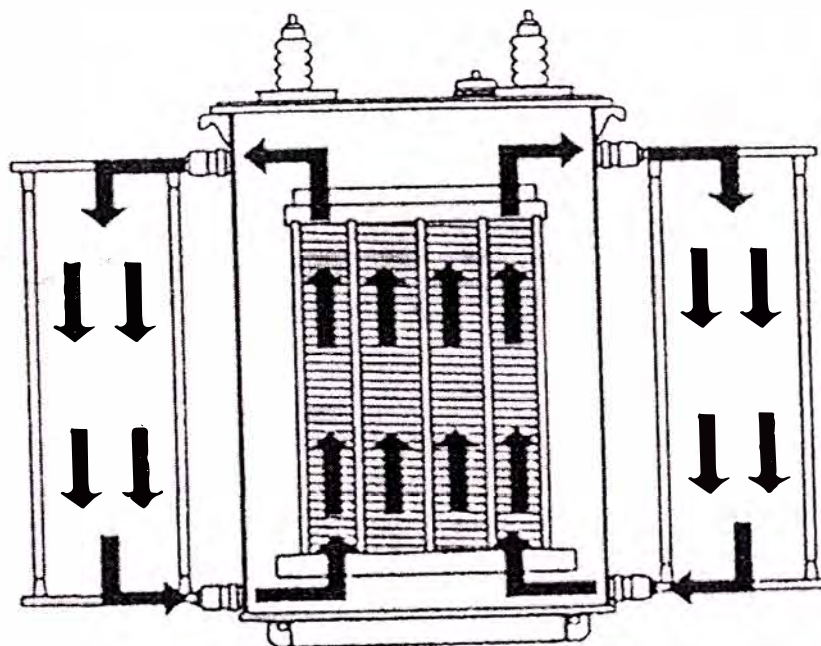


Fig. 2.6 Esquema transformador tipo OA

Tipo OA / FA. Sumergido en aceite con enfriamiento a base de aire forzado. Esta unidad es básicamente del tipo OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar los kVA de salida del transformador. El empleo

de este sistema de enfriamiento esta indicado cuando la unidad debe soportar sobrecarga durante períodos cortos, pero cuya ocurrencia se espera con cierta frecuencia dentro de las condiciones normales de trabajo y, que deben ser tolerados sin afectar el funcionamiento normal del transformador.

Tipo OA /FA /FOA. Transformador sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento a base de aire forzado. El régimen del transformador tipo OA sumergido en el aceite puede ser aumentado por el empleo combinado de bombas y ventiladores. En la construcción se usan los radiadores desprendibles normales, con la adición de ventiladores montados sobre dichos radiadores y bombas conectadas a los cabezales de los mismos. El aumento de la capacidad se hace en dos pasos.

En el primero se usan la mitad de los ventiladores y la mitad de las bombas para lograr el aumento de 1.333 veces la capacidad sobre el diseño OA; en el segundo se usa la totalidad de los ventiladores y las bombas, con lo que se consigue un aumento de 1.667 veces el régimen OA. El arranque y parada de los ventiladores y bombas son controlados por la temperatura del aceite, por medio de controles automáticos que seleccionen la secuencia de operación al aumentar la carga del transformador.

Tipo FOA. Sumergido en aceite con enfriamiento con aceite forzado con enfriadores de aire forzado. El aceite de estas unidades es enfriado al

hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores de aire y aceite, colocados fuera del tanque. Su diseño esta destinado a usarse únicamente con los ventiladores y bombas de aceite, trabajando continuamente, en cuyas condiciones pueden sostener la totalidad de su carga nominal.

Tipo OW. Sumergido en aceite, con enfriamiento por agua. Este tipo de transformador esta equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque. El agua de enfriamiento circula en el interior de los tubos y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente. El aceite fluye estando en contacto con la superficie de los tubos.

Tipo FOW. Sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada. Este es prácticamente igual que el tipo FOA, solo que el cambiador de calor es del modelo agua-aceite y por lo tanto; el enfriamiento del aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores.

Tipo AA. Transformadores tipo seco con enfriamiento propio. Se Caracteriza por no tener aceite u otro líquido para efectuar las funciones de aislamiento y enfriamiento. El aire es el único medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas.

Tipo AFA. Transformador tipo seco con enfriamiento por aire forzado, el diseño comprende un ventilador que empuja el aire en un ducto colocado en

la parte inferior de la unidad; por medio de aberturas en el ducto se lleva el aire a cada núcleo. Este tipo solo tiene un régimen. Con ventilador.

Tipo AA / FA. Transformador tipo seco con enfriamiento propio, con enfriamiento por aire forzado, su denominación indica que tiene dos regímenes, uno por enfriamiento natural y el otro contando con la circulación forzada por medio de ventiladores, éste control es automático y opera mediante un relevador térmico.

Los transformadores de distribución son generalmente del tipo OA (autoenfriados en aceite).

### 2.3 Constitución física de un Transformador

Las partes que componen un transformador son clasificadas en cuatro grandes grupos, los cuales comprenden:

- a.- Circuito magnético (núcleo)
- b.- Circuito eléctrico (devanados)
- c.- Sistema de aislamiento
- d.- Tanque y accesorios

#### a.- El circuito magnético

El circuito magnético es la parte componente del transformador que servirá para conducir el flujo magnético generado, el cual concatenará magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador. El circuito magnético se conoce comúnmente como núcleo. Este núcleo se



encuentra formado por láminas de acero al silicio de grano orientado de bajas pérdidas y una alta permeabilidad magnética.

Todas las láminas están aisladas en ambas caras por medio de un aislante inorgánico llamado "carlite" que consiste de una capa especial aislante aplicada en el proceso final de planchado y recocido. Se tiene básicamente cuatro tipos de lámina de grano orientado, cuyas características se encuentran mencionadas en la tabla 2.1

Grado de Orientación	Espesor Pulg.    mm		60 HZ				50 HZ			
			Watts Per Lb		Watts Per Lb		Watts Per Lb		Watts Per Lb	
			15kGauss	19kGauss	15kGauss	17kGauss	15kGauss	17kGauss	15kGauss	17kGauss
M-2	0.007	0.18	0.42		0.93		0.32		0.70	
M-3	0.009	0.23	0.46		1.01		0.33		0.77	
M-4	0.011	0.28	0.51	0.74	1.12	1.63	0.39	0.56	0.85	1.24
M-6	0.014	0.35	0.66	0.94	1.46	2.07	0.50	0.71	1.11	1.57

Tabla 2.1 Pérdidas en acero al silicio a 60 y 50 Hz

Las pérdidas en la lámina a 50 Hz comparadas con las pérdidas a 60 Hz tienen la siguiente equivalencia:

$$\text{Pérdida a 50 Hz} = 0.76 \times \text{pérdidas a 60 Hz}$$

El tipo de láminas más usual en la fabricación de núcleos para transformadores es la M-4, cuyas características de Watts por libra o

Watts por kilogramo contra la densidad de flujo (B) a 50 y 60 Hz, están dadas en la misma tabla 2.1.

b.- El circuito eléctrico (devanados).

Los devanados son la parte que componen los circuitos eléctricos del transformador (devanados primarios y secundarios). Los devanados se fabrican en diferentes tipos dependiendo de las necesidades del diseño, y los materiales que se utilizan, básicamente, son: el cobre y el aluminio.

La Función de los devanados (primarios) es crear un flujo magnético para inducir en los devanados (secundarios) una fuerza electromotriz, y transferir potencia eléctrica del primario al secundario mediante el principio de inducción electromagnética; este proceso se desarrolla con una pérdida de energía muy pequeña.

Aún cuando el cobre tiene una baja resistencia específica su mayor costo comparado con el aluminio dio lugar al incremento del uso del aluminio (usado por primera vez en 1952), especialmente en transformadores de distribución y pequeña potencia, ya sea sumergido en líquidos aislante o del tipo seco.

Durante la II guerra mundial cuando el cobre estuvo escaso, fueron usados conductores de plata en un considerable número de transformadores para las plantas del gobierno de los Estados Unidos

en la época de la guerra. Sin embargo, después de la guerra estos devanados fueron recobrados.

El diseñador debe considerar varias características particulares de ambos materiales. La tabla 2.2, presenta datos específicos de ciertas propiedades.

PROPIEDAD	ALUMINIO	COBRE
Conductividad eléctrica a 20°C recocido	62%	100%
Peso específico en gramos por centímetro cúbico a 20°C	2.7	8.89
Calor específico	0.21	0.094
Punto de función °C	660	1083
Conductividad térmica, a 20°C (calorías/ °C /cm <sup>2</sup> /cm)	0.53	0.941
Esfuerzo mecánico a la tensión en Kg / mm <sup>2</sup>	16	25
Peso total de un transformador de 2 500 kVA con devanado de A.T a 44 kV (kg)	6,318	6,682

Tabla 2.2 Comparación de la propiedades físicas del aluminio y el cobre.

Las ventajas de las bobinas de cobre son:

- Resistencia mecánica
- Conductividad eléctrica buena (bobina más pequeña).

Las ventajas del la bobina de aluminio son:

- Estabilidad en el costo por suministro, eficiente disipación de calor (capacidades muy pequeñas) únicamente para devanados en banda ( no para devanados de alambre); uso de hoja de aluminio (foil de aluminio ).
- Reducción en peso.

Los devanados de aluminio son construidos solamente en banda; en cambio los devanados de cobre pueden ser construidos con solera o conductores redondos, forrados con papel o esmaltados, o la combinación de ambos aislamientos dependiendo del tipo (seco o sumergido a líquido aislante), tensión y potencia del transformador.

#### c.- El sistema de aislamiento

Los transformadores poseen una serie de materiales aislantes los cuales juntos forman el sistema de aislamiento. Este sistema incluye materiales como:

- Cartón prensado (pressboard de entre 1.58mm a 6.35mm de espesor).
- Papel kraft de 0.127 a 0.508mm de espesor.
- Papel Manila y corrugado.
- Cartón prensado de alta densidad.
- Collares de cartón prensado y aislamiento finales.
- Partes de cartón prensado laminados.
- Esmalte y barnices.

- Recubrimientos orgánicos e inorgánicos para la laminación del núcleo.
- Porcelana (boquilla).
- Recubrimientos de polvo epóxico.
- Madera de maple o machiche para armados.
- Fibra vulcanizada.
- Algodón (hilos y cintas).
- Plásticos y cementos, telas y cintas adhesivas, cintas de fibra de vidrio, etc.
- Fluido líquido dieléctrico (excepto equipos aislados en aire o gas) que puede ser aceite mineral, aceite de silicona o r- temp.

El sistema de aislamiento aísla los devanados del transformador entre ellos y a tierra, así como las partes cercanas al núcleo y a las partes de acero que forman la estructura.

Por lo tanto, el aislamiento es mucho más que “solamente un medio mecánico para conservar los alambres”. Concepto que así fue visualizado en el desarrollo de los primeros equipos.

Los primeros catorce materiales forman el sistema de aislamiento sólido que debe de cumplir con cuatro importantes funciones:

- Cualidad para soportar las tensiones relativamente altas encontradas en servicio normal (esfuerzo dieléctricos). Esto incluye ondas de impulso y transitorios.
- Cualidad para soportar esfuerzo mecánico y térmicos (calor) los cuales acompañan a un cortocircuito.
- Cualidad para prevenir excesivas acumulaciones de calor (transmisión de calor).
- Cualidad para mantener las características deseadas para un período de vida de servicio adaptable dando un adecuado mantenimiento.

d.- Tanque y accesorios.

Los transformadores deben ser construidos con un tanque hermético, con objeto de preservar el aire – ya que éste tiene la función de dieléctrico y también de refrigerante -, del conjunto núcleo – bobinas. El transformador debe permanecer perfectamente sellado desde una temperatura de  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  a un máximo de  $105\text{ }^{\circ}\text{C}$  en la parte superior del líquido aislante. La figura 2.7 muestra en conjunto un tanque de transformador.

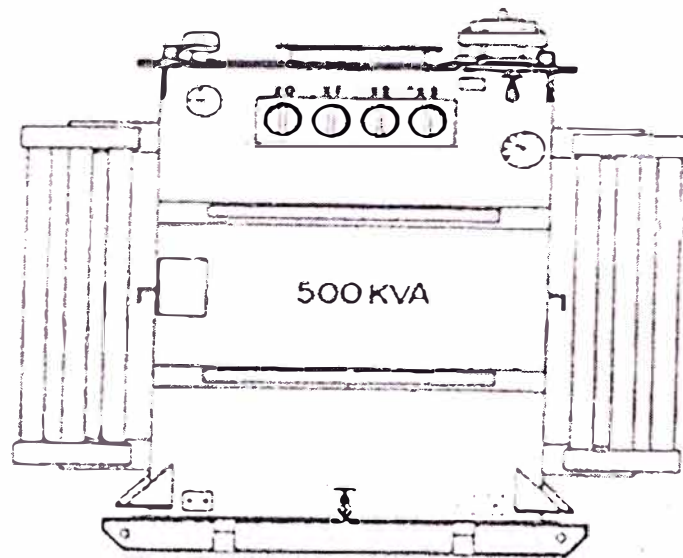


Fig. 2.7. Tanque con radiadores tubulares

Entre los accesorios más importantes del transformador de distribución, están:

- a) Boquilla de porcelana de A.T. y B.T
- b) Cambiador de derivaciones (o taps).
- c) Terminales de cobre para A.T y B.T.
- d) Válvula de muestreo de aceite.

Para los transformadores de potencia habrá que incluir los siguientes:

- e) Termómetros con contacto y sin contacto de alarma.
- f) Niveles de aceite con contacto y sin contacto de alarma.
- g) Relevador Buchollz.
- h) Ventiladores, etc.

## CAPITULO III

### IMPORTANCIA Y TIPOS DE ACEITE EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

#### 3.1.- Importancia y tipos de aceite

Los aceites minerales son utilizados como fluidos aislantes y refrigerantes en transformadores eléctricos, bajo las nuevas y avanzadas tecnologías de laboratorio, proporcionan valiosa información de las condiciones de operación de los equipos que los usan y la gran influencia que ejercen en la vida útil de los mismos.

Los aceites aislantes minerales son productos que sufren degradación por los esfuerzos térmicos y eléctricos a los que son sometidos, generando productos de descomposición que son usados para evaluar la ocurrencia o falla en los transformadores. Reaccionan con el oxígeno, oxidándose formando productos cuyas características aceleran la degradación de los demás materiales, disminuyendo la vida útil de los equipos.

La vida útil de un transformador eléctrico está directamente relacionada con la vida de un aislador sólido, es decir, del papel aislante. Una vez



deteriorado el papel, la reparación costará casi lo mismo que un equipo nuevo.

El papel aislante utilizado en los transformadores es el **papel Kraft** de fibra larga, que está constituido básicamente de celulosa, un polisacárido cíclico.

La Celulosa se degrada por la acción del calor, generando monóxido y dióxido de carbono, lo cual hace disminuir su peso molecular medio.

Igualmente, el papel sufre hidrólisis en ácido medio, lo que causa también su peso molecular medio, deteriorando sus propiedades eléctricas y mecánicas.

La degradación del papel aislante se debe principalmente a dos factores:

- Temperatura.
- Ataque químico.

El último material es el sistema aislante líquido que baña las bobinas, el núcleo y los materiales aislantes sólidos. Este fluido sirve para tres propósitos primordiales:

- Provee una rigidez dieléctrica.
- Proporciona un enfriamiento eficiente.
- Protege al demás sistema aislante.

El fluido puede ser aceite mineral para transformador, silicona o R – TEMP y de estos tres el aceite mineral es usado en el llenado del 95% de los transformadores.

Es evidente que cualquier debilitamiento en el aislamiento puede conducir a una falla en el transformador. El aislamiento está deteriorado cuando ha perdido una parte significativa de su propiedad dieléctrica original, características mecánicas o resistencia al impulso. La continuación en el proceso de deterioración terminará en lo inevitable: una falla mecánica o eléctrica.

En la tabla 3.1 se presentan los valores que debe cumplir el aceite aislante mineral.

<b>CARACTERISTICAS FISICAS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>ESPECIFICACION</b>
APARIENCIA VISUAL	---	BRILLANTE Y TRANSPARENTE (SIN SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN)
COLOR	---	1 MAX
DENSIDAD RELATIVAA 2074°C	---	0.840 A 0.880
TEMPERATURA DE FLUIDEZ	°C	-26 MAX.
TEMPERATURA DE INFLAMACION 101.3 KPa (760mm de Hg)	°C	145 MIN.
TENSION INTERFACIAL A 25+ 1°C	mN /m (dinas/cm)	40 MIN.
VISCOCIDAD CINEMATICA A 40°C	cSt (SSU)	104 MAX (60)
<b>QUIMICAS</b>		

AZUFRE CORROSIVO	---	NO CORROSIVO
AZUFRE TOTAL	% EN PESO	0.10 MAX
CARBONES AROMATICOS	% EN PESO	8.0 A 12.0
CLORURO Y SULFATO	---	NEGATIVOS
CONTENIDO DE AGUA	ppm	35 MAX
CONTENIDO DE INHIBIDORES	---	NEGATIVO
ENVEJECIMIENTO ACELERADO: -NUMERO DE NEUTRALIZACION -DEPOSITOS	Mg koH /g % EN PESO	0.40 MAX 0.10 MAX
NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg koH / g	0.03 MAX
<b>ELECTRICAS</b>		
FACTOR DE POTENCIA A 60 HZ -a 25°C -a 100°C	% %	0.05 MAX 0.03 MAX
TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA -ELECTRODOS PLANOS (2,54mm) -ELECTRODOS SEMIESFERICOS (1.02mm)	kV kV	30 MIN. 20 MIN.
TENDENCIA A LA GASIFICACION	---	DEBE ABSORBER GAS

Tabla 3.1 Especificaciones típicas del aceite aislante

Entre las principales marcas y tipos tenemos:

- Shell Diala D
- Shell Diala A
- Shell diala AX
- Nynas Nitro 10 GBN.
- Nynas Nitro 10 GBNP
- ELECTROLUBE AX
- REPSOL Transformador 64
- REPSOL Transformador 65

### 3.2 Propiedades de los aceites

#### a.- Viscosidad

La viscosidad se define como la resistencia de un líquido a fluir. Esta resistencia es provocada por las fuerzas de atracción entre las moléculas del líquido. El esfuerzo necesario para hacer fluir el líquido (esfuerzo de desplazamiento) estará en función de esta resistencia. Los fluidos con alta viscosidad ofrecen cierta resistencia a fluir, mientras que los poco viscosos lo hacen con facilidad.

