

4



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TECNICAS DE PRUEBA PARA ENVEJECIMIENTO
ACELERADO DE AISLAMIENTO NO CERAMICO,
CORROBORACION CON MEDICIONES DE CAMPO
ELECTRICO

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
AREA ELECTRICA ELECTRONICA
P R E S E N T A

JUAN CARLOS ALFARO HERNANDEZ

DIRECTOR DE TESIS
M. I. ISAIAS RAMIREZ VAZQUEZ

CODIRECTOR DE TESIS
ING. GUILLERMO LOPEZ MONROY



CIUDAD UNIVERSITARIA 2002

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

PAGINACIÓN

DISCONTINUA

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Juan Carlos Alvaré
Hernández

FECHA: 13 de noviembre de 2002

FIRMA: [Firma manuscrita]

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

*A la memoria de mi Papá
Juan Alfaro Álvarez*

Con el presente trabajo se cierra una etapa más de mi vida, una etapa en la cual muchas personas participaron de una u otra forma con su apoyo, amistad y cariño. A todas aquellas personas, familiares y amigos, les dedico estas humildes líneas y les doy mis más sinceras gracias.

Quiero agradecer principalmente a Dios por darme el don de la vida y permitirme haber llegado hasta aquí,

A mi papá Juan Alfaro y a mi mamá Rosa Hernández que me guiaron, apoyaron y me dieron su amor durante este largo recorrido,

A mi hermana Rosalba por su gran apoyo y paciencia y a mi hermana Olivia por su cariño,

A mi Director de Tesis M.I. Isaías Ramírez Vázquez por darme su confianza y amistad además de sus conocimientos,

A mi Codirector de Tesis Ing. Guillermo López Monroy por sus buenos consejos durante el desarrollo de la tesis,

Al Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), amigos y personal de trabajo por el apoyo y las facilidades brindadas para la realización de esta Tesis,

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, maestros y amigos que en ella convivimos

Y a mis Tíos Alfonso Alfaro y Juanita Hernández por su apoyo incondicional.

GRACIAS

TÉCNICAS DE PRUEBA PARA ENVEJECIMIENTO ACELERADO DE AISLAMIENTO NO CERÁMICO, CORROBORACIÓN CON MEDICIÓN DE CAMPO ELÉCTRICO

CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES

1.1	Introducción.....	1
1.2	Materiales conductores y dieléctricos.....	2
1.3	Propiedades de los dieléctricos.....	2
1.3.1	Conductividad en CD.....	2
1.3.2	Permitividad Dieléctrica.....	2
1.3.3	Permitividad Compleja, Factor de Pérdidas (loss Factor) y Factor de Disipación.....	2
1.3.4	Polarización.....	3
1.3.4.1	Polarización eléctrica.....	4
1.3.4.2	Polarizabilidad de moléculas.....	4
1.3.4.3	Polarización entre fases en los materiales compuestos.....	6
1.3.5	Rigidez dieléctrica (dielectric strength).....	7
1.4	Clasificación de los materiales aislantes.....	7
1.4.1	Gases.....	7
1.4.2	Vacío.....	8
1.4.3	Líquidos.....	8
1.4.4	Sólidos.....	9
1.4.5	Compuestos.....	9
	Referencias.....	10

CAPÍTULO 2 AISLADORES NO CERÁMICOS

2.1	Definición.....	11
2.2	Construcción básica de un aislador no-cerámico (ANC).....	11
2.3	Materiales empleados en la fabricación de los ANC.....	12
2.3.1	Polímeros.....	12
2.3.2	Elastómeros.....	14
2.3.2.1	Hule de silicón.....	14
2.3.2.2	Hule de etileno propileno (ethylene-propylene rubber(EPR)).....	16
2.3.3	Resinas epóxicas.....	17
2.3.4	Fibras de vidrio reforzada con resina (resin-bonded glass fiber RBGF).....	19
2.4	Partes que conforman un ANC.....	20
2.4.1	Núcleo (Core).....	20
2.4.2	Faldones (Sheds).....	20
2.4.3	Terminales o herrajes metálicos (end fittings).....	21
2.4.4	Sellado (End Sealing).....	23
2.5	Ventajas de los ANC.....	24
2.6	Hidrofobicidad.....	25
2.6.1	Histéresis del ángulo de contacto.....	25
2.7	Mecanismos de degradación en los ANC.....	27
2.8	Mecanismos de contaminación y humectación en los aisladores no cerámicos.....	28
2.8.1	Aspectos ambientales.....	28
2.8.2	Variables atmosféricas.....	28
2.8.3	Tipos de contaminantes.....	28
2.8.3.1	Contaminantes activos.....	28

2.8.3.2 Contaminantes Inertes.....	29
2.8.4 Tipos de Ambientes.....	30
2.8.4.1 Ambiente marino.....	30
2.8.4.2 Ambiente industrial.....	30
2.8.4.3 Ambiente desértico.....	30
2.8.4.4 Ambiente mixto.....	30
2.8.4.5 Ambiente agrícola.....	30
2.8.5 Mecanismos de acumulación de contaminación sobre los aisladores.....	31
2.8.5.1 Mecanismos de contaminación.....	31
2.8.5.2 Acumulación de contaminantes por medio del viento.....	31
2.8.5.3 Acumulación de contaminación por medio de la lluvia.....	32
2.8.5.4 Otros mecanismos.....	33
2.8.6 Mecanismos de humectación.....	33
2.9 Proceso de contaminación.....	33
2.10 Densidad Equivalente de Sal Depositada (DESD).....	33
2.10.1 Ventajas.....	34
2.10.2 Desventajas.....	34
2.10.3 Procedimiento de medición.....	34
2.11 Densidad de depósitos no-solubles (Non-Soluble Deposit Density (NSDD)).....	34
2.12 Distribución de la contaminación en un aislador no cerámico.....	35
2.13 Factores de envejecimiento y sus efectos.....	37
2.13.1 Procesos eléctricos.....	37
2.13.1.1 Arqueos parciales.....	37
2.13.1.2 Flameo.....	37
2.13.1.3 Corona.....	40
2.13.2 Procesos mecánicos.....	41
2.13.3 Radiación UV.....	41
2.13.4 Procesos químicos.....	42
2.13.5 Procesos térmicos.....	42
2.13.6 Ingreso de agua.....	43
Referencias.....	44

CAPÍTULO 3

REVISIÓN DE LA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE AISLAMIENTO NO CERÁMICO MEDIANTE CAMPO ELÉCTRICO.

