



**UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTIAGO DE GUAYAQUIL  
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**“APLICACIÓN DE SIMULADOR LABVIEW PARA PRUEBAS DE  
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE EN TRANSFORMADORES DE  
DISTRIBUCIÓN E IMPLEMENTACIÓN COMO TUTORIA EN LA  
MATERIA MÁQUINAS I”.**

**TESIS DE GRADO**

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO ELECTRICO MECÁNICO CON MENCIÓN EN GESTIÓN  
EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

**Presentada por:**

Iván Javier Díaz Salinas

David Eliecer García Mejía

**DIRECTOR DEL PROYECTO**

Ing. Rafael Hidalgo A.

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

2011

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**TESIS DE GRADO**

**“APLICACIÓN DE SIMULADOR LABVIEW PARA PRUEBAS DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN E IMPLEMENTACIÓN COMO TUTORIA EN LA MATERIA MÁQUINAS I”.**

Presentada a la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo, Carrera de Ingeniería Eléctrico – Mecánica de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil

**Por:**

Iván Javier Díaz Salinas

David Eliecer García Mejía

Para dar cumplimiento con uno de los requisitos para optar por el Título de:

Ingeniero Eléctrico – Mecánico

.....  
Decano

.....  
Director de Carrera

.....  
Director de Tesis

-----  
Vocal Principal

-----  
Vocal Principal

-----  
Secretario

## **DEDICATORIA**

*Primeramente dedico la presente tesis a Dios nuestro señor todo poderoso por haberme permitido culminar con mi carrera, a mis padres quienes me inculcaron hábitos de estudios y guiaron mi sendero y a mi hermana María José quien me dio ejemplo de entereza y firmeza para continuar con mis metas e iniciar esta nueva etapa de mi vida.*

*Iván Javier Díaz Salinas*

## DEDICATORIA

*Cuando comencé a escribir esta parte del tema pensé que por descuido podría dejar a alguien fuera de la mención, por eso desde ya pido las disculpas correspondientes si llega a suceder.*

*Antes que todo quiero agradecer a Dios por darme fuerzas cuando lo necesité, por no haberme dejado solo, por ser mi guía y ante todo quiero decirle gracias de todo corazón por haberme hecho vivir esta experiencia.*

*De la misma manera agradezco a mi familia por haber confiado en mí, porque sin su apoyo y cariño nunca hubiera llegado a ser lo que soy hoy. Gracias Mamiríngá por ser como solo tú eres, única en este mundo, porque sin tu mano, no me hubiese levantado de cada tropiezo, para continuar, tú has sido todo para mí. Gracias Mamiríngá. Gracias Papiríngó porque sin tu esfuerzo y amor nunca hubiese llegado a este día, tus sabios consejos me han guiado durante todas las etapas de mi vida. Gracias Papiríngó por todo. Además quiero agradecer a mis hermanos Malena y Josué por ser mis amigos, brindarme siempre su ayuda, aconsejarme y ser parte de mis más bellos recuerdos.*

*Quiero dejar por sentado que mis tías y mis primos fueron un pilar importante mientras cursaba mis estudios lejos de mi hogar en "El Manso Guayas".*

*A mis amigos por haber sido parte de mi vida porque sin ellos no hubiese sido lo mismo, por sus complicidades, por sus alegrías, por el apoyo, por su amistad... no sé, me faltarían palabras para describir todos los buenos ratos que pase junto a ellos.*

*A esa persona especial que con su apoyo y motivación estuvo siempre junto a mí, ayudándome a no abandonar este proyecto. Has sido un ser importante en mi vida "Gordá".*

*A mis profesores que fueron una guía con sus palabras y sabios consejos durante todo este tiempo, los cuales han constituido un aliciente para continuar con mi superación.*

*Y a todas aquellas personas que directa e indirectamente han hecho posible todo este regocijo que hoy siento.*

*En fin gracias a todos por haberme acompañado en este largo camino.*

*David Eliecer García Mejía*

## **AGRADECIMIENTO**

*A la Universidad Católica Santiago de Guayaquil en la persona del señor Rector, directivos y catedráticos, por los conocimientos, saberes y experiencias compartidas, las que nos permitieron cumplir con nuestros objetivos.*

*Iván Javier Díaz Salinas*

*David Eliecer García Mejía*

## **CERTIFICACIÓN DEL INFORME**

Quien suscribe, Ing. Rafael Hidalgo A. catedrático de la Facultad Técnica para el Desarrollo de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil en calidad de asesor de Tesis de Grado certifico que la presente investigación “Aplicación de Simulador Labview para Pruebas de Rigidez Dieléctrica del Aceite en Transformadores de Distribución e Implementación como tutoría en la materia Máquinas I” ha sido desarrollada por los Srs. Iván Javier Díaz Salinas y David Eliecer García Mejía y sometida a revisión, por lo tanto autorizo la presentación para su defensa.

---

Ing. Rafael Hidalgo A

ASESOR DE TESIS

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis son de nuestra completa autoría y hasta donde sabemos y creemos, no contiene material previamente publicado o escrito por otra persona, ni material que de manera substancial haya sido aceptado para el otorgamiento de premios de cualquier otro grado de la universidad u otra institución de enseñanza superior”

---

Iván Javier Díaz Salinas

**C.I.** 0802613232

---

David Eliecer García Mejía

**C.I.** 0802597328

## ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIAS	
AGRADECIMIENTOS	
CERTIFICACIÓN DEL INFORME	
DECLARACIÓN EXPRESA	
INDICE GENERAL	II
INDICE DE TABLAS	VII
INDICE DE GRÁFICAS	VIII
PRÓLOGO	X
CONCLUSIONES	XI
RECOMENDACIONES	XII
ANEXOS	XIII
GLOSARIO	XVII
BIBLIOGRAFÍA	XIX

### CAPÍTULO I

1.1	INTRODUCCIÓN	1
1.2	ANTECEDENTES	3
1.3	JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	6
1.4	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	6
1.5	OBJETIVOS	7
1.5.1	OBJETIVO GENERAL	7
1.5.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	7
1.6	METODOLOGÍA	8
1.6.1	MÉTODO SINTÉTICO Y ANALÍTICO	8
1.6.2	MÉTODO INDUCTIVO Y DEDUCTIVO	8
1.6.3	MÉTODO DESCRIPTIVO Y DIDÁCTICO	9

## CAPÍTULO II

### TRANSFORMADORES

2.1	INTRODUCCIÓN	09
2.2	CLASIFICACIÓN Y UTILIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES	11
2.2.1	POR LA OPERACIÓN	11
2.2.1.1	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	12
2.2.1.2	TRANSFORMADORES DE POTENCIA	12
2.2.2	POR EL NÚMERO DE FASES	13
2.2.2.1	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	14
2.2.2.2	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO	14
2.2.3	POR SU UTILIZACIÓN	15
2.2.3.1	TRANSFORMADOR PARA GENERADOR	15
2.2.3.2	TRANSFORMADOR PARA SUBESTACIÓN	15
2.2.3.3	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	16
2.2.3.4	TRANSFORMADORES ESPECIALES	16
2.2.3.5	TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS	16
2.2.4	POR LA FORMA DEL NÚCLEO	17
2.2.4.1	NÚCLEO ACORAZADO	17
2.2.4.2	NÚCLEO TIPO COLUMNAS	18
2.2.5	POR LAS CONDICIONES DE SERVICIO	18
2.2.5.1	PARA USO INTERIOR	18
2.2.5.2	PARA USO A LA INTEMPERIE	18
2.2.6	EN FUNCIÓN EN LOS LUGARES DE INSTALACIÓN	19
2.2.6.1	TIPO POSTE	19
2.2.6.2	TIPO SUBESTACIÓN	19
2.2.6.3	TIPO PEDESTAL	20
2.2.6.4	TIPO SUMERGIBLE	21
2.2.7	DE ACUERDO AL TIPO DE AISLAMIENTO	22
2.2.7.1	TIPO OA	22
2.2.7.2	TIPO OA/FA	22
2.2.7.3	TIPO OA/FA/FOA	22
2.2.7.4	TIPO FOA	23
2.2.7.5	TIPO OW	23
2.2.7.6	TIPO FOW	23

2.2.7.7	TIPO AA	24
2.2.7.8	TIPO AFA	24
2.2.7.9	TIPO AA/FA	24
2.3	PARTES DE UN TRANSFORMADOR	24
2.3.1	CIRCUITO MAGNÉTICO	25
2.3.2	CIRCUITO ELÉCTRICO	26
2.3.3	SISTEMA DE AISLAMIENTO	27
2.3.3.1	TIPOS DE LUBRICANTES PARA TRANSFORMADORES	29
2.3.3.1.1	ACEITES MINERALES	29
2.3.3.1.2	ACEITES SINTÉTICOS	30
2.3.3.2	PROPIEDADES DE LOS ACEITES DIELECTRICOS	30
2.3.3.2.1	PROPIEDADES FÍSICAS	30
2.3.3.2.1.1	VISCOSIDAD	30
2.3.3.2.1.2	PUNTO DE FLUIDEZ	32
2.3.3.2.1.3	PUNTO DE INFLAMACIÓN	32
2.3.3.2.1.4	TENSIÓN INTERFACIAL	33
2.3.3.2.1.5	PUNTO DE ANILINA	33
2.3.3.2.1.6	COLOR	34
2.3.3.2.2	PROPIEDADES ELÉCTRICAS	34
2.3.3.2.2.1	FACTOR DE POTENCIA	34
2.3.3.2.3	PROPIEDADES QUÍMICAS	35
2.3.3.2.3.1	ESTABILIDAD A LA OXIDACIÓN	35
2.3.3.3	COMPOSICIÓN DE UN ACEITE DIELECTRICO	36
2.3.3.3.1	ACEITES BASES	36
2.3.3.3.2	AROMÁTICOS	37
2.3.3.3.3	ISOPARAFÍNICOS	38
2.3.3.3.4	NAFTÉNICOS	38
2.3.3.4	CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES DIELECTRICOS	41
2.3.3.5	PROCESO DE DEGRADACIÓN DE LOS ACEITES DIELECTRICOS	43
2.3.3.6	CONTROL DE CALIDAD DE LOS ACEITES DIELECTRICOS	47
2.3.3.6.1	CONTENIDO DE HUMEDAD	49
2.3.3.6.2	NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN	54
2.3.3.7	CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES SEGÚN EL ÍNDICE DE CALIDAD	57
2.3.4	TANQUE	57

## **CAPÍTULO III**

### **TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

3.1	INTRODUCCIÓN	58
3.2	DETALLES DE CONSTRUCCIÓN	60
3.2.1	CIRCUITO MAGNÉTICO	60
3.2.2	BOBINADO DE BAJA TENSIÓN	61
3.2.3	BOBINADO DE ALTA TENSIÓN	62
3.2.4	PARTE ACTIVA	63
3.2.4.1	ESTRUCTURA DE FIJACIÓN	64
3.2.4.2	EL CONMUTADOR DE TENSIÓN	65
3.2.4.3	TAPA	65
3.2.4.4	LOS PASATAPAS DE ALTA Y BAJA TENSIÓN	65
3.2.5	CUBA	65
3.2.5.1	BASTIDORES DE APOYO	66
3.2.5.2	FONDO	66
3.2.5.3	LAS ALETAS	66
3.2.5.4	EL MARCO	67
3.3	TIPOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	67
3.3.1	TIPO CONVENCIONAL DE POSTE	67
3.3.2	TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO	69
3.3.3	TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO TRIFÁSICOS	70
3.3.4	TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO PARA BANCOS DE SECUNDARIOS	71

## **CAPÍTULO IV**

### **PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

4.1	INTRODUCCIÓN	72
4.2	PRUEBAS PRELIMINARES	72
4.3	PRUEBAS INTERMEDIAS	73
4.4	PRUEBAS FINALES	74
4.4.1	PRUEBAS AL ACEITE DEL TRANSFORMADOR	75
4.4.2	PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	76
4.4.3	PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	77

4.4.4	FACTOR DE POTENCIA	79
4.4.5	COLOR Y ASPECTO	80
4.4.6	ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS	81

## **CAPÍTULO V**

### **PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA O TENSION DE RUPTURA**

5.1	INTRODUCCIÓN	82
5.2	DEFINICIÓN	82
5.3	PROCEDIMIENTOS Y MÉTODOS DE MUESTREO	85
5.4	MÉTODO DE MUESTREO POR JERINGA	86
5.5	MÉTODO DE MEDICIÓN	87
5.5.1	MÉTODO NORMALIZADO ASTM D- 877	87
5.5.2	MÉTODO NORMALIZADO ASTM D- 1816	88
5.6	RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	89
5.7	EQUIPO DE MEDICIÓN PARA RIGIDEZ DIELECTRICA	90
5.7.1	CHISPÓMETRO	91

## **CAPÍTULO VI**

### **DESARROLLO DEL SOFTWARE**

6.1	INTRODUCCIÓN	91
6.2	FUNCIONAMIENTO DEL SOFTWARE	94
6.2.1	HOME (INICIO)	95
6.2.2	SETUP (CONFIGURACIÓN)	96
6.2.3	FILE (ARCHIVO)	97
6.2.4	INFORMATION (INFORMACIÓN)	97
6.2.5	TEST	98
6.2.6	EJECUCIÓN DE UNA PRUEBA DE RUPTURA	99
6.2.7	RESULTADO DE LA PRUEBA	100

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1 CIFRAS TÍPICAS DE ACEITES TIPO 1 Y TIPO 2	43
TABLA 2.2 NUMERO DE NEUTRALIZACION Vs. TEMPERATURA	45
TABLA 2.3 CLASIFICACION DE LOS ACEITES SEGÚN INDICE DE CALIDAD	57
TABLA PROPIEDADES TÍPICAS DE LOS LÍQUIDOS AISLANTES DE LOS TRANSFORMADORES	XIII
TABLA TENSIONES DE ENSAYO PARA PRUEBA DIELECTRICA	XIV
TABLA VIDA ÚTIL DEL ACEITE EN FUNCIÓN DE SUS TEMPERATURA	XIV
TABLA RIGIDEZ DIELECTRICA 1mm SEPARACIÓN	XV
TABLA 1.8 RIGIDEZ DIELECTRICA 2mm SEPARACIÓN	XV
TABLA FACTORES DE CORRECCIÓN DE RÍGIDEZ DIELECTRICA PARA ALTITUDES MAYORES A 1000 mts.	XVI

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. 2.1 ESQUEMA DEL TRANSFORMADOR	10
FIG. 2.2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	12
FIG. 2.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA	13
FIG. 2.4 TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	15
FIG. 2.5 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	15
FIG. 2.6 ESQUEMA DE NÚCLEO ACORAZADO	17
FIG. 2.7 ESQUEMA DE UN NÚCLEO TIPO COLUMNA	18
FIG. 2.8 TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL	20
FIG. 2.9 TRANSFORMADOR TIPO SUMERGIBLE	21
FIG. 2.10 CIRCUITO MAGNÉTICO DEL TRANSFORMADOR	25
FIG. 2.11 DIAGRAMA DEL CIRCUITO ELÉCTRICO DEL TRANSFORMADOR	26
FIG. 2.12 GRÁFICA DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE DIELECTRICO CON LAS VARIACIONES DE TEMPERATURA	31
FIG. 2.13 DIAGRAMA DEL PROCESO DE FABRICACIÓN DE UN ACEITE DIELECTRICO	40
FIG. 2.14 CURVA DE OXIDACIÓN DE UN ACEITE DIELECTRICO	46
FIG. 2.15 GRÁFICA DE LAS PRUEBAS QUE SE REALIZAN AL ACEITE DIELECTRICO	48
FIG. 2.16 CURVAS DE LA SATURACIÓN EN CONTENIDO DE AGUA DE UN ACEITE NUEVO Y UN ACEITE OXIDADO	50
FIG. 2.17	51
FIG. 2.18 CURVA DEL COMPORTAMIENTO INTERFACIAL CON LOS AÑOS DE SERVICIO DEL ACEITE.	53
FIG. 2.19 GRÁFICA DE LA CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN Y TENSIÓN INTERFACIAL	54

FIG. 2.20 GRÁFICA DE LA GUÍA PARA EVALUAR ACEITES PARA TRANSFORMADORES	56
FIG. 2.21 TANQUE	58
FIG. 3.1 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	60
FIG. 3.2 BOBINADO DE BAJA TENSION	61
FIG. 3.3 PARTE ACTIVA	64
FIG. 3.4 TRANSFORMADOR TIPO CONVENCIONAL DE POSTE	68
FIG. 3.5 TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO	70
FIG. 3.6 TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO TRIFÁSICO	71
FIG. 4.1 GRÁFICA DEL FACTOR DE POTENCIA PARA ACEITES INHIBIDOS	80
FIG. 4.2 GRÁFICA DE LA RELACIÓN QUE EXISTE ENTRE LOS AÑOS DE SERVICIO Y EL COLOR DEL ACEITE	81
FIG. 5.1 VARIACIÓN DE LA TENSIÓN DE RUPTURA CON EL CONTENIDO DE HUMEDAD	86
FIG. 5.2 MÉTODO DE MUESTREO POR JERINGA	88
FIG. 5.3 CHISPÓMETRO	92
FIG. 6.1 PESTAÑA INICIO	95
FIG. 6.2 PESTAÑA CONFIGURACIÓN	96
FIG. 6.3 PESTAÑA ARCHIVO	97
FIG. 6.4 PESTAÑA INFORMACIÓN	97
FIG. 6.5 PESTAÑA TEST	98
FIG. 6.6 CONFIGURACIÓN TÍPICA DE UNA PRUEBA	99
FIG. 6.7 RESULTADOS DE UNA PRUEBA	100

## **PRÓLOGO**

El presente documento tiene el propósito de definir de manera general el funcionamiento de los transformadores de distribución así como especificar las principales funciones que deben satisfacer los aceites dieléctricos para transformadores de distribución.

Además de describir las pruebas de rigidez dieléctrica que se realiza al aceite de los transformadores de distribución, se elaborará un manual práctico de la prueba de rigidez dieléctrica del aceite para ser utilizado en la asignatura de Máquinas I e Implementar un simulador Labview que realice la prueba de rigidez dieléctrica del aceite de los transformadores de distribución.