La viscosidad se ve afectada por las condiciones ambientales, especialmente por la temperatura y la presión, y por la presencia de aditivos modificadores de la misma, que varían la composición y estructura del aceite.

La fricción entre moléculas genera calor; la cantidad de calor generado está en función de la viscosidad. Esto también afecta a la capacidad selladora del aceite y a su consumo.

La viscosidad también tiene que ver con la facilidad para ponerse en marcha de las máquinas, particularmente cuando operan en temperaturas bajas. El funcionamiento óptimo de una máquina depende en buena medida del uso de aceite con la viscosidad adecuada para la temperatura ambiente.

Además es uno de los factores que afecta a la formación de la capa de lubricación.

Viscosidad dinámica o absoluta. Los términos viscosidad absoluta y viscosidad dinámica se usan intercambiabilmente con es de viscosidad para distinguirla de la viscosidad cinemática o comercial.

Se define, como ya hemos dicho como la resistencia de un líquido a fluir. Matemáticamente se expresa como la relación entre el esfuerzo aplicado para mover una capa de aceite (tensión de corte) y el grado de desplazamiento conseguido.

El concepto de viscosidad puede entenderse con ayuda de la figura:

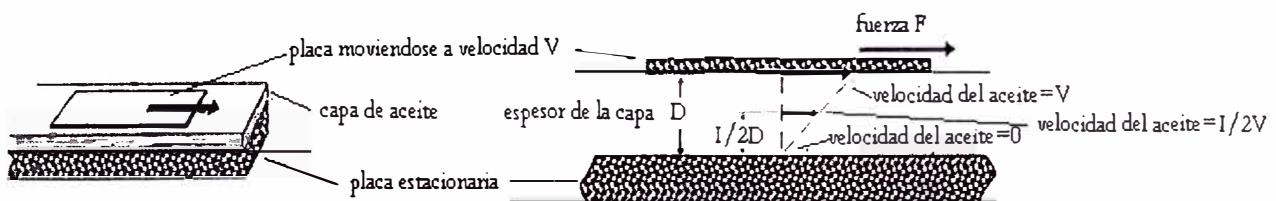


Fig. 3.1 Gráfico concepto de Viscosidad

La figura representa dos placas, una fija y otra móvil, separadas una distancia  $D$ . La placa móvil se mueve con velocidad constante  $V$ . El aceite adherido a la placa se mueve a la misma velocidad que ella. Entre ambas placas vemos que las capas de aceite situadas entre las dos placas se mueven a velocidad inversamente proporcional a su separación de la placa móvil. Para vencer la fricción entre placas será necesario aplicar una fuerza  $F$ . Dado que la fricción entre capas está relacionada con la viscosidad, Newton demostró que la fuerza  $F$  es una medida de la fricción interna del fluido, siendo proporcional a la superficie de la placa móvil  $S$  y al gradiente de velocidad  $V/D$ :

$$F = \frac{\eta S V}{D}$$

en el cual  $\eta$  (eta) es el coeficiente de viscosidad absoluta y  $V/D$  es el gradiente de velocidad o grado de desplazamiento.

Por tanto la viscosidad absoluta queda definida como:

$$\text{viscosidad absoluta} = \frac{\frac{F}{S}}{\frac{V}{D}} = \frac{\text{tensión de corte}}{\text{gradiente de velocidad}}$$

Podemos ver así que la viscosidad de un fluido se puede determinar conociendo la fuerza necesaria para vencer la resistencia del fluido en una capa de dimensiones conocidas.

Viscosidad cinemática o comercial: La viscosidad cinemática se define como la resistencia a fluir de un fluido bajo la acción de la gravedad.

En el interior de un fluido, dentro de un recipiente, la presión hidrostática (la presión debida al peso del fluido) esta en función de la densidad.

Por otra parte, el tiempo que tarda en fluir un volumen dado de fluido es proporcional a su viscosidad dinámica.

Podemos expresar la viscosidad cinemática como:

$$\text{viscosidad cinemática} = \frac{n}{d}$$

Donde n es el coeficiente de viscosidad dinámica y d la densidad, todo ello medido a la misma temperatura.

La gravedad específica puede aplicarse en la expresión anterior en lugar de la densidad.

Por lo dicho anteriormente, la viscosidad cinemática puede definirse como el tiempo requerido por un volumen dado de fluido en fluir a través de un tubo capilar por acción de la gravedad

Viscosidad aparente: La viscosidad aparente es la viscosidad de un fluido en determinadas condiciones de temperatura y agitación (no normalizadas).

La viscosidad aparente no depende de las características del fluido, sino de las condiciones ambientales, y por tanto variará según las condiciones.

Factores que afectan a la viscosidad: Aunque en la mayor parte de los casos sería deseable que la viscosidad de un lubricante permaneciese constante, ésta se ve afectada por las condiciones ambientales, como ya hemos dicho.

Para evitarlo se usan aditivos, llamados mejoradores del índice de viscosidad.

Efecto de la temperatura: En termodinámica la temperatura y la cantidad de movimiento de las moléculas se consideran equivalentes. Cuando aumenta la temperatura de cualquier sustancia (especialmente en líquidos y gases) sus moléculas adquieren mayor movilidad y su cohesión disminuye, al igual que disminuye la acción de las fuerzas intermoleculares.

Por ello, la viscosidad varía con la temperatura, aumentando cuando baja la temperatura y disminuyendo cuando se incrementa.

Efecto de la velocidad de corte: No todos los fluidos responden igual a variación de la velocidad de corte. Debido a su naturaleza, la mayoría de los fluidos no varían su viscosidad al variar la velocidad de corte. Son los llamados fluidos newtonianos. En estos, el grado de desplazamiento de las capas de líquido es proporcional a la fuerza que se aplica. Ejemplo de ello son los aceites monogrado.



Fig. 3.2 Fluido Newtoniano



Los fluidos en los que no se cumple la condición antes descrita son llamados no-newtonianos, y dentro de ellos podemos establecer varios tipos:

Fluidos plásticos o de Bingham: Estos fluidos no fluyen mientras que la fuerza que se les aplica no supere un cierto nivel (umbral). Una vez rebasado dicho umbral, el desplazamiento conseguido es proporcional a la fuerza aplicada. Este es el caso de los aceites multigrado

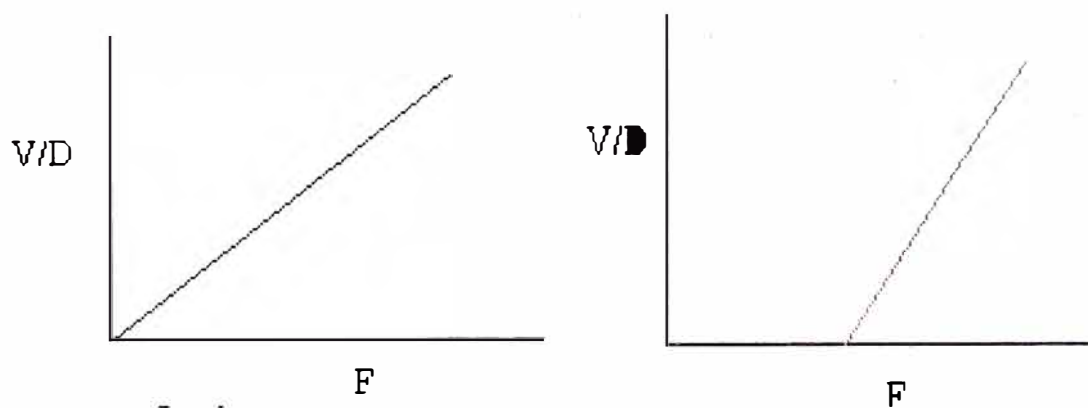


Fig. 3.3 Fluidos no Newtonianos y Plasticos

Fluidos pseudo plásticos: En estos no aparece ningún umbral, pero el desplazamiento conseguido no es proporcional a la fuerza, sino que aumenta en una proporción mucho mayor.

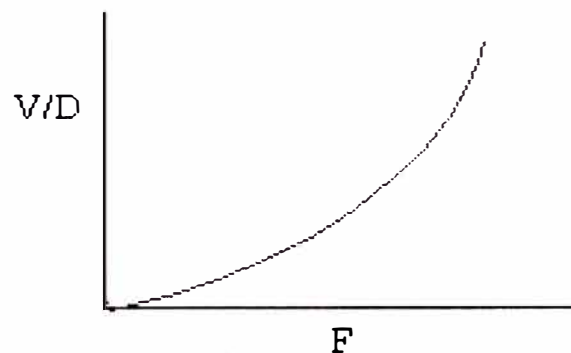


Fig. 3.4 Fluido Pseudo Plástico

Fluidos dilatantes: En estos la viscosidad aumenta al aumentar la fuerza aplicada. Es como si el fluido fuera frenándose al aplicar la fuerza.

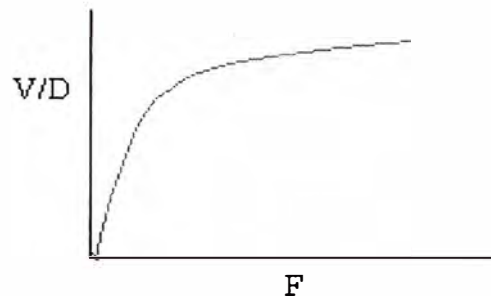


Fig. 3.5 Fluido Dilatante

Unidades de medida de la viscosidad: Existen un buen número de unidades empleadas en la medición de la viscosidad. Algunas se basan en la relación entre la fuerza aplicada y el grado de desplazamiento conseguido; otras se basan en el tiempo que tarda en fluir una determinada cantidad de líquido a través de un orificio calibrado, a una determinada temperatura, que suele ser 100°F y 210°F (37'8°C y 98'9°C).

Entre las principales tenemos:

- Poise (Po): En honor de Poiseville, quien en 1844 desarrolló la ecuación de viscosidad de los gases. Es la unidad de viscosidad absoluta del sistema CGS. Se define como la fuerza en dinas necesaria para mover una placa lisa de 1 cm<sup>2</sup> de superficie separada de otra fija por una capa de líquido de 1 cm de espesor, a una velocidad de 1 cm/seg (dina x cm<sup>-2</sup>/seg). También se denomina g x cm/seg. En la práctica suele usarse su submúltiplo, el centipoise. 1 cPo=0'01 Po.

- Poiseville (PI): Unidad de viscosidad absoluta del Sistema Internacional. Su definición es similar a la del Poise, pero sustituyendo las unidades CGS por las del S.I. ( $N \times \text{seg}/m^2$ ).  $1 \text{ PI} = 10 \text{ Po} = 1 \text{ Pa} \times \text{seg}$ .
- Reyn: Llamado así por Sir Osborne Reynolds. En la práctica se usa el microreyn, su millonésima parte, dada la magnitud de la unidad fundamental.
- Stoke (St): Unidad de viscosidad cinemática del sistema CGS. Se basa en la relación entre la viscosidad dinámica de un fluido y su densidad (ver viscosidad cinemática). También puede denominarse  $\text{cm}^2/\text{seg}$ . Suele emplearse su submúltiplo el centistocke (cSt).  $1 \text{ cSt} = 0.01 \text{ St}$ .

La viscosidad dinámica en centipoise puede convertirse en viscosidad cinemática en centistokes dividiéndola por la densidad en  $\text{g}/\text{cm}^3$ , a la misma temperatura.

- Metro cuadrado por segundo ( $\text{m}^2/\text{seg}$ ): Unidad de viscosidad cinemática del S.I.  $1 \text{ m}^2/\text{seg} = 10^4 \text{ St}$
- Segundos Saybolt (SUS)= Indica el tiempo que tarda el fluir 60 ml de aceite a través de un tubo capilar a una temperatura dada entre  $70^\circ\text{F}$  y  $210^\circ\text{F}$ . Si el fluido es de viscosidad muy alta viscosidad se usa un tubo de mayor diámetro, expresando entonces el resultado en Segundos Saybolt Furol (SSF). Se usa sobre todo en Estados Unidos.
- Segundos Redwood: Indica el tiempo que tarda en fluir 50 ml de aceite a través un orificio calibrado. Se usa en Gran Bretaña.

- Grados Engler: Es el cociente entre el tiempo que tarda en fluir 200 ml de aceite a través de un orificio calibrado y el tiempo que tarda en fluir 200 ml de agua a través de un orificio del mismo calibre, a la misma temperatura. El resultado se da en grados Engler. Se usa sobre todo en la Europa continental.

En la actualidad, la viscosidad suele determinarse en centistokes, para luego convertirlo a otras unidades.

#### b.- Índice de Viscosidad

El índice de viscosidad es la medida de la variación de la viscosidad de un aceite en función de la temperatura.

Esta es una medida arbitraria que fue introducida en 1929 por Dean y Davis. El método consiste en comparar la viscosidad del aceite dado con la de dos aceites patrón: el procedente del crudo de Pensilvania (parafínico), cuya viscosidad varía muy poco con la temperatura, y el procedente del crudo del Golfo de Méjico (naftalénico), que varía mucho su viscosidad con la temperatura. A estos se les asigna un índice de viscosidad de 100 y 0 respectivamente.

Se toma el los aceites patrón cuya viscosidad a 210°F (98°C) sean iguales a la del aceite problema. A continuación se determina la viscosidad de los tres aceites a 100°F(38°C) se calcula el cociente:

$$I.V. = 100 \frac{v(0)^{-v}}{v(0)^{-v} v(100)}$$

Cuanto más alto es el índice de viscosidad, más estable es la viscosidad del aceite.

#### c.- Punto de inflamación

Se llama punto de inflamación a la temperatura mínima en la cual un aceite empieza a emitir vapores inflamables.

Esta relacionada con la volatilidad del aceite. Cuanto más bajo sea este punto, más volátil será el aceite y tendrá más tendencia a la inflamación. Un punto de inflamación alto es signo de calidad en el aceite.

En los aceites industriales el punto de inflamación suele estar entre 80 y 232 °C, y en los de automoción entre 260 y 354°C.

El punto de inflamación también orienta sobre la presencia de contaminantes, especialmente gases (los cuales pueden reducir la temperatura de inflamación hasta 50°C en algunos aceites), riesgo de incendios a causa de los vapores y procesos no adecuados en la elaboración del aceite.

#### d.- Punto De Fluidez

El punto de fluidez de un aceite lubricante es la mínima temperatura a la cual este fluye sin ser perturbado bajo la condición específica de la prueba.

Los aceites contienen ceras disueltas que cuando son enfriados se separan y forman cristales que se encadenan formando una estructura rígida atrapando al aceite entre la red. Cuando la estructura de la cera está lo suficientemente completa el aceite no fluye bajo las condiciones de la prueba. La agitación mecánica puede romper la estructura cerosa, y de este

modo tener un aceite que fluye a temperaturas menores a su punto de fluidez.

En ciertos aceites sin ceras, el punto de fluidez esta relacionado con la viscosidad. En estos aceites la viscosidad aumenta progresivamente a medida que la temperatura disminuye hasta llegar a un punto en que no se observa ningún flujo existente.

Desde el punto de vista del consumidor la importancia del punto de fluidez de un aceite depende enteramente del uso que va a dársele al aceite. Por ejemplo, el punto de fluidez de un aceite de motor a utilizarse en invierno debe ser lo suficientemente bajo para que el aceite pueda fluir fácilmente a las menores temperaturas ambientes previstas. Por otro lado, no existe necesidad de utilizar aceites con bajos puntos de fluidez cuando estos van a ser utilizados en las plantas con altas temperaturas ambiente o en servicio continuo tal como turbinas de vapor u otras aplicaciones.

#### e.- Color e Inspección Visual:

La clasificación del Color es realizada comparando el color del aceite con los colores de una escala patrón numerada de 0 a 8.

La muestra de aceite es colocada en un tubo y comparada con un disco de colores hasta que coincida.

Las observaciones no deben prolongarse más de 10 a 15 seg.

El método de Inspección visual consiste en observar partículas en suspensión por el método de la luz. Una luz es lanzada sobre las muestras y observada en un ambiente oscuro. Un aceite en buenas condiciones se

presenta limpio y transparente, un aceite turbio puede ser por productos de oxidación del aceite en suspensión.

#### f.- Tensión Interfacial

Es la medida que tiene la fuerza suficiente para que un anillo plano de platina rompa la interfase formada entre el agua y el aceite. Una disminución de la tensión interfacial indica la presencia de productos que son el resultado del deterioro del aceite y de contaminantes polares solubles (productos intermedios de oxidación).

Los valores menores a 20 mN/m, son indicios que se está en una fase crítica, siendo necesario la sustitución o regeneración del aceite.

#### g.- Gravedad Específica

La Gravedad Específica del aceite es una relación entre la masa de determinado volumen de aceite y densidad del agua a 15°C.