3.1 Introducción.....	45
3.2 Métodos de diagnóstico para aisladores no cerámicos.....	45
3.2.1 Técnicas con la línea fuera de servicio o abierta.....	46
3.2.2 Técnicas de diagnóstico en línea viva.....	47
3.3 Medición de la distribución del campo eléctrico a lo largo de un ANC.....	48
3.3.1 Influencia del agua.....	53
3.3.2 Influencia de la contaminación.....	54
Referencias.....	55

CAPÍTULO 4

EVALUACIONES EN CÁMARA DE NIEBLA SALINA

4.1 Introducción.....	56
4.2 Diseños típicos de ANC.....	56
4.3 Línea de moldeo y su posición.....	57
4.4 Posición del primer faldón.....	58
4.5 Diseño de la unión triple.....	60
4.6 Envejecimiento acelerado para ANC.....	61

4.7 Evaluación de los aisladores en la cámara de niebla salina.....	61
4.7.1 <i>Medición permanente de corriente de fuga</i>	63
4.8 Evaluación de aisladores con la metodología de campo eléctrico.....	65
4.9 Medición de campo eléctrico.....	66
Referencias.....	69

CAPÍTULO 5 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 Aisladores dañados durante la evaluación.....	70
5.1.1 <i>Aislador No. 2 Hule de Silicón contaminado con caolín</i>	70
5.1.2 <i>Aislador No. 0 Hule de Silicón contaminado con fertilizante</i>	73
5.1.3 <i>Aislador No. 12 Hule de Silicón Limpio (dañado)</i>	75
5.1.4 <i>Aislador No. 14 Hule de silicón Limpio</i>	77
5.2 Aisladores no dañados durante la evaluación.....	80
5.2.1 <i>Aislador No. 1 Hule de silicón para 230 kV contaminado con fertilizante</i>	80
5.2.2 <i>Aislador No. 3 EPDM, limpio</i>	81
5.2.3 <i>Aislador No. 4 Hule de Silicón para 230 kV con contaminación natural</i>	82
5.2.4 <i>Aislador No. 5 EPDM, limpio</i>	84
5.2.5 <i>Aislador No. 6 EPDM contaminado con cal</i>	85
5.2.6 <i>Aislador No. 7 Hule de Silicón para 230 kV contaminado con cal</i>	89
5.2.7 <i>Aislador No. 8. Hule de Silicón contaminado con cal 115 kV</i>	91
5.2.8 <i>Aislador No. 9 Hule de Silicón contaminado con cal</i>	93
5.2.9 <i>Aislador No. 10 Hule de Silicón para 230 kV limpio</i>	95
5.2.10 <i>Aislador No.11 Hule de Silicón contaminado con cal</i>	96
5.2.11 <i>Aislador No. 13 Hule de Silicón Limpio</i>	97

CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES

6.1 Conclusiones.....	99
Apéndice A.....	101
Apéndice B.....	107

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1.1 Introducción

El desarrollo de la economía y del bienestar en cualquier sociedad moderna depende, por encima de la disponibilidad, de una confiable y barata fuente de energía eléctrica. Las extensas redes de instalaciones de energía eléctrica han sido y son construidas en ciudades industrializadas. La principal función de estos sistemas de potencia es la de generar, transportar y distribuir la energía eléctrica sobre grandes extensiones geográficas de una forma económica, asegurando un alto grado de confiabilidad y calidad de alimentación.

La transmisión de grandes cantidades de potencia eléctrica a grandes distancias es mejor llevarla a cabo utilizando líneas de alta tensión (HV), extra alta tensión (EHV) y ultra alta tensión (UHV). De esta manera podemos considerar al equipo eléctrico para alta tensión como la columna vertebral de los modernos sistemas de potencia. En la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, el aislamiento del conductor de alta tensión es de suma importancia.

En México, la segunda causa de salidas de las líneas se debe a fallas del aislamiento ocasionadas por la contaminación [1]. Con el fin de reducir el número de salidas se han utilizado diferentes alternativas entre las que se encuentran: aisladores cerámicos con mayor distancia de fuga (porcelana y vidrio), aisladores no cerámicos (ANC) y recubrimientos hidrofóbicos.

En los últimos 12 años el uso de aisladores poliméricos o aisladores no cerámicos (ANC) se ha incrementado en el mundo por su bajo costo y fácil manejo. Además tienen un peso 90% menor respecto a los aisladores cerámicos lo que facilita su instalación y transporte obteniéndose también una reducción en el tamaño de las estructura de las líneas de transmisión (torres de transmisión).

Los ANC nuevos tienen una superficie repelente al agua (hidrofóbica), lo cual evita la formación de una capa continua de agua a lo largo del aislador, reduciendo la probabilidad de flameo y los daños que este puede ocasionar al aislador. Además de las ventajas antes mencionadas los ANC poseen una alta rigidez dieléctrica y una alta resistencia mecánica. Sin embargo, a pesar de sus numerosas ventajas los ANC no están exentos de defectos, daños y degradaciones que pueden deberse a defectos de manufactura, manejo, almacenaje e instalación inapropiados y principalmente al envejecimiento en servicio. Los ANC cambian sus buenas cualidades con el tiempo cuando se les exponen a esfuerzos de voltaje, descargas corona y otros factores ambientales como la contaminación. En muchos países el ambiente de contaminación es ligero y por lo tanto no afecta el comportamiento de los ANC. En países como México, se han instalado aisladores en ambientes muy contaminados.

Para poder mejorar el desempeño de estos aisladores es necesario entender sus mecanismos de envejecimiento, establecer métodos adecuados de prueba en los que se incluye los procedimientos de envejecimiento acelerado los cuales son representativos de la degradación en servicio, el desarrollo de técnicas de diagnóstico en servicio que haga posible la detección de daños en los ANC y prevenir de esta forma la salida de las líneas. Este es el objetivo de esta tesis.

Pero antes de comenzar con el tema de los aisladores no cerámicos, en este capítulo se da un breve bosquejo acerca de las diferentes clases de materiales aislantes que existen, algunas de sus aplicaciones así como sus propiedades dieléctricas.

1.2 Materiales conductores y dieléctricos

Un material conductor es cualquier sustancia que posee gran cantidad de portadores de carga libres por unidad de volumen; con ayuda de estos es posible transportar carga fácilmente de un lugar a otro a través de ellos ($\approx 10^{17}$ o más portadores por cm^3).

Ejemplos: metal, gas ionizado, electrolitos.

Un material aislante o dieléctrico es cualquier sustancia que no posee portadores de carga libres, o bien que posee un número muy reducido por unidad de volumen ($\approx 10^5$ o menos portadores por cm^3). Ejemplos: plástico, aceite, helio no ionizado.

Existen otros materiales que poseen un número de portadores de carga libres del orden de 10^{11} en cada cm^3 a temperatura ambiente de 300°K , que se conocen como semiconductores[2].

1.3 Propiedades de los dieléctricos

1.3.1 Conductividad en CD.

La conductividad en CD σ esta definida como:

$$\sigma = J/E$$

donde J es la densidad de corriente (A/m^2) originada por la aplicación de una tensión directa E en V/m. La conductividad σ también es igual a $\sigma = 1/\rho$ donde ρ representa la resistividad del material. En la mayoría de los materiales σ depende además de la pureza del material de la temperatura T y de la tensión aplicada E siguiendo una relación del tipo:

$$\sigma(T) = A e^{-E_A/kT}$$

donde k es la constante de Boltzman, A una constante y $\sigma(T)$ es el valor de σ a la temperatura T. Debido a los efectos de polarización, σ también depende del tiempo de aplicación de la tensión, influye en las pérdidas de potencia en un dieléctrico y controla la distribución de la tensión eléctrica bajo aplicaciones de voltaje directo.