# CAPÍTULO I

## 1.1 INTRODUCCIÓN

El transformador es un dispositivo eléctrico construido con dos bobinas acopladas magnéticamente entre sí, de tal forma que al paso de una corriente eléctrica por la primera bobina (llamada primaria) provoca una inducción magnética que implica necesariamente a la segunda bobina (llamada secundaria) y provocando con este principio físico lo que se define como una transferencia de potencia.

Dicho dispositivo eléctrico también es capaz mediante las propiedades físicas de la inducción electromagnética de elevar y disminuir el voltaje en un circuito eléctrico de corriente alterna manteniendo la frecuencia, equilibrar o desequilibrar circuitos eléctricos según la necesidad y el caso específico.

Los transformadores eléctricos han sido uno de los inventos más relevantes de la tecnología eléctrica. Sin la existencia de los transformadores, sería imposible la distribución de la energía eléctrica tal y como la conocemos hoy en día.

La explicación es muy simple, cuestión de seguridad no se puede suministrar a nuestros hogares la cantidad de Kw. que salen de una central eléctrica, es imprescindible la participación de transformadores para realizar el suministro doméstico.

Los transformadores de distribución son empleados para cambiar los diferentes niveles de tensión a lo largo de la cadena productiva del sector eléctrico. Para efectuar esta tarea de manera confiable deben pasar varias pruebas las cuales determinan su forma de operar y su vida útil. Generalmente se realizan pruebas de rutina para garantizar la efectividad de los equipos. Los Transformadores de distribución son probados de forma individual según la norma IEC (Comisión Electrotécnica Internacional).

Una de las pruebas que se realizan a los transformadores es la prueba de rigidez dieléctrica, esta prueba es una de las más frecuentes, ya que es importante conocer la tensión de ruptura, además, esta prueba revela cualitativamente la resistencia momentánea de la muestra del aceite al paso de la corriente y el grado de humedad, suciedad y sólidos conductores en suspensión.

Esta prueba muestra la presencia de agentes contaminantes (agua, polvo, partículas conductoras) en el aceite, las cuales pueden ser representativas si se presentan bajos valores de rigidez dieléctrica. Cuando un aceite está muy contaminado tiende a presentar valores bajos de rigidez dieléctrica los cuales disminuyen el aislamiento del transformador.

Los aceites dieléctricos se obtienen a partir de bases químicas de bajo punto de fluidez, libre de ceras y sometidas a procesos de refinación de extracción por solventes y de tratamiento con hidrógeno.

Estos aceites cumplen dos funciones importantes en los transformadores de distribución sumergidos en aceite, por un lado la de refrigerante y por otro lado la de aislante. Como el aislante estará sometido a grandes voltajes de operación es necesario que cumpla con una prueba de voltaje disruptiva mínima que se pudiera presentar y de este modo prevenir percances que pudieran ser más costosos.

## **1.2 ANTECEDENTES**

El fenómeno de inducción electromagnética en el que se basa el funcionamiento del transformador fue descubierto por Michael Faraday en 1831, se basa fundamentalmente en que cualquier variación de flujo magnético que atraviesa un circuito cerrado genera una corriente inducida, y en que la corriente inducida sólo permanece mientras se produce el cambio de flujo magnético.

Los científicos e investigadores basaron sus esfuerzos en evolucionar las bobinas de inducción para obtener mayores voltajes en las baterías. En lugar de corriente alterna, su acción se basó en un vibrante "do&break" mecanismo que regularmente interrumpe el flujo de la corriente directa de las pilas.

Entre la década de 1830 y la década de 1870, los esfuerzos para construir mejores bobinas de inducción, en su mayoría por ensayo y error, reveló lentamente los principios básicos de los transformadores. Un diseño práctico y eficaz no apareció hasta la década de 1880, pero dentro de un decenio, el transformador jugaría un papel

decisivo en la “Guerra de Corrientes”, y en que los sistemas de distribución de corriente alterna triunfen sobre sus homólogos de corriente continua.

El nacimiento del primer transformador fue entre 1884 y 1885, donde los ingenieros húngaros Zipernowsky, Bláthy y Deri de la compañía Ganz crearon en Budapest el modelo “ZBD” de transformador de corriente alterna, basado en un diseño de Gaulard y Gibbs, (Gaulard y Gibbs sólo diseñaron un modelo de núcleo abierto).

El equipo que aquí se describe es una aplicación, entre tantas, derivada de la inicial bobina de Ruhmkorff o carrete de Ruhmkorff, que consistía en dos bobinas concéntricas. A una bobina, llamada primario, se le aplicaba una corriente continua proveniente de una batería, conmutada por medio de un ruptor movido por el magnetismo generado en un núcleo de hierro central por la propia energía de la batería.

El campo magnético así creado variaba al compás de las interrupciones, y en el otro bobinado, llamado secundario y con mucho más espiras, se inducía una corriente de escaso valor pero con una fuerza eléctrica capaz de saltar entre las puntas de un chispómetro conectado a sus extremos.

La llamada bobina de inducción o carrete de Rhumkorff, de invención anterior a la de los transformadores de corriente alterna, es un verdadero transformador polimorfo y elevador, en el que se obtiene, a partir de una corriente primaria continua y de poca

fuerza electromotriz (pilas o acumuladores), otra de alta tensión y alterna.

En el Ecuador el ente de control y regulación de la Generación, Transmisión y Distribución del servicio público de energía eléctrica que garantiza continuidad, eficiencia, calidad, precios justos, protección de los derechos de los consumidores y de la integridad del ecosistema es el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

Por otra parte existe el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el cual fue creado como una Corporación Civil de derecho privado, sin fines de lucro, cuyos miembros incluyen a todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Sus funciones se relacionan con la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Ecuador.

Estas empresas del Estado al servicio de los ciudadanos, hacen referencia al control y regulación, transmisión y distribución del servicio público de energía eléctrica; pero no realizan ningún estudio investigativo a los fabricantes de materiales eléctricos, especialmente a los que elaboran transformadores en el Ecuador, para conocer primero si cumplen con las regulaciones internacionales de fabricación y de operación de los mismos, mucho menos para conocer el tipo de material que están utilizando para fabricarlos y de cuál sería su vida útil en la cadena productiva del sector eléctrico.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA**

Una de las pruebas más importantes y sin restar importancia a las demás; es la de Rigidez Dieléctrica del Aceite; mediante ésta podemos demostrar de manera práctica si las partículas del aceite poseen la consistencia necesaria para funcionar como dieléctrico una vez puesto en funcionamiento el transformador de distribución.

La prueba de rigidez dieléctrica del aceite se realiza porque es necesario analizar el estado en que se encuentra el aceite del transformador y conocer la tensión de ruptura que el aceite soporta.

### **1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La no realización de pruebas de rutina a un Transformador de Distribución causa inconvenientes en el funcionamiento del equipo al no verificar que un sinnúmero de factores que son los causantes del buen o mal funcionamiento del equipo, estén dentro de un rango aceptable según las normas del Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano, entre ellos está la capacidad del aceite dieléctrico que contienen los transformadores de distribución, el cual será el encargado del sistema aislante y refrigerante, disipando los calores excesivos que se generen por el flujo constante de corriente en el núcleo y aislando los circuitos que se encuentran en el interior del equipo.

## **1.5 OBJETIVOS**

### ***1.5.1 OBJETIVO GENERAL***

Comprobar la fuerza dieléctrica máxima que puede soportar el aceite de los transformadores de distribución antes de que ocurra el fenómeno de disrupción eléctrica, mediante la aplicación de un simulador Labview para pruebas de rigidez dieléctrica, que se realiza con la finalidad de obtener los resultados del comportamiento del aceite para evaluar el estado en que este se encuentra.

### ***1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS***

- ✓ Definir de manera general el funcionamiento de los transformadores de distribución.
  
- ✓ Especificar las principales funciones que deben satisfacer los aceites dieléctricos para transformadores de distribución.
  
- ✓ Describir las pruebas de rigidez dieléctrica que se realiza al aceite de los transformadores de distribución.

- ✓ Implementar un simulador Labview que realice la prueba de rigidez dieléctrica del aceite de los transformadores de distribución, para ser utilizado en la materia de Máquinas I.

## **1.6 METODOLOGÍA**

Para alcanzar los objetivos propuestos se emplearán los siguientes métodos de investigación:

### ***1.6.1 MÉTODO SINTÉTICO Y ANALÍTICO.***

El método sintético es el utilizado en todas las ciencias experimentales ya que mediante éstas se extraen las leyes generalizadoras, y el método analítico es el proceso derivado del conocimiento a partir de las leyes.

### ***1.6.2 MÉTODO INDUCTIVO Y DEDUCTIVO.***

El método inductivo es aquel que parte de los datos particulares para llegar a conclusiones generales, y el método deductivo es aquel que parte de datos generales aceptados como válidos para llegar a una conclusión de tipo particular.

### ***1.6.3 MÉTODO DESCRIPTIVO Y DIDÁCTICO.***

El método Descriptivo implica la recopilación y presentación sistemática de datos para dar una idea clara de una determinada situación, y el método Didáctico es el conjunto lógico y unitario de los procedimientos didácticos que tienden a dirigir el aprendizaje, desde la presentación y elaboración del contenido de la materia hasta la verificación y rectificación del aprendizaje.

## **CAPITULO II**

### **TRANSFORMADORES**

#### **2.1 INTRODUCCIÓN**

El transformador es el componente imprescindible de los modernos sistemas de transporte de energía eléctrica, es una maquina eléctrica de corriente alterna que no tiene partes móviles, sino dos bobinas de alambre no magnético aisladas entre si y montadas en un núcleo magnético y todo esto sumergido en aceite aislante contenido en un tanque, aunque también se construyen transformadores de tipo seco.

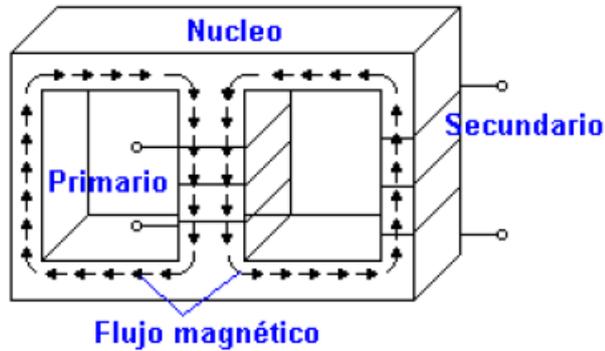


FIG. 2.1 ESQUEMA DEL TRANSFORMADOR

Este dispositivo transfiere la energía de un devanado al otro FIG. 2.1 a través del flujo magnético a la misma frecuencia.

El transformador puede ser utilizado como elevador de tensión o reductor de tensión, dependiendo esto de la relación de vueltas entre el devanado primario y el devanado secundario ( $n_1/n_2$ ); llamase primario siempre al embobinado que esté conectado a la fuente de energía y secundario al que se conecta a la red de consumo.

Bajo la teoría de la conservación, de que la energía, ni se crea ni se pierde, sino que solo se transforma, la capacidad de un transformador se diseña por el producto del voltaje y corriente primaria, lo cual debe corresponder teóricamente al producto del voltaje y corriente secundaria, de ahí que, la relación de transformación en los voltajes, sea directamente del primario al secundario ( $e_1/e_2$  como  $n_1/n_2$ ); mientras que la relación en las corrientes, sean inversamente proporcionales a sus números de espiras.

El transformador tiene una función preponderante, ya que suministra la tensión adecuada para la operación de los motores, lámparas, computadoras, etc. para el consumo de grandes cantidades de potencia y energía; como es el caso del sector industrial, se requiere que cada empresa construya su propia subestación eléctrica y que la CIA. Suministradora le conecten alta tensión (13.2 kv, 34.5 kv o 115 kv según sea el caso) .esto le da al consumidor las siguientes ventajas:

1. La contratación del servicio en la tarifa mas económica correspondiente
2. Mayor continuidad y confiabilidad del servicio.
3. Mejor regulación de voltaje.
4. Operación propia de su sistema eléctrico.

## **2.2 CLASIFICACIÓN Y UTILIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES**

Los transformadores, se clasifican según la operación, la construcción y la utilización.

### **2.2.1 POR LA OPERACIÓN**

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

### ***2.2.1.1 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN***

Los transformadores de distribución, FIG. 2.2 generalmente son los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 KVA y de tensiones iguales o inferiores a 67.000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, algunos de los tamaños de potencia superiores, por encima de las clases de 18 KV, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas. Las aplicaciones típicas son para alimentar a granjas, residencias, edificios o almacenes públicos, talleres y centros comerciales.



**FIG. 2.2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

### ***2.2.1.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIA***

Se utilizan para subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Estos transformadores como se muestran en la FIG.2.3 son de aplicación en subestaciones transformadoras, centrales de generación y en grandes usuarios.

Se construyen en potencias normalizadas desde 1.25 hasta 20 MVA, en tensiones de 13.2, 33, 66 y 132 kV. y frecuencias de 50 y 60 Hz.



**FIG. 2.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

### **2.2.2 POR EL NÚMERO DE FASES**

De acuerdo a las características del sistema al cual se conectará, y son los siguientes:

### **2.2.2.1 TRANSFORMADOR MONOFÁSICO**

Son transformadores de potencia o distribución, que son conectados a una línea o fase y un neutro o tierra. Estos transformadores FIG. 2.4 tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión.



FIG. 2.4 TRANSFORMADOR MONOFASICO

### **2.2.2.2 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO**

Transformadores de potencia o distribución, que son conectados a tres líneas o fases y pueden estar o no conectados a un neutro común o tierra. Estos transformadores FIG 2.5, tienen tres devanados de alta tensión y tres de baja tensión.



FIG. 2.5 TRANSFORMADORES TRIFASICOS

### **2.2.3 POR SU UTILIZACIÓN**

#### ***2.2.3.1 TRANSFORMADOR PARA GENERADOR***

Son transformadores de potencia que van conectados a la salida del generador y proporcionan la energía a la línea de transmisión.

#### ***2.2.3.2 TRANSFORMADOR PARA SUBESTACIÓN***

Son aquellos transformadores de potencia que van conectados al final de la línea de transmisión para reducir la tensión a nivel de subtransmisión.

### ***2.2.3.3 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN***

Son transformadores que reducen la tensión de subtransmisión a nivel de consumo.

### ***2.2.3.4 TRANSFORMADORES ESPECIALES***

Son transformadores de potencia que son utilizados como por ejemplo para: reguladores de tensión, transformadores para rectificadores, transformadores para horno de arco eléctrico, transformadores desfasadores, autotransformadores para mina, transformadores para prueba, transformadores para fuentes de corriente directa.

### ***2.2.3.5 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS***

Son transformadores de potencial y de corriente. Estos transformadores son utilizados para la medición, en la protección y en el control. Los transformadores para instrumentación están diseñados para poder medir tensiones e intensidades elevadas por aparatos de medida como voltímetros y amperímetros. Además, garantizan la seguridad del técnico que tiene que realizar las mediciones al tener las bobinas aisladas.

## 2.2.4 POR LA FORMA DEL NÚCLEO

Generalmente se conocen los siguientes tipos, por la posición que existe entre la colocación de las bobinas y el núcleo.

### 2.2.4.1 *NÚCLEO ACORAZADO*

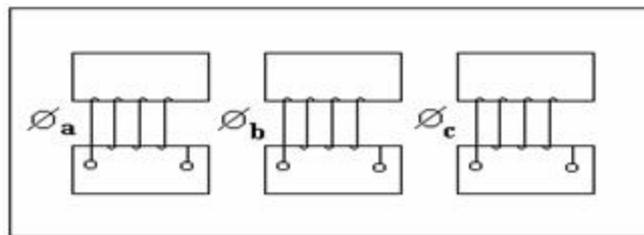


FIG. 2.6 ESQUEMA DE NÚCLEO ACORAZADO

Es aquel en el cual el núcleo se encuentra cubriendo los devanados de baja y alta tensión. Este tipo de núcleo acorazado, tiene la ventaja con respecto al llamado tipo columna, de reducir la dispersión magnética, su uso es más común en los transformadores monofásicos. En el núcleo acorazado, los devanados se localizan sobre la columna central como se indica en la FIG. 2.6, y cuando se trata de transformadores pequeños, las laminaciones se hacen en troqueles. Las formas de construcción pueden ser distintas y varían de acuerdo con la potencia.

### 2.2.4.2 NÚCLEO TIPO COLUMNAS

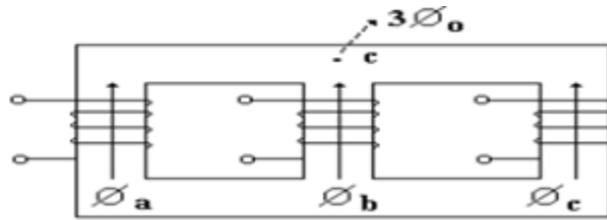


FIG. 2.7 ESQUEMA DE UN NÚCLEO TIPO COLUMNA

Llamado también núcleo no acorazado, es aquel en el cual las bobinas abarcan una parte considerable del circuito magnético FIG. 2.7 ya que las bobinas están arrolladas alrededor del núcleo, quedando en forma de bobinas cilíndricas

### 2.2.5 POR LAS CONDICIONES DE SERVICIO

#### 2.2.5.1 PARA USO INTERIOR

Un transformador para uso interior tiene como características una tensión bifásica y los terminales aislados de tierra a su plena tensión de aislamiento. Es de tipo seco aislado en bloque de resina. Se los utiliza para medida y protección hasta con dos devanados secundarios.

#### 2.2.5.2 PARA USO A LA INTEMPERIE

Un transformador para uso a la intemperie es de tipo seco, aislado en bloque de

resina. Transformador de Tensión para medida y protección hasta con 3 devanados secundarios. Diseñado para soportar condiciones como por ejemplo: temperatura ambiente del aire, humedad, polución, etc.