La Gravedad específica no presenta unidades, valores encontrados fuera de 0.84-0.91 indican contaminación del aceite por líquidos extraños

#### h.- Rigidez Dieléctrica

Es la capacidad de un líquido aislante de soportar esfuerzos eléctricos a frecuencia comercial (60Hz). Indica la resistencia que opone un medio, en este caso el aceite aislante al paso de una corriente. Como es fácil de comprender, la mayor o menor facilidad al paso de una corriente a través de

un medio estará dada por la mayor o menor cantidad de impurezas presentes en el aceite aislante, tales como: agua, metales en suspensión o lodos.

i.- Pérdida Dieléctrica a 60 Hz o factor de Potencia.

Es la medida de la tangente del ángulo de fase (o coseno de su complemento), entre la tensión y la corriente, al aplicarse una Diferencia de Tensión (DDP) predeterminado a dos electrodos entre los cuales se coloca un líquido aislante, también sirve para complementar

j.- Índice de Acidez Total (Número de Neutralización)

Es la medida del total de compuestos ácidos que se presentan en el aceite aislante, a través de la reacción con hidróxido de potasio en medio alcohólico.

El índice de acidez es considerado crítico sobre 0.3 mgKOH/g de aceite, y a partir de éste valor aumentará de modo exponencial, siendo necesario la sustitución o regeneración del aceite.

### 3.3 Bifenilos Policlorados (PCB)

Los PCB's (bifenilos Policlorados) son mezclas de químicos orgánicos sintéticos.

Se elaboraron y comercializaron con una gran variedad de nombres comerciales como: Aroclor (USA), Clophen (Alemania), Kanechlor (Japón),



Pyralene (Francia), entre otros y suelen ser denominados comúnmente como "Askareles" (es un nombre genérico que identifica a los materiales sintéticos aislantes de la electricidad).

En todo el mundo los PCB's fueron usados en una serie de productos como: papel carbónico, pinturas, baldosas, ceras, tintas de impresión, asfalto, lubricantes, aditivo en fluidos hidráulicos, pesticidas, agroquímicos, selladores, plastificadores, adhesivos, componentes de resinas, gomas sintéticas como el caucho, sistemas de transferencia de calor, y retardadores de fuego.

Por su estabilidad físico-química, su alta capacidad como aislante eléctrico y su resistencia a la combustión en la industria eléctrica se lo ha utilizado como refrigerante y aislante en equipos de transformadores, capacitores e interruptores.

De los 209 compuestos bifenilos que pueden ser creados solo tres derivados son utilizados en transformadores y son los números: 1242, 1254 y 1260.

Internacionalmente se acepta como libre de PCB todo equipo cuyo fluido refrigerante contenga concentraciones menores a 50 ppm no habiendo exigencias especiales para su disposición final.

En USA, La EPA (Environmental Protection Agency), respecto de los requerimientos de disposición final, establece que para aceite mineral con un contenido de PCB mayor a 500 ppm debe incinerarse en condiciones

similares a las del PCB; entre 50 ppm y 500 ppm puede ser quemado como combustible de calderas de alta eficiencia, y no se establece ningún requisito especial para la disposición de aceites menores a 50 ppm; también admite la degradación natural para líquidos resultantes de condensación, etc.

Toda la EPA Part 761 considera a los transformadores con menos de 50 ppm como "Non-PCB transformer" y no requiere condiciones especiales de tratamiento ni indica plazos para su reemplazo. Incluso los transformadores de más de 500 ppm, si se lavan con solvente se permite su disposición por degradación natural. No define plazos para la eliminación, salvo en casos de alta exposición pública.

Aquellos que superan el límite de 50 ppm pueden seguir siendo usados hasta el fin de su vida útil o hasta el año 2025, controlando su operación normal y luego, ser descontaminados antes de su disposición final.

En Europa los transformadores contaminados por encima de 500 ppm deben ser descontaminados o eliminados antes de que finalice el año 2010.

Fuente: Adeera - Gestión ambiental de los bifenilos policlorados – 2003.

## CAPÍTULO IV

### PRUEBAS DEL ESTADO DEL ACEITE

#### 4.1 Generalidades

El agua y el calor son los dos mayores enemigos del aislamiento del transformador.

El deterioro del aislamiento sólido y líquido se realiza en presencia de catalizadores (Fierro, cobre, agua, etc). Los productos del deterioro del aislamiento pueden también actuar como catalizadores y aceleran el proceso.

El deterioro del aislamiento da origen al agua y otros productos y en como consecuencia, una disminución de la resistencia mecánica, disminuyendo el poder eléctrico.

Las condiciones pueden quedar propicias para la formación de descargas parciales que producen una ionización y conducción.

El proceso puede continuar hasta producirse la formación de falla tipo corona, y finalmente una falla por aislamiento.

La vida útil de un transformador depende de las condiciones de su operación y su mantenimiento. Si el mantenimiento y la operación del transformador fueran adecuadamente conducidas, su vida útil se extendería a 50 años.

Un transformador que opere constantemente sobrecalentado tiene su vida útil reducida.

Por tanto, es necesario acompañar la evolución de deterioro del aislamiento del transformador desde que sale de fábrica.

Son recomendados para el acompañamiento de las condiciones del aislamiento del transformador las siguientes pruebas:

- PRUEBAS FISICO-QUIMICO
- PRUEBAS CROMATOGRAFICO
- PRUEBAS DE FURANOS
- PRUEBAS DE PCB

Todos estos análisis permiten tener una evaluación del estado de aceite y del transformador.

Cabe señalar en este punto que las pruebas que se realizan al aceite de los transformadores de CREDITEX son realizadas por la compañía Oil & Transformer, quienes nos entregan un informe del estado del aceite de acuerdo a los resultados obtenidos, pero que a la fecha, no se tiene la certeza de que dichos resultados sean los exactos. Para poder garantizar la certeza de dichos resultados, se debe exigir que los equipos usados sean

calibrados en una institución calificada y por lo tanto exigir los certificados de calibración de dichos equipos.

## 4.2 Principales Pruebas Físico - Químicas

### 4.2.1 Prueba de Rigidez Dieléctrica del aceite (ASTM D877)

Esta prueba al aceite es una de las más frecuentes, ya que el conocer la tensión de ruptura que un aceite soporta es valioso, además, esta prueba revela cualitativamente la resistencia momentánea de la muestra de aceite al paso de la corriente y el grado de humedad, suciedad y sólidos conductores en suspensión.

La prueba se efectúa en un aparato llamado espinterómetro que consiste en un transformador de potencial, un regulador de tensión, un voltímetro indicador, un interruptor y la copa estándar patrón de la prueba. Esta copa patrón, consiste en un recipiente de vidrio refractario dentro del cual se alojan dos electrodos en forma de discos de 25.4 mm de diámetro, separados una distancia entre si de 2.54 mm con las caras perfectamente paralelas.

La prueba se lleva a cabo llenando la copa con aceite hasta que los discos o electrodos queden cubiertos completamente. Posteriormente se cierra el interruptor del aparato, el cual previamente se habrá conectado a una fuente de 127 voltios. Luego se va incrementando gradualmente la tensión en el aparato con el regulador, aproximadamente a una velocidad de 3 kV por cada segundo, hasta

que el aceite contenido entre los electrodos falle; consistiendo esta falla en el brinco del arco eléctrico, entre los electrodos, con lo cual se cortocircuitan abriéndose el interruptor de alimentación de la fuente de energía eléctrica.

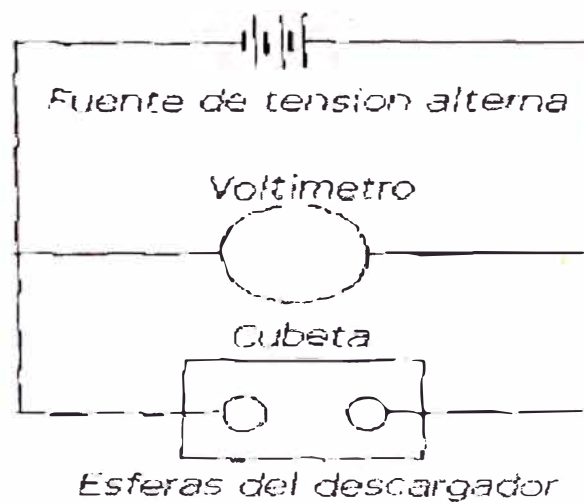


Fig. 4.1 Esquema eléctrico de conexión de la prueba.

Al vaciar la muestra de aceite en la copa de prueba, ésta deberá dejarse reposar durante unos tres minutos antes de probarlo, con el objeto de que se escapen las burbujas de aire que puedan contener.

A cada muestra se le efectúan tres pruebas de ruptura, agitando y dejando reposar la muestra un mínimo de un minuto, después de cada prueba. Los valores obtenidos se promediarán y el valor obtenido del promedio será el representativo de la muestra. Este promedio es válido siempre que ninguna prueba sea diferente en más de 5kV, si existe una

variación mayor, deberán efectuarse más pruebas con nuevas muestras.

Cuando se prueba aceite muy sucio deberá lavarse la copa con un buen solvente y secarla perfectamente; posteriormente, tener la precaución al obtener una muestra, de enjuagar la copa dos o tres veces con el mismo aceite por muestrear.

Normalmente una rigidez dieléctrica de 18kV es considerada como baja, 25 kV o mayor como buena. Un aceite seco, limpio y nuevo puede soportar normalmente hasta 35 kV.

Cuando un aceite se rompe a menos de 22 kV, se debe proceder a su acondicionamiento por medio de un filtro prensa y una bomba centrífuga para aceite, o una unidad regeneradora de aceite al vacío.

Al filtrar un aceite, éste debe subir su poder dieléctrico a un valor mínimo de 22 kV para transformadores de distribución. Algunas veces, puede suceder que en aparatos que han estado fuera de servicio por mucho tiempo se encuentren húmedos tanto los devanados como el aceite. Si la filtrar éste último, no se elimina la humedad de los devanados en este caso, hay que someter las bobinas a un proceso de secado para evitar una falla de aislamiento. Aunque en el filtro prensa se elimine la humedad, así como partículas finas de sedimentos y carbón, puede ocurrir que después de pasar varias veces el aceite por el filtro, no suba su poder dieléctrico al valor deseado, entonces se recomienda sustituirlo por aceite nuevo.

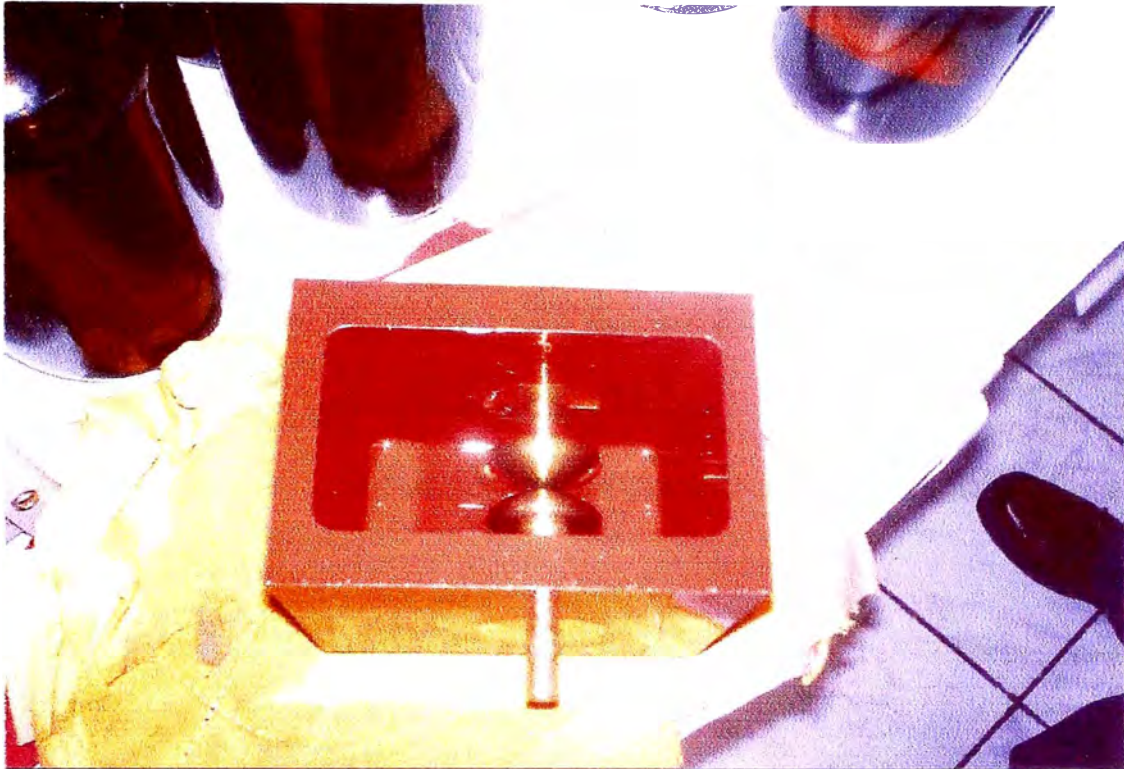


Fig. 4.2 Depósito de aceite para prueba de rigidez dieléctrica

#### 4.2.2 Índice de Acidez o Neutralización (ASTM D974)

Parámetros:

Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
< 0.05mg KOH/g	0.06 – 0.1 mg KOH/g	> 0.10 mg KOH/g

La segunda prueba tradicional es muchas veces referida también como índice de acidez. Mediante la norma ASTM D 974 se mide la acidez del aceite de los transformadores. Estos ácidos son producto de la oxidación del aceite, son muy perjudiciales para el aislamiento del



transformador y pueden provocar la oxidación de los metales cuando la humedad está presente en el aceite.

La norma ASTM D974 indica un método de medición del índice de acidez mediante un indicador de titulación. Es relativamente simple de realizar y muy preciso. La prueba consiste en mezclar una cantidad conocida de una muestra de un determinado solvente (Tolueno + Alcohol Isopropílico + Agua), adicionando un solución indicadora que se torna de rosado brillante para un pH específico, y titulando (o neutralizando) con una solución básica/cáustica (lo opuesto a ácido) usualmente Hidróxido de Potasio (KOH) hasta que el indicador cambie de color. El contenido de ácido es expresado como el número de miligramos de Hidróxido de Potasio (KOH) que se necesita para neutralizar el ácido en un gramo de la muestra de aceite la que se obtiene multiplicando por un factor a la cantidad de KOH usada.

El la prueba del Número de Neutralización nos permite monitorear el deterioro del aceite permitiéndonos ver su tendencia.

El único problema con el test D974 es que es dificultoso detectar el color en aceites oscuros.

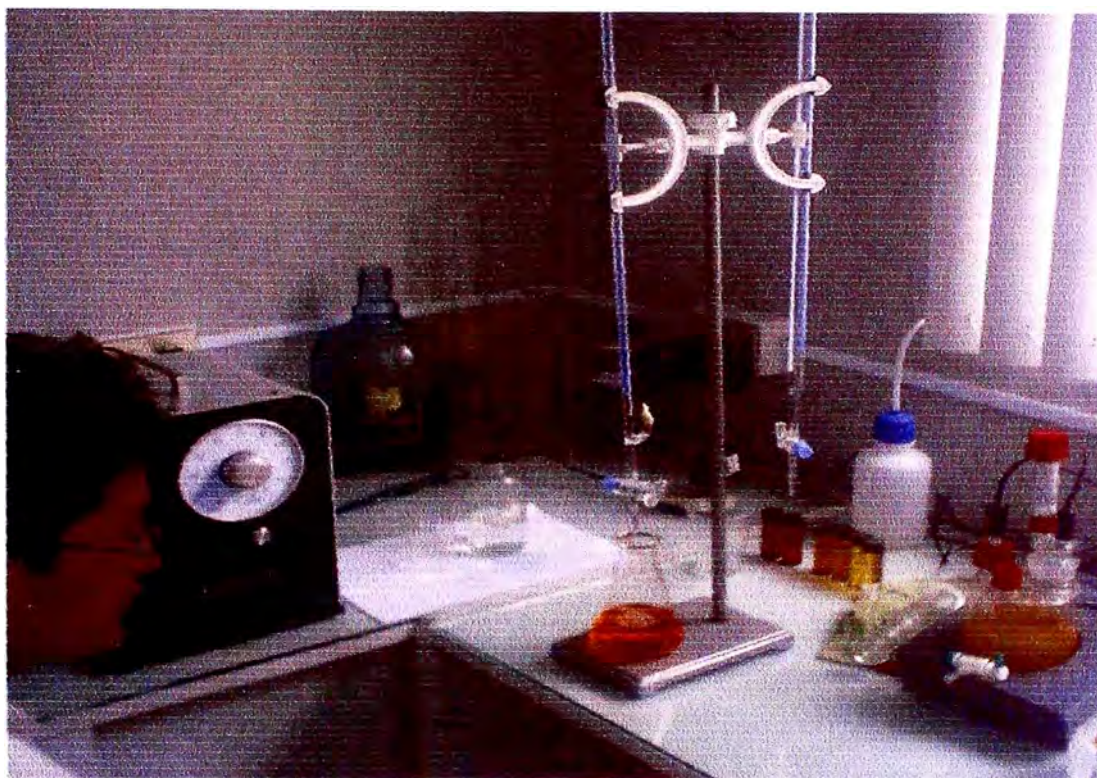


Fig. 4.3 Adición de KOH a muestra de Aceite con el indicador

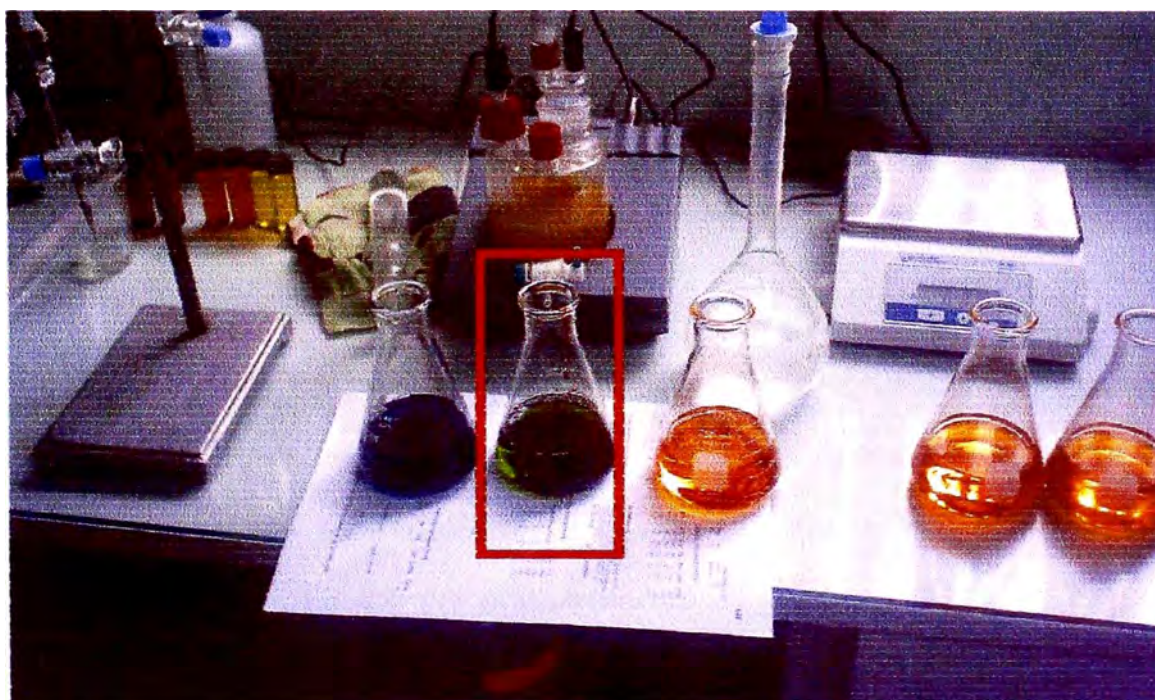


Fig. 4.4 Muestra neutralizada

#### 4.2.3 Tensión Interfacial (ASTM 971)

Parámetros:

Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
$\geq 32.0$ mN/m	31.9 – 28.0 mN/m	$< 27.9$ mN/m

En esta prueba se mide la tensión que hay entre dos líquidos inmiscibles, en este caso entre aceite y agua, el cual es expresado en Dinias por Centímetro (mili Newton / Metro o mN/m). Esta prueba es extremadamente sensible a la presencia de productos de la degradación del aceite y contaminantes sólidos producto de los materiales aislantes.

La tensión existente en la superficie del agua libre de impurezas es suficiente para mantener una aguja colocada cuidadosamente en la superficie sin que esta se hunda. Adicionando un detergente al agua, el agua reducirá su tensión superficial y el agua se hundirá.

El aceite limpio flota encima del agua por tener menor densidad. La tensión superficial entre el aceite y el agua limpia está en el rango de 40 a 50 mN/m. Los contaminantes del aceite, producto de su oxidación, disminuyen la tensión superficial entre el aceite y el agua. Estos contaminantes son hidrofílicos, tienen afinidad con las moléculas del agua. En la interfase, los materiales hidrofílicos pasan a través del agua formando un acoplamiento vertical y así el acoplamiento lateral (el cual establece la tensión superficial) es debilitado. La interfase es ahora diferente y la tensión en la interfase es reducida. Es así como la



medición de la tensión superficial está relacionada con la degradación del aceite. Un aceite que presente una tensión superficial menor a 18 mN/m está muy deteriorado debiéndose ejecutar una acción correctiva al respecto.

El método establecido para analizar la tensión superficial es el ASTM D 971. el instrumento usado es el Tensiómetro. La tensión superficial del agua destilada pura es de 72 mN/m. Se coloca un anillo de platino en el agua y se agrega el aceite a ser analizado con una altura de 1.2 cm por encima del nivel del agua. Se espera por 30 segundos. Luego se aplica una fuerza regulada al anillo, incrementándola hasta que se logra vencer la resistencia del agua y el anillo se hunda. Luego con el valor de la fuerza que logra hundir el anillo se calcula la Tensión Superficial, corrigiéndola con un factor que depende de cada equipo



Fig. 4.5 Prueba de medición de la tensión superficial

#### 4.2.4 Prueba de Color (ASTM D1500 y ASTM D 1524)

Parámetros:

Aceptable

Cuestionable

Inaceptable

$\leq 3.5$

$> 3.5$

El método de Inspección visual (ASTM D1524) consiste en observar partículas en suspensión por el método de la luz . Una luz es lanzada sobre las muestras y observada en un ambiente oscuro. Un aceite en buenas condiciones se presenta limpio y transparente, un aceite turbio puede ser por productos de oxidación del aceite en suspensión.

Para el análisis de Color el método ASTM D1500 es de laboratorio y el método ASTM D1524 es propio de campo pero la escala es la misma.

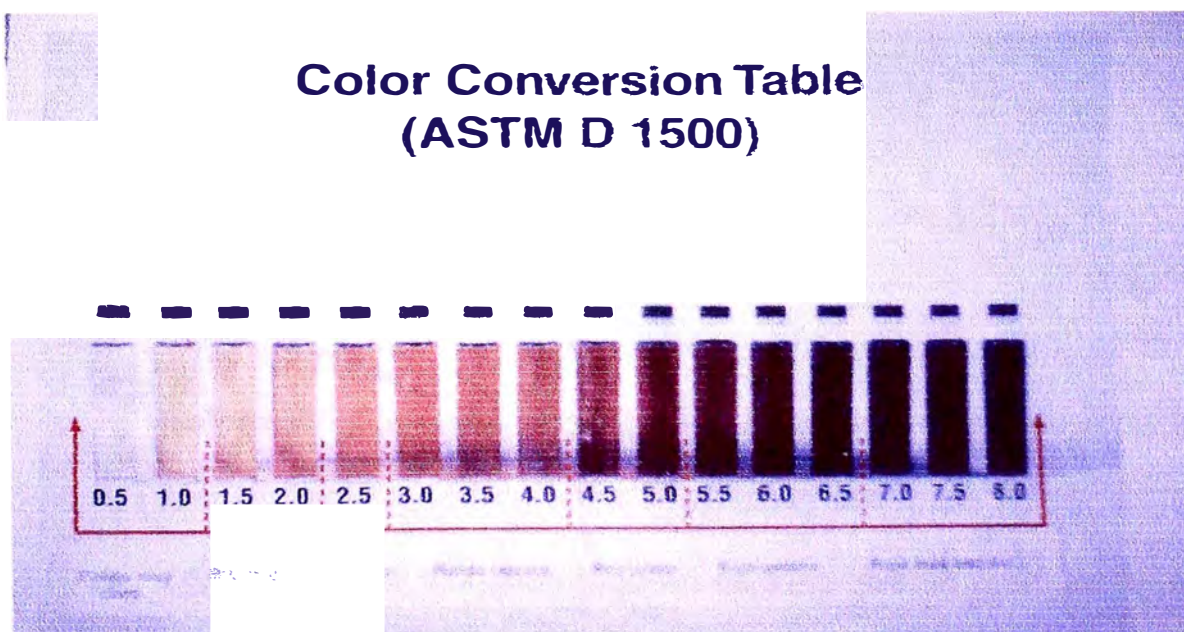


Fig. 4.6 Tabla de colores.

#### 4.2.5 Contenido de agua (ASTM D1533) : ppm.

Uno de los dos mayores enemigos del aislamiento del transformador es el **AGUA**.

Una determinación del Contenido de agua en el aceite nos da una idea del estado de evolución del proceso deterioro y del aislamiento sólido.

Un contenido de agua de 30 ppm en el aceite es considerado crítico e indica que el aislamiento sólido tiene un exceso de humedad.

El método adecuado para el análisis es el de **KARL FISHER**.

El método se basa en la valoración Columbimétrica, el cual consiste en una oxidación de dióxido de azufre que reacciona en presencia del agua produciendo una liberación de electrones. Esta corriente eléctrica está en función de la cantidad de agua presente en la muestra y su medida nos indica el contenido de humedad que se traduce en ppm.

Para esta prueba se usan tres equipos:

- Balanza
- Valorador Columbimétrico (donde ocurre la reacción), el cual consta de dos partes principales como son el ánodo, con la sustancia Hidranol A, y el cátodo, con la sustancia Hidranol CG
- Controlador de titulación, que no es más que un medidor de la corriente producida por la reacción ocurrida en el Valorador.

Varios modelos de controlador pueden mostrar directamente la medición en ppm o en mg/lt.

Para realizar la prueba, inicialmente se pesa el total de la muestra, se añade en valorador Columbimétrico. Luego de 120 sg ( tiempo requerido para que la lectura se estabilice) se toma la lectura del controlador que en función de la cantidad de peso de aceite y la corriente leída, nos dan como resultado el contenido de agua.

Este procedimiento se repite 02 veces, y por experiencia, si las 02 lecturas se diferencian mas de 02 ppm, se recomienda hacer una tercera prueba. El valor de la humedad es el promedio de las lecturas

Durante la toma de muestra es importante tomar la temperatura del aceite en la parte baja del transformador.

#### 4.3 Pruebas Físico – Químicas adicionales

##### a.- Densidad Relativa (Gravedad Específica) ASTM D1298

Parámetros:

Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
0.84 – 0.91	< 0.84	>0.91

La densidad Relativa (Gravedad Específica) es una propiedad física del aceite que debe ser comprobada y que simplemente es la

cantidad de masa. Normalmente esta medición se hace mediante un densímetro el cual está dentro del líquido.

Esta prueba normalmente se realiza con un densímetro, el cual es introducido dentro del aceite. Este densímetro consta de un bulbo el cual tiene un volumen específico, aprovechando la fuerza de empuje que existe presente en todo cuerpo sumergido en un fluido se puede obtener la densidad relativa mediante una graduación que está en el mismo bulbo.

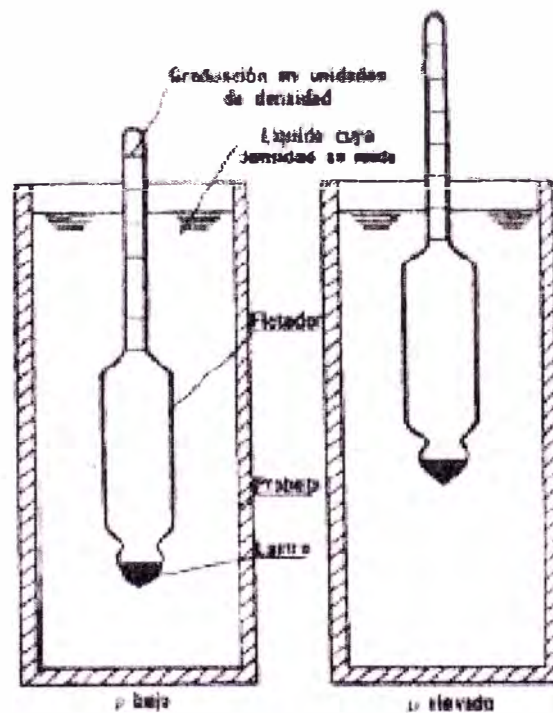


Fig. 4.7 Esquema de medición de la Densidad Relativa

Cuando la densidad relativa está encima de 0.91, probablemente el aceite contiene contaminantes – o posiblemente askarel (PCB). Si es menor que 0.84 entonces el aceite puede ser un aceite parafínico.



b.- Factor de Potencia

Parámetros a 25 °C

Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
< 0.1%	0.1 – 0.3 %	>0.3%

Parámetros a 100 °C

Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
< 2.99%	3.0 – 3.99%	>4.0%

Esta prueba mide la cantidad necesaria de corriente necesaria que se tiene que aplicar a una muestra de aceite para que se forme un arco eléctrico.

Esta prueba puede ser desarrollada en una celda especialmente diseñada la cual es un aislante eléctrico o con un instrumento especial para laboratorio. En cualquier caso ambos tienen el mismo principio de uso. Esta prueba consiste en colocar dos placas metálicas espaciadas entre ellas. Este espacio es llenado con el aceite a ser analizado. Se aplica una corriente entre las placas y se mide la corriente que pasa por el aceite cuando se forma el arco. El instrumento de medición también mide el porcentaje de la cantidad de corriente aplicada entre las dos placas.

Para que la prueba sea mas completa, ésta s realiza a dos temperaturas: 25 y 100°C debido a que algunos contaminantes que afectan factor de potencia no pueden ser detectados a 25 °C sino a una mayor temperatura.

Algunas sustancias en el aceite (otros líquidos aislantes) afectan la lectura del factor de potencia del aceite. Contaminantes comunes como la gasolina, kerosene, diesel, aceites lubricantes, agua y otras sustancias producto de la oxidación del aceite son encontrados en una muestra a ser analizada.

Un aceite nuevo tiene un factor de potencia muy bajo. La oxidación, humedad y otros contaminantes causan un aumento del factor de potencia.

c.- Sedimentos (ASTM D1698):

Con el deterioro del aceite, existe formación de sustancias líquidas y sólidas. Las sólidas son llamadas sedimento, se disuelven en el aceite hasta su saturación para después depositarse en las bobinas, núcleo y demás partes internas del transformador.

El método ASTM D1698 permite determinar en forma rápida el contenido barra soluble.

El sedimento es separado en un vaso especial , después de secarlo, pesarlo y calcinarlo a 500°C para luego recuperarlo. La pérdida de peso es la parte orgánica y la restante la inorgánica.

Luego se diluye con n- pentano, precipitando la barra insoluble, filtrándolo y colocándolo en un nuevo recipiente, secarlo y pesarlo.

La diferencia de pesos es la cantidad de barra soluble en el volumen de muestra.

Se dan los reportes del as muestras en: ninguno, ligero, medio y alto.

#### 4.4 Pruebas cromatográficas del aceite (ASTM D3612):

Cuando se produce una falla interna en un transformador se produce una alta temperatura, la cual genera la formación de los gases los cuales se disuelven en el aceite aislante.

El aceite puede contener gases combustibles y no combustibles.

Entre los gases combustibles tenemos:

Hidrógeno	(H <sub>2</sub> )
Metano.	(CH <sub>4</sub> )
Monóxido de Carbono.	(CO)
Acetileno.	(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )
Etileno	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )
Etano.	(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )

Entre los gases no combustibles tenemos

Oxígeno	(O <sub>2</sub> )
Nitrógeno.	(N <sub>2</sub> )
Dióxido de Carbono.	(CO <sub>2</sub> )

Los gases que se forman por el deterioro normal del aislamiento sólido son el Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) y Monóxido de Carbono (CO).

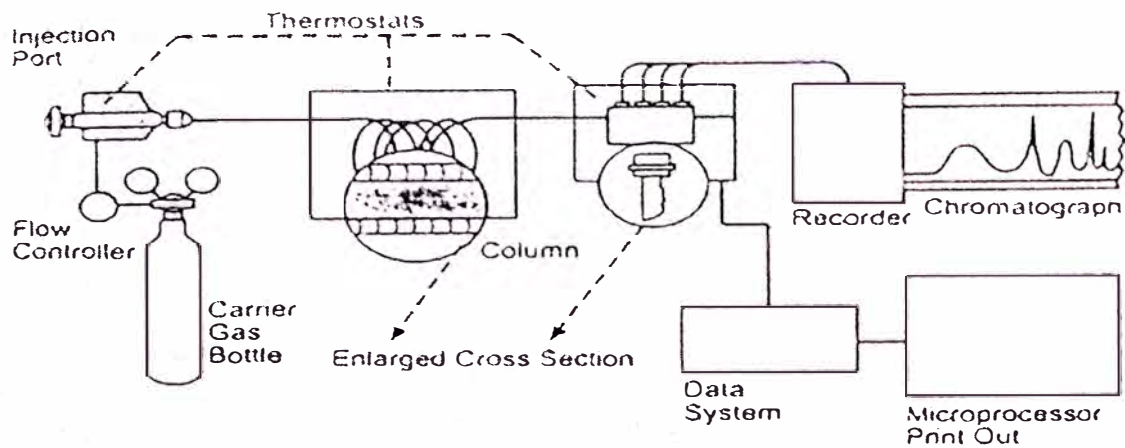


Fig. 4.8 Esquema del sistema de cromatografía de Gases.

La técnica de la Cromatografía de gases es un importante recurso que el ingeniero dispone, pues permite determinar de modo preciso fallas incipientes y muchas veces localizarlas.

En general, es posible diagnosticar una falla incipiente por la formación de gases debido al sobrecalentamiento (degradación térmica, arco eléctrico y descargas parciales (corona)).

Existen varios métodos de interpretación pero el más usado es el del gas principal entre las que tenemos:

a.- Sobrecalentamiento: Gas principal : Etileno:

La degradación del aceite aislante a bajas temperaturas origina Metano ( $\text{CH}_4$ ), Etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) y en menor cantidad Etileno ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ) e Hidrógeno ( $\text{H}_2$ ).

A temperaturas elevadas se genera Etileno ( $C_2H_4$ ) con generación más elevada que el Metano ( $CH_4$ ) y Etano ( $C_2H_6$ ).