1.3.2 Permitividad Dieléctrica.

La permitividad dieléctrica, permitividad relativa o constante dieléctrica, ϵ_r , de un material aislante está definido como:

$$\epsilon_r = C/C_0$$

donde C es la capacitancia entre dos placas paralelas separadas por el material aislante en discusión y C_0 es la capacitancia para las mismas placas paralelas cuando éstas están separadas por vacío. Generalmente ϵ_r no es un parámetro fijo pero depende de la temperatura, frecuencia y de la estructura molecular del material aislante.

1.3.3 Permitividad Compleja, Factor de Pérdidas (loss Factor) y Factor de Disipación.

Para determinar las respuestas del material dieléctrico a corrientes alternas, se modela éste por medio de un circuito RC en paralelo tal y como se muestra en la figura 1.1. Aquí R representa la parte de pérdidas incluyendo las pérdidas originadas por conductividad electrónica e iónica, polarización por orientación del dipolo y por el espacio de carga, etc., y C la capacitancia en presencia del dieléctrico. Si aplicamos un voltaje $V = \sqrt{2} V \sin(\omega t)$, entonces la componente capacitiva de la corriente es $I_c = j\omega CV$ mientras que la

componente resistiva es $I_r = -jI \tan \delta$. Puesto que el ángulo δ es usualmente muy pequeño, I_c casi es igual a I_R y $I_R = -jI_c \tan \delta$. Por lo tanto, la corriente total I es igual a:

$$I = I_R + I_C$$

$$I = J\omega C_0 V(\epsilon_r - j\epsilon_r \tan \delta) \quad I = J\omega C_0 V \epsilon^*$$

Donde ϵ^* es la permitividad relativa compleja teniendo una parte real igual a la constante dieléctrica ϵ_r y una parte imaginaria igual al factor de pérdida (loss factor) $\epsilon_r \tan \delta$. El factor de pérdidas diferencia las pérdidas en un material dieléctrico de aquellas que no lo son. La $\tan \delta$ es comúnmente conocida como tangente de pérdidas (loss tangent), factor de disipación (dissipation factor) o algunas veces como factor de potencia del dieléctrico ($\cos \theta$), depende de la frecuencia y podría estar influenciado por la aplicación de la tensión eléctrica y también por la temperatura. La potencia perdida en el dieléctrico esta dada por:

$$P_p = \omega C V^2 \tan \delta \quad P_p = \omega C_0 V^2 \epsilon_r \tan \delta$$

Además, σ y $\tan \delta$ están relacionadas de la siguiente forma:

$$\tan \delta = \sigma / \omega \epsilon_0 \epsilon_r$$

Donde $\epsilon_0 = 8.85 \times 10^{-12}$ F/m que es la permitividad del espacio libre o vacío.

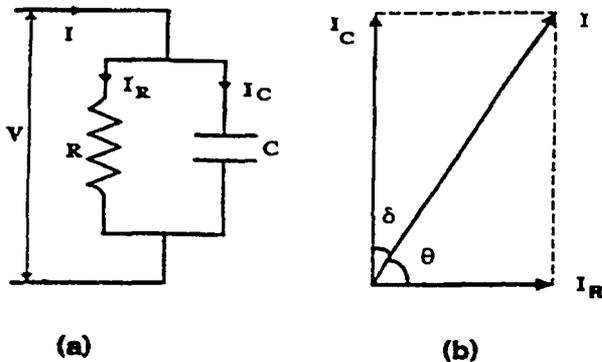


Figura 1.1

(a) Circuito RC paralelo equivalente al material dieléctrico y (b) diagrama fasorial

1.3.4 Polarización.

Cuando cualquier cuerpo descargado se coloca dentro de un campo eléctrico, se produce en él una redistribución de las partículas cargadas de los átomos. Si el cuerpo es de material conductor, sus electrones libres se trasladan de tal forma que el volumen del cuerpo constituye una región equipotencial; si es de material aislante, los electrones y los núcleos positivos de cada átomo o molécula sufren un desplazamiento, debido a la acción del campo eléctrico, pero en este caso el cuerpo no constituye una región equipotencial. En los casos descritos, la carga neta del cuerpo es nula, aunque algunas regiones del mismo adquieren un exceso de carga positiva o negativa. A las cargas que aparecen en la superficie del cuerpo, debido al proceso

mencionado, se les denomina cargas inducidas y, cuando ha ocurrido el desplazamiento de cargas debido a un campo eléctrico, se dice que la materia se ha polarizado [2].

1.3.4.1 Polarización eléctrica.

Consideremos un capacitor de placas paralelas con una densidad de carga superficial "q" sobre las placas opuestas de área A y separación d, entonces el valor del campo eléctrico en vacío será:

$$E_0 = A\pi q$$

Si insertamos un material dieléctrico de permitividad ϵ entre las placas causará un decremento en la intensidad del campo eléctrico entre las placas, teniendo una densidad de carga superficial fija. Esto es porque el material dieléctrico tiende a neutralizar las cargas en la superficie del electrodo debido a la formación de dipolos de moléculas, como se muestra en la figura 1.2.

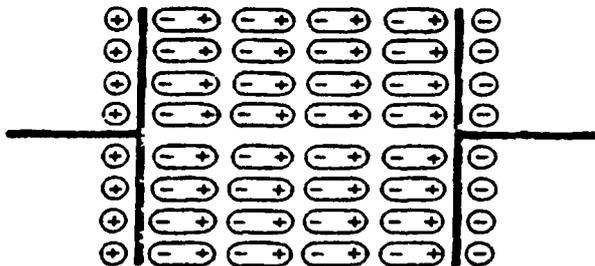


Figura 1.2
Polarización Eléctrica en un Dieléctrico.

Este fenómeno es conocido como polarización dieléctrica (P). La densidad de carga en este caso llega a ser $E_0/4\pi\epsilon$, donde $\epsilon = \epsilon_0\epsilon_r$, por lo tanto:

$$P = E_0/4\pi - E_0/4\pi\epsilon$$

$$P = (\epsilon - 1)E/4\pi$$

Estas ecuaciones proporcionan una relación directa entre P, ϵ y E y enfatiza que la polarización se incrementa con la permisividad y la tensión aplicada [1].

1.3.4.2 Polarizabilidad de moléculas.

En la ausencia de un campo eléctrico aplicado, la carga neta en las moléculas del material dieléctrico es cero. Pero al aplicar un campo eléctrico externo, los electrones son desplazados un poco con respecto al núcleo; el resultado son momentos dipolares que causan la llamada polarización electrónica de materiales. Por ejemplo, si en un átomo neutro de hidrógeno H_2 la carga de un electrón y la del protón son desplazadas una distancia d, entonces el resultado será un momento dipolar netamente inducido, $\mu = ed$, donde e es la carga del electrón. El momento dipolar originado por electrones en un material aislante puede ser expresado como:

$$\mu = \alpha_c E$$

donde, α_c es la polarizabilidad de los átomos, la cual depende de E. Para todos los materiales, el valor de α_c es constante pero solo en frecuencias de hasta 2.5 MHz (espectro ultravioleta).