## **2.2.6 EN FUNCIÓN EN LOS LUGARES DE INSTALACIÓN**

### **2.2.6.1 TIPO POSTE**

La aplicación principal de los transformadores tipo poste es la distribución de energía eléctrica, reduciendo el voltaje de las líneas de transmisión de media tensión a los niveles de baja tensión residencial o industrial. Normalmente se utiliza aceite mineral como aislante.

### **2.2.6.2 TIPO SUBESTACIÓN**

Este tipo de transformador está diseñado para trabajar bajo techo o a la intemperie. Es adecuado para suministrar energía eléctrica en edificios, e instalaciones en general que requieren un alto grado de seguridad. Permiten ser instalados cerca de los centros de consumo, reduciendo al mínimo la pérdida de potencia y los costos de instalación. Pueden ser suministrados sumergidos en aceite aislante o en fluido incombustible de silicona cuando por razones de seguridad así requiera.

### **2.2.6.3 TIPO PEDESTAL**

El transformador de distribución para montaje sobre pedestal está diseñado para proveer servicio eléctrico en sistemas de distribución subterráneos. Este tipo transformador como el que se indica en la FIG. 2.8 está diseñado para ser instalado ya sea en el interior o exterior de zonas residenciales o en terrazas de edificios.



**FIG 2.8 TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL**

Los cables primarios y secundarios alimentan el transformador por medio diseñados para tal fin ubicados frontalmente dentro de un gabinete que evita el acceso de y/o elementos extraños.

#### ***2.2.6.4 TIPO SUMERGIBLE***

Los transformadores tipo sumergible como el que se muestra en la FIG 2.9 están destinados a ser instalados en cámara o bóveda bajo el nivel del suelo, donde existe la posibilidad de inmersión ocasional con agua. Podrán permanecer sumergidos durante 12 horas en un volumen de agua de 3 metros sobre el transformador sin que ocurran filtraciones.



**FIG 2.9 TRANSFORMADOR TIPO SUMERGIBLE**

### **2.2.7 DE ACUERDO AL TIPO DE AISLAMIENTO**

Existen transformadores sumergidos en aceite y de tipo seco.

- ✓ Entre los sumergidos en aceite tenemos:

#### **2.2.7.1 TIPO OA**

Transformador sumergido en aceite y con enfriamiento natural. Es el enfriamiento más común y con resultados más económicos. En este tipo de unidades el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes llanas o corrugadas, o bien provistos de enfriadores tubulares.

#### **2.2.7.2 TIPO OA/FA**

Transformador sumergido en aceite con enfriamiento a base de aire forzado. Básicamente es una unidad OA, a la cual se le han aumentado ventiladores, para una mayor disipación de calor; y por ende, aumentar los kVA a la salida del transformador.

#### **2.2.7.3 TIPO OA/FA/FOA**

Transformador sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento a base

de aire forzado y a base de aire forzado.

#### **2.2.7.4 TIPO FOA**

Transformador sumergido en aceite con enfriamiento con aceite forzado con enfriadores de aire forzado. El aceite de estas unidades es enfriado cuando éste pasa por los cambiadores de calor de aire y aceite, ubicados afuera del tanque.

#### **2.2.7.5 TIPO OW**

Transformador sumergido en aceite con enfriamiento por agua. Este tipo de unidades está diseñado con un cambiador de calor tubular, ubicado fuera del tanque.

#### **2.2.7.6 TIPO FOW**

Transformador sumergido en aceite, con enfriamiento de aire forzado con enfriadores de agua forzada. El enfriamiento del aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores.

- ✓ Dentro de los tipos secos tenemos:

#### **2.2.7.7 TIPO AA**

Transformadores tipo seco con enfriamiento propio. La característica es que no posee ningún líquido aislante para las funciones de aislamiento y de enfriamiento. El aire es el que cumple estas funciones.

#### **2.2.7.8 TIPO AFA**

Transformador tipo seco con enfriamiento por aire forzado. Este tipo de unidades está diseñado con un ventilador que empuja el aire por un ducto colocado en la parte interior de la unidad.

#### **2.2.7.9 TIPO AA/FA**

Transformador tipo seco con enfriamiento propio y con enfriamiento por aire forzado. Posee dos regímenes de operación, uno por enfriamiento natural y el otro con el enfriamiento forzado (ventiladores), dichos regímenes son controlados de forma automática por medio de un relé térmico.

### **2.3 PARTES DE UN TRANSFORMADOR**

Las partes que componen un transformador se dividen en cuatro grandes grupos, los cuales son.

### 2.3.1 Circuito Magnético

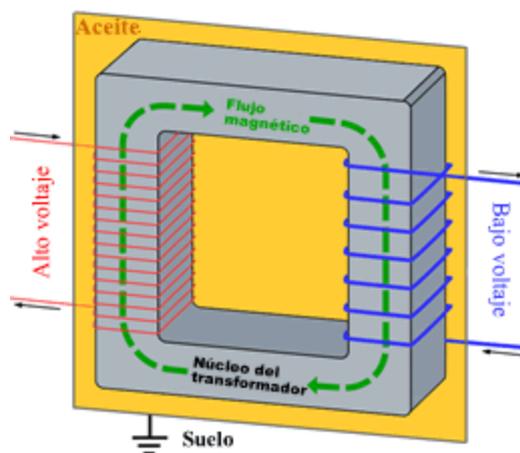


FIG. 2.10 CIRCUITO MAGNÉTICO DEL TRANSFORMADOR

Al circuito magnético FIG. 2.10, se lo conoce también como el núcleo. En esta parte del transformador es, en donde se conduce el flujo magnético generado en las bobinas, el cual concatenará magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador.

El núcleo está formado por láminas de acero al silicio de grano orientado, de bajas pérdidas y de alta permeabilidad magnética.

Las láminas que forman el núcleo están recubiertas y por ende aisladas por un componente inorgánico llamado “*25arlita*”. Esta capa es aplicada a las láminas al final del proceso de planchado y recocido.

### 2.3.2 Circuito Eléctrico

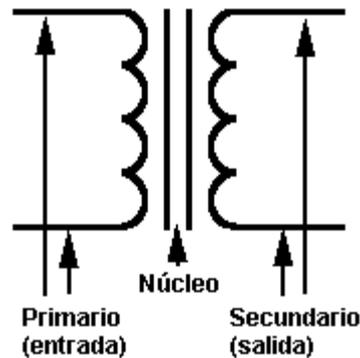


FIG. 2.11 DIAGRAMA DEL CIRCUITO ELÉCTRICO DEL TRANSFORMADOR

El circuito eléctrico está compuesto por los devanados primario y secundario como se muestra en la FIG. 2.11. Dichos devanados se fabrican en diferentes tipos, dependiendo de las necesidades del diseño.

Los materiales más utilizados son el cobre y el aluminio. Los devanados primarios, crean un flujo magnético, para inducir al devanado secundario, una fuerza electromotriz, y transferir una potencia del primario al secundario, todo esto mediante el principio de inducción electromagnética. En este proceso se pierde una pequeña cantidad de energía.

Las ventajas de devanados de cobre para devanados son las siguientes:

- ✓ Resistencia mecánica.
- ✓ Tiene una buena conductividad eléctrica.

Las ventajas del devanado de aluminio son:

- ✓ Estabilidad del costo por suministro.
- ✓ Mayor eficiencia para disipar el calor.
- ✓ Considerable reducción del peso.

### **2.3.3 SISTEMA DE AISLAMIENTO**

El sistema de aislamiento está compuesto de algunos materiales aislantes, entre los cuales tenemos:

- ✓ Cartón prensado.
- ✓ Papel kraft.
- ✓ Papel manila o corrugado.
- ✓ Cartón prensado de alta densidad.
- ✓ Collares de catón prensado y aislamientos finales.
- ✓ Partes de cartón prensado laminados.
- ✓ Esmaltes y barnices.
- ✓ Recubrimientos orgánicos e inorgánicos para la laminación del núcleo.
- ✓ Porcelanas (boquillas).
- ✓ Recubrimientos de polvo epóxico.
- ✓ Madera de maple.
- ✓ Fibra vulcanizada.
- ✓ Algodón, hilos, cintas.

- ✓ Plásticos y cementos, telas y cintas adhesivas, cintas de fibra de vidrio.
- ✓ Fluido líquido dieléctrico, que puede ser aceite mineral, aceite de siliconas.

Este sistema aísla los devanados del transformador entre sí y de tierra, así como de las partes cercanas del núcleo y de las partes de acero que forma la estructura. El sistema de aislamiento sólido, deben cumplir con las cuatro funciones siguientes:

- ✓ Calidad para soportar las tensiones relativamente altas, sucedidas en servicio normal (esfuerzos dieléctricos). Esto incluye ondas de impulso y transitorios.
- ✓ Calidad para soportar esfuerzos mecánicos y térmicos (calor) los cuales, generalmente acompañan a un circuito.
- ✓ Calidad para prevenir excesivas acumulaciones de calor (transmisión de calor.).

El aceite dieléctrico o aislamiento líquido del transformador por su parte cumple las siguientes funciones:

- ✓ Actúa como un material dieléctrico y aislante.
- ✓ Provee la transferencia de calor y actúa como un medio refrigerante
- ✓ Protege el aislamiento sólido y actúa como barrera entre el papel y los efectos dañinos del oxígeno y la humedad.
- ✓ Prueba las condiciones internas del transformador y actúa como una herramienta de diagnóstico para evaluar el estado del aislamiento sólido.

### **2.3.3.1 TIPOS DE LUBRICANTES PARA TRANSFORMADORES**

#### **2.3.3.1.1 Aceites *Minerales***

Los aceites dieléctricos de origen mineral se obtienen de un derivado secundario del petróleo en cuya composición predominan los hidrocarburos nafténicos.

Las propiedades de un buen aceite de transformador no son propias o no están presentes, en forma exclusiva, en un determinado tipo de hidrocarburo, sino que por el contrario se encuentran repartidas entre varios (Nafténicos, parafínicos y aromáticos). Una composición típica de un buen aceite dieléctrico responde a las siguientes proporciones:

- ✓ Hidrocarburos Aromáticos: 4 a 7%
- ✓ Hidrocarburos Isoparafínicos: 45 a 55%
- ✓ Hidrocarburos Nafténicos: 50 a 60%.

Los aceites minerales representan el 90% del volumen de ventas de aceites dieléctricos a nivel mundial, casi todo usado en transformadores e interruptores de potencia. Una cantidad menor es usada en capacitores y cables.

### ***2.3.3.1.2 Aceites Sintéticos***

La aplicación de aceites sintéticos como aislantes eléctricos ha sido muy limitada. Recientemente se han empleado fluidos sintéticos a base de silicona y ésteres de ftalato en aplicaciones especiales donde un alto grado de seguridad y muy amplio tiempo de servicio es requerido. También, últimamente, se están ensayando aceites dieléctricos de naturaleza predominantemente parafínica.

Las pruebas y su interpretación son prácticamente las mismas para un aceite sintético a base de silicona que para un aceite mineral. El test de oxidación no se requiere para las siliconas debido a que este material no se oxida (no forma lodos).

### ***2.3.3.2 PROPIEDADES DE LOS ACEITES DIELECTRICOS***

Para que un aceite dieléctrico cumpla adecuadamente con su trabajo debe tener ciertas características físicas, químicas y eléctricas. Las principales son:

#### ***2.3.3.2.1 PROPIEDADES FÍSICAS***

##### ***2.3.3.2.1.1 Viscosidad***

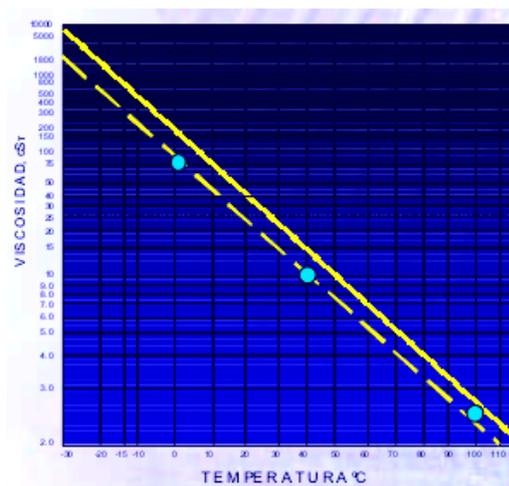
Por definición, la viscosidad de un fluido es la resistencia que dicho fluido presenta al moverse o deslizarse sobre una superficie sólida. Mientras más viscoso es el

aceite, mayor será la resistencia que ofrecerá a moverse dentro del transformador y será menos efectiva su función de refrigeración. Por esta razón, los aceites dieléctricos deben tener una baja viscosidad para facilitar la disipación del calor generado en la operación del transformador.

Las viscosidades máximas establecidas para aceites dieléctricos, a las diferentes temperaturas de evaluación, mediante el método ASTM D-445 o D-88, son:

- 100°C .....3 cSt.
- 40°C .....12 cSt.
- 0°C ..... 76 cSt.

La figura FIG 2.12 ilustra el comportamiento típico de la viscosidad de un aceite dieléctrico con las variaciones de temperatura.



**FIG. 2.12 GRÁFICA DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE DIELECTRICO CON LAS VARIACIONES DE TEMPERATURA**

#### **2.3.3.2.1.2 Punto De Fluides**

Se define como la temperatura a la cual el aceite deja de fluir, mientras se somete a un proceso de enfriamiento progresivo. Este dato sirve para identificar diferentes tipos de aceites aislantes. Un punto de fluidez igual o mayor que 0°C indica la presencia dominante de hidrocarburos parafínicos, en tanto que puntos de fluidez del orden de -10°C son propios de las fracciones de petróleo en las cuales predominan los hidrocarburos isoparafínicos. Las fracciones de hidrocarburos nafténicos tienen puntos de fluidez entre -20 a -35°C y las fracciones de hidrocarburos aromáticos llegan a tener puntos de fluidez del orden de los -40 a -60°C.

Puntos de fluidez aceptables para aceites dieléctricos, evaluado mediante el método ASTM D-97, es de -40°C a -50°C.

#### **2.3.3.2.1.3 Punto De Inflamación**

Se define como la mínima temperatura a la cual el aceite emite una cantidad de vapores que es suficiente para formar una mezcla explosiva con el oxígeno del aire en presencia de una llama. El punto de inflamación de los aceites dieléctricos se ha fijado con un valor mínimo de 145°C y mientras más alto, será más segura su utilización en transformadores e interruptores de potencia.

#### ***2.3.3.2.1.4 Tensión Interfacial***

Conviene recordar que la solubilidad de un líquido en otro y también la viscosidad de ellos dependen, en buena parte, de su tensión superficial. Así por ejemplo, cuando dos líquidos tienen una tensión superficial muy diferente son insolubles, tal como sucede con el aceite y el agua. Ahora bien, en la interface o superficie de contacto de dos líquidos insolubles, se sucede una interacción molecular que tiende a modificar la tensión superficial de ambos líquidos en la zona de contacto; en este caso se habla de tensión interfacial, la cual casi siempre es referida al agua, como patrón de comparación.

Existen compuestos que se forman de la descomposición natural de los aceites dieléctricos de origen mineral, que son igualmente solubles tanto en el agua como en el aceite, modificando su tensión interfacial, causando un aumento considerable de la humedad de saturación del aceite y haciéndolo más conductor de la electricidad. La tensión interfacial mínima aceptada para aceites dieléctricos, evaluada por el método ASTM D-971, es de 40 dinas/cm.

#### ***2.3.3.2.1.5 Punto De Anilina***

Temperatura a la cual un aceite dieléctrico se disuelve en un volumen igual de anilina. Sirve como parámetro de control de calidad, ya que un aceite dieléctrico con alto contenido de aromáticos disuelve la anilina a menor temperatura.

Temperaturas de disolución entre 78 y 86°C corresponden a un buen dieléctrico. El punto de anilina aceptado para aceites dieléctricos, evaluado mediante el método ASTM D-611, es de 63 a 84°C.

#### **2.3.3.2.1.6 Color**

La intensidad de color del aceite dieléctrico depende de los tipos de hidrocarburos que predominen en dicho aceite. Así por ejemplo, las fracciones parafínicas e isoparafínicas son blancas y transparentes, color agua.

Las nafténicas varían de amarillo claro a amarillo verdoso. Las aromáticas poseen coloraciones que van desde el amarillo rojizo (naranja) al marrón oscuro.

Para los aceites dieléctricos se ha fijado un color máximo de 0,5 (amarillo claro), buscando que el aceite sea predominantemente nafténico. El color se determina mediante el método ASTM D-1500.

### **2.3.3.2.2 PROPIEDADES ELÉCTRICAS**

#### **2.3.3.2.2.1 Factor De Potencia**

El factor de potencia mide las pérdidas de corriente que tienen lugar dentro del equipo cuando se encuentra en operación. Estas pérdidas de corriente son debidas a

la existencia de compuestos polares en el aceite y a su vez son la causa de los aumentos anormales de temperatura que se suceden en los equipos bajo carga.

El factor de potencia máximo permisible (%), evaluado mediante el método ASTM D-924, es:

25°C.....	0,05%
100°C.....	0,3%

### **2.3.3.2.3 PROPIEDADES QUÍMICAS**

#### **2.3.3.2.3.1 Estabilidad A La Oxidación**

Los aceites dieléctricos, en razón de su trabajo, están expuestos a la presencia de aire, altas temperaturas y a la influencia de metales catalizadores tales como hierro y cobre, lo cual tiende a producir en el aceite cambios químicos que resultan en la formación de ácidos y lodos. Los ácidos atacan el tanque del transformador y reducen significativamente la capacidad aislante del aceite con las consecuentes pérdidas eléctricas. Los lodos interfieren en la transferencia de calor (enfriamiento), haciendo que las partes del transformador estén sometidas a más altas temperaturas, situación que también conduce a pérdidas de potencia eléctrica.

Como resulta obvio, es importante reducir al mínimo posible la presencia de estas sustancias perjudiciales (ácidos y lodos). Por esta razón es esencial el uso de aceites refinados que posean óptima resistencia a la oxidación y estabilidad química que garanticen amplios periodos de funcionamiento y alarguen la vida de los equipos.