Por otro lado, el deterioro de la celulosa genera CO y  $CO_2$  (Monóxido y Dióxido de Carbono).

b.- Falla de arco: Gas principal : Acetileno :

La falla de arco, predominantemente genera gases Hidrogeno y Acetileno en menor cantidad y Etileno en otros gases, conforme a la potencia del arco

c.- Falla de descargas parciales: Gas principal: Hidrógeno y Metano:

En la terminología internacional se expresa la descarga parcial a todos los tipos de descargas eléctricas las cuales no han sido formado de descargas disruptiva.

Entre los tipos de descargas parciales se mencionan el corona, descargas superficiales de aislamiento sólido.

#### 4.5 Contenido de Furanos (ASTM D5837):

La importancia del análisis de contenido de furanos es mayor y se realiza por cromatografía líquida de altas prestaciones (HPLC).

Los niveles de Monóxido y Dióxido de Carbono en los análisis de gases en el aceite aportan una indicación del grado de deterioro de 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 siguiendo un método HPLC.

El umbral de detección de los furfuraldehidos es bajo, en partes por billón, avisando con anticipación los análisis de gases en el aceite.

De acuerdo al Laboratorio S.D. MYERS se determina lo siguiente:

- 5 – Hidroximethyl – 2 furaldehido .
- 2 – Furfurol (2 – furfuryl alcohol).
- 2 – Furaldehydo
- 2 – Acetylfuran.
- 5 – Methyl – 2 – furaldehydo .
- Total de furanos .

#### 4.6 Recomendaciones para la toma de muestras

##### a.- Condiciones Climatológicas:

Al momento de tomar la muestra de aceite se debe registrarse la temperatura y humedad relativa del ambiente. La humedad relativa del ambiente máximo debe ser de un 70% para realizar la toma de muestras y evitar la contaminación del aceite con humedad.

b.- Contaminación del medio ambiente:

Las recomendaciones son:

- Al momento de tomar la muestra de aceite debe evitarse que el aceite caiga al piso.
- El aceite que se drena al inicio de la toma de muestra debe ser recolectado en bidones de 5 galones para evitar la contaminación de aceite en la subestación.

c.- Toma de muestra del aceite:

Después de tener las condiciones climáticas adecuadas se procederá a la toma de muestra siguiendo los siguientes pasos:

1.- Preparación de toma de muestra:

- a. Retirar la tapa de la válvula de muestreo de abajo.
- b. Limpiar la válvula de muestreo de una posible contaminación (polvo principalmente) con paños limpios.
- c. Colocar el adaptador adecuado con una reducción a una manguera de 1/4" (utilizar una manguera diferente para cada muestra).
- d. Drenar un litro de aceite para limpiar la válvula de muestreo.



## 2.- Para análisis FISICO-QUIMICO, FURANO Y PCB:

- a. Antes de tomar la muestra de aceite enjuagar los recipientes con un volumen menor al requerido y eliminarlo.
- b. Tomar la muestra de aceite en el recipiente de vidrio plastificado de 250 ml (antes de retirar el deshumecedor que tiene internamente) hasta rebasar el aceite, taparlo inmediatamente par evitar el ingreso de humedad.
- c. Tomar la muestra de aceite en el recipiente de plástico de 500 ml. Hasta rebasar el aceite, taparlo inmediatamente para evitar el ingreso de humedad.
- d. Tomar la temperatura del aceite (necesario para determinar la cantidad de agua en el papel aislante).
- e. Rotular la muestra en la tarjeta de identificación.

## 3.- Para análisis CROMATOGRÁFICO:

- a. Conectar la jeringa de 50 ml. a la manguera de ¼" para evitar el ingreso de aire debido a que se afectaría en el resultado.
- b. A través de la válvula de tres vías, ingresar un volumen de aceite menor para enjuagar la jeringa y eliminarlo al recipiente (balde).
- c. Repetir el enjuague de la jeringa por tres veces.

- d. Tomar la muestra de aceite eliminando las burbujas de aire hasta un volumen de 40 ml.
- e. Ubicar la jeringa en la caja de cartón con cuidado para evitar quebrar la misma durante el transporte.
- f. Rotular la jeringa en la tarjeta de identificación.

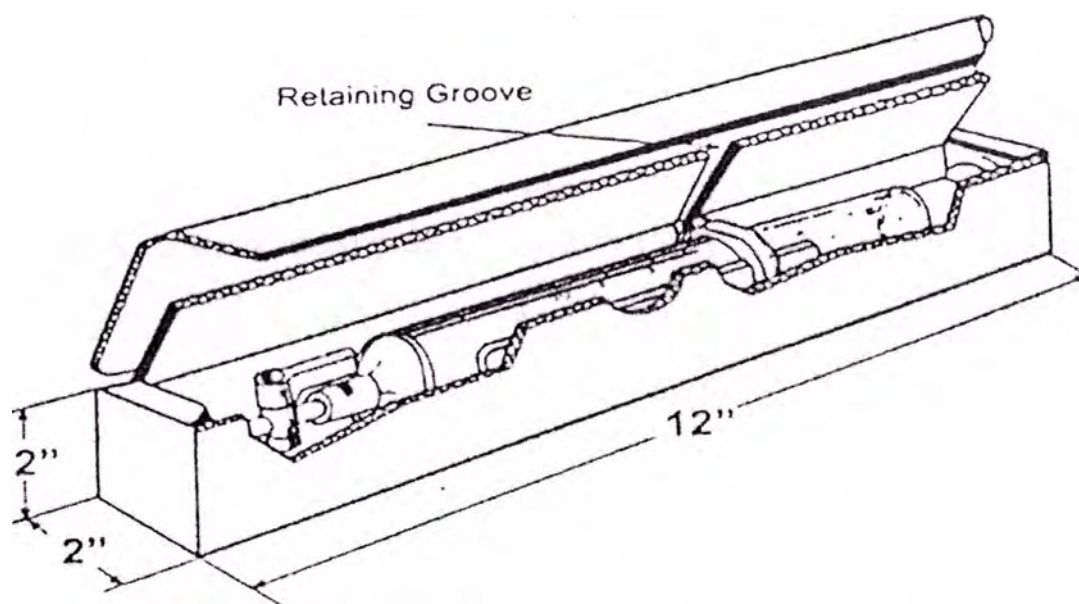


Fig. 4.9 Esquema de Jeringa y caja de cartón

## CAPITULO V

### PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL ACEITE

#### 5.1 Generalidades

Dependiendo de las condiciones y del estado en que se encuentran el aceite aislante, se necesitará realizar alguno de los tipos de tratamiento de recuperación.

Existen dos tipos de tratamiento de recuperación aplicables al aceite aislante:

##### a.- Reacondicionamiento

Proceso físico aplicado en aceites contaminados por la humedad, partículas en suspensión o agentes externos disueltos. Sugerido cuando hay alta humedad y/o baja rigidez dieléctrica.

##### b.- Regeneración

Proceso químico aplicado en aceites que sufrieron deterioro conteniendo así ácidos orgánicos, sedimentos o impurezas. Sugerido cuando el índice de acidez y la tensión interfacial están fuera del rango permisible

## 5.2 Procesos de Reacondicionamiento

### a.- Filtrado mediante Filtro prensa

El filtrado mediante filtro – prensa es utilizado para retirar partículas en suspensión, impurezas insolubles y poca cantidad de agua. Este proceso se usa igualmente para transportar los aceites entre tanque y en el drenaje del aceite de transformadores que necesitan ser abiertos.

### b.- Centrifugado

El centrifugado es un método que separa contaminantes libres en suspensión, tales como sedimento y agua en emulsión. No es más eficiente que el proceso filtro – prensa.

### c.- Secado por termovacío

Es un proceso eficaz para el retiro de humedad, gases y sustancias volátiles presentes en el aceite aislante. Con la aplicación del vacío se reduce la temperatura de ebullición del agua que es retirada durante la fase vapor por la cámara de vacío. En el secado al aplicarse el vacío a 1 Torr (1 mmHg) y elevar la temperatura del aceite a 60 °C el agua se evapora y se separa del aceite (que tiene un punto de ebullición superior del agua)

En el proceso de secado por termovacío también se filtra el aceite tanto al ingreso como a la salida del circuito del aceite del equipo. El

filtro de ingreso tiene  $03 \mu\text{m}$  y el de salida tiene  $0.5 \mu\text{m}$  de porosidad nominal por lo que las partículas en suspensión también son atrapadas en este proceso.

Es recomendable cuando la humedad y la rigidez Dieléctrica están fuera de los rangos permisibles o cuando haya presencia de sustancias extrañas.

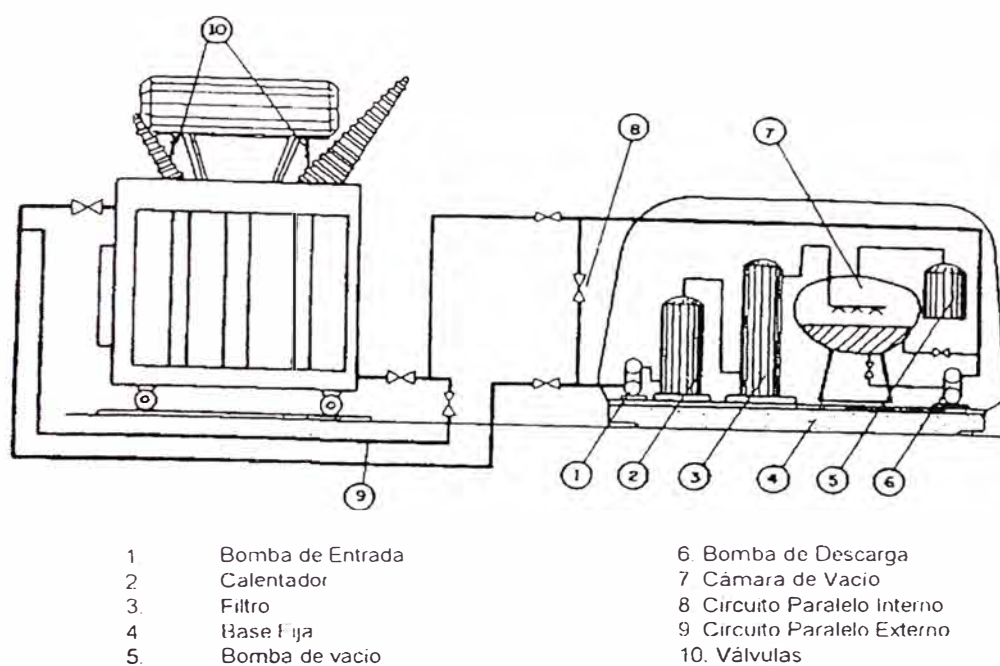


Fig. 5.1 Esquema del equipo de secado por termovacío.

### 5.3.- Procesos de Regeneración de Aceite en Transformadores

Es recomendable que el aceite aislante mineral sea regenerado cuando su índice de acidez esté sobre 0.25 mhKOH/g aceite y el valor de tensión interfacial sea inferior de 20 mN/m.

El proceso a ser utilizado para la regeneración dependerá de las condiciones en que se encuentre el aceite. Si el aceite presenta un elevado contenido de agua, éste debe ser deshidratado hasta valores aceptables para luego ser regenerado.

En este proceso es esencial el uso de una unidad de termovació para el secado y desgasificación del aceite recuperado.

En la regeneración, debido a la sustitución del absorbente, hay pérdidas de líquidos aislantes que deberán ser repuestos y esta reposición será aproximadamente de 8% del volumen total del aceite a ser regenerado.

Es importante observar que en este proceso, a medida que el aceite adquiere ciertos valores de índice de acidez y tensión interfacial, comienzan a disolverse las impurezas en las partes internas del transformador. La borra formada por el deterioro del aceite se disuelve hasta un determinado punto de saturación, habiendo una tendencia a formar capas en las partes internas del transformador.

Las capas superficiales son solubles y las más profundas tienden a solidificarse, siendo su retiro más difícil y de costo más elevado.

La limpieza total de impurezas del transformador, depende del estado en que se encuentre el aceite y puede alcanzar hasta 20 veces la circulación del volumen total del transformador.

Un punto muy importante que debe verificarse es que si al efectuarse un análisis el aceite presenta valores de tensión interfacial  $< 18$  mN/m, índice de acidez  $> 0.5$  mgKOH/g de aceite y contenido de agua  $> 50$  ppmp, quiere decir que el transformador está en condiciones críticas con respecto al aislamiento líquido. Si se reemplazara el aceite sin la limpieza de las partes internas del transformador, en poco tiempo toda la nueva carga de aceite estará en condiciones semejantes que el aceite retirado.

#### a.- Regeneración por colado

El proceso de colado consiste en hacer pasar el aceite a través de un material absorbente para retener las impurezas.

El material absorbente utilizado es la tierra Fuller, una arcilla que para ser utilizada debe ser secada, triturada y quemada para luego ser lavada con ácidos y agua o tratada con vapor.

En algunos países el agente absorbente utilizado es alúmina activada, que es un óxido de aluminio anhidro más estable que la tierra Fuller y puede ser fácilmente reactivado. Este absorbente es conocido comercialmente como **Bauxita Termo activada**

Son dos los procesos de colado

### 1.- Colado por Gravedad.

En el colado por gravedad son utilizados dos tanques desnivelados entre si, formando una columna de aceite, que pasa a través de un tanque conteniendo el absorbente (columna de colado).

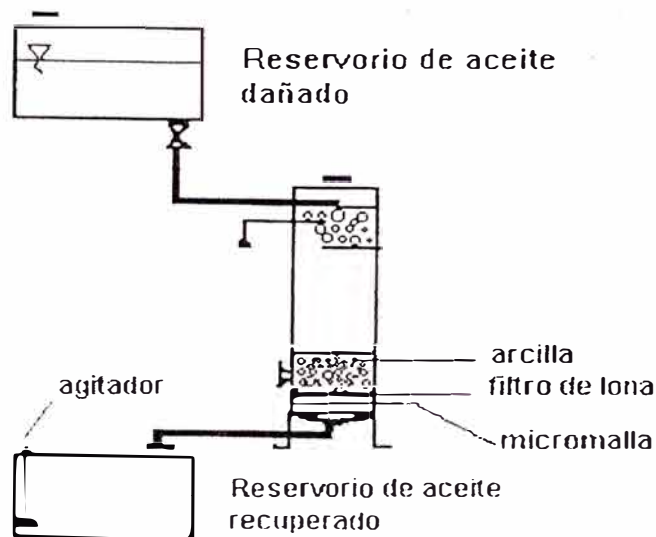


Fig. 5.2 Diagrama del proceso por colado por gravedad

### 2.- Colado Forzado

En el colado forzado el aceite pasará por el absorbente forzado por una bomba. En este tipo de equipo, el aceite a ser regenerado es calentado por un banco de resistencias y forzado a pasar por la bauxita en el sentido radial.



Generalmente las máquinas de colado forzado poseen dos tanques que pueden ser utilizados simultáneamente o en serie. Como resultado de los trabajos realizados en campo, se ha comprobado que se tiene mejor rendimiento en el proceso cuando trabaja con un tanque individualmente.

El flujo de aceite, la presión y la temperatura deben ser monitoreados durante la regeneración, por que el rendimiento del proceso dependerá de este seguimiento.

La temperatura a llevarse a cabo este proceso es a 80 °C, conocido como punto de Anilina, donde los lodos y sedimentos se diluyen en el aceite permitiendo ser bombeados hacia los tanques de tierra Fuller.

La tierra Fuller adsorbe los compuestos polares (ácidos, alcoholes, jabones, éteres, etc).