Quando los átomos de diferentes tipos forman moléculas, normalmente no compartirán sus electrones simétricamente, mientras que las nubes de electrones serán desplazadas excéntricamente hacia la unión más fuerte de átomos. Así, los átomos adquieren cargas de polaridad opuesta, y bajo la acción de un campo eléctrico exterior, estas cargas tenderán a cambiar las posiciones de equilibrio de los átomos por sí mismas. Este desplazamiento de átomos cargados o grupos de átomos con respecto a otros dará como resultado la polarización atómica de materiales. En este caso, la polarizabilidad iónica o atómica será: α_a . El valor de α_a es generalmente constante, con valores de frecuencia hasta el espectro infrarrojo. Para materiales no polares, la polarizabilidad está principalmente determinada por α_c ya que α_a generalmente no excede de 0.1 α_c .

Las sustancias polares, poseen dipolos permanentes en sus moléculas incluso en ausencia de un campo eléctrico. En este caso, los centroides de las distribuciones de carga positiva y negativa se encuentran permanentemente separadas por una distancia fija dando origen a dipolos permanentes.

Con la presencia de un campo eléctrico, estos dipolos permanentes experimentan un torque que tiende a orientarlos en dirección del campo. Este fenómeno se conoce como polarización por orientación o polarización dipolar (P_d). Este fenómeno es de suma importancia dado que la mayoría de los materiales poliméricos tienen dipolos permanentes en su estructura molecular.

Quando se aplica un campo eléctrico a través de un material dieléctrico, se conseguirá una polarización finita en un pequeño periodo de tiempo. Debido únicamente a α_c o a α_a . Sin embargo en el caso de que la orientación de los dipolos sea con un movimiento lento, la polarización se saturaría solo en un tiempo determinado llamado tiempo de relajación (relaxation time) " τ_p " debido a la lenta migración de iones. Cuando el campo eléctrico aplicado es alterno, los dipolos o las cargas tienen que cambiar su dirección cada medio ciclo. Si la frecuencia es muy baja, o cuando la duración del medio ciclo es más grande que τ_p , la polarización obtendrá su valor máximo. Pero a frecuencias más altas, la duración del medio ciclo podría ser mucho mas pequeña que τ_p , sin embargo los dipolos no pueden seguir el cambio de intensidad en el campo eléctrico. Esto ocasiona una reducción en la polarización la cual disminuirá a cero a muy altas frecuencias. La figura 1.3 ilustra la variación de la polarización (y por lo tanto de ϵ) como función de la frecuencia.

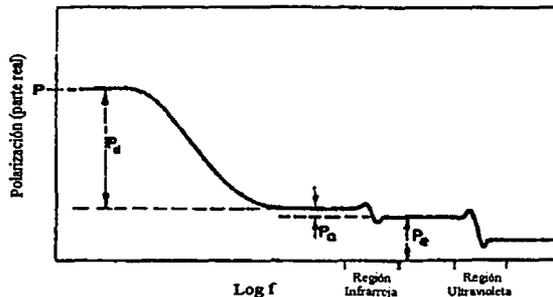


Figura 1.3
Esquema Gráfico de la polarización como función de la Frecuencia

Los diferentes tiempos de relajación causan límites de frecuencia mas allá de los cuales los mecanismos de corta duración existen, debido a que el movimiento de los dipolos correspondientes no ocurre. Esto pasa porque ϵ también decrece. En cada transición (caída repentina de P_d) de la constante dieléctrica, el factor de disipación ($\tan \delta$) tiene su valor máximo. Pero solo la región de transición controlada por P_d que representa el rango de frecuencias en el cual la orientación de los dipolos desaparece, es de interés para los sistemas de aislamiento. En esta transición en el dominio de la frecuencia, que también es conocido como dominio de dispersión, la permisividad relativa ϵ_r depende grandemente de la eigenfrecuencia ($\omega_0 = 1/\tau_p$), que es una característica del material y varía de un material a otro. Por ejemplo para el papel comprimido (hard pressed board) es de 10 kHz mientras que para el agua pura es de aproximadamente 100 MHz, pero esto también depende de la temperatura [3].

1.3.4.3 Polarización entre fases en los materiales compuestos.

Si un material aislante esta compuesto de dos o más diferentes fases que contienen regiones macroscópicas impuras y dispersas, entonces al aplicarle un campo eléctrico las cargas se colocarán en las interfaces microscópicas como resultado de la diferencia en la conductividad y permitividad de cada componente. Esto es conocido como polarización entre fases. Esto ocasionará un incremento en las pérdidas dieléctricas (dielectric losses) y causará una distorsión de campo en el material.

Cuando uno de los componentes del compuesto tiene una conductividad iónica significativa, entonces las cargas móviles (generalmente iones impuros) se difunden bajo la influencia del campo eléctrico aplicado a través de los componentes de mas conductividad hasta la interfaz de menor conductividad. En esta nueva interfaz se harán estacionarios y de esta manera se formara una carga superficial como se muestra en la figura 1.4.

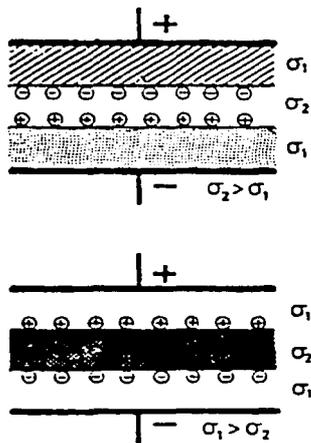


Figura 1.4
Polarización Interfacial en un material dieléctrico compuesto.

Este efecto permanecerá así hasta que se le aplique un campo eléctrico inverso como en el caso del voltaje Alterno [3].

1.3.5 Rigidez dieléctrica (dielectric strength).

La rigidez dieléctrica es definida como el valor máximo de campo eléctrico aplicado al cual un material dieléctrico flama (break down) y pierde su propiedad aislante. Sus unidades son V/m. La resistencia al flameo en la mayoría de los materiales dieléctricos depende de la pureza del material, del tiempo y el método de aplicación del voltaje, del tipo de tensión aplicada y de otros parámetros ambientales y experimentales. Aunque en muchos casos es difícil asignar un valor único a la rigidez dieléctrica a un determinado material, para propósitos de aplicación, se da un rango de valores. Aunque por definición la rigidez dieléctrica se refiere a un campo uniforme, en muchas aplicaciones la resistencia al flameo bajo condiciones de campo no homogéneo necesita ser definida y en algunas veces referida a tal resistencia dieléctrica no uniforme[3].

1.4 Clasificación de los materiales aislantes

Existen cientos de materiales aislantes que son utilizados en la industria de potencia eléctrica. En términos generales, los materiales aislantes pueden clasificarse en: gases, líquidos, sólidos, vacío y compuestos.