### **2.3.3.3 COMPOSICIÓN DE UN ACEITE DIELECTRICO**

La mayoría de los lubricantes dieléctricos están basados en aceites minerales sin aditivos y sólo en caso de aplicaciones severas se emplean aceites 36apturadotes con inhibidor de oxidación.

El proceso de fabricación involucra la destilación del crudo y su posterior refinación mediante algunos de los siguientes tratamientos: Por ácidos, extracción por solventes o hidrogenación.

#### **2.3.3.3.1 Aceites Bases**

Son hidrocarburos que como su nombre lo indica solo contienen carbono e hidrógeno, como componentes principales, además de las impurezas inherentes a los derivados del petróleo que son el azufre, y en una menor proporción, el nitrógeno. Es conveniente mencionar que no todos los hidrocarburos que normalmente se encuentran en los productos o fracciones del petróleo pueden realizar eficazmente las funciones que los aceites dieléctricos deben cumplir en los transformadores e

interruptores de potencia.

Los aceites dieléctricos son una mezcla de hidrocarburos nafténicos, isoparafínicos y aromáticos, cuya composición varía de acuerdo con el crudo del que se destilan y del método de refinación empleado. Cada uno de estos tipos de hidrocarburos tiene diferentes características que le aportan al producto final, estas son:

#### **2.3.3.3.2 Aromáticos**

- ✓ Bajo coeficiente de expansión, que dificulta la disipación de calor y con ello la función de refrigeración o enfriamiento que le corresponde al aceite dieléctrico, cuando están en exceso.
  
- ✓ Baja estabilidad a la oxidación, pero forman compuestos químicos estables que no presentan subsiguientes reacciones de oxidación, actuando como “37apturadotes” de oxígeno.
  
- ✓ Alto poder de solvencia frente a las lacas y resinas (bajo punto de anilina), que puede fácilmente arruinar el aislamiento de los devanados, dependiendo de las especificaciones de las lacas y resinas del recubrimiento.

Conviene recordar que el lodo, originado en la oxidación prematura de los aromáticos, se acumula en los conductos por donde debe circular el aceite y dificulta su función refrigerante. Sin embargo, algunos compuestos aromáticos actúan como INHIBIDORES NATURALES de oxidación, y por lo tanto, su presencia en pequeña proporción es siempre deseable y necesaria.

#### **2.3.3.3.3 Isoparafínicos**

- ✓ Punto de fluidez es menor que en los parafínicos, permitiendo que el aceite fluya fácilmente a bajas temperaturas y ejerza su función refrigerante.
- ✓ Tienen menor tendencia a la formación de gases lo cual es muy conveniente para la operación de los transformadores.
- ✓ Buena estabilidad a la oxidación.

#### **2.3.3.3.4 Nafténicos**

- ✓ Buena estabilidad a la oxidación.
- ✓ Excelente fluidez a baja temperatura.
- ✓ Baja tendencia a la formación de gases y carbones ante descargas eléctricas.
- ✓ Aceptable coeficiente de expansión.
- ✓ Alta tensión interfacial.

Los aceites minerales con un balance de hidrocarburos adecuado tienen un buen comportamiento por muchos años y a menudo por toda la vida del transformador. Sin embargo, en transformadores que operan bajo condiciones severas, el problema de la oxidación del aceite puede ocurrir en un tiempo más corto. Para los transformadores que operan bajo esas condiciones es preferible usar un aceite que contenga aditivo antioxidante o inhibidor de oxidación.

Estos aditivos son sustancias que alargan considerablemente el tiempo de inducción de oxidación.

El inhibidor de oxidación más comúnmente utilizado en los aceites dieléctricos es un compuesto conocido con el nombre genérico de Di-Butil Paracresol, del cual existen pequeñas variaciones en composición, de acuerdo con su procedencia o método empleado en su producción. Al igual que los aceites no inhibidos, éstos deben estar libres de cualquier otra clase de aditivos.

No todos los aceites dieléctricos se comportan de la misma manera frente a los inhibidores de oxidación y por tanto, siempre resulta conveniente conocer la “susceptibilidad del aceite frente al inhibidor de oxidación”, puesto que algunas veces, cuando se agregan cantidades adicionales de inhibidor se pueden obtener resultados contrarios a los esperados. Otro aspecto a tener en cuenta es la toxicidad de los inhibidores.

En la FIG. 2.13 se ilustra el proceso completo de fabricación de un aceite dieléctrico, ya sea que se utilice tratamiento con ácidos, extracción por solventes o la hidrogenación, que es el método más aceptado hoy día, por su mínimo efecto sobre el medio ambiente.

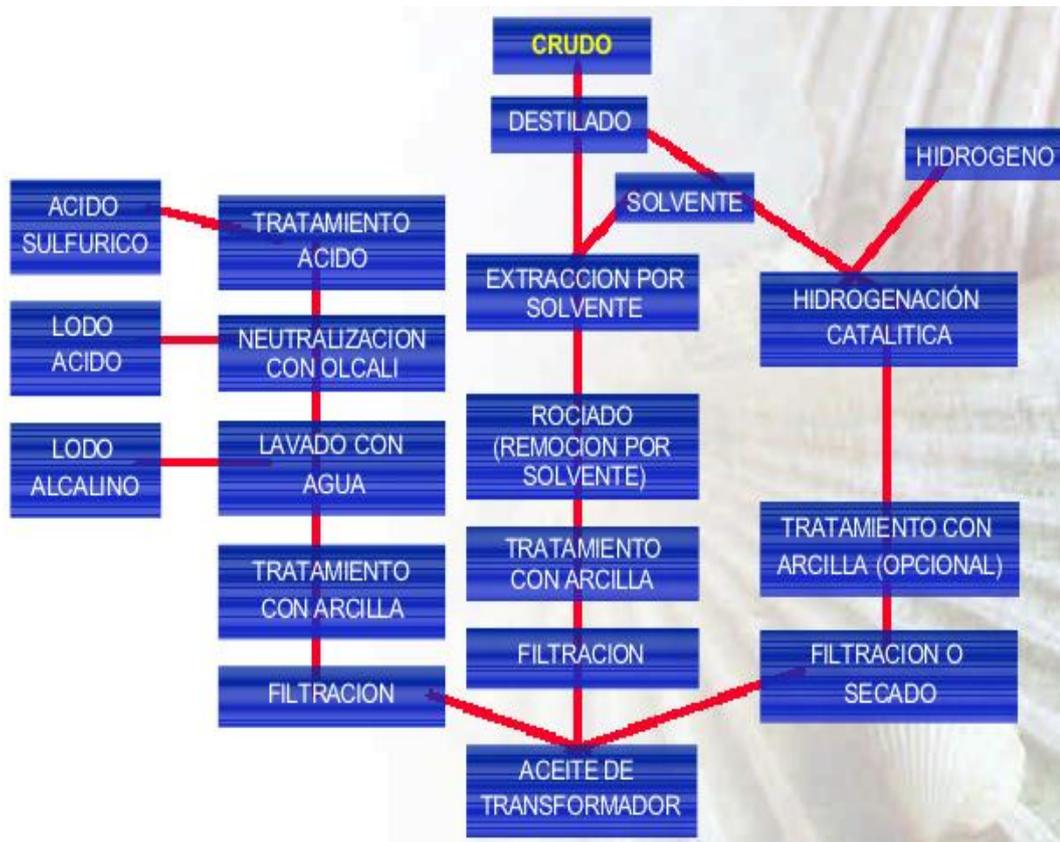


FIG. 2.13 DIAGRAMA DEL PROCESO DE FABRICACIÓN DE UN ACEITE DIELECTRICO

#### **2.3.3.4 CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES DIELECTRICOS**

Las propiedades y el comportamiento de los aceites dieléctricos son similares en muchos aspectos a los aceites para turbinas. Ambos circulan a temperaturas de medianas a altas (40 a 95°C) por largos períodos de tiempo y en continuo contacto con aire y metales. Los aceites dieléctricos se caracterizan por ser de color claro y de baja viscosidad (ISO 15 o menor).

Las especificaciones de los aceites dieléctricos han sido establecidas, a nivel internacional, por organismos oficiales y asociaciones de profesionales e industriales con el objeto de garantizar:

- a) Una calidad uniforme en su producción.
- b) Un desempeño óptimo durante todo el tiempo de servicio que, en todo caso, no debe ser menor de cinco (5) años, cuando se emplean racionalmente en equipos de alta potencia.

Las especificaciones internacionales más conocidas y adoptadas son las de la Sociedad Americana de Ensayos y Materiales (American Society of Testing and Materials, ASTM), que clasifica los aceites dieléctricos, mediante la norma ASTM D- 3487, como aceites tipo 1 y tipo 2.

Los aceites dieléctricos tipo 1 se definen como aceites para equipos eléctricos donde se requiere una resistencia normal a la oxidación, y los de tipo 2 para aquellas aplicaciones donde la resistencia a la oxidación debe ser mayor.

Los aceites tipo 1 se conocen como aceites no inhibidos, porque solamente contienen hasta 0,08% en peso de aditivo antioxidante, y el tipo 2 son aceites inhibidos, en los que el inhibidor de oxidación llega hasta 0,3% en peso.

Las cifras típicas de los aceites tipo 1 y tipo 2 se muestran en la tabla 2.1:

PROPIEDAD	PARÁMETRO	MÉTODO ASTM	ACEITE TIPO 1	ACEITE TIPO 2
FÍSICA	Punto de anilina, °C	D-611	63-84	63-84
	Color, Máx	D-1500	0.5	0.5
	Punto de inflamación, Min, °C	D-92	145	145
	Tensión interfacial a 25°C, Min, dinas/cm	D-971	40	40
	Punto de fluidez, Max. °C	D-97	-40	-40
	Gravedad específica, 15°C/15°C Máx.	D-1298	0.91	0.91
	Viscosidad Máx. cSt 100°C 40°C 0°C	D-445 ó D-88	3.0 12.0 76.0	3.0 12.0 76.0
ELÉCTRICA	Inspección visual			Claro y traslúcido
	Caída dieléctrica de voltaje, a 60HZ	D-877	30.00	30.00
	- Electrodo de disco, Min. KV	D-1816	28.00	28.00
	- Electrodo VDE, Min. gap.		56.00	56.00
	Caída dieléctrica de voltaje	D-3300	145.00	145.00
	Condición de impulso, 25°C, Min. KV1, gap	D-2300	+15.00	+15.00
	Factor de disipación ( o factor de potencial) a 60 Hz Max % 25°C 100°C	D-924	+30 0.05 0.30	+30 0.05 0.30

QUÍMICA	Estabilidad a la oxidación (prueba de lodos ácidos) <b>72 horas:</b> %lodo, Máx. por masa TAN, mgr KOH/gr.ac.us <b>164 horas:</b> % lodo, Máx. por masa TAN, mgr KOH/gr.ac.us	D-2240	0.15 0.50 0.30 0.60	0.10 0.30 0.20 0.40
	Estabilidad a la oxidación (bomba rotativa), Min. Minutos	D-2112		195.00
	Contenido de inhibidor de oxidación	D-1473	0.08	0.30
	Máx. % por masa	D-2628		
	Azufre corrosivo	D-1275		
	Agua, Máx. ppm	D-1533	35.00	35.00
	Número de neutralización	D-974	0.03	0.03
	Número de ácido total, Máx. mgr KOH/gr.ac.us. Cont. De BCP* ppm	D-4059		No detectable

**TABLA 2.1 CIFRAS TÍPICAS DE ACEITES TIPO 1 Y TIPO 2**

### **2.3.3.5 PROCESO DE DEGRADACIÓN DE LOS ACEITES DIELECTRICOS**

Al igual que ocurre en otras aplicaciones, los lubricantes para servicio en transformadores están sometidos a diversas condiciones de operación y expuestos a la presencia de elementos que conllevan al deterioro gradual de sus propiedades.

El proceso de oxidación de los aceites dieléctricos depende, entre otros, de los siguientes factores:

- ✓ La naturaleza o composición del aceite.
- ✓ La cantidad de oxígeno disponible para la reacción de oxidación.

- ✓ La presencia del agua y otros catalizadores de oxidación, tales como partes de cobre.
- ✓ El nivel de temperatura al cual es sometido el aceite dieléctrico durante el servicio.

Como ya se ha mencionado, dependiendo del tipo y balance de hidrocarburos empleados en la fabricación del aceite dieléctrico, éste presentará mejores o peores propiedades tanto refrigerantes como de estabilidad química y a la oxidación, factores de gran influencia en el proceso de oxidación del aceite.

El oxígeno disponible para las reacciones de oxidación proviene:

- a) Del aire que normalmente está disuelto en dicho aceite.
- b) De las electrólisis del agua presente en el equipo.

A mayor cantidad de oxígeno presente en el aceite, las reacciones de oxidación son más completas y frecuentes.

El agua, además de aportar oxígeno para las reacciones de oxidación que ocurren en el aceite, es un buen catalizador para éstas mismas y sobre todo para aquellas que afectan a los metales ferrosos presentes en el equipo (corrosión de la carcasa y del núcleo del transformador).

Conviene recordar que el hierro, el cobre y cualquier otro metal en contacto con el aceite son también catalizadores de las reacciones de oxidación que afectan a éste.

El nivel de temperatura a que normalmente opera el equipo es un factor muy importante en la velocidad de oxidación del aceite dieléctrico y mientras más alta sea dicha temperatura, más rápida será la degradación del aceite, tal como se observa en la tabla 2.2.

<b>TEMPERATURA DE OPERACIÓN DEL EQUIPO</b>	<b>VIDA ÚTIL DEL ACEITE *DIELÉCTRICO EN AÑOS</b>
60°C	20
70°C	10
80°C	5
90°C	2.5
100°C	1.25
110°C	7 meses
* Tiempo estimado para que el número de neutralización del aceite alcance una acidez equivalente a 0.25 mg KOH/g.	

**TABLA 2.2 NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN Vs. TEMPERATURA**

Los transformadores modernos operan con tensiones o voltajes más altos y son de menor tamaño que los equipos de comienzo de siglo. En consecuencia, la cantidad de aceite dieléctrico requerida por estos transformadores es considerablemente menor, por lo cual su temperatura de operación depende en gran medida de la eficiencia de su sistema de refrigeración, o en otras palabras, de la capacidad refrigerante del aceite.

En la FIG. 2.14 se muestra la diferencia existente entre las curvas de oxidación de un aceite no inhibido y otro inhibido. Como se puede ver, los inhibidores artificiales de oxidación mantienen la acidez del aceite a un nivel más bajo que los aceites sin inhibidor. Ahora bien, cuando se agota el aditivo antioxidante en el aceite inhibido la reacción de oxidación se acelera drásticamente y por tanto la curva toma forma exponencial con una pendiente mayor que la del aceite no inhibido.

El control requerido sobre el nivel de acidez de un aceite dieléctrico inhibido, en su período final de servicio, es muy exigente debido al cambio radical en el comportamiento de su proceso de oxidación, lo cual podría dar origen a formación excesiva de lodos en el transformador con las consecuentes fallas en su funcionamiento.



FIG. 2.14 CURVA DE OXIDACIÓN DE UN ACEITE DIELECTRICO

### **2.3.3.6 CONTROL DE CALIDAD DE LOS ACEITES DIELECTRICOS**

Las pruebas que se realizan con el propósito de evaluar el estado de las propiedades de los aceites dieléctricos de origen mineral, se orientan a determinar tres características básicas en dichos aceites:

- ✓ Su composición (pruebas de composición).
- ✓ Su pureza (pruebas de pureza).
- ✓ Su estabilidad (pruebas de estabilidad).

La estabilidad del mismo depende primordialmente de su composición. Esto significa que las pruebas de composición y estabilidad no son muy necesarias cuando se trata de controlar la calidad de un aceite dieléctrico en servicio, teniendo en cuenta que son estrictamente efectuadas para los aceites nuevos.

En conclusión, las pruebas de pureza son las que tienen mayor peso en la determinación del comportamiento o desempeño de los aceites dieléctricos en servicio; por lo tanto son éstas pruebas las que se incluyen con más frecuencia en los programas de control.

La composición de un aceite dieléctrico, una vez que ha sido formulado y elaborado adecuadamente, no varía significativamente mientras permanece en servicio.

<b>COMPOSICION</b>	<i>Punto de anilina</i>
	<i>Punto de fluidez</i>
<b>PUREZA</b>	<i>Color</i>
	<i>Punto de inflamación</i>
	<i>Gravedad específica</i>
	<i>Viscosidad</i>
<b>ESTABILIDAD</b>	<i>Azufre corrosivo</i>
	<i>Contenido de humedad</i>
	<i>Tensión interfacial</i>
	<i>No. de Neutralización</i>
	<i>Tensión de ruptura</i>
<b>ESTABILIDAD</b>	<i>Factor de potencia</i>
	<i>Estabilidad de color</i>
	<i>Formación de lodo</i>
	<i>Período de inducción</i>
	<i>Contenido de inhibidor</i>

FIG. 2.15 GRÁFICA DE LAS PRUEBAS QUE SE REALIZAN AL ACEITE DIELECTRICO

De acuerdo a la FIG. 2.15 se tiene que los aceites dieléctricos, entregados en equipos nuevos o tomados de equipos en servicio, pueden ser sometidos a un gran número de ensayos; sin embargo, las pruebas siguientes son consideradas como suficientes para determinar si el estado del aceite es adecuado o no para continuar en servicio o para proponer una acción correctiva.

- ✓ Contenido de humedad.
- ✓ Tensión interfacial.
- ✓ Número de neutralización.
- ✓ Rigidez dieléctrica.
- ✓ Factor de potencia.
- ✓ Color y aspecto.
- ✓ Análisis de gases disueltos.