El consumo de tierra Fuller varía de acuerdo con las condiciones del aceite a ser regenerado, es decir cuanto más tiempo de deterioro, más tierra Fuller será consumida para que los ácidos formados sean removidos

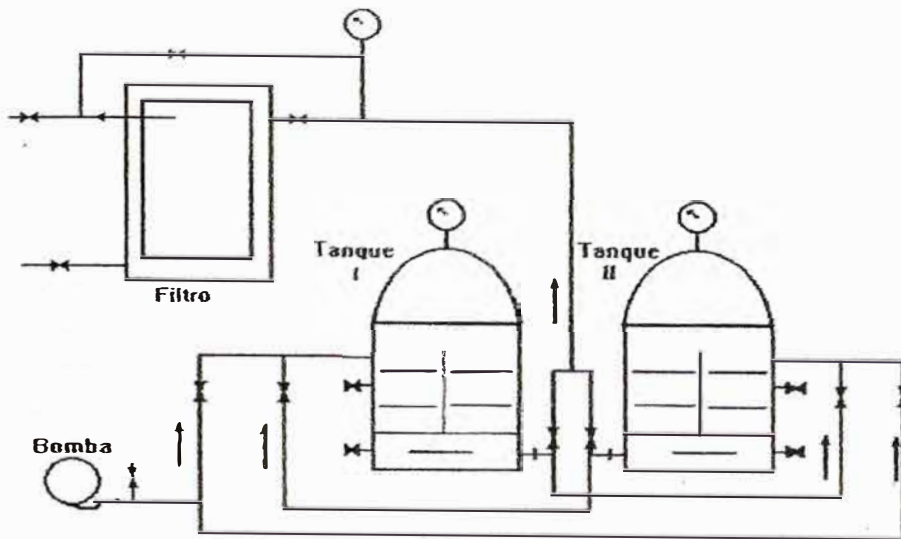


Fig. 5.3 Diagrama del proceso por colado forzado

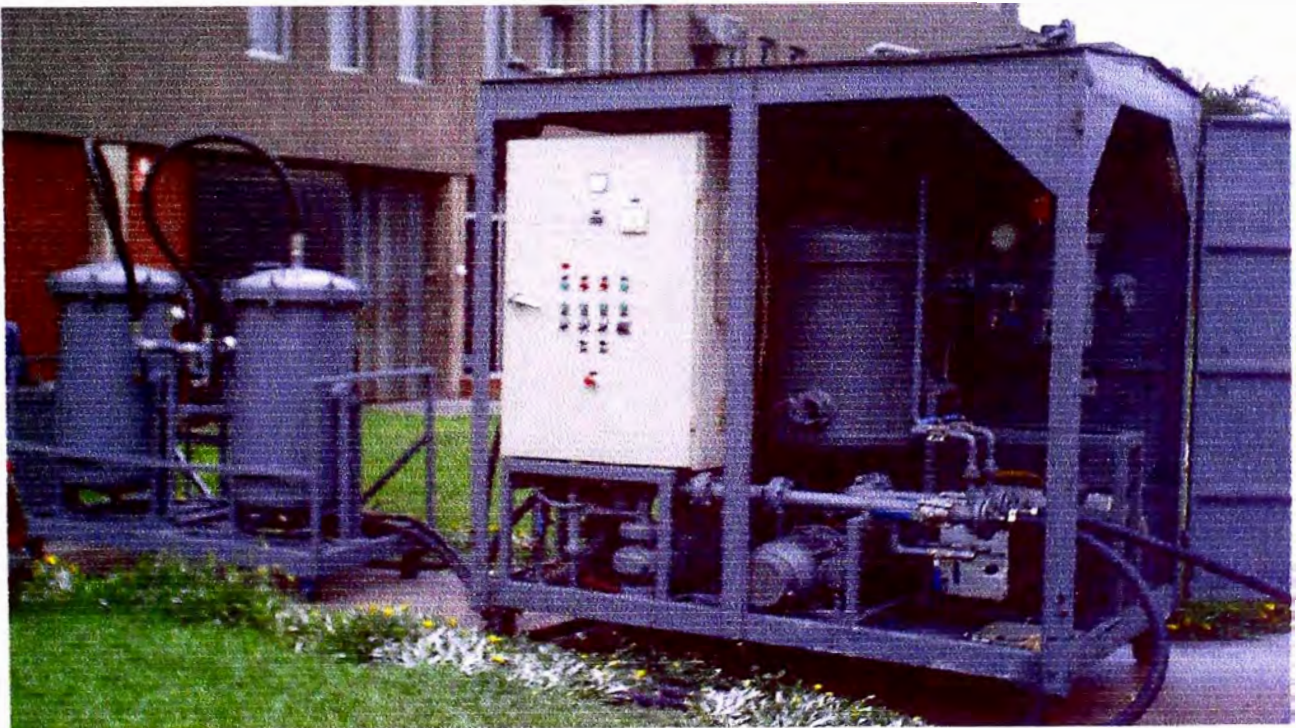


Fig. 5.4 Equipo de regeneración en campo

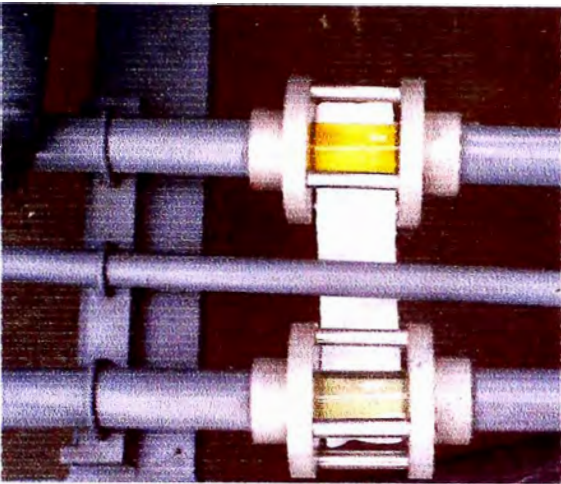


Fig. 5.5: 05 minutos de proceso

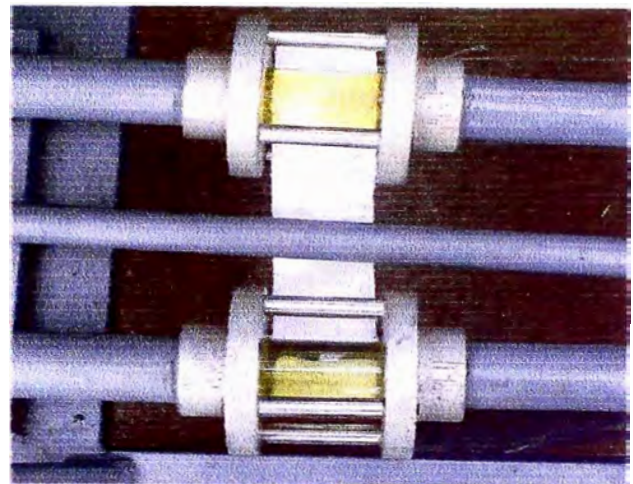


Fig. 5.6: 05 horas de proceso

Es importante recordar que se necesita la adición del aceite aislante, después del regenerado y también del inhibidor, que es un compuesto químico comercialmente conocido como Ionol (Terbutil paracresol) a razón de 0.3% en peso del aceite, que evita el envejecimiento prematuro del aceite y que es removido cuando pasa por los tanques con tierra Fuller.

#### 5.4 Importancia del Secado de los Transformadores

La mayor parte del aislamiento sólido de un transformador está constituida de materiales de naturaleza celulósica (papel, cartón, madera, etc.) que tienen una elevada rigidez dieléctrica si están secos.

Para equipos que presentan humedad interna, existen varios procesos de secado que pueden ser utilizados, dependiendo del grado de contaminación originado por la humedad.

Cuando en un aceite de transformador los ensayos realizados presentan valores aceptables y solo el grado de humedad es elevado, se puede retirar esta humedad aún teniendo el transformador energizado. Para efectuarlo se utiliza un secado por termovació.

Cuando el aceite presenta un contenido de agua muy elevado (generalmente sobre 50 ppm), ocurre la impregnación de los materiales celulósicos del transformador por la humedad siendo necesario un completo secado del transformador.

El sistema de secado completo consiste en retirar el equipo de operación, secar el líquido aislante a través del sistema termovació y secar la parte activa en estufa a una temperatura de 115 °C, para después montarlo nuevamente. Este proceso se denomina **vapor – phase**, y se lleva a cabo en hornos especiales. Dependiendo de la potencia del motor, el secado en horno de un transformador puede llegar a tomar varios días.

Si no se hace este secado en horno, el aceite filtrado y secado otra vez se contaminaría con la humedad impregnada en el papel aislante, acelerando su deterioro.

## CAPITULO VI

### MANTENIMIENTO Y COSTOS DEL ACEITE DE LOS TRECE TRANSFORMADORES DE CREDITEX.

#### 6.1 Características de placa de los transformadores

Los datos de los transformadores son los siguientes:

Transformador 1 (código 686)

<b>Cliente :</b>	<b>CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO</b>	<b>Número de Serie :</b>	<b>L18642</b>
<b>Subestación:</b>	<b>GRUPO ELECTROGENO</b>	<b>Año de fabricación :</b>	<b>1990</b>
<b>Fabricante :</b>	<b>BBC</b>	<b>Aceite :</b>	<b>1410 KG</b>
<b>Potencia :</b>	<b>1600 KVA</b>	<b>Tensión :</b>	<b>10/0.4 KV</b>

Transformador 2 (código 687)

<b>Cliente :</b>	<b>CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO</b>	<b>Número de Serie :</b>	<b>896</b>
<b>Subestación:</b>	<b>HILANDERIA PIMA</b>	<b>Año de fabricación :</b>	
<b>Fabricante :</b>	<b>FABEM</b>	<b>Aceite :</b>	
<b>Potencia :</b>	<b>630 KVA</b>	<b>Tensión :</b>	<b>10/0.4 KV</b>

Transformador 3 (código 688)

<b>Cliente :</b>	<b>CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO</b>	<b>Número de Serie :</b>	<b>L18536</b>
<b>Subestación:</b>	<b>GRUPO ELECTROGENO</b>	<b>Año de fabricación :</b>	<b>1989</b>
<b>Fabricante :</b>	<b>BBC</b>	<b>Aceite :</b>	<b>1410 KG</b>
<b>Potencia :</b>	<b>1600 KVA</b>	<b>Tensión :</b>	<b>10/0.4 KV</b>



## Transformador 4 (código 689)

Cliente :	CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO	Número de Serie :	L11734
Subestación:	TEJEDURIA TANGUIS	Año de fabricación :	1974
Fabricante :	BBICT	Aceite :	510 KG
Potencia :	640 KVA	Tensión :	10/0.4 KV

## Transformador 5 (código 690)

Cliente :	CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO	Número de Serie :	L18535
Subestación:	GRUPO ELECTROGENO	Año de fabricación :	1989
Fabricante :	BBC	Aceite :	1410 KG
Potencia :	1600 KVA	Tensión :	10/0.4 KV

## Transformador 6 (código 691)

Cliente :	CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO	Número de Serie :	L17328
Subestación:	HILANDERIA PIMA	Año de fabricación :	1986
Fabricante :	BBC	Aceite :	610 KG
Potencia :	640 KVA	Tensión :	10/0.4 KV

## Transformador 7 (código 692)

Cliente :	CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO	Número de Serie :	L11733
Subestación:	TEJEDURIA	Año de fabricación :	1986
Fabricante :	BBC	Aceite :	510 KG
Potencia :	640 KVA	Tensión :	10/0.4 KV

## Transformador 8 (código 693)

Cliente :	CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO	Número de Serie :	12163
Subestación:	STAND BY	Año de fabricación :	1974
Fabricante :	FABEM	Aceite :	Aprox. 03 Cil
Potencia :	640 KVA	Tensión :	10/0.4 KV

## Transformador 9 (código 694)

Cliente :	CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO	Número de Serie :	L12164
Subestación:	TEJEDURIA TANGUIS	Año de fabricación :	1974
Fabricante :	BBC	Aceite :	
Potencia :	640 KVA	Tensión :	10/0.4 KV

## Transformador 10 (código 695)

<b>Cliente :</b>	<b>CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO</b>	<b>Número de Serie :</b>	<b>L17329</b>
<b>Subestación:</b>	<b>TEJEDURIA</b>	<b>Año de fabricación :</b>	<b>1986</b>
<b>Fabricante :</b>	<b>BBC</b>	<b>Aceite :</b>	<b>510 KG</b>
<b>Potencia :</b>	<b>640 KVA</b>	<b>Tensión :</b>	<b>10/0.4 KV</b>

Transformador 11 (código 696)

<b>Cliente :</b>	<b>CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO</b>	<b>Número de Serie :</b>	<b>L17984</b>
<b>Subestación:</b>	<b>TINTORERIA ESTAMPADO</b>	<b>Año de fabricación :</b>	<b>1987</b>
<b>Fabricante :</b>	<b>BBC</b>	<b>Aceite :</b>	<b>675 KG</b>
<b>Potencia :</b>	<b>800 KVA</b>	<b>Tensión :</b>	<b>10/0.4 KV</b>

Transformador 12 (código 697)

<b>Cliente :</b>	<b>CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO</b>	<b>Número de Serie :</b>	<b>L17809</b>
<b>Subestación:</b>	<b>TINTORERIA-ESTAMPADOS</b>	<b>Año de fabricación :</b>	<b>1987</b>
<b>Fabricante :</b>	<b>BBC</b>	<b>Aceite :</b>	<b>675 KG</b>
<b>Potencia :</b>	<b>800 KVA</b>	<b>Tensión :</b>	<b>10/0.4 KV</b>

Transformador 13 (código 698)

<b>Cliente :</b>	<b>CREDITEX- PTA # 5 - VULCANO</b>	<b>Número de Serie :</b>	<b>897</b>
<b>Subestación:</b>	<b>TINTORERIA-ESTAMPADO</b>	<b>Año de fabricación :</b>	<b>1980</b>
<b>Fabricante :</b>	<b>FABEM</b>	<b>Aceite :</b>	<b>4 Cil.</b>
<b>Potencia :</b>	<b>630 KVA</b>	<b>Tensión :</b>	<b>10/0.46 KV</b>

## 6.2 Situación actual del mantenimiento

Actualmente tanto las pruebas como el tratamiento de los aceites de los transformadores está a cargo de la compañía Oil & Transformers, quienes anualmente muestrean los aceites de los 13 transformadores para realizar el análisis físico - químico.

En base a los resultados, nos recomiendan los tratamientos que se le deben hacer a los aceites.

Al final, tanto de las pruebas como del tratamiento, se entrega un informe del estado final del aceite de todos los transformadores.

## 6.3 Control histórico del mantenimiento usando un programa elaborado en Excel.

Para poder llevar un control del estado del aceite de todos los transformadores, se propone usar un programa elaborado en Excel, para así poder hacer un mejor seguimiento del estado del aceite de los transformadores, ya que se podrá ver la tendencia del comportamiento individual de cada transformador.



La Presentación inicial muestra las 02 opciones: Histórico y Actualizar

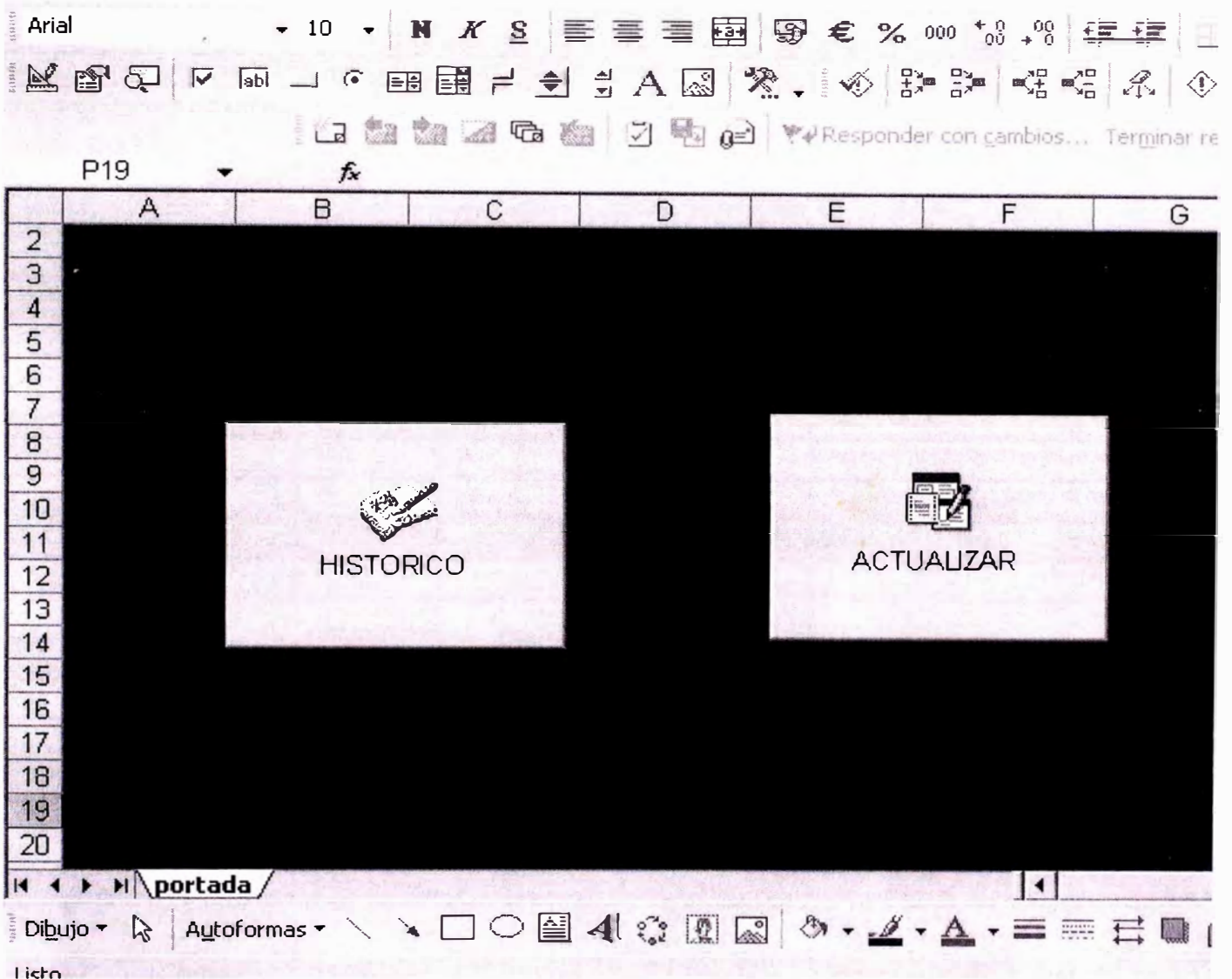


Fig. 6.1 Presentación Inicial

Cuando se selecciona la opción Histórico, se muestra una ventana donde se puede escoger cualquier Transformador y automáticamente el programa muestra los últimos trece resultados de las pruebas ordenados por fechas desde la más reciente hacia atrás.