1.4.1 Gases.

Los gases son los dieléctricos más simples y más utilizados. En un estado normal la mayoría de los gases son buenos dieléctricos. El aire es el dieléctrico gaseoso más utilizado en las redes de alto voltaje debido a que es libre, es abundante y se restablece por sí mismo después de un flameo. Es utilizado en líneas aéreas de CA para proporcionar aislamiento entre dos fases, entre la fase y la torre, entre la fase y el conductor de tierra, también entre dos polos de una línea bipolar de CD. También es utilizado en interruptores, bushings. Los gases más representativos son: [4]

Gases simples

Aire
Nitrógeno
Hidrógeno
Helio
Oxígeno

Hidrocarburos

Metano
Etano
Propano
Hexano

Óxidos

Dióxido de carbono
Dióxido de sulfuro
N₂O

Electronegativos

CCL₃F (freón 11)
CCL₂F₂ (freón 12)
CHCL₂F (freón 21)
CCLF₃ (freón 13)
CCL₃F₃ (freón 113)
CF₄ (freón 14)
C₂CL₂F₄ (freón 114)
C₄F₈
C₂F₆
SF₆ (hexafluoruro de azufre)

Se sabe que los gases correspondientes al séptimo grupo de la tabla periódica poseen una constante dieléctrica más alta comparada con la del aire en condiciones similares. La alta resistencia al flameo (breakdown) depende principalmente de la capacidad de llevar electrones libres, formando iones negativos. Los gases con esta propiedad son llamados "electronegativos". De muchos gases electronegativos, el

hexafluoruro de azufre (SF₆) ha ganado importancia debido a su estabilidad química y a su alta resistencia al flameo. El SF₆ es un gas inerte, incoloro, inodoro, no flamable y extremadamente denso. El SF₆ por si mismo es no tóxico y un ser humano puede sobrevivir indefinidamente en una mezcla de 20% oxígeno y 80% SF₆. Sin embargo, el SF₆ no mantiene la vida y podría causar sofocación. Algunas de sus propiedades físicas mas importantes se muestran en la tabla 1.

El SF₆ es utilizado en interruptores, transformadores de voltaje y corriente, en subestaciones aisladas en gas (GIS).

En aplicaciones especiales como por ejemplo en los aceleradores Van de Graft otros gases o mezclas de SF₆ con otros gases como el N₂, O₂, CO₂, aire y N₂O son también utilizados [3].

Tabla 1.1.
Propiedades físicas del SF₆

Peso molecular	146.6
Punto de fusión (melting point)	-50.8°C
Densidad líquida (a 25°C/50°C)	1.33/1.98 g/ml
Densidad como gas (a 1 bar y 20 ° C)	6.2 g/l
Densidad relativa	5.1
Densidad crítica	0.735 g/ml
Temperatura crítica	45.6°C
Punto de ebullición	- 63.0°C
Temperatura de sublimación	- 63.9°C
Presión crítica	35.56 bar
Calor específico (30°C)	0.599 J/g
Conductividad térmica	0.1407 W/m°C
Constante dieléctrica	1 - 1.07
Presión de vapor (a 20°C)	10.62 bar

1.4.2 Vacío.

La ausencia de cualquier residuo de gas en el espacio entre electrodos es conocido como vacío. Comparados con otros dieléctricos el vacío ideal tiene la más alta resistencia dieléctrica. Debido a que no llega a conducir la corriente. En un vacío inferior a 10⁻² Pa, menos de 3x10¹² moléculas por centímetro cúbico están presentes y la longitud del camino libre (Free path) es del orden de metros. En este vacío un electrón podría cruzar el espacio entre los electrodos de pocos centímetros sin chocar con alguna partícula. Sin embargo, en la práctica, la existencia de superficies metálicas y aislantes dentro del vacío y la presencia de gases y vapores de aceite contaminan el vacío.

El vacío es utilizado en microscopios electrónicos, tubos de rayos X, aceleradores de partículas; en los sistemas de potencia, el vacío es utilizado en los interruptores.

1.4.3 Líquidos.

Un aislante líquido ideal debería tener los valores más altos de resistencia dieléctrica, resistividad volumétrica, calor específico, conductividad térmica y punto de inflamación, además, los valores mínimos para el factor de pérdidas, la viscosidad, punto de extinción y densidad. Además, los líquidos ideales deberían ser no corrosivos, no inflamables, no tóxicos y químicamente estables, teniendo excelentes propiedades de extinción de arco y absorción de gases.

Ningún líquido por sí solo posee todas estas características. Los aceites minerales que contienen alcanos, cicloalcanos y aromáticos, como principales constituyentes han sido utilizados desde el siglo pasado. Otra clase de líquidos los cuales se han utilizado en transformadores y capacitores son los aromáticos clorados (Chlorinated aromatics) o askarel, también llamados PCBs (Polychlorinated Biphenyl). Los PCBs presentan excelente resistencia a la flama y excelentes propiedades eléctricas y son derivadas del benceno y del bifenil. En los años 70's se encontró que estos compuestos presentan una alta resistencia a la biodegradación y además representan un serio riesgo a la salud. Por lo tanto ha sido legalmente prohibido su uso y producción. Muchos nuevos líquidos han sido desarrollados. Estos nuevos líquidos poseen propiedades semejantes a los PCBs sin efectos adversos a la ecología. Entre ellos se encuentran los aceites de silicón, los hidrocarburos sintéticos (los Poli-butilenos y los alquil-benzenos) y los hidrocarburos fluorados. Los aislantes líquidos son empleados en transformadores, cables de potencia, interruptores, capacitores de potencia y bushings.

1.4.4 Sólidos.

Los materiales sólidos son extensamente empleados en redes de potencia, en dispositivos y equipo de subestaciones. El tamaño del equipo y los límites de operación son dictaminados por el tipo y la cantidad de material aislante requerido para el aislamiento. Los dieléctricos sólidos pueden ser orgánicos e inorgánicos. Los materiales inorgánicos más importantes son el vidrio y la cerámica los cuales son utilizados en la manufactura de aisladores y otros componentes en alta tensión. Los materiales orgánicos mas importantes son las resinas epóxicas termoestables (thermosettings) o materiales termoplásticos tales como el polivinilclorado (PVC), el polietileno (PE), el polietileno reticulado (XLPE). Los materiales termoplásticos son principalmente utilizados para la manufactura de cables de potencia extruidos y aisladores. El papel Kraft, el hule natural, el hule de etileno-propileno (EPR), el hule de silicón, y el polipropileno son algunos de los materiales dieléctricos sólidos que son grandemente utilizados en transformadores y aisladores [3]. En el año de 1975 se utilizó por primera vez el papel de celulosa como material dieléctrico [4].

Los sólidos dieléctricos tienen la mayor resistencia al flameo comparada con la de los gases y líquidos. Un buen dieléctrico deberá tener, además de una alta resistencia dieléctrica, una baja pérdida del dieléctrico (low dielectric loss) y una alta resistencia y rigidez mecánica, estar libre del ingreso de gases y humedad y ser resistente a la acción térmica y química. Debe ser resistente a las condiciones ambientales. La resistencia al ozono, la impermeabilidad, la hidrofobicidad, la estabilidad a la radiación (radiation stability) entre otros, son requerimientos adicionales.