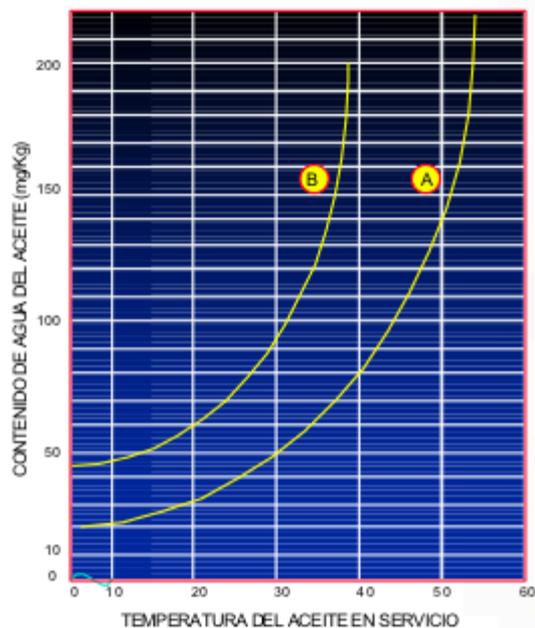
Es clave hacer énfasis en que la frecuencia de las inspecciones y pruebas efectuadas a un transformador debe establecerse con base en los factores que se relacionan a continuación:

1. Capacidad del equipo.
2. Condiciones de operación.
3. Importancia del servicio prestado.
4. Condiciones del aceite dieléctrico.
5. Condiciones ambientales.

#### **2.3.3.6.1 Contenido de Humedad**

Como se sabe, el agua es poco soluble en los aceites dieléctricos, pero aun así, pequeñas cantidades de humedad son suficientes para aumentar drásticamente su conductividad eléctrica, reducir su rigidez dieléctrica y subir su factor de potencia.

El agua puede proceder del aire atmosférico o resultar de la degradación de materiales aislantes.



Curva A: Saturación en contenido de agua de un aceite nuevo.  
 Curva B: Saturación en contenido de agua en un aceite oxidado con un índice de neutralización de 0,3 mg KOH/g.

**FIG. 2.16 CURVAS DE LA SATURACIÓN EN CONTENIDO DE AGUA DE UN ACEITE NUEVO Y UN ACEITE OXIDADO**

La solubilidad del agua en el aceite para transformadores aumenta en función de la temperatura y del índice de neutralización. En FIG. 2.16 se observa que para una temperatura dada, el aceite disuelve una cantidad de agua determinada, la cual depende del punto de equilibrio o de saturación del aceite para cada temperatura.

Cuando el contenido de agua sobrepasa un cierto nivel (valor de saturación) no puede permanecer en solución, y el agua, ahora libre, aparece en forma de turbulencia o de gotitas provocando invariablemente una disminución en la rigidez dieléctrica.

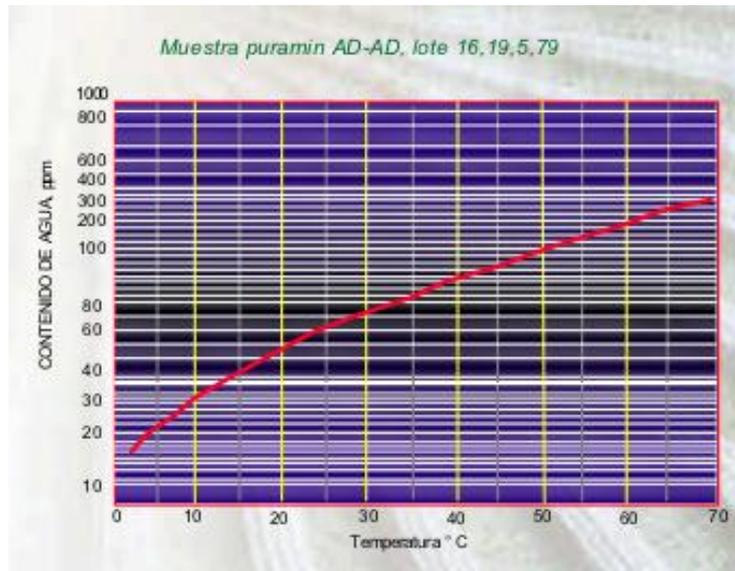


FIG. 2.17

El agua no sólo es perjudicial para el aceite porque aumenta su conductividad eléctrica sino que además es un elemento altamente corrosivo a los metales ferrosos y por ello forma óxido de hierro que al disolverse en el aceite lo hace aun más conductor. También, el agua suspendida o depositada en el fondo de los transformadores propicia el crecimiento de bacterias que contribuyen a acelerar el proceso de degradación de los aceites dieléctricos.

Dentro de un transformador el contenido total de agua se reparte entre el papel y el aceite en una relación predominante para el papel. Las variaciones pequeñas de temperatura modifican sensiblemente el contenido de agua del aceite pero muy poco la del papel.

Conociendo el contenido de agua de un aceite a una temperatura dada, es posible mediante gráficas obtener el contenido de agua del papel. Los valores límites de contenido de agua recomendados en la tabla Guía de Valores Límites, tienen por objeto controlar el contenido de agua en el aislamiento celulósico (papel), a temperaturas normales del aceite en servicio a más de 40°C y hasta 60°C.

Un alto contenido de agua acelera la degradación química del papel aislante y es un indicio de malas condiciones de funcionamiento o de un mantenimiento que necesita medidas correctivas.

Valores típicos de contenido de agua para aceites dieléctricos nuevos están en el orden de 15 ppm a 30 ppm. Resulta evidente que se requiere someterlos a un proceso de secado previo a su uso.

Tensión Interfacial Este es uno de los test más ampliamente usados para determinar el nivel de deterioro y contaminación de un aceite dieléctrico.

Esta característica cambia rápidamente durante las etapas iniciales de envejecimiento, luego su evolución se estabiliza, cuando la degradación es aún moderada.

Es por esta razón que los resultados son bastante difíciles de interpretar en términos de mantenimiento del aceite.

Los valores típicos de tensión interfacial de los aceites nuevos están alrededor de 45 dinas/cm; sin embargo, aceites con valores de 20 o más se consideran apropiados para el servicio.

Tensiones interfaciales por debajo de 20 dinas/cm indican la contaminación del aceite con productos de oxidación, barnices, glicol, jabones de sodio, y posiblemente otras materias extrañas. La filtración del aceite, especificada en la norma ASTM D-971, puede reportar valores altos de tensión interfacial.

Un comportamiento típico de la tensión interfacial con los años de servicio del aceite se ilustra en la FIG. 2.18.



FIG. 2.18 CURVA DEL COMPORTAMIENTO INTERFACIAL CON LOS AÑOS DE SERVICIO DEL ACEITE.

### 2.3.3.6.2 Número de Neutralización

El índice de neutralización de un aceite es una medida de la mayor o menor cantidad de ácidos que se han formado en el aceite durante el tiempo en que ha permanecido en servicio.

Su valor, poco importante para un aceite nuevo, aumenta como consecuencia del envejecimiento por oxidación y es utilizado como guía general para establecer el momento preciso para reemplazarlo o regenerarlo, siempre que se hayan establecido los límites de rechazo y que otros ensayos lo confirmen.

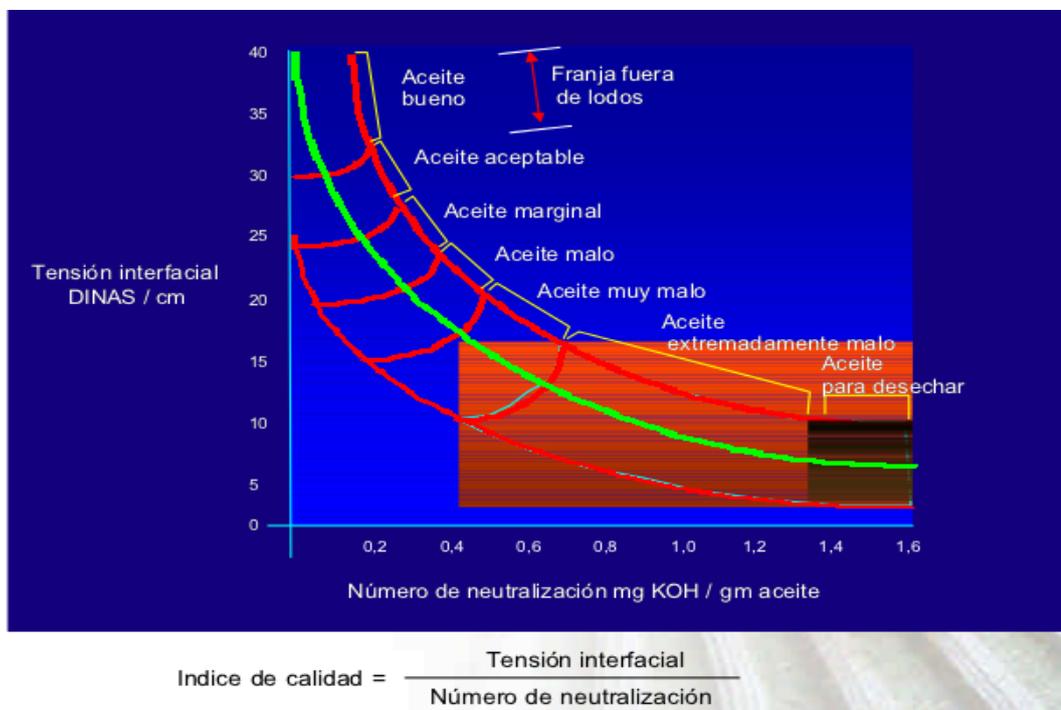


FIG. 2.19 GRÁFICA DE LA CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN Y TENSIÓN INTERFACIAL

El número de neutralización de un aceite nuevo no debería exceder 0.025 mgKOH/g. Aceites con valores de TAN del orden de 0.5 mgKOH/g son considerados inaceptables para el servicio.

Es importante aclarar que un TAN bajo no descarta la presencia de contaminantes en el aceite, ya que puede tratarse de un material de tipo alcalino.

Un caso encontrado con alguna frecuencia es la contaminación del aceite con silicato de sodio, que es un material empleado por los fabricantes de transformadores en el aislamiento.

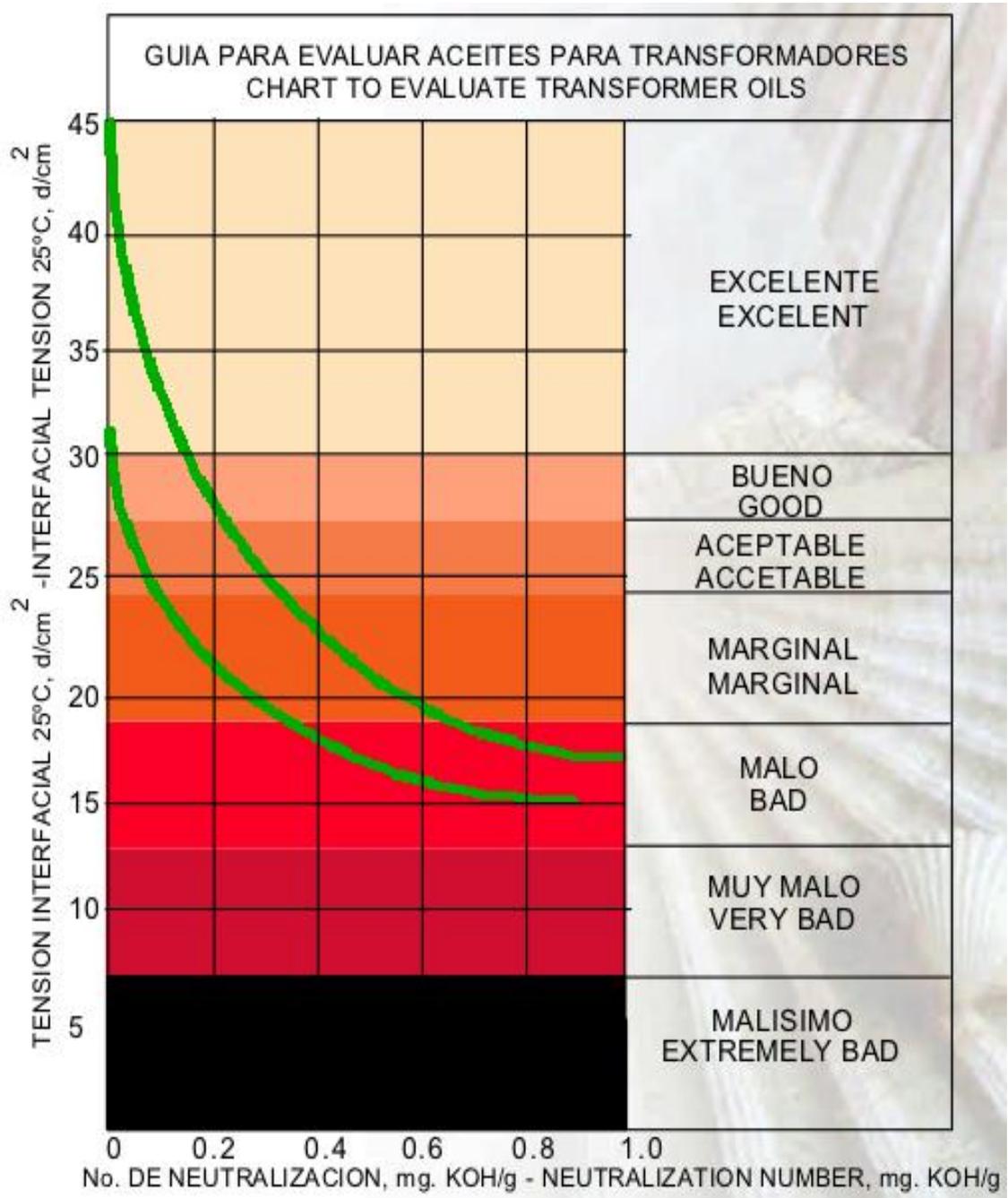


FIG. 2.20 GRÁFICA DE LA GUÍA PARA EVALUAR ACEITES PARA TRANSFORMADORES

### 2.3.3.7 CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES SEGUN EL ÍNDICE DE CALIDAD

<b>Aceite bueno</b> NN 0.00 a 0.10 – TIF 30.0 a 45.0 Amarillo claro	Índice de calidad: 300 a 1500 o más
<b>Aceite a ser tenido en observación</b> NN 0.05 a 0.10 – TIF 27.1 a 29.9 Amarillo	Índice de calidad: 271 a 600
<b>Aceite Marginal</b> NN 0.16 a 0.15 – TIF 24.0 a 27.0 Amarillo oscuro	Índice de calidad: 160 a 318
<b>Aceite Malo</b> NN 0.16 a 0.40 – TIF 18.0 a 23.90 Ámbar	Índice de calidad: 45 a 159
<b>Aceite muy malo</b> NN 0.41 a 0.65 – TIF 9.0 a 17.9 Café	Índice de calidad: 22 a 44
<b>Aceite extremadamente malo</b> NN 0.66 a 1.50 – TIF 9.0 a 13.90 Café oscuro	Índice de calidad: 6 a 21
<b>Aceite en condición pésima</b> NN 1.51 o más negro	

TABLA 2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES SEGÚN EL ÍNDICE DE CALIDAD

### 2.3.4 Tanque

El tanque de los transformadores generalmente FIG 2.21 está fabricado de acero y cumplen con las siguientes funciones:

- ✓ Provee de protección mecánica al conjunto núcleo – bobinas.
- ✓ Sirve para contener el líquido refrigerante/aislante.
- ✓ Protege al aceite del aire, humedad y contaminación externa.



FIG. 2.21 TANQUE

## CAPÍTULO III

### TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

#### 3.1 INTRODUCCIÓN

En el capítulo anterior, se analizó de manera general los transformadores (potencia y distribución), ahora se va a detallar las partes constructivas y cada una de las pruebas para transformadores de distribución.

Los transformadores de Distribución FIG. 3.1 son el elemento básico en las redes de distribución de la energía eléctrica. Estos son probablemente, los aparatos electromagnéticos más ampliamente utilizados y se diseñan reuniendo condiciones de funcionamiento mediante el manejo eficaz de los materiales disponibles y el mejoramiento del conjunto de los mismos

Se denomina transformadores de distribución, generalmente los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 kVA y de tensiones iguales o inferiores a 67 000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Son aquellos que realizan la transformación de tensión desde redes de media tensión hasta las tensiones de uso doméstico o industrial. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, algunos de los tamaños de potencia superiores, por encima de las clases de 18 kV, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas. Las aplicaciones típicas son para alimentar a granjas, residencias, edificios o almacenes públicos, talleres y centros comerciales.



FIG 3.1 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

## 3.2 DETALLES DE CONSTRUCCIÓN

### 3.2.1 *Circuito magnético*

Se realiza con chapa magnética de grano orientado de muy bajas pérdidas, según UNE 36128. El tipo o clase de chapa es elegido en función de los siguientes parámetros: Pérdidas y Nivel de ruido. La sección neta se mantiene constante tanto en columnas como en culatas, a lo largo de todo el circuito magnético ya que por su especial configuración no se necesitan bulones de apriete que reducen la sección.

El tipo de juntas de unión entre columnas y culata es el denominado a 45° sin talón, con culata completa de una pieza, y el apilado se realiza decalando cada formato del

anterior al objeto de minimizar el efecto del entre-hierro. La forma del perfil es escalonada, utilizándose el necesario número de escalones para obtener el mejor coeficiente de superficie útil.

### **3.2.2 Bobinado de baja tensión**



**FIG.3.2 BOBINADO DE BAJA TENSION**

Este arrollamiento FIG. 3.2 es el que está situado junto al circuito magnético y concéntrico con él. Los conductores empleados para su realización son de dos tipos bien diferenciados, dependiendo del valor de la corriente asignada:

- ✓ Conductor de sección rectangular con cantos redondeados de acuerdo con UNE 21179.

- ✓ Bandas con bordes acondicionados.

En el primer caso, cada conductor estará aislado con papel de celulosa de clase térmica A o con un esmalte de clase H. En el caso de la banda, ésta será desnuda.

La configuración del arrollamiento con conductor rectangular es del tipo de capa completa, con uno o más canales concéntricos para refrigeración. El aislamiento entre capas es siempre del tipo impregnado con resina en estado B.

En los arrollamientos del tipo banda con bordes acondicionados, ésta ocupa con su anchura el axial total de la bobina, siendo por tanto cada espiral una capa de bobinado. Durante la realización de arrollamiento se acompaña a cada banda una capa de papel impregnado con resina en estado B, el cual polimeriza durante el ciclo de secado proporcionando al arrollamiento una fortaleza capaz de resistir sin daño los esfuerzos mecánicos correspondientes a un cortocircuito según UNE 20101-5.