## ISTORICO

CODIGO TRANSFORMADOR 689

## DATOS TRANSFORMADOR

MARCA	BBICT	REL TRANSFOR.	10 / 0.4 KV
POTENCIA	640 KVA	PESO ACEITE KG	510 KG
Nº SERIE	L11734	AÑO FABRIC.	1974



SALIR

## HISTORICO

FECHA	Indice de acidez ASTM D974 <0.05 mgKOH/gr	Rig. Dielectrica ASTM D1816 > 30KV	Humedad ASTM D1533 < 30 ppm	Ten. Interf. ASTM D971 > 32 dy/cm	Color ASTM D1500 <3,5	OBSERVACIONES
25/10/2005	0.02	35	15	39.5	1	TODOS LOS PARAMETROS DENTR
10/02/2004	0.011	33	15	35	1	TODOS LOS PARAMETROS DENTR
28/05/2003	0.01	59	9	40	1	TODOS LOS PARAMETROS SE ENK
28/06/2002	0.03	21	42	30.2	1.5	RIG. DIELECTRICA SE ENCUENTR
04/04/2001	0.03	22	38	30.5	1.5	RIG. DIELECTRICA SE ENCUENTR
15/12/1999	0.02	49	8	32.2	1	PARAMETROS DENTRO DEL RANG
24/08/1999	0.02	24	18	32.4	1	RIG. DIELECTRICA BAJA, SE REC

Fig. 6.2 Ventana de datos históricos del aceite de cada Transformador

Cuando se selecciona la opción Histórico, aparecerá una ventana que nos permitirá seleccionar cualquier transformador e ingresar los resultados de las pruebas que se le han realizado al aceite, así como las recomendaciones en el campo OBSERVACIONES. Se tiene que ser muy cuidadoso en el ingreso de datos para que el programa sea confiable.

**ACTUALIZAR** >

ESCOGER EL TRANSFORMADOR

GRABAR SALIR

DATOS A ACTUALIZAR

FECHA	Indice de acidez ASTM D974 <0.05 mgKOH/gr	Rig. Dielectrica ASTM D1816 > 30KV	Humedad ASTM D1533 < 30 ppm	Ten. Interf. ASTM D971 > 32 dy/cm	Color ASTM D1500 <35
OBSERVACIONES					

Fig. 6.3 Ventana de Actualización

## 6.4 Costos

### 6.4.1 Costos de las pruebas

Se contempla las siguientes pruebas Físico – Químicas:

- Rigidez Dieléctrica
- Índice de Acidez
- Tensión Interfacial
- Color
- Contenido de agua

Actualmente el costo de estas pruebas Físico – Químicas por cada transformador es de USD 65.

#### 6.4.2 Costos de los tratamientos.

Dependiendo del resultado de las pruebas se requiere ya sea de un reacondicionamiento, regeneración o cambio del aceite del transformador.

Costo de reacondicionamiento por medio del Secado por termovació del aceite: USD 550 + IGV

Costo de la regeneración del aceite: USD 950 + IGV (Incluye reposición de aceite)

#### 6.4.3 Costos del aceite nuevo.

Dependiendo de la marca y el tipo de aceite, se tienen diferentes costos de los aceites, aquí se dan los costos aproximados por cada cilindro de 55 galones.

Electrolube:	USD 190
Nynas Nitro 10 GBN:	USD 350
Repsol Trasnformer 64:	USD 270
Shell Diala D:	USD 550
Shell Diala A:	USD 250
Shell Diala AX:	USD 280

#### 6.4.5 Costo total del mantenimiento de aceite por cada transformador.

Por lo antes visto, considerando que actualmente el aceite usado es el Repsol Transformer 64 y como promedio que cada transformador usa 04 cilindros de aceite, se tienen los siguientes costos.

Pruebas + Regenerado con tierra Fuller:	USD 1,015
Pruebas + Secado por Termovació:	USD 615
Costos Cambio de Aceite:	USD 1,080

Por lo que es importante señalar que cuando se recomienda realizar un regenerado se debe analizar la posibilidad de un cambio de aceite.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1. Dentro del conjunto de parámetros que se deben tener en cuenta para el correcto funcionamiento de los transformadores, se resalta la importancia del papel aislante y su estrecha relación con el estado del aceite dieléctrico. Un papel aislante deteriorado implica prácticamente la compra de un transformador nuevo.

2. Debido a que los trece transformadores de la compañía Trabajan por debajo de su potencia nominal y para estar seguros del buen estado del aceite dieléctrico, se debe hacerle las respectivas pruebas, recomendándose un periodo anual.

3. Se recomienda hacerle las siguientes pruebas Físico – Químicas, debido a que ellas nos muestran el estado del aceite y deducir los tratamientos:

Índice de Acidez (ASTM D974)

Rigidéz Dieléctrica (ASTM D1816)

Contenido de Humedad (ASTM D1533)

Tensión Interfacial (ASTM D971)

Color (ASTM D1500)

4. Se debe exigir que el laboratorio que realice las pruebas, presente los certificados de calibración vigentes de sus equipos que garanticen una medición correcta de los parámetros y por ser éste una exigencia de las normas ISO 9000 y para cumplir con los requisitos de la Norma ISO 9000, dentro de las cuales CREDITEX está certificada.
5. Si como resultado de las pruebas físico – químicas se obtiene que el índice de acidez y/o la tensión interfacial se encuentren fuera de los rangos permitidos se debe proceder con un regenerado del aceite.
6. Si como resultado de las pruebas físico – químicas se obtiene que la rigidez dieléctrica y/o la humedad se encuentran fuera del rango permitido, se debe proceder con reacondicionamiento de secado por termovació.
7. Tener presente que para los transformadores que usen más de 04 cilindros de aceite y necesiten una regeneración, se debe evaluar la posibilidad de un cambio completo del aceite.
8. Es importante llevar el control histórico del estado del aceite para monitorear su comportamiento y tener un mejor control de los tratamientos realizados, no depender del proveedor de servicios para las conclusiones.
9. Se recomienda extender el uso de este sistemas en las restantes nueve plantas de CREDITEX



## BIBLIOGRAFÍA

### 1. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

- Teoría, cálculo, construcción y pruebas
- Avelino Pérez Pedro. 1ra Edición 1998

### 2. TRANSFORMER MAINTENANCE GUIDE

- Transformer Maintenance Institute (TMI) Second Edition, 2001

### 3. INTRODUCCION AL TRANSFORMADOR DE MEDIO SIGLO

- Seminario de Tres Días de Mantenimiento de Transformadore
- Transformer Maintenance Institute (TMI), 2000

### 4. ANALISIS DE ACEITES AISLANTES EN EL MANTENIMIENTO DE TRANSFOMADORES.

- ABB Service, Laboratorio de Aceites Aislantes

### 5. LUBRISIDER S.A

- Pag. Web: <http://www.lubrisider.com.ar>

### 6. TRANSEQUIPOS

- Pag. Web: <http://www.transequipos.com/notas1.pdf>

### 7. UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA – FACULTAD DE INGENIERÍA.

- Pag. Web: <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/cme/vol-05/2capit9/cm-09d.htm>



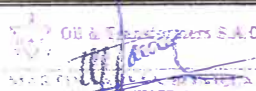
## ANEXO

Informe típico de los resultados de las pruebas Físico Químicas que se realizan al aceite de presentado por la compañía encargada de dichas pruebas.



### Oil & Transformers S.A.C.

Calle Carlos Gonzáles No 245 - Urb: Maranga - San Miguel Lima - Perú  
 Telefax : 451-4662  
 Email: oiltransformers@speedy.com.pe

HISTORIA DEL ANALISIS FISICO-QUIMICO DEL ACEITE AISLANTE					TC Nº. 2004 / 183
<b>DATOS DEL TRANSFORMADOR</b>					
Cliente :	CREDITEX - Pisco	Número de Serie :	L13225		
Subestación : No. 3		Año de fabricación :	1976		
Fabricante : BBCT S.A		Peso del aceite :	1045 Kg.		
Potencia : 1250 KVA		Tensión :	10/0.44 KV		
Conmutador bajo carga : No		Tanque separador :	Si		
Transformador en operación : Si					
Tipo de tratamiento o reparación		: Regeneración de su mismo aceite con tierra fuller (Servicio Energizado).			
Fecha del tratamiento o reparación		: 28/07/04			
Motivo del análisis		: Seguimiento del aceite aislante.			
DIA DE MUESTREO	ENSAYOS REALIZADOS	RESULTADOS	VALORES LIMITES	CONDICION DEL ACEITE	OBSERVACIONES
28/07/04	Indice de Acidez (ASTM D974)	0.01	<0.05 mgKOH/g	AC	Análisis después del proceso de Regeneración con tierra fuller. Se cambió sílica gel nueva ecológica
	Rigidez dieléctrica (ASTM D1816)	66	>30 KV	AC	
	Contenido de Agua (ASTM D1533)	5	<30 ppm	AC	
	Tensión interfacial (ASTM D971)	39.5	>32 dy/cm	AC	
	Color (ASTM D1900)	1.5	<3.5	AC	
<b>Abreviatura : AC : Aceptable      CU : Cuestionable      IN : Inaceptable</b>					
<b>Diagnóstico :</b> a) Los valores de los parámetros analizados se encuentran dentro de los límites permisibles, indicando que el aceite se encuentra en buenas condiciones luego de la Regeneración con tierra fuller y Tratamiento bajo termovacio (microfiltrado, desgasificado y deshumedecido).					
<b>Recomendaciones :</b> a) Realizar un nuevo análisis Físico-Químico dentro de doce meses para llevar un mejor control del estado del aceite.					
 VºBº : Martín Farrán Bonilla Gerente General			Fecha de análisis : 05/08/04		

# SHELL DIALA<sup>®</sup> OILS A & AX

## Electrical insulating oil

### Product Description

Shell DIALA<sup>®</sup> Oils A & AX meet standard specifications required by both ANSI/ASTM D 3487 and NEMA TR-P8-1975 for domestic electrical oil applications. These products have high electrical resistance and are thermally and oxidatively stable.

Two oils, designated Type I and Type II, are covered in these specifications. Type I oil is intended for use where normal oxidation resistance is required. Type II oil is for more severe service applications requiring greater oxidation resistance.

### Applications

- intended for use in transformers, circuit breakers, oil-filled switches and in X-ray equipment

### Features and Benefits

- proven product reliability
- manufactured under stringent quality control procedures
- excellent physical, chemical, and electrical properties
- two domestic refinery sources (Texas and California)

### Approvals and Recommendations

- ANSI/ASTM D 3487
- NEMA TR-P8-1975
- U.S. Government Military Specification VV-I-530A and Amendment 2 for Class I and Class II fluids (Type I and Type II, respectively); supersedes the Department of the Navy specification OS-1023
- NATO symbol S-756, British Standard BS 148:1972

**Table 1/ Physical Properties of Shell DIALA A/AX Oils**

	Test Method	ANSI/ASTM/NEMA Limits - Type I and II	DIALA A/AX Oils Typical Values
Aniline Point, °C	D 611	63-84	74
Color	D 1500	0.5 max	<0.5
Flash Point, °C	D 92	145 min	156
Interfacial Tension, dynes/cm @ 25°C	D 971	40 min	47
Pour Point, °C	D 97	-40 min	-47
Specific Gravity, 15/15°C	D 1298	0.91 max	0.885
Viscosity:	D 445/ D 88		
@ 0°C, cSt/SUS		76.0/350 max	62.3/288
@ 40°C, cSt/SUS		12.0/66 max	9.1/55.8
@ 100°C, cSt/SUS		3.0/36 max	2.31/33.9

SOC: 39-12/02

Visual Examination	D 1524	Clear & Bright	Clear & Bright
--------------------	--------	----------------	----------------

**Table 2/ Electrical Properties of Shell DIALA A/AX Oils**

	Test	ANSI/ASTM/NEMA	DIALA A/AX
	Method	Limits - Type I and II	Oils Typical Values
Dielectrical Breakdown Voltage @ 60 Hz, Disc electrodes, kV @ 60 Hz, VDE electrodes, kV 0.040 - inch (1.02 mm) gap 0.080 - inch (2.03 mm) gap	D 877	30 min	> 35
	D 1816 <sup>(1)</sup>	28 min	> 28
		56 min	> 56
Dielectric Breakdown Voltage Impulse @ 25°C, needle-to-sphere grounded 1-inch (25.4 mm) gap, kV	D 3300	145 min	> 180
Power Factor, 60 Hz: @ 25°C, % @ 100°C, %	D 924	0.05 max	0.003
		0.30 max	0.06
Gassing Tendency, µL/min	D 2300	+30 max	+12

(1)- New, filtered, dehydrated and degassed oil.

**Table 3/ Chemical Properties of Shell DIALA A/AX Oils**

	Test Method	Requirement		Typical Values	
		Type I	Type II	DIALA A	DIALA AX
Oxidation Inhibitor Content, %w 2,6-ditertiary butyl paracresol	D 2668 or D 1473	0.08 max	0.3 max	None	0.23
Corrosive Sulfur	D 1275	Non-Corrosive		Non-Corrosive	
Water, ppm	D 1533	35 max	35 max	<30	<30
Neutralization No, mg KOH/g	D 974	0.03 max	0.03 max	<0.01	<0.01
Oxidation Stability @ 72 hrs. Sludge, %w TAN-C, mg KOH/g	D 2440	0.15 max	0.1 max	0.08	0.01
		0.5 max	0.3 max	0.33	0.01
Oxidation Stability @ 164 hrs. Sludge, wt% TAN-C, mg KOH/g	D 2440	0.3	0.2	0.10	0.01
		0.6	0.4	0.30	0.03
Oxidation Stability Rotating Bomb, min.	D 2112	N/A	195 min	N/A	220
PCB Content, ppm	D 4059	ND	ND	ND	ND

N/A- Not Applicable

ND - Not Detectable, which is reported as <2 ppm.

**Storage Precautions**

The critical electrical properties of **Diala Oils** are easily compromised by minute concentrations of contaminants. Typically encountered contaminants include moisture, particulates, fibers and surfactants. Therefore, it is imperative that electrical insulating oils be kept clean and dry. It is strongly recommended that

storage containers be dedicated for electrical oil service and include air-tight seals. It is further recommended that electrical insulating oils be stored indoors in climate controlled environments.

**Handling & Safety Information**

For information on the safe handling and use of this product, refer to its Material Safety Data Sheet at <http://www.equivashellmsds.com>. For more information and availability, call **1+800-782-7852** or visit the World Wide Web: <http://www.shell-lubricants.com/>.



## ELECTROLUBE AX

### DESCRIPCION

Aceite aislante importado sin inhibidor, especialmente refinado y tratado para actuar como medio aislante y refrigerante en transformadores e interruptores eléctricos durante largos períodos de tiempo. Posee alta rigidez dieléctrica y bajo factor de pérdidas dieléctricas. No contiene PCB (Policloruro de Bifenilo).

### PROPIEDADES

- Muy alta rigidez dieléctrica para aislar efectivamente las partes que se encuentran con diferencia de potencial, evitando la formación de arco eléctrico.
- Viscosidad adecuada para la liberación del calor por convección a través del aceite.
- Muy buena estabilidad química natural que resiste la oxidación por alta temperatura permitiendo muy largos períodos de uso del aceite, evitando la formación de ácidos orgánicos y lodos.
- Bajo punto de fluidez que permite su uso en climas fríos.
- No ataca el barniz de recubrimiento de las bobinas.

### APLICACIONES

Todos los transformadores, interruptores de circuitos eléctricos, condensadores, fusibles y otros aparatos que requieren aceite dieléctrico de alta calidad.

CARACTERÍSTICAS TÍPICAS		
INDICE DE NEUTRALIZACIÓN, mg KOH/gr.	ASTM-D-974	0.03 Max
RIGIDEZ DILECTRICA, KV @ 60 Hz	ASTM-D-877	30 a 35
TENSION INTERFACIAL dina/cm	ASTM-D-971	40 Min
CONTENIDO DE AGUA ppm	ASTM-D-1533	35 Max
COLOR	ASTM-D-1500	0.5 Max
GRAVEDAD ESPECIFICA, 15°C, Kg/Lt	ASTM-D-4052	0.91
VISCOSIDAD, cSt @ 40°C	ASTM-D-445	12 Max
PUNTO DE INFLAMACIÓN, °C	ASTM-D-92	145 Min
PUNTO DE FLUIDEZ, °C	ASTM-D-97	-40 Max
ESTABILIDAD A LA OXIDACIÓN, 164Hr. % ACIDEZ	ASTM-D-2440	0.4 Max
FACTOR DE POTENCIA, % @25 °C	ASTM-D-924	0.05 Max
CONTENIDO DE INHIBIDOR		NO



# Naphthenics Product Data Sheet Nynas Transformer Oil - Nytro 10GBN

2005-08-03

PROPERTY	UNIT	TEST METHOD ASTM	GUARANTEED DATA		TYPICAL DATA
			Min	Max	
<u>1.Physical</u>					
Appearance		D 1524	Clear and Bright		
Density, 15°C	kg/dm <sup>3</sup>	D 1298		0,91	0,890
Viscosity, 40°C	mm <sup>2</sup> /s	D 445		12	9,1
Viscosity, 100°C	mm <sup>2</sup> /s	D 445		3,0	2,3
Viscosity, 0°C	mm <sup>2</sup> /s	D 445		76	66
Flash Point, COC	°C	D 92	145		150
Pour Point	°C	D 97		-40	-57
Aniline Point	°C	D 611	63	84	69
Colour		D 1500		0,5	<0,5
Interfacial tension at 25°C	mN/m	D 971	40		49
<u>2.Chemical</u>					
Total Acid no	mg KOH/g	D 974		0,03	<0,01
Corrosive sulphur		D 1275	Non corrosive		
Antioxidant, phenols	Wt %	D 2668	Not detectable		
Water content	ppm	D 1533		35	<20
PCB content	ppm	D 4059	Not detectable		
<u>3.Electrical</u>					
Dielectric dissipation factor at 100°C	%	D 924		0,3	0,1
Breakdown voltage					
- Before treatment	kV	D 877	30		55
- After treatment	kV	D 1816 (0.04" gap)	28		35
Gassing tendency	µl/min	D 2300B		+30	<0
<u>4.Oxidation Stability</u>					
After 72 h:		D 2440			
Sludge	wt%			0,15	<0,02
Neutralization No	mg KOH/g			0,5	0,15
After 164 h:					
Sludge	wt%			0,3	0,03
Neutralization No	mg KOH/g			0,6	0,19

Nytro 10GBN is an uninhibited transformer oil, meeting the specifications ASTM D3487 type I, IEC 60296 (03) General specifications and AS 1767.1-1999.