1.4.5 Compuestos.

Los requerimientos de aislamiento de una red de potencia raramente consisten de un solo material. El uso de dos o más materiales llega a ser necesario a causa de los criterios de diseño o de las dificultades que se presentan en la manufactura. En muchas aplicaciones en ingeniería, mas de una clase de material es utilizada, dando origen a sistemas de aislamiento compuestos o híbridos. En el compuesto sólido/gas, la interfaz sólido/gas usualmente es una unión muy débil y debe ser diseñada cuidadosamente. En los sistemas aislados con vacío, la interfaz sólido/vacío es también débil. Los tipos de papel impregnado en aceite empleado en los cables de potencia, en transformadores, capacitores y bushings son ejemplos de materiales aislantes compuestos. Similarmente el aceite impregnado (oil Impregnated), las películas plásticas metalizadas utilizadas en capacitores también pertenecen a esta categoría.

En las aplicaciones de compuestos, es importante asegurarse de que los componentes del compuesto sean químicamente estables y no reaccionen uno con otro bajo la acción térmica, mecánica o eléctrica.

REFERENCIAS

- [1] Fierro Chavez, J.L., Ramirez Vazquez, I. Mexican Experience with Use of Polymeric Silicone Rubber Insulators for Transmission Lines. International Symposium on High Voltage Engineering 1999.
- [2] Jaramillo Morales Gabriel A., Alvarado Castellanos, Alfonso A., Electricidad y Magnetismo, Editorial Trillas Segunda Pre-edición, México 1990.
- [3] Malik, N: H., Al-Arainy, A. A., Qureshi, M. I., Electrical Insulation in Power System, Editorial Marcel Dekker, Inc. Nueva York 1998.
- [4] Sheppard, Harry R., A Century of Progress in electrical insulation 1886-1986. IEEE Electrical Insulation Magazine, septiembre 1986 Vol. 2 No. 5

CAPÍTULO 2

AISLADORES NO CERÁMICOS

2.1 Definición

Un aislador es un dispositivo utilizado en redes de alimentación eléctrica para soportar, sostener y contener los conductores que llevan energía eléctrica a diferentes niveles de voltajes [1]. Según el tipo de material con que están contruidos los aisladores se clasifican en cerámicos y no-cerámicos.

Los aisladores cerámicos están contruidos de vidrio o porcelana, mientras que los aisladores no cerámicos (ANC) son contruidos con materiales llamados polímeros por lo que también se les conoce como aisladores poliméricos o aisladores compuestos (composite insulator).

2.2 Construcción básica de un aislador no-cerámico (ANC)

Básicamente un aislador polimérico de tipo "Suspensión" consiste de un núcleo cubierto por faldones de material no cerámico y de herrajes o terminales metálicas acoplados a ambos extremos (Figura 2.1) [2].

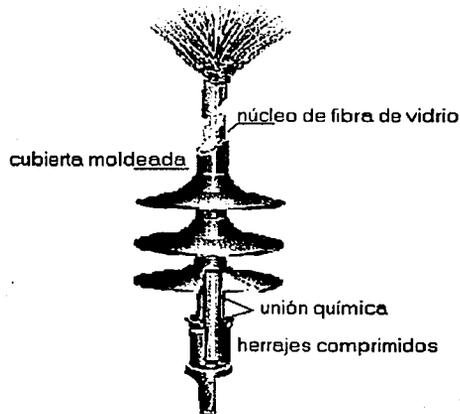


Figura 2.1
Partes de un Aislador No cerámico Típico

Existen dos tipos en uso común, el tipo suspensión que se utiliza en donde el peso de la línea somete al núcleo del aislador a fuerzas de tensión. El tipo poste es usado donde el peso de la línea somete al núcleo a apreciables fuerzas angulares en adición con las fuerzas de tensión. Las únicas diferencias se encuentran en el diseño de las uniones y en el tamaño del núcleo el cual es mucho más ancho en el aislador tipo poste. Figura 2.2.

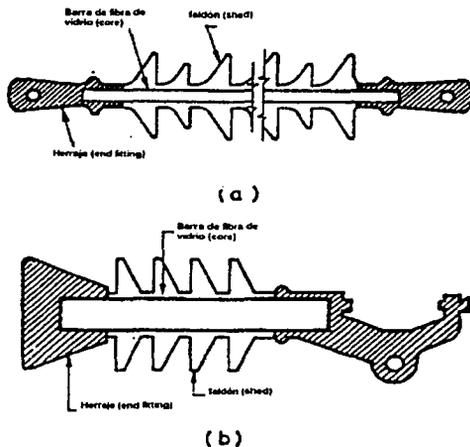


Figura 2.2
(a) Aislador tipo suspensión (b) Aislador tipo poste

Inicialmente, los aisladores poliméricos eran considerados como un remplazo para los aisladores de porcelana y vidrio para algunas aplicaciones especiales como son las áreas con alta incidencia de vandalismo, en zonas de difícil acceso, y en áreas con problemas de contaminación severa. Sin embargo, en sus dos primeras décadas de operación tuvieron dificultades como el "tracking", la erosión, el depósito de polvo en los faldones, lo que incrementa la colección de contaminantes, arcos, flameos y fallas en las uniones (bonding failures). Hoy en día, los aisladores poliméricos se están utilizando en líneas con un voltaje por arriba de los 765 kV. Sin embargo, son más populares a niveles de voltaje de transmisión y distribución (13 kV-400 kV) [3].

2.3 Materiales empleados en la fabricación de los ANC

La porcelana y el vidrio han sido en su mayoría los materiales más usados para el aislamiento en lo que se refiere a aplicaciones de alto voltaje. Su extenso uso y servicio ha mostrado que estos materiales son muy confiables y efectivos para la mayoría de aplicaciones en alta tensión. Sin embargo, desde los inicios de 1960, los materiales alternativos, llamados polímeros, han emergido y recientemente están siendo utilizados extensamente dentro de una gran variedad de aplicaciones en alta tensión [3].

2.3.1 Polímeros.

Esencialmente un polímero es una sustancia cuyas moléculas forman grandes cadenas normalmente varios de miles de átomos. La palabra polímero significa "muchas unidades". Los polímeros se diferencian unos de otros por la naturaleza física y química de las unidades repetidas en las cadenas. En la actualidad los polímeros sintéticos como el polietileno, el nylon, los hules sintéticos, etc., son los más importantes, sin

embargo, existen importantes polímeros que se crean naturalmente y que son claves para algunas de las características de los materiales poliméricos. Por ejemplo, la celulosa es un polímero hecho por las plantas; la larga cadena de moléculas está linealmente alineada para dar al esqueleto de la planta una resistencia vertical, combinada con una flexibilidad lateral. Esto le permite a la planta crecer alta pero cediendo a las fuerzas naturales doblándose pero sin romperse.