### **3.2.3 *Bobinado de alta tensión***

Se sitúa envolviendo al arrollamiento de BAJA TENSION, concéntrico con él y separados por una estructura aislante adecuada al nivel de aislamiento deseado.

Los conductores empleados para su realización son de dos tipos:

- ✓ De sección circular denominados hilos.
- ✓ De sección rectangular o pletinas.

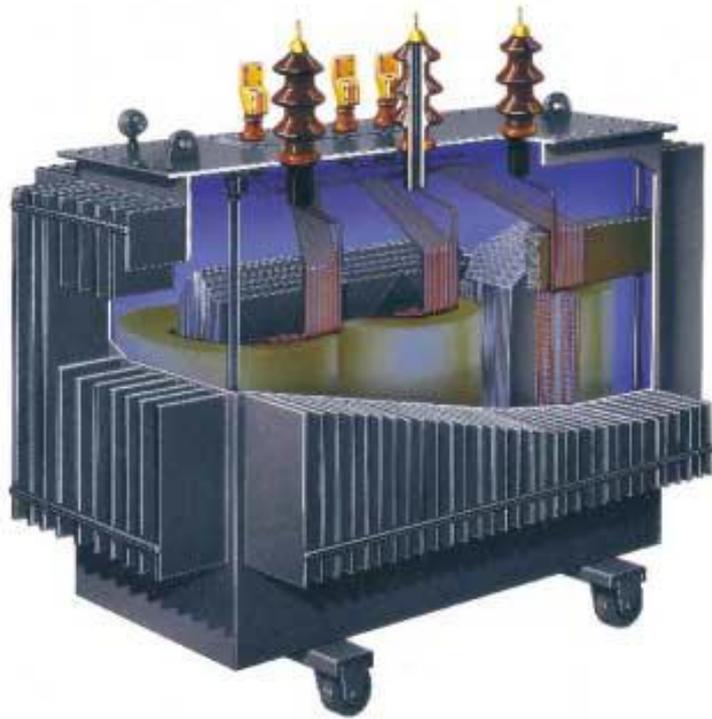
El aislamiento empleado en los hilos es un esmalte de clase térmica H. En los conductores de sección rectangular o pletinas se utiliza aislamiento de papel clase térmica A o esmalte clase térmica H. La configuración del bobinado con ambos conductores es del tipo anti-resonante en una sección, lo que confiere una gran resistencia a las ondas de impulso tipo rayo.

El aislamiento entre capas es del tipo impregnado en resina, que al polimerizar durante la operación de secado dota al conjunto de una resistencia mecánica capaz de soportar los esfuerzos de cortocircuito.

#### **3.2.4 Parte activa.**

Se denomina así al conjunto de elementos que forman la parte a desencubar del transformador como se muestra en la FIG. 3.3, siendo sus principales componentes además del núcleo y bobinados los siguientes:

- ✓ Estructura de fijación y guiado.
- ✓ Conmutador de tensión.
- ✓ Tapa.
- ✓ Pasatapas.



**FIG. 3.3 PARTE ACTIVA**

#### ***3.2.4.1 Estructura de fijación***

Tiene por objeto mantener los bobinados en su posición axial respecto al circuito magnético, así como ejercer la presión necesaria sobre éste para minimizar el nivel de ruido. Está formada por cuatro vigas, dos en la culata superior y otras dos en la inferior, de estratificado de madera con resina fenólica las superiores y de acero los inferiores. Para el apriete se emplean varillas roscadas de acero que facilitan el ajuste en altura de la tapa. Para mantener las distancias entre bobinados y la cuba, se colocan dos pies de guiado en la parte inferior sujetos a las vigas inferiores.

#### ***3.2.4.2 El conmutador de tensión***

Con mando sobre la tapa está colocado entre la tapa y la parte superior del circuito magnético.

Es del tipo cremallera con acción directa del eje de mando mediante piñón dentado.

#### ***3.2.4.3 Tapa***

Se realiza en chapa de acero lisa reforzada con perfiles, que sirven además para fijar las varillas verticales que elevan el resto de componentes. Las dimensiones de la tapa desbordan ampliamente el marco de la caja para evitar que el agua de lluvia penetre en la zona de asiento de la junta.

#### ***3.2.4.4 Los Pasatapas De Alta Y Baja Tensión***

Son para servicio intemperie. Cuando es necesario, de acuerdo con la intensidad asignada, los de BAJA TENSION se montan sobre una placa magnética.

#### ***3.2.5 Cuba***

La cuba de los transformadores de distribución es del tipo ELASTICA para absorber, sin deformación permanente, el aumento de volumen del líquido aislante debido a las

variaciones de temperatura provocadas por la carga del transformador. Está formada por los siguientes componentes:

- ✓ Bastidores de apoyo
- ✓ Fondo
- ✓ Aletas
- ✓ Marco

#### ***3.2.5.1 Bastidores de apoyo***

Están fijados al fondo mediante soldadura continua y estanca para evitar oxidaciones. Están provistos de agujeros para fijar los cabezales de las ruedas así como para arrastrar el transformador.

#### ***3.2.5.2 Fondo***

Tiene forma de "bañera" y en sus laterales se alojan las conexiones de P.A.T. así como el dispositivo de vaciado.

#### ***3.2.5.3 Las aletas***

Son la parte fundamental de la cuba. Forman las paredes laterales y le dan la elasticidad necesaria. Están formadas por chapa de acero laminado en frío con

espesor que oscila entre 1 y 1,5 mm. plegada sin estiramiento. La elasticidad se logra mediante la adecuada combinación de la altura, profundidad, espesor de chapa y presión interna resultante.

#### **3.2.5.4 *El marco***

Está realizado con perfil de acero en forma de L y soldado a la parte superior de las aletas. En la cara superior del marco se alojan los limitadores de presión para la junta y se realizan los agujeros para los tornillos de fijación TAPACUBA.

### **3.3 TIPOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.**

- ✓ Tipo convencional de poste
- ✓ Transformador autoprotegido
- ✓ Transformador autoprotegido trifásicos
- ✓ Transformador autoprotegido para bancos de secundarios

#### **3.3.1 *Tipo convencional de poste***

Los transformadores de este tipo constan de núcleo y bobinas montados, de manera segura, en un tanque cargado con aceite; llevan hacia fuera las terminales necesarias que pasan a través de bujes apropiados tal como se muestra en la FIG. 3.4.



**FIG. 3.4 TRANSFORMADOR TIPO CONVENCIONAL DE POSTE**

Los bujes de alto voltaje pueden ser dos, pero lo más común es usar un solo buje además de una terminal de tierra en la pared del tanque conectada al extremo de tierra del devanado de alto voltaje para usarse en circuitos de varias tierras. El tipo convencional incluye solo la estructura básica del transformador sin equipo de protección alguna.

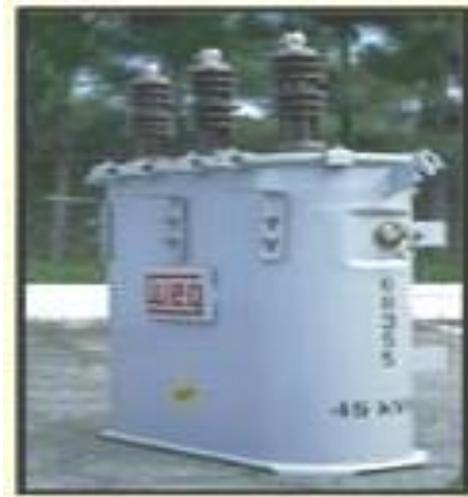
La protección deseada por sobre voltaje, sobrecarga y cortocircuito se obtiene usando un pararrayos e interrupciones primarias de fusibles montados separadamente en el poste o en la cruceta muy cerca del transformador. La interrupción primaria del fusible proporciona un medio para detectar a simple vista los fusibles quemados en el sistema primario, y sirve también para sacar el transformador de la línea de alto

voltaje, ya sea manual, cuando así se desee, o automáticamente en el caso de falla interna de las bobinas.

### ***3.3.2 Transformador autoprotegido***

El transformador auto protegido FIG. 3.5 tiene un cortocircuito secundario de protección por sobrecarga y cortocircuito, controlado térmicamente y montado en su interior; un eslabón protector de montaje interno conectado en serie con el devanado de alto voltaje para desconectar el transformador de la línea en caso de falla interna de las bobinas, y uno o más pararrayos montados en forma integral en el exterior del tanque para protección por sobrevoltaje.

En casi todos estos transformadores, excepto algunos con capacidad de 5KVA, el cortocircuito opera una lámpara de señal cuando se llega a una temperatura de devanado predeterminada, a manera de advertencia antes del disparo. Si no se atiende la señal y el cortocircuito dispara, puede restablecerse este y restaurarse la carga por medio de una asa externa.



**FIG. 3.5 TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO**

Es común que esto se logre con el ajuste normal del cortocircuito, pero si la carga se ha sostenido por un tiempo prolongado tal que haya permitido al aceite alcanzar una temperatura elevada, el cortocircuito podrá dispararse de nuevo en breve o podrá ser imposible restablecerlo para que permanezca cerrado. En tales casos, puede ajustarse la temperatura de disparo por medio de un asa externa auxiliar de control para que pueda volverse a cerrar el cortocircuito por la emergencia hasta que pueda instalarse un transformador más grande.

### ***3.3.3 Transformador autoprotegido trifásicos.***

Estos transformadores FIG. 3.6 son similares a las unidades monofásicas, con la excepción de que emplea un cortocircuito de tres polos. El cortocircuito está dispuesto de manera que abra los tres polos en caso de una sobrecarga seria o de falla en alguna de las fases.



**FIG. 3.6 TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO TRIFÁSICO**

#### ***3.3.4 Transformador autoprotegido para bancos de secundarios.***

Esta es otra variante en la que se proporcionan los transformadores con los dos cortacircuitos secundarios para seccionar los circuitos de bajo voltaje, confinar la salida de operación únicamente a la sección averiada o sobrecargada y dejar toda la capacidad del transformador disponible para alimentar las secciones restantes. Estos también se hacen para unidades monofásicas y trifásicas.

Transformadores de distribución del "tipo estación": estos transformadores tienen, por lo general, capacidad para 250,333 ó 500KVA. En la figura siguiente se ilustra un transformador de distribución del tipo de poste/estación. Para la distribución a

redes de bajo voltaje de c.a. en áreas de alta densidad de carga, hay transformadores de red disponibles en capacidades aún mayores.

## **CAPÍTULO IV**

### **PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

#### **4.1 INTRODUCCIÓN**

Las pruebas se hacen en los transformadores y sus accesorios por distintas razones:

- ✓ Durante su fabricación, para verificar la condición de sus componentes.
- ✓ Durante la entrega y su operación como parte del mantenimiento y después de su reparación, etc.

Algunas de las pruebas que se hacen en los transformadores se consideran como básicas y algunas otras varían de acuerdo a la condición individual de los transformadores y pueden cambiar de acuerdo al tipo de transformador.

#### **4.2 PRUEBAS PRELIMINARES**

Las pruebas preliminares se realizan cuando un transformador se ha puesto fuera de servicio para mantenimiento programado o para revisión programada, o si ha tenido

alguna falla. Las pruebas se realizan antes de “abrir” el transformador y tienen el propósito general de encontrar el tipo y naturaleza de la falla. Las llamadas pruebas preliminares incluyen:

1. Prueba al aceite del transformador.
2. Medición de la resistencia de aislamiento de los devanados.
3. Medición de la resistencia ohmica de los devanados.
4. Determinación de las características del aislamiento.

#### **4.3 PRUEBAS INTERMEDIAS**

Como su nombre lo indica se realizan durante el transcurso de una reparación o bien en las etapas intermedias de la fabricación, cuando el transformador está en proceso de armado o bien desarmado (según sea el caso), el tipo de pruebas depende del propósito de la reparación o la etapa de fabricación, por lo general se hacen cuando las bobinas no han sido montadas o desmontadas y son principalmente las siguientes:

1. Medición de la resistencia de aislamiento de tornillos y herrajes contra el núcleo.
2. Prueba de la resistencia de aislamiento de tornillos y herrajes por voltaje aplicado.
3. Prueba de las boquillas por medio de voltajes aplicados.

Cuando se han desmontado las bobinas durante un trabajo de reparación, entonces las pruebas se incrementan.

#### **4.4 PRUEBAS FINALES**

Se hacen sobre transformadores terminados de fabricación o armados totalmente después de una reparación e incluyen las siguientes:

1. Prueba al aceite del transformador.
2. Medición de la resistencia de aislamiento.
3. Prueba de relación de transformación.
4. Determinación del desplazamiento de fase de los grupos de bobinas.
5. Determinación de las características del aislamiento.
6. Prueba del aislamiento por voltaje aplicado.
7. Prueba para la determinación de las pérdidas en vacío y en corto circuito (determinación de impedancia).
8. Prueba del aislamiento entre espiras por voltaje inducido.
9. Medición de la corriente de vacío y la corriente de excitación.

El orden de las pruebas no es necesariamente el mencionado, y de hecho existen normas nacionales e internacionales que recomiendan que pruebas y en que orden se deben realizar, así como cuando se deben efectuar.

#### **4.4.1 Pruebas al aceite del transformador.**

El aceite de los transformadores se somete por lo general a pruebas de rigidez dieléctrica, prueba de pérdidas dieléctricas y eventualmente análisis químico.

Cuando se trata de pruebas de campo, la condición del aceite se puede determinar por dos pruebas relativamente simples. Una que compara el color de una muestra de aceite del transformador bajo prueba, con un conjunto o panel de colores de referencia que dan una indicación de la emulsificación que puede tener lugar.

El recipiente en que se toma la muestra se debe enjuagar primero con el propio aceite de la muestra y debe ser tomado de la parte inferior del transformador de la válvula de drenaje.

Cuando se usa un probador de color, la muestra de aceite se debe colocar en tubo de vidrio transparente que se introduce en una pared del probador diseñada para tal fin.

Se tiene un pequeño disco que gira y que tiene distintos colores de referencia, cuando el color del disco es similar al de la muestra, aparece la designación numérica del color de la muestra de aceite. De hecho esta prueba sirve para verificar el grado de oxidación de la aceite y debe marcar 0.5 para aceites nuevos y 5 máximo para aceites usados.

En el rango de color amarillo, naranja y rojo indican que el transformador puede tener daños severos.

#### **4.4.2 Prueba de rigidez dieléctrica del aceite.**

Esta prueba se hace en un probador especial denominado “probador de rigidez dieléctrica del aceite”. En este caso, la muestra de aceite también se toma de la parte inferior del transformador, por medio de la llamada válvula de drenaje y se vacía en un recipiente denominado “copa estándar” que puede ser de porcelana o de vidrio y que tiene una capacidad del orden de ½ litro. En ocasiones el aceite se toma en un recipiente de vidrio y después se vacía a la copa estándar que tiene dos electrodos que pueden ser planos o esféricos y cuyo diámetro y separación está normalizada de acuerdo al tipo de prueba.

El voltaje aplicado entre electrodos se hace por medio de un transformador regulador integrado al propio aparato probador. Después de llenada la copa estándar se debe esperar alrededor de 20 minutos para permitir que se eliminen las burbujas de aire del aceite antes de aplicar el voltaje; el voltaje se aplica energizando el aparato por medio de un switch que previamente se ha conectado ya un contacto o fuente de alimentación común y corriente. El voltaje se eleva gradualmente por medio de la perilla o manija del regulador de voltaje, la tensión o voltaje de ruptura se mide por medio de un voltímetro graduado en kilovoltios.

Existen distintos criterios de prueba, pero en general se puede afirmar que se pueden aplicar seis rupturas dieléctricas con intervalos de 10 minutos, el primero no se toma en cuenta, y el promedio de las otras cinco se toma como la tensión de ruptura o rigidez dieléctrica. Normalmente la rigidez dieléctrica en los aceites aislantes se debe comportar en la forma siguiente:

- ✓ Aceites degradados y contaminados De 10 a 28 kV
- ✓ Aceites carbonizados no degradados De 28 a 33 kV
- ✓ Aceites Nuevo sin desgasificar De 33 a 44 kV
- ✓ Aceite Nuevo desgasificado De 40 a 50 kV
- ✓ Aceite regenerado De 50 a 60 kV

#### **4.4.3 Prueba de resistencia de aislamiento.**

La prueba de resistencia de aislamiento en transformadores sirve no solo para verificar la calidad del aislamiento en transformadores, también permite verificar el grado de humedad y en ocasiones defectos severos en el aislamiento.

La resistencia de aislamiento se mide por medio de un aparato conocido como “MEGGER”. El megger consiste de una fuente de alimentación en corriente directa y un sistema de medición. La fuente es un pequeño generador que se puede accionar en forma manual o eléctricamente. El voltaje en terminales de un megger varía de

acuerdo al fabricante y a si se trata de accionamiento manual o eléctrico, pero en general se pueden encontrar en forma comercial megger de 250 volts, 1000 volts y 2500 volts. La escala del instrumento está graduada para leer resistencias de aislamiento en el rango de 0 a 10,000 megohms.

La resistencia de aislamiento de un transformador se mide entre los devanados conectados todos entre sí, contra el tanque conectado a tierra y entre cada devanado y el tanque, con el resto de los devanados conectados a tierra.

Para un transformador de dos devanados se deben tomar las siguientes medidas:

Entre el devanado de alto voltaje y el tanque con el devanado de bajo voltaje conectado a tierra.

Entre los devanados de alto voltaje y bajo voltaje conectado entre si, contra el tanque.

Estas mediciones se pueden expresar en forma sintetizada como:

- ✓ Alto Voltaje Vs. Tanque + bajo voltaje a tierra.
- ✓ Bajo voltaje Vs. Tanque + alto voltaje a tierra.
- ✓ Alto voltaje + bajo voltaje Vs. Tanque a tierra.