Naphthenics Safety Data Sheet

2004-06-22

## SAFETY DATA SHEET

### 1. Identification of the Substance/Preparation and the Company/Undertaking

Product Name: Nytro 10GBN  
Product Type: Insulating Oil  
Supplier: Nynas Naphthenics AB  
P. O. Box 10701  
S-121 29 STOCKHOLM  
Sweden

Telephone No: +46-8-602 1200 Fax: +46-8-81 62 02  
Emergency Phone No: Please contact your local Nynas sales office for specific information regarding your country.

### 2. Composition/Information of Ingredients

Chemical Name:	CAS-No.:	EC-No.:	Weight-%	Symbols/Phrases
Hydrotreated Light Naphthenic Distillate	64742-53-6	265-156-6	100	



### 3. Hazards identification

Classification:	No classification needed according to 67/548/EC and 1999/45/EC.
Human Health:	Inhalation of vapours and/or mists might irritate respiratory tract.  Prolonged skin contact will cause defatting and possible irritation. Eye contact might cause irritation.
Environment:	Slow biodegradation, the product will remain for long time in the environment. Risk for contamination of earth, soil and water.
Physical and chemical hazard:	At elevated temperatures flammable vapours and decomposition products will be released. Risk for slippery floors if spilled out.

### 4. First Aid Measures

General advice:	
Inhalation:	If inhalation of mists, fumes or vapours occur causing irritation, move to fresh air. If the symptoms persist, obtain medical advice.
Skin contact:	Remove immediately adhering matter and wash off with soap and plenty of water.
Eye contact:	Rinse with plenty of water.
Ingestion:	Clean mouth with water. Obtain medical advice if a large amount has been swallowed. Do not induce vomiting.

### 5. Fire-fighting Measures

Suitable extinguishing media:	Extinguish preferably with dry chemical, carbon dioxide (CO <sub>2</sub> ), or foam. Waterspray / mist may be used.
Extinguishing media which must not be used for safety reasons:	Water jet, unless used by authorised people. (Stain risk caused by combustion).



## 6. Accidental Release Measures

Personal precautions:	Suitable protection equipment should be used. In case of large spillage, the cleaning procedure should be carried out using suitable protective clothing such as overall, gloves and boots. Remove contaminated clothes as soon as possible.  Smaller spillage can be wiped up with paper cloths, using protective gloves.
Environmental precautions:	Prevent spills to enter and spread to drains, sewers, water courses, and soil. Contact local safety authorities.
Methods for cleaning up:	Absorb leaking product with sand, earth or other suitable inert material and collect. Disposal according to section 13.

## 7. Handling and Storage

Handling:	Handle in accordance with good industrial hygiene and safety practices. If handled at elevated temperatures or with high speed mechanical equipment, vapours or mists might be released and require a well ventilated workplace.
Storage:	Store at ambient temperature or with lowest necessary heating as handling requires.

## 8. Exposure Controls/Personal Protection

Control parameters:	Exposure via the air and normal handling.
Chemical name:	Mineral oil.
Short term value:	5 mg/m <sup>3</sup> . TLV-TWA 8 hours ACGIH (1998).
Engineering measures to reduce exposure:	Mechanical ventilation and local exhaust will reduce exposure via the air. Use oil resistant material in construction of handling equipment. Store under recommended conditions and if heated, temperature control equipment should be used to avoid overheating.

**Personal protection equipment:**

- Respiratory protection: If the product is heated under manual handling, use suitable mask with filter A1P2 or A2P2. Handling in automatic production lines, with exhaust or ventilation, will not require mask.
  - Hand protection: Wear oil-resistant protective gloves if there is a risk of repeated skin contact. Suitable gloves are neoprene, nitrile- or acrylnitrilebutadiene rubber, or PVC. Take notice of CEN 420:94, CEN 374:1-3:94 and CEN 388:94.
  - Eye protection: Wear safety goggles / safe shield if splashes may occur.
  - Skin and body protection: Wear protective clothing if there is a risk of skin contact and change them frequently, or when contaminated.
- Hygienic measures: Act in accordance with good industrial hygiene and safety practice.

## 9. Physical and Chemical Properties

Form:	Viscous liquid
Colour:	<0.5 , pale light yellow
Odour:	Odourless / light petroleum
Melting point/pour point:	-57°C
Initial boiling point:	>250°C
Density 15°C:	888 kg/m <sup>3</sup>
Flash point, PM:	146°C
Auto ignition temp.:	>270°C
Solubility in water:	Non soluble
Solubility in organic solvents:	Soluble
Decomposition temp.:	>280°C
Vapour pressure at 100°C:	160 Pascal
DMSO extractible compounds according to IP346:	< 3%
Calculated partition coefficient n-octanol/water, log P <sub>ow</sub> :	>6
Viscosity at 40°C:	9,0 cSt
pH:	non relevant

## 10. Stability and Reactivity

Stability:	Stable at normal conditions. Start to decompose at 280°C or higher.
Avoid:	Excessive heating and highly oxidizing agents.
Hazardous decomposition products:	Flammable gases which might also be noxious. With air present, there is a risk for auto ignition at temperatures >270°C.

## 11. Toxicological Information

Acute toxicity:	Studies available indicate oral and dermal LD <sub>50</sub> s of >5 000 mg/kg which is considered as low acute toxicity.
Local effects:	
- Inhalation:	Prolonged and repeated inhalation of mist or vapour generated at elevated temperatures may irritate respiratory tract.
- Oral:	May cause nausea and eventually vomiting and diarrhoea.
- Skin contact:	Prolonged or repeated exposure may lead to defatting of the skin and subsequent irritation.
- Eye contact:	May cause redness and transient pain.
- Sensitisation:	Studies indicate no evidence of sensitisation.

## 12. Ecological Information

Mobility:	Low, due to low water solubility.
Persistence/degradability:	The baseoil is not readily biodegradable. Substances may not meet criteria for ready biodegradability. Studies indicate inherent, primary biodegradation in the range of 20-60 % based on carbondioxide evolution.
Bio-accumulation:	Base oil has Log P <sub>OW</sub> in the range >3,9->6,0. Log P <sub>OW</sub> is used for estimating the bioaccumulation in fish. A value >3,0 indicates possible bioaccumulation. The size of the hydrocarbon molecules reduces the risk for bioaccumulation.
Ecotoxicity:	Aquatic toxicity data on base oils indicate LC <sub>50</sub> values of >1 000 mg/l, which is considered as low toxicity. Chronic toxicity studies shows no long-term hazard to the aquatic environment.

### 13. Disposal Considerations

Residues of unused product is not regarded as hazardous waste. Residues of products/packageing must not be disposed of in the environment, but taken care of in accordance with local regulations.

Emptying instructions:

Barrels and equals: Turn the barrel upside down and tilt it approximately 10° until nondripping.

Nondripping is less than one drop / minute at 15 °C. The product viscosity depends on temperature, and it is important that the emptying not is done at to low temperature. It can be necessary to scrape out highviscous products.

When the barrel is nondripping send it for recycling. If the residue volume is more than 1% send it for destruction of barrels. Empty barrels with < 1 % residue is not dangerous goods. Notify local regulations.

Bags for one way use/multiple use: Follow instructions given by the bag manufacturer.

The last residues in the bag can be removed by placing the hose over the remaining residues or by lifting the bag so the product can run towards the hose.

Bottom residues; roll up the bag towards the hose to press out the oil

One way bags of polyethylene can be recycled or disposed of by incineration. Notify local regulations.

### 14. Transport Information

The product is not classified as hazardous goods for land, sea and air transport according to the respective regulations (ADR, IMDG, IATA-DGR).

### 15. Regulatory Information

Classified according to European directives on classification of hazardous substances and preparations. Not classified as hazardous. No statutory label required.

Listed in TSCA ( Toxic Substances Control Act) and EINECS.

## 16. Other Information

The information for labelling and ecotoxicity is according to Concawe Report No. 95/59, 98/54, 01/53 and 01/54.

Classified according to the Dangerous Substance Directive, 67/548/EC up to the 28th ATP, the Dangerous Preparation Directive 1999/45/EC, and the Safety Data Sheet Directive 2001/58/EC.

Product have DMSO extractible compounds according to IP 346 <3%.

Updated according to DSD, DPD and SDS as above. Latest update: 2004-07-06

Replacing revision date: 2002-06-30

Changes to previous version:

Other Information

### Nota L

The classification as a carcinogen need not apply if it can be shown that the substance contains less than 3 w%w

DMSO extract as measured by IP 346. This Nota applies only to certain complex oil-derived substances in Annex 1.

### Nota N

The classification as a carcinogen need not apply if the full refining history is known and it can be shown that the substance from which it was produced is not a carcinogen. This Nota applies only to certain complex oil-derived substances in Annex 1.



# Transformador

## Descripción del producto

Por poseer como característica natural una elevada constante dieléctrica, los aceites minerales derivados del petróleo han sido seleccionados como los medios aislantes más adecuados para ser usados en los transformadores de tensión, interruptores y otros sistemas eléctricos que funcionen en baño de aceite. No contiene en su formulación PCB ( Polychlorinated Biphenyls ) sustancia considerada no biodegradable.

## Atributos y aplicaciones

Transformador 64: Aceite aislante para transformadores, interruptores, cajas de contacto y todo sistema eléctrico en baño de aceite. El mismo contiene inhibidor de oxidación, lo que le confiere alta estabilidad térmica.

Transformador 65: Aceite del tipo mineral puro sin inhibidor de oxidación sometido a un proceso de refinación severo que mejora sus características. Tiene características y usos similares al anterior, pero es utilizado en aquellos casos donde es requerido un aceite sin aditivos y con resistencia natural a la oxidación.

## Análisis típicos

ENSAYOS	UNIDAD	METODO	PRODUCTOS	
			64	65
Viscosidad a 40 °C	cSt	ASTM D-445	10,5	10,5
Punto de Inflamación	°C	ASTM D-92	162	162
Punto de Escurrimiento	°C	ASTM D-97	- 24	- 24
Tangente Delta a 90 °C	—	IRAM 2340	1 x 10 <sup>-3</sup>	1 x 10 <sup>-3</sup>
Poder Dieléctrico, Mín.	KV	ASTM D-877	30	30
Poder Dieléctrico, Mín.	KV	IRAM 2341	50	50
Corrosión s/Cu (3 h a 100 °C)	—	ASTM D-130	1a	1a
Número de Acido	mg KOH/g	ASTM D-974	0,01	0,01
Estabilidad a la Oxidación		IEC 1125		
Acidez Volátil	mg KOH/g	IEC 1125	0,28 (*)	—
Acidez Soluble	mg KOH/g	IEC 1125	0,10 (*)	0,40 (**)
Barros Totales	%p	IEC 1125	0,034(*)	0,050(**)
Color	—	ASTM D-1500	0,5	0,5
Densidad a 15 °C	g/cm <sup>3</sup>	ASTM D-1298	0,880	0,880

Los datos precedentes de Análisis Típicos no conforman una especificación, los mismos son representativos de valores de producción.

(\*) A 120 °C, 120 h y 28,6 cm<sup>2</sup> de catalizador de Cobre. Método B

(\*\*) A 100 °C, 164 h y 9,7 cm<sup>2</sup> de catalizador de Cobre. Método A

Las características de los aceites para transformador pueden verse afectadas por pequeñas concentraciones de contaminantes, entre ellos la humedad, partículas, fibras, etc. Por lo tanto, es fundamental que los aceites aislantes se mantengan limpios y secos. En tal sentido es conveniente que su almacenaje sea bajo techo.

Para la recepción de estos productos remitirse a lo expresado en la norma IRAM 2026 ptos. 8.12 y 8.13 respectivamente.

## **Niveles y especificaciones**

Transformador 64: Inhibido.

- IEC 296 - Clase IA y IIA
- ASTM D-3487 - Tipo II
- IRAM 2026/98

Transformador 65: No Inhibido.

- IEC 296 - Clase I y II
- ASTM D-3487 - Tipo I
- IRAM 2026/98

## **Envases**

Estos productos se comercializan en envases de 205, 1000 litros y a granel. Además, el Transformador 64 en envases de 20 litros.

### **PELIGROS PARA LA SALUD Y SEGURIDAD:**

Por ser un producto refinado no presenta riesgos para la salud y la seguridad, siempre que su uso sea el recomendado.

**Ingestión: No inducir al vómito. Suministrar leche o agua que contengan carbón activado.**

**Inhalación:** Por ser un producto poco volátil, el riesgo por inhalación es mínimo.

**Salpicaduras en los ojos:** Lavar inmediatamente con abundante agua.

**Contacto por piel:** Puede considerarse inocuo en contactos breves con piel normal y sana. Asimismo se recomienda lavar la zona con abundante agua y jabón, y el uso de cremas protectoras cuando se considere necesario. Usar guantes apropiados durante su manipulación.

**ANTE CUALQUIER DUDA CONSULTAR INMEDIATAMENTE AL CENTRO DE INTOXICACIONES:  
(54 11) 4962-2247/6666.**

### **PELIGRO DE INCENDIO:**

**Medio de extinción:** Polvo químico, espuma.

De no contarse con extintores, puede usarse arena o tierra para fuegos de poca magnitud. En ningún caso usar chorro de agua, ya que puede extender el fuego.

### **DERRAMES:**

Se procederá a ventilar el área contaminada y se realizará su absorción con arena, tierra o material similar, y su disposición final será de acuerdo a las normas vigentes.

**Para mayor información, solicite la correspondiente FICHA DE SEGURIDAD (FDS) a nuestro Servicio de Atención al Cliente o al Departamento de Asistencia Técnica y Desarrollo.**

Reemplaza a la C.T. N° 081, Marzo 2004

Abril 2004





# Shell Diala D

## **Aceite aislante dieléctrico de alto rendimiento**

Shell Diala D es un aceite aislante no inhibido de máxima calidad fabricado de bases nafténicas altamente refinadas. Ofrece una muy alta estabilidad a la oxidación; buena resistencia dieléctrica y excelentes propiedades sin el uso de depresores de punto de fluidez.

### **Aplicaciones**

- Aceite para aislamiento eléctrico para transformadores e interruptores
- Rectificadores
- Transformadores de potencia y distribución incluso a máxima carga

### **Características de Rendimiento**

- **Alta estabilidad a la oxidación**

El Shell Diala D tiene una excelente resistencia a la degradación

- **Buena rigidez dieléctrica**

Excede los requerimientos de las especificaciones vigentes en la industria.

- **Excelentes características de baja temperatura y transferencia de calor**

Muestra notables propiedades de flujo y de transferencia de calor en todo el rango de temperaturas de operación.

- **Gran confiabilidad durante el servicio**

El Shell Diala D ha sido probado en operaciones durante muchos años.

*El aceite Shell Diala D no contiene ningún compuesto a base de Bifenilos Policlorinados (PCB's).*

### **Especificaciones de Rendimiento**

El aceite Shell Diala D cumple con las siguientes especificaciones:

- VDE 0370, Clase A
- IEC 296, Clase II
- UTE NF C 27 101 (1982) Clases I & II
- SEV 3163 Clase II
- BS 148:1972

### **Precauciones para el Almacenamiento**

Las críticas propiedades eléctricas del aceite Shell Diala D pueden verse seriamente amenazadas por una concentración mínima de contaminantes. Los contaminantes típicos que se encuentran incluyen humedad, partículas, fibras y elementos surfactantes. Por lo tanto, es imperativo que los aceites para aislamiento eléctrico se mantengan limpios y secos, preferentemente bajo techo.

### **Salud y Seguridad**

En base a la información disponible, el aceite Shell Diala D no presenta ningún riesgo significativo a la salud o la seguridad cuando se emplea adecuadamente en las aplicaciones recomendadas y se mantienen buenos estándares de higiene personal e industrial. Se debe evitar un contacto prolongado o repetido con la piel.

## Características Típicas

Propiedades	Requerimientos VDE 0370 / DIN 57370 Parte 1, Clase A	Shell Diala D
Densidad		
@ 15°C, g/ml	Máx 0.898	0.896
@ 20°C, g/ml	Máx 0.895	0.892
Viscosidad Cinemática		
@ -30°C, mm <sup>2</sup> /s	Máx 1800	1100
@ 20°C, mm <sup>2</sup> /s	Máx 25	25
@ 40°C, mm <sup>2</sup> /s		9.5
@ 100°C, mm <sup>2</sup> /s		2.4
Indice de Viscosidad		50
Punto de fluidez, °C		-45
Punto de Inflamación (COC), °C	Mín 130	149
Número de Neutralización, mg KOH/g	Máx 0.03	<0.03
Rigidez dieléctrica, kV (IEC156, posterior al tratamiento)	Mín 50	>60
Factor de disipación dieléctrica a 90°C	Máx 0.005	0.003
Estabilidad Baader (140 h/100°C)		
Valor de saponificación, mg KOH/g	Máx 0.60	0.30
Contenido de lodo, g/100g	Máx 0.05	0.02
Factor de disipación dieléctrica a 90°C	Máx 0.180	0.060
Estabilidad a la oxidación (IEC 74, 164 h/100°C)		
Número de Neutralización, mg KOH/g	Máx 0.30	0.06
Contenido de lodo, g/100g	Máx 0.05	0.02
Factor de disipación dieléctrica a 90°C		0.15