Un polímero se nombra anteponiendo el prefijo POLI al nombre del polímero del cual se deriva, por ejemplo la cadena de unidades repetidas para el monómero etileno se llama polietileno (Figura 2.3):

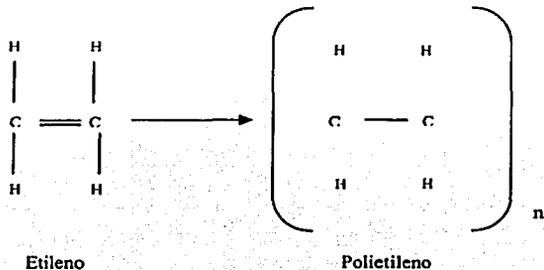


Figura 2.3 Polietileno

Tabla 2.1
Estructura Química de los Polímeros Comúnmente Utilizados

Estructura genérica	Nombre (abreviatura)
$\begin{array}{c} \text{X} \quad \text{X} \\ \quad \\ -\text{C}-\text{C}- \\ \quad \\ \text{X} \quad \text{X} \end{array}$	<p>X = H Polietileno (PE) X = F Politetrafluoretileno (PTFE)</p>
$\begin{array}{c} \text{H} \quad \text{X} \\ \quad \\ -\text{C}-\text{C}- \\ \quad \\ \text{H} \quad \text{H} \end{array}$	<p>X = CH₃ Polipropileno (PP) X = Cl Polivinil clorado (PVC) X = C₆H₅ Poliestireno (PS) X = COCOCH₃ Poli acetato de vinilo (PVA)</p>
$\begin{array}{c} \text{H} \quad \text{X} \\ \quad \\ -\text{C}-\text{C}- \\ \quad \\ \text{H} \quad \text{X} \\ \quad \\ \text{H} \quad \text{X} \\ \quad \\ -\text{C}-\text{C}- \\ \quad \\ \text{H} \quad \text{Y} \end{array}$	<p>X = Cl Poli (cloruro de vinilideno) (PVDC) X = F Poli (fluoruro de vinilideno) (PVDF) X = CH₃ Polisobutileno (hule de butileno)</p>
$\begin{array}{c} \text{H} \quad \text{X} \\ \quad \\ -\text{C}-\text{C}- \\ \quad \\ \text{H} \quad \text{Y} \end{array}$	<p>X = CH₂ Y = COOCH₃ Poli (metacrilato de metil) (PMMA)</p>
$\begin{array}{c} \text{H} \quad \text{X} \\ \quad \\ -\text{C}=\text{C}- \\ \quad \\ -\text{CH}_2-\text{C}=\text{C}-\text{CH}_2- \\ \quad \\ \text{CH} \quad \text{O} \\ \quad \\ \text{C}_6\text{H}_4 \quad \text{C}-\text{O}- \\ \quad \\ \text{CH}_3 \quad \text{O} \end{array}$	<p>X = H Polibutadieno (BR) X = CH₃ Polisopreno (hule natural)</p>
$\begin{array}{c} \text{O} \\ \\ -\text{C}-\text{O}-\text{C}_6\text{H}_4-\text{O}-\text{C}_6\text{H}_4-\text{O}-\text{C}(=\text{O})-\text{O}-\text{C}_6\text{H}_4-\text{O}-\text{C}(=\text{O})-\text{O}- \end{array}$	<p>Policarbonato</p>
$\begin{array}{c} \text{O} \\ \\ -\text{C}-\text{O}-\text{C}_6\text{H}_4-\text{O}-\text{C}_6\text{H}_4-\text{O}-\text{C}_6\text{H}_4-\text{O}-\text{C}(=\text{O})-\text{O}-\text{C}_6\text{H}_4-\text{O}-\text{C}(=\text{O})-\text{O}- \end{array}$	<p>Poli (éter éter cetona) (PEEK)</p>
$-(\text{CH}_2)_m-\text{N}(\text{H})-\text{C}(=\text{O})-(\text{CH}_2)_n-\text{C}(=\text{O})-\text{N}(\text{H})-$	<p>m = 4, n = 6, Poliamida 6.6 (PA6.6, nylon 6.6)</p>

La tabla 2.1 muestra los polímeros junto con sus monómeros comúnmente utilizados en los aislamientos eléctricos [3].

2.3.2 Elastómeros.

Los Elastómeros son materiales poliméricos que presentan propiedades similares al hule (rubber). Los elastómeros más usados en las redes de potencia son el hule de silicón (silicon rubber), el hule de etileno propileno EPR (Ethylene propylene rubber) y el etileno propileno dieno EPDM (ethylene propylene dien monomer).

Los elastómeros son generalmente preparados por medio de la vulcanización con azufre, compuestos del azufre u otros agentes polimerizadores. Los compuestos y mezclas de los elastómeros son muy complejas y están afectados por alrededor de 10 a 15 ingredientes. Dependiendo del tipo de elastómero y del sistema de tratamiento, entre estos ingredientes se pueden incluir:

- El elastómero o elastómeros, hasta el 50% del peso.
- Azufre o sus compuestos como agentes encadenadores (crosslinking agents), $\leq 2\%$
- Un agente vulcanizador (un peróxido) como el peróxido de dicumilo, $\leq 3\%$
- Un acelerador del hule como el hexasulfuro de dipentametileno de tiuramio (Dipentamethylene thiuram hexasulfide), $\leq 2\%$
- Una sustancia que promueva la vulcanización como el N, N'-m-fenilendiamina, para mejorar la resistencia a las raspaduras y la resistencia del aislante, $\leq 1\%$.
- Un óxido metálico ácido aceptor y agente vulcanizante como el óxido de plomo sublimado (Sublimed litharge (PbO)) o el ftalato dibásico de plomo (dibasic lead phthalate), hasta 5%
- Una resina de madera hidrogenada para activar los compuestos con contenido de óxido de plomo (litargirio (litharge)), $\leq 1\%$
- Un estabilizador para mejorar la resistencia al calor como el dibutilditiocarbonato de níquel (nickel dibuthildithiocarbonate), $\leq 2\%$
- Carbón para mejorar las propiedades ambientales, hasta 25%
- Un lubricante, como la parafina o el petrolatum, hasta 12 %
- Un fenol (hindered phenol) antioxidante, $\leq 3\%$
- Un rellenedor o cargador (filler), como las arcillas calcinadas o coque, hasta 50 %
- Un plastificador (Plasticizer) como el éster del ftalato (phthalate ester), la parafina clorada (chlorinated paraffin) o alquil substituto de trimelitato.

Una vez preparado el compuesto es sujeto al proceso de vulcanización. Existen tres técnicas de vulcanización.

1. La vulcanización utilizando agentes vulcanizantes como el azufre o sus compuestos.
2. La vulcanización con cubierta de plomo (lead sheath curing).
3. La vulcanización por radiación[3].