Cuando se trata de transformadores con tres devanados las mediciones que se deben efectuar son las siguientes:

- ✓ Alto voltaje (primario) Vs. Tanque con los devanados de bajo voltaje (secundario) y medio voltaje (terciario) a tierra.
- ✓ Medio voltaje (terciario) Vs. Tanque con los devanados e alto voltaje y bajo voltaje a tierra.
- ✓ Bajo voltaje (secundario) Vs. Tanque, con los devanados de alto voltaje y medio voltaje a tierra.
- ✓ Alto voltaje y medio voltaje juntos Vs. Tanque, con el devanado de bajo voltaje a tierra.
- ✓ Alto voltaje + medio voltaje + bajo voltaje Vs. Tanque.

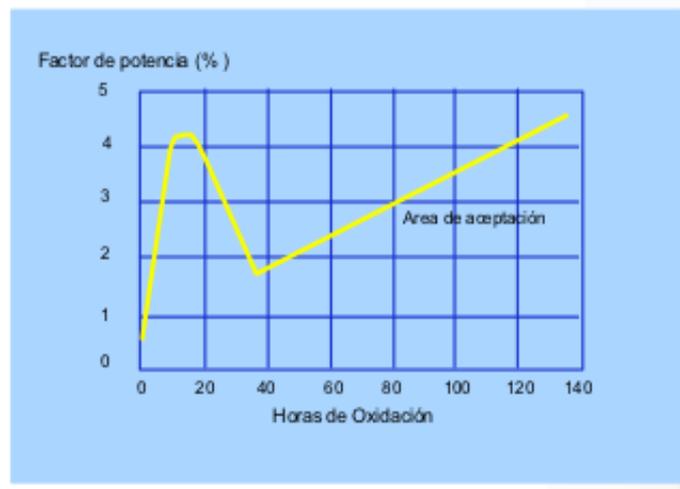
#### **4.4.4 Factor de Potencia**

Es una prueba muy aceptada en las evaluaciones periódicas de aceites dieléctricos. El factor de potencia de un aceite nuevo no debería exceder de 0.05% a 25oC.

Un valor alto en un aceite usado indica deterioro y contaminación con carbón, barnices, sodio, glicol, u otras materias conductoras.

La gráfica PFVO aplicable, exclusivamente, para aceites no inhibidos es útil para

evaluar la continuidad en servicio de un aceite, de acuerdo con su factor de potencia y el tiempo de oxidación tal como se indica en la FIG. 4.1



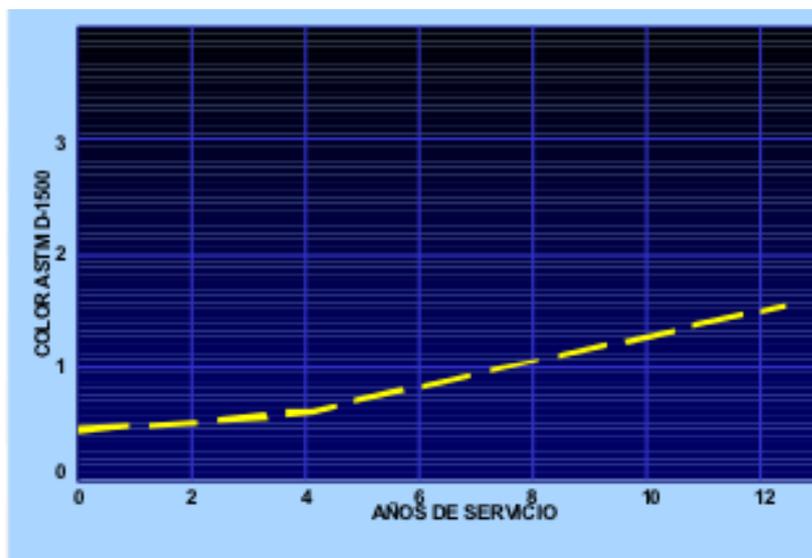
**FIG. 4.1 GRÁFICA DEL FACTOR DE POTENCIA PARA ACEITES INHIBIDOS**

#### **4.4.5 Color y Aspecto**

El color de un aceite aislante está determinado por la luz transmitida y está expresado por un número obtenido de su comparación con una serie de colores normalizados o estandarizados. El color de un aceite nuevo es generalmente aceptado como un indicador de su grado de refinación.

Un cambio en el color del aceite en servicio indica contaminación o deterioro. Además del color, el aspecto visual de un aceite puede poner en evidencia turbulencias y sedimentos, lo que puede indicar la presencia de agua libre, lodos insolubles, carbón, polvo, fibras, etc.

Para aceites con índices de color por encima de 4 se requiere la realización de pruebas adicionales tendientes a determinar si su condición es peligrosa para continuar en operación.



**FIG. 4.2 GRÁFICA DE LA RELACIÓN QUE EXISTE ENTRE LOS AÑOS DE SERVICIO Y EL COLOR DEL ACEITE**

#### **4.4.6 Análisis de Gases Disueltos**

Este tipo de prueba se estudiará ampliamente en la siguiente sección de este módulo; Diagnóstico de fallas en transformadores. La tabla de la página siguiente muestra los parámetros de tolerancia en los resultados de las pruebas.

## **CAPÍTULO V**

### **PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA O TENSION DE RUPTURA**

#### **5.1 INTRODUCCIÓN**

El capítulo anterior hace referencia a las pruebas generales que se realizan a los transformadores de distribución, ahora se detallará la prueba de rigidez dieléctrica en el aceite aislante de los transformadores de distribución ya que el tema de estudio de esta tesis va dirigido a esta prueba específicamente, y se aplican a equipos de distribución de cualquier tensión primaria, incluidos los transformadores montados en poste, transformadores tipo pedestal y transformadores dentro de un gabinete, así como la mayoría de las unidades con tensión primaria menor a 69 kV.

#### **5.2 DEFINICIÓN**

La rigidez dieléctrica de un aceite aislante es el mínimo voltaje en el que un arco eléctrico ocurre entre dos electrodos metálicos. Indica la habilidad del aceite para soportar tensiones eléctricas sin falla.

Una baja resistencia dieléctrica indica contaminación con agua, carbón u otra materia extraña.

Una alta resistencia dieléctrica es la mejor indicación de que el aceite no contiene contaminantes.

Los contaminantes que disminuyen la rigidez dieléctrica pueden usualmente ser removidos mediante un proceso de filtración (filtroprensa) o de centrifugación.

El propósito de realizar esta prueba es evaluar la capacidad del aceite para soportar un esfuerzo eléctrico, la cual se reduce si el aceite contiene agua, partículas conductivas y cualquier tipo de contaminación.

En otras palabras este atributo aplicado a un aceite nuevo o usado permite apreciar la capacidad del mismo para soportar el campo eléctrico sin ser circulado por la corriente de descarga.

Por lo general, esta capacidad se reduce con la presencia de agua y de impurezas que aumentan los electrones libres y la ionización del líquido.

El ensayo consiste en someter una muestra de aceite a un esfuerzo de tensión alterna entre dos electrodos separados a una distancia normalizada, cuyo valor va creciendo en forma continua hasta la descarga disruptiva.

La frecuencia aconsejada para control de rutina es de una vez por año, pero se puede llevar la misma a 2 años, cuando el desempeño del transformador es normal, aunque

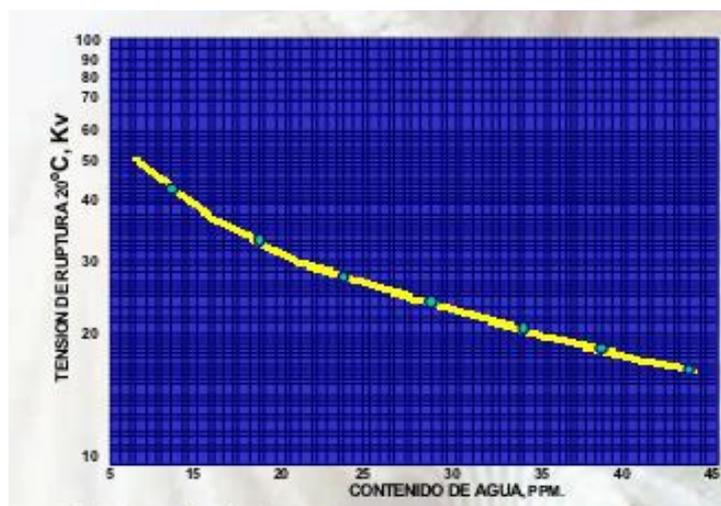
el bajo costo del ensayo permite repetirlo, dada la facilidad del muestreo.

En caso de interruptores o conmutadores bajo carga, puede realizarse más frecuentemente si el ritmo de trabajo del equipo así lo justifica.

La tensión de ruptura es importante como una medida de la aptitud de un aceite para resistir los esfuerzos eléctricos. Un aceite seco y limpio se caracteriza por una tensión de ruptura alta.

El valor alcanzado en la prueba de tensión de ruptura o rigidez dieléctrica dependerá casi exclusivamente de la cantidad de contaminantes tales como el agua, partículas conductoras, lodos, polvo, y gases disueltos contenidos en el aceite; los cuales reducen severamente esta propiedad.

La rigidez dieléctrica disminuye con los aumentos de la temperatura del aceite, por lo cual, para efectos de control, se especifica una temperatura de 20°C para la realización de esta prueba. La FIG. 5.1 ilustra la variación de la tensión de ruptura con el contenido de humedad.



**FIG. 5.1 VARIACIÓN DE LA TENSIÓN DE RUPTURA CON EL CONTENIDO DE HUMEDAD**

### **5.3 PROCEDIMIENTOS Y MÉTODOS DE MUESTREO**

El procedimiento llevado a cabo para tomar la muestra de aceite, determina la calidad y la representatividad de la misma. Por ejemplo, si se va a chequear el factor de potencia o la rigidez dieléctrica del aceite, es crítico evitar cualquier contaminación o humedad en particular. Esto incluye no tomar la muestra cuando la humedad del aire circundante es muy alta, en tiempo lluvioso o cuando la temperatura del aceite es menor que la temperatura del aire.

Una cantidad de aceite debe ser drenada antes de tomar la muestra a evaluar, con el objeto de asegurar la eliminación de posible agua acumulada, sedimentos, etc., en la válvula de drenaje y sus conexiones. Luego de esto una cantidad de aceite debe recogerse en el recipiente y usarse para lavarlo. Efectuada esta limpieza, se procede a

tomar la muestra de aceite definitiva y a sellar herméticamente el recipiente. Como ya se ha mencionado, la muestra debe ser protegida de la luz hasta que los test sean hechos. Es claro que la muestra de aceite obtenida debe ser representativa del aceite en servicio. Para ello se requiere que sea tomada del punto más bajo en el tanque.

En algunas ocasiones, debido a fugas en el equipo es necesario drenar una cantidad considerable de aceite antes que una muestra satisfactoria se obtenga para evaluar su rigidez dieléctrica o su factor de potencia. En tales circunstancias, la cantidad drenada y descargada debería indicarse en los datos de identificación y solicitud de análisis de laboratorio.

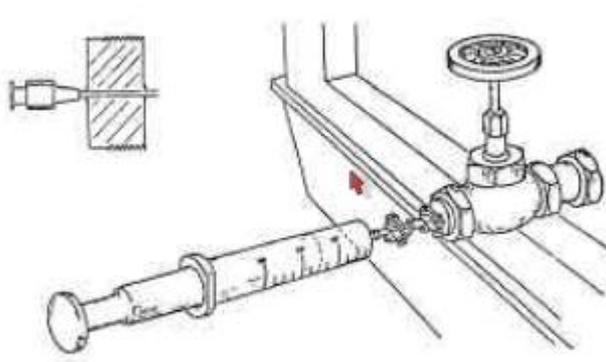
#### **5.4 MÉTODO DE MUESTREO POR JERINGA**

Este método es el más adecuado, ya que la muestra de aceite no se afecta en forma significativa con los cambios de presión y temperatura, independiente del medio de transporte utilizado.

El método consiste en el uso de jeringas de vidrio de aprox. 30 a 50 ml de capacidad con válvulas plásticas de tres vías fijadas en su punta, tal como se ilustra en la figura. Estas válvulas a pesar de ser removibles se consideran parte integral del dispositivo de muestreo.

Una segunda válvula idéntica puede ser usada como dispositivo de acople a la válvula de muestreo del transformador donde se toma la muestra de aceite.

Una técnica satisfactoria para tomar muestras de aceite libres de burbujas es la indicada esquemáticamente en la FIG. 5.2



**FIG. 5.2 METODO DE MUESTREO POR JERINGA**

## **5.5 MÉTODO DE MEDICIÓN**

### **5.5.1 Método Normalizado ASTM D- 877**

Este método mide la tensión de ruptura dieléctrica mediante una celda de pruebas que tiene dos electrodos de disco plano separados 0,10 pulgadas. La utilidad de esta prueba es limitada, debido a que dicha prueba no es sensible a la humedad, a menos que el contenido de humedad exceda el 60% el nivel de saturación.

Tampoco es sensible a los productos de oxidación del aceite aislante envejecido en servicio. Al publicarse la norma IEEE C57.106-2002, se eliminaron todas las referencias a esta prueba (D 887), como prueba aplicable al aceite mineral de transformadores en servicio inmersos en aceite. Pero esta prueba todavía evidenciará la presencia de algunas clases de contaminación en transformadores inmersos en aceite.

### **5.5.2 Método Normalizado ASTM D- 1816.**

Es similar al antes mencionado método ASTM D-877 con la diferencia que los electrodos son semiesféricos en lugar de planos, separados entre sí 1 mm y cuenta con un medio de agitación para proporcionar una circulación lenta del aceite, este método de prueba es más representativo de las condiciones que trabaja el aceite, aún cuando no es de mucha utilización.

En este método se aplica un voltaje gradual a una velocidad de 500 voltios por segundo.

Debe haber un intervalo de por lo menos 3 minutos entre el llenado de la copa y la aplicación de la tensión para la primera ruptura y por lo menos intervalos de un minuto entre aplicación de la tensión en rupturas sucesivas.

Durante los intervalos mencionados como en el momento de la aplicación de la tensión; el propulsor debe hacer llegar el aceite.

## **5.6 RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA**

- a. Tanto los electrodos como la copa deben lavarse con aceite aislante en buenas condiciones o con el aceite que se va a probar. Evitar tocar los electrodos y el calibrador con los dedos, en caso de condensación en la copa se deberá calentar ligeramente para evaporar la humedad antes de usarla.
- b. Al iniciar las pruebas se deben examinar los electrodos asegurándose que no existan escoriaciones causadas por el arco eléctrico o acumulación de contaminantes. Si las escoriaciones son profundas se deben pulir. El carbón y la suciedad deben eliminarse calibrando posteriormente la distancia entre los electrodos.
- c. Después de efectuar la limpieza, enjuagar la copa con aceite y efectuar una prueba de ruptura siguiendo las indicaciones que escriben posteriormente.

Para obtener una muestra representativa del total del aceite deben tomarse las precauciones siguientes:

- ✓ Limpiar y drenar previamente la válvula de muestreo.
- ✓ Enjuagar el recipiente de prueba por lo menos una vez con el aceite que se va a investigar.
- ✓ Nunca tomar una muestra si la humedad relativa es mayor de 75%.
- ✓ Evitar el contacto del recipiente de prueba con la válvula de muestreo, los dedos y otros cuerpos extraños.

La temperatura del aceite al efectuar la prueba deberá ser a la temperatura ambiente pero en ningún caso deberá efectuarse la prueba con temperaturas menores de 20°C.

## **5.7 EQUIPO DE MEDICIÓN PARA RIGIDEZ DIELECTRICA**

### **5.7.1 Chispómetro**

El chispómetro FIG. 5.3 sirve para medir la rigidez dieléctrica de un aislante líquido o sólido. Para medir la rigidez dieléctrica vamos aplicando poco a poco una tensión con un regulador, que iremos aumentando hasta que de ionice el aceite y se produzca una chispa al romperse la rigidez dieléctrica.



**FIG. 5.3 CHISPÓMETRO**

## **CAPÍTULO VI**

### **DESARROLLO DEL SOFTWARE**

#### **6.1 INTRODUCCIÓN**

El software para medición de la rigidez dieléctrica en los aceites de transformadores de distribución básicamente simulará un equipo totalmente automático, alimentado por la línea de energía que permitirá realizar pruebas precisas de tensión de ruptura en aceites aislantes minerales, éster o siliconados.

Para facilitar su uso, el simulador cuenta con una ‘biblioteca’ de normas internacionales predefinidas para pruebas de ruptura dieléctrica, permitiendo también definir pruebas personalizadas.

El simulador está desarrollado en LabVIEW que es una herramienta gráfica para pruebas, control y diseño mediante la programación. El lenguaje que usa se llama lenguaje G, donde la G simboliza que es lenguaje Gráfico.

LabVIEW fue creado por National Instruments\_(1976) para funcionar sobre máquinas MAC, salió al mercado por primera vez en 1986. Ahora está disponible para las plataformas Windows, UNIX, MAC y GNU/Linux. La última versión es la 2010.

Los programas desarrollados con LabVIEW se llaman Instrumentos Virtuales, o VIs, y su origen proviene del control de instrumentos, aunque hoy en día se ha expandido ampliamente no sólo al control de todo tipo de electrónica (Instrumentación electrónica) sino también a su programación embebida. Entre sus objetivos están el reducir el tiempo de desarrollo de aplicaciones de todo tipo (no sólo en ámbitos de Pruebas, Control y Diseño) y el permitir la entrada a la informática a profesionales de cualquier otro campo. LabVIEW consigue combinarse con todo tipo de software y hardware, tanto del propio fabricante -tarjetas de adquisición de datos, PAC, Visión, instrumentos y otro Hardware como de otros fabricantes.

LabVIEW es un entorno de programación gráfica usado por miles de ingenieros e investigadores para desarrollar sistemas sofisticados de medida, pruebas y control usando íconos gráficos e intuitivos y cables que parecen un diagrama de flujo. Ofrece una integración incomparable con miles de dispositivos de hardware y brinda cientos de bibliotecas integradas para análisis avanzado y visualización de datos, todo para

crear instrumentación virtual. La plataforma LabVIEW es escalable a través de múltiples objetivos y sistemas operativos, desde su introducción en 1986 se ha vuelto un líder en la industria.

LabVIEW se puede usar para crear muchos tipos de programas sin estar enfocado a un ámbito en particular.

Como se ha dicho es una herramienta gráfica de programación, esto significa que los programas no se escriben, sino que se dibujan, facilitando su comprensión. Al tener ya pre-diseñados una gran cantidad de bloques, se le facilita al usuario la creación del proyecto, invirtiendo mucho menos tiempo y dedicándose un poco más en la interfaz gráfica y la interacción con el usuario final.

Es usado principalmente por ingenieros y científicos para tareas como:

- ✓ Adquisición de datos y análisis matemático
- ✓ Comunicación y control de instrumentos de cualquier fabricante
- ✓ y programación de PACs (Controlador de Automatización Programable)
- ✓ Diseño de controladores: simulación, prototipaje rápido, hardware-en-el-ciclo (HIL) y validación
- ✓ Diseño embebido de micros y chips
- ✓ Control y supervisión de procesos
- ✓ Visión artificial y control de movimiento
- ✓ Robótica
- ✓ Demótica y redes de sensores inalámbricos

- ✓ En 2008 el programa fue utilizado para controlar el LHC, el acelerador de partículas más grande construido hasta la fecha.
- ✓ Pero también juguetes como el Lego Mindstorms o el WeDo lo utilizan, llevando la programación gráfica a niños de todas las edades.

Su principal característica es la facilidad de uso, válido para programadores profesionales como para personas con pocos conocimientos en programación pueden hacer (programas) relativamente complejos, imposibles para ellos de hacer con lenguajes tradicionales.

## **6.2 FUNCIONAMIENTO DEL SOFTWARE**

Al usuario se le presentan seis ventanas con pestañas de alto nivel, como se muestra a continuación, que facilitan el control del instrumento. Las teclas con flechas izquierda y derecha navegan entre las pestañas.

## 6.2.1 HOME (INICIO)



Label	Value
NORMA	ASTM D 1816-04
OPERADOR	IVAN DIAZ
ACEITE	Silicio
GAP (mm)	10
ELECTRODOS	Plano

**FIG. 6.1 PESTAÑA INICIO**

La pestaña home (inicio) FIG. 6.1 contiene información resumida para cada procedimiento de prueba automática seleccionada, identificación de origen del líquido, el tipo de aislador, separación de los electrodos y agitado, de ser requerido. Esta es la pantalla principal desde la cual se realizan las pruebas.

## 6.2.2 SETUP (CONFIGURACIÓN)



**FIG. 6.2 PESTAÑA CONFIGURACIÓN**

En la ventana “setup” (configuración) FIG. 6.2 se determina el idioma, (también se puede determinar desde la ventana “language” (idioma) – evita contratiempos, cuando el instrumento se configuró en un idioma desconocido), hora/fecha, pantalla, unidades, impresora y ajustes para una detección rápida de la ruptura dieléctrica.

### 6.2.3 ARCHIVO



FIG. 6.3 PESTAÑA ARCHIVO

Desde la ventana “File” (Archivo) FIG. 6.3 el usuario puede imprimir, guardar, recuperar, eliminar y descargar los resultados a una PC o dispositivo USB.

### 6.2.4 INFORMATION (INFORMACIÓN)

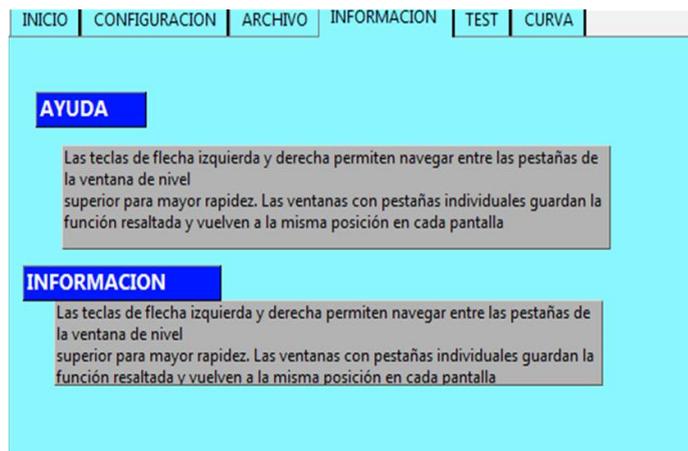


FIG. 6.4 PESTAÑA INFORMACIÓN

La ventana “Information” (información) FIG. 6.4 da detalles sobre la configuración/versión del software y da acceso a la función de ayuda que sirve como guía del usuario indexada.

### 6.2.5 TEST

Label	Value
NORMA	ASTM D 1816-04
TIEMPO MIN.	
VOLTAJE KV	
N° PRUEBAS	3
ACEITE	ACEPTABLE
CANT. ACEITE ml.	180

FIG. 6.5 PESTAÑA TEST

La ventana Test FIG. 6.5 permite administrar los estándares de prueba incluyendo la posibilidad de definir pruebas personalizadas, favoritas y agregar o borrar nuevas normativas o actualizar las existentes vías un dispositivo USB. Se incluye también el números de pruebas a realizar, poner el nivel del aceite y el tipo de aceite que se va a utilizar

## 6.2.6 EJECUCIÓN DE UNA PRUEBA DE RUPTURA

Elija la ventana con pestañas 'Home' (inicio) usando las teclas de flecha y la tecla 'OK'. Esta ventana muestra un resumen de la información necesaria para la medición. La FIG. 6.6 muestra una configuración típica de una prueba estándar seleccionada, el test ID (identificador de la prueba) consiste en un código o en un número de serie, el tipo de aceite, espacio entre electrodos, forma de los mismos y el agitador.

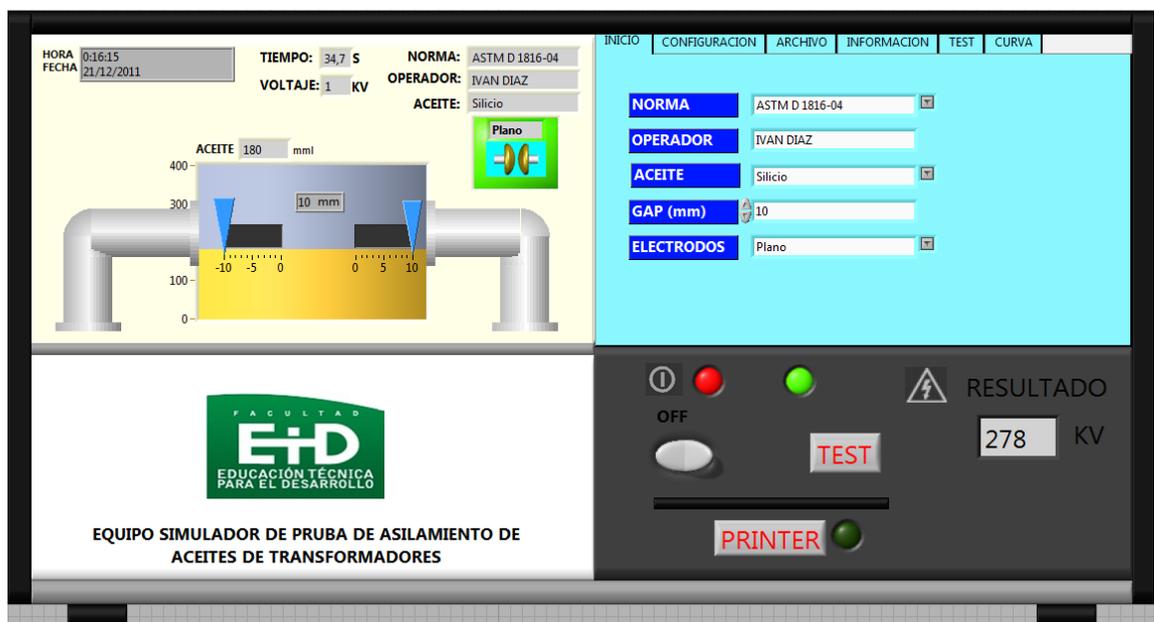


FIG. 6.6 CONFIGURACIÓN TÍPICA DE UNA PRUEBA

Cuando el usuario selecciona un estándar particular sólo se presentan opciones válidas con respecto a la configuración de la separación, a los electrodos y a las opciones de agitador.

La navegación es simple; las teclas de flecha arriba y abajo mueven el cursor hacia arriba y hacia abajo en la parte izquierda de la ventana mientras que las opciones para cada línea pueden explorarse usando la tecla 'OK', o ingresando la información del "Test ID" (identificador de la prueba).

### 6.2.7 RESULTADO DE LA PRUEBA

Al finalizar cualquier prueba, se muestran los resultados en la pantalla como se muestra en la FIG. 6.7

The screenshot shows a grey interface with the title "RESULTADO" at the top. Below the title, several parameters are listed in a vertical stack, each with a label on the left and a value in a box on the right:

- FECHA/HORA:** 10:27:18 / 23/12/2011
- OPERADOR:** IVAN
- NORMA:** ASTM D 877
- ACEITE:** EXCELENTE
- TEMP. C°:** 23
- VISCOSIDAD:** 10

At the bottom of the screen, there is a red circular indicator light on the left, followed by a large display showing "0,00" and "KV" to its right.

FIG. 6.7 RESULTADOS DE UNA PRUEBA

Esta imagen muestra la información completa presentada al usuario en pantalla, sin embargo el tamaño de la pantalla es por supuesto menor, por lo que una barra de desplazamiento permite navegar por el resultado e imprimirlo de ser necesario.

Todos los resultados llevados a pantalla corresponden a 10 pruebas de ruptura, pero aquellas con menos de 10 usan solo la información más destacada para producir estadísticas, por ejemplo, estadísticas de tensión media de ruptura, dispersión de datos, rango y desviación estándar.

La impresión de los resultados puede ser elegida por defecto o en la función PRINT (IMPRESIÓN) dentro de la ventana de resultados.

## CONCLUSIONES

El control y el mantenimiento de la calidad del aceite es esencial para asegurar el funcionamiento fiable de los equipos eléctricos llenados con aceite. Una de las pruebas fundamentales de la calidad del aceite es la prueba de la tensión de ruptura, la cual mide la capacidad del aceite para soportar el esfuerzo eléctrico. Los contaminantes tales como fibras de celulosa, partículas conductoras, suciedad, y agua reducen la tensión de ruptura de un líquido aislante.

Una baja tensión de ruptura puede indicar la presencia de contaminantes tales como agua o partículas conductoras.

Un factor crítico sobre las pruebas de aceite en campo es su temperatura, debido a que las muestras tomadas de un transformador al poco tiempo de apagado pueden estar muchos grados más calientes que la temperatura ambiente de las pruebas de laboratorio realizadas entre 20 °C y 23 °C.

Luego de analizar y estudiar las pruebas realizadas a los transformadores de distribución, se puede concluir que cada una de estas pruebas es muy importante para diagnosticar las condiciones en las que se encuentra el aceite del transformador, y poder decidir este reutilizado o si debe ser reemplazado por un aceite nuevo.

La vida útil del transformador depende de su aislamiento, por lo cual debe realizarse el mantenimiento preventivo al transformador para evitar fallas por deterioro.

## RECOMENDACIONES

- Aplicar este Simulador en las tutorías de la materia Máquinas 1, debido a que está diseñado de forma didáctica para que se facilite el uso de los estudiantes.
- ✓ La limpieza de los recipientes entre las pruebas de aceite debe consistir en un enjuague con la muestra siguiente, nunca se debe limpiar con materiales que desprendan pelusas.
- ✓ Se recomienda tomar las debidas precauciones en las pruebas eléctricas, al momento de las conexiones; ya que una mala conexión podría causar daños tanto al equipo como al personal que está realizando la prueba. Así se evitará accidentes y daños en los equipos.
- ✓ En lo correspondiente a las pruebas al aceite dieléctrico, se recomienda tener cuidado al momento de tomar la muestra, ya que puede tener contacto con la humedad del ambiente y por lo tanto, la prueba correspondiente tendrá datos incorrectos.
- ✓ Tomar en cuenta que la temperatura del ambiente donde se va a realizar la prueba deber ser la misma que la de la muestra; ó que la temperatura del ambiente no sea menor a 20°C. Si la temperatura es menos a éste valor, los resultados serán erróneos.

## ANEXOS

PROPIEDADES TÍPICAS DE LOS LÍQUIDOS AISLANTES DE TRANSFORMADORES:				
	BIOTEMP	Aceite mineral	HAT	Silicona
<b>Eléctricas</b>				
Resistencia dieléctrica, kV (ASTM D877)	45	30	40	43
<b>Físicas</b>				
Viscosidad, cSt. 100 °C (ASTM D445)	10	3	11.5	16
40 °C	45	12	110	38
0°C	300	76	2200	90
Punto de inflamación °C (ASTM D92)	330	145	285	300
Punto de incendio °C (ASTM D92)	360	160	308	330
Calor específico (cal/g/°C) (ASTM D2766)	0.47	0.43	0.45	0.36
Coefficiente de expansión (por °C) (ASTM D1903)	$6.88 \times 10^{-4}$	$7.55 \times 10^{-4}$	$7.3 \times 10^{-4}$	$1.04 \times 10^{-3}$
Punto de fluidez °C (ASTM D97)	-15 to -25	-40	-24	-55
Peso específico (ASTM D1298)	0.91	0.91	0.87	0.96
Color (ASTM D1500)	<0.5	0.5	0.5 - 2.0	<0.5
<b>Medioambientales</b>				
Biodegradación acuática (%), Prueba de 21 días utilizando CEC-L-33-A-93/94	97.0	25.2	27.1	0.0

TABLA DE PROPIEDADES TÍPICAS DE LOS LÍQUIDOS AISLANTES DE LOS  
TRANSFORMADORES

Voltaje clase del sistema (kV)	Nivel básico de aislamiento (BIL) (kV)	Tensión de Ensayo a 60Hz durante un min en seco (kV)
5.0	60	19
8.7	75	26
15.0	95	34
25.0	125	40
34.5	150	50

**TABLA DE TENSIONES DE ENSAYO PARA PRUEBA DIELECTRICA**

<b>Temperatura</b>	<b>Vida Útil del Aceite</b>
60° C	20 años
70° C	10 años
80° C	5 años
90° C	2.5 años
100° C	1.2 años
110° C	0.5 años

**TABLA DE VIDA ÚTIL DEL ACEITE EN FUNCIÓN DE SUS TEMPERATURA**

La clasificación para los resultados de la prueba de Rigidez Dieléctrica utilizando la norma D 1816 depende del voltaje primario del transformador y de la distancia de separación entre los electrodos del equipo de prueba tal como se puede apreciar en las tablas 1.7 y 1.8.

RIGIDEZ DIELECTRICA (1 mm separación)			
Voltaje Primario	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
$\leq 69$ kV	$\geq 23$ kV	$< 23$ kV $\geq 18$ kV	$< 18$ kV
$> 69$ kV $< 230$ kV	$\geq 28$ kV	$< 28$ kV $\geq 23$ kV	$< 23$ kV
$\geq 230$ KV	$\geq 30$ kV	$< 30$ kV $\geq 25$ kV	$< 25$ kV

**TABLA DE RIGIDEZ DIELECTRICA 1mm SEPARACIÓN**

RIGIDEZ DIELECTRICA (2 mm separación)			
Voltaje Primario	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
$\leq 69$ kV	$\geq 40$ kV	$< 40$ kV $\geq 35$ kV	$< 35$ kV
$> 69$ kV $< 230$ kV	$\geq 47$ kV	$< 47$ kV $\geq 42$ kV	$< 42$ kV
$\geq 230$ KV	$\geq 50$ kV	$< 50$ kV $\geq 45$ kV	$< 45$ kV

**TABLA DE RIGIDEZ DIELECTRICA 2mm SEPARACIÓN**

Altitud en metros	Factores de Corrección
1000	1,00
1200	0,98
1500	0,95
1800	0,92
2100	0,89
2400	0,86
2700	0,83
3000	0,80
3600	0,75
4200	0,70
4500 <sup>(1)</sup>	0,67

**TABLA DE FACTORES DE CORRECCIÓN DE RÍGIDEZ DIELECTRICA PARA  
ALTITUDES MAYORES A 1000 mts.**

## GLOSARIO

**Dieléctrico.-** Propiedad de los metales de aislar el paso de la electricidad.

**Inducción electromagnética.-** Fenómeno que origina la fuerza electromotriz en un medio expuesto a un campo magnético.

**Fuerza electromotriz.-** Toda causa capaz de mantener una diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito abierto o de producir una corriente eléctrica en un circuito cerrado.

**Fuerza magnetomotriz.-** Es aquella capaz de producir un flujo magnético entre dos puntos de un circuito magnético.

**Chispómetro.-** Medidor de tensión de ruptura; (equipo de prueba de rigidez dieléctrica).

**Tensión de ruptura.-** Es el voltaje de la diferencia de potencial en la que un material deja de ser aislante y pasa a ser conductor.

**Disrupción (eléctrica).-** Transformación brusca de una parte o de la totalidad de un medio aislante en un medio conductor, resultando una descarga eléctrica.

**Histéresis.-** Es la tendencia de un material a conservar una de sus propiedades, en ausencia del estímulo que la ha generado.

**Kw.-** Kilowatts

**IEC.-** (Comisión Electrotécnica Internacional)

**I.-** Corriente

**R.-** Resistencia

**p.-** Potencia

**H.-** Fuerza magnetomotriz

**B.-** Campo magnético

## BIBLIOGRAFIA

C. Rosas, N. Moraga, V. Bubnovich y D. Toledo, "Predicción numérica del comportamiento termo y fluido dinámico del aceite de refrigeración de un transformador eléctrico", Barcelona año 2002.

Ernesto Gallo Martínez, Diagnóstico y Mantenimiento de Transformadores en Campo, Transequipos, Colombia, 1998

Puramin C.A., Conozca el Aceite de su Transformador, 1994

Vadez, Carlos J., "Transformadores, Operaciones y Uso", Editorial Sistes, Madrid, España, 1999

"Transformadores y Bobinas, Mc Grawhill, Madrid, España, 2001

"Guía Práctica de Energía y Electrónica" Págs. 154-167, Editorial Cultura, 1995, Madrid España.