2.3.2.1 Hule de silicón.

El hule de silicón (silicon rubber) es un aislante de alta temperatura que se aplica principalmente en cables y aisladores para alto voltaje. Está preparado a partir del diclorosilano (dichlorosilane) el cual es encadenado (crosslinked) o vulcanizado por la acción del calor en presencia de un agente vulcanizante (un peróxido), por lo que es llamado hule de silicón vulcanizado a alta temperatura HTV (silicon rubber high temperature vulcanized). Sus propiedades físicas son mejoradas por medio de los compuestos con rellenedores como la sílica y la tierra diatomea (Diatomaceous earths). El aislante de hule de silicón (silicon rubber) puede operar con seguridad dentro de un rango de temperaturas de -55°C a 200°C . Tiene buena resistencia al ozono, al efecto corona y al clima. También presenta buena resistencia a los alcoholes, a los ácidos diluidos, a los álcalis, a las sales y también a todo tipo de aceites y ceras. El hule de silicón (silicon rubber), es sin embargo,

atacado por los hidrocarburos halogenados, por los solventes aromatizados, por ácidos concentrados y por el vapor.

Además del aislamiento para cables, el hule de silicón HTV (silicon rubber HTV) está siendo usado para manufacturar aisladores de alta tensión para intemperie y también para formar faldones extendidos adicionales en los aisladores cerámicos para aumentar su integridad dieléctrica y su desempeño bajo atmósferas contaminadas. La barra de fibra de vidrio reforzada en los aisladores con faldones hechos de hule de silicón (silicon rubber) son aceptados como aisladores estándar para líneas aéreas con una buena experiencia en voltajes de hasta 765 kVac y ± 500 kVdc. La tabla 2.2 resume las propiedades más importantes del hule de silicón HTV (HTV silicon rubber) [1].

TABLA 2.2
Propiedades del Hule de silicón y EPDM

Propiedad	Hule de silicón HTV	EPDM
Resistencia dieléctrica kV/mm	20.0	19.7-31.5
Constante dieléctrica (1 MHz)	3.0-3.6	2.5-3.5
Factor de disipación (1 MHz)	0.005	0.007
Resistividad volumétrica (ohms-m)	10^{13}	10^{14}
Gravedad específica	1.15-1.55	0.85
Elongación, % (ASTM-D412)	200	200
Resistencia comparativa contra la abrasión	Regular	Buena
Resistencia al agua	Buena	Excelente
Temperatura máxima de operación	200°C	177°C
Resistencia al flameo	Pobre	Pobre
Resistencia al ozono	---	Excelente

Otro tipo de hule de silicón que ha ganado popularidad por sus aplicaciones en aisladores de alto voltaje tipo intemperie es el hule de silicón vulcanizado a temperatura ambiente RTV (room temperature vulcanized). El hule de silicón RTV esta siendo utilizado para formar cubiertas en aisladores cerámicos. Los RTV comerciales consisten de un polímero polidimetilsiloxano (polydi-methylsiloxane (PDMS)), más dos rellenos como la sílica y la alúmina trihidratada (aluminum trihydrated (ATH)), además de un pigmento colorante y un agente encadenador. Esta cubierta puede también incluir un fluido PDMS, un relleno adicional, un catalizador de condensación y un promotor de adhesión para mejorar su adherencia con la superficie cerámica.

El medio de motivación para su gran aceptación y uso en aisladores para alta tensión es su hidrofobicidad única. Esta característica proporciona una superficie de alta resistencia, incluso en presencia de humedad y contaminación, debido a ello mantiene a la corriente de fuga en valores bajos como se muestra en la figura 2.4. Una corriente de fuga no controlada promueve intensos arcos de bandas secas que puede ocasionar, en los polímeros, la degradación del material en forma de tracking y erosión y/o flameos incluso en voltajes de operación. A diferencia de la mayoría de los materiales aislantes poliméricos, los elastómeros de silicón mantienen una baja energía superficial (low surface energy) (ángulo de contacto $>90^\circ$). Esta propiedad causa que el agua esté en forma de gotas en vez de una capa continua de humedad (hidrofobicidad). Esta es la propiedad crítica de los elastómeros de silicón que ocasiona la supresión de la corriente de fuga. Además, a diferencia de los EPRs, los elastómeros de silicón son inmunes a los rayos ultravioleta provenientes del sol. Hoy en día, la tendencia mundial es hacia el uso del hule de silicón en los faldones y en cualquier tipo de aisladores en líneas aéreas[3].

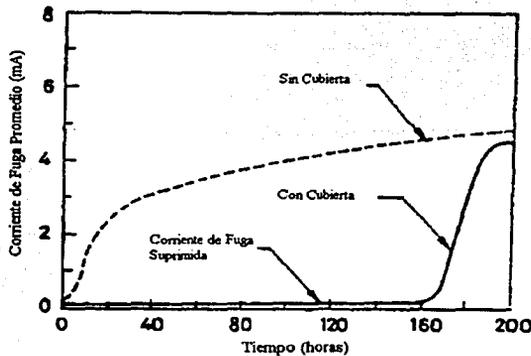


Figura 2.4

Supresión de la corriente de fuga para el hule RTV probado en una cámara de niebla salina.

2.3.2.2 Hule de etileno propileno (ethylene-propylene rubber(EPR)).

El EPR es principalmente un dieléctrico extruido (extruded) usado en cables de potencia para media y alta tensión. Su extenso uso está basado en sus propiedades eléctricas. Tiene atractivas características como la estabilidad eléctrica en la humedad, flexibilidad, resistencia al efecto corona y a las arborescencias (water tree).

Para la manufactura del aislamiento del cable, el etileno y el propileno son mezclados con los rellenos como las arcillas, el talco, el yeso, la sílica y la alumina. Otros ingredientes combinados con EPR son los óxidos metálicos, los plastificadores (plasticizers), antioxidantes y vulcanizantes. La vulcanización (encadenado) de este compuesto se lleva a cabo en presencia de peróxidos. Uno de los métodos de vulcanización -vapor, nitrógeno seco, solución de sal presurizada- es seleccionado. Sin embargo, en la actualidad, un debate continúa en la industria de que si los poros o microcavidades (microvoids) formados durante el vulcanizado con vapor provocan una degradación más rápida del aislamiento. La solución salina es preferida en el caso de los cables de diámetros grandes. Para un mejor rendimiento del cable, la elección del relleno y su contenido son una clave importante.

En la actualidad, tres tipos de EPRs están en uso común para el aislamiento en líneas aéreas eléctricas, el etileno propileno (ethylene-propylene monomer (EPM)), el etileno propileno dieno (ethylene-propylene diene monomer (EPDM)), y el copolímero de etileno propileno y silicón (ethylene-propylene and silicon (ESP)). Estos tres tipos son rellenos con alumina así como con otros tipos de rellenos. El nivel crítico de relleno es considerado importante para un óptimo resultado. La tabla 2.2 compara las propiedades claves del EPDM, y del hule de silicón. Los primeros EPRs sufrieron de tracking y de una pobre resistencia a la radiación ultravioleta. Sin embargo, actuales formulaciones de EPRs son un poco más inmunes al tracking y presentan una buena resistencia a la radiación ultravioleta, mostrando solamente erosión o desgaste en su superficie. Están siendo utilizados exitosamente en aisladores para distribución y transmisión hasta 765 kV. Sin embargo, su rendimiento durante largos periodos bajo ambientes contaminados ha sido insatisfactorio. Los aisladores ESP son relativamente nuevos y requerirán de un poco más de años en uso para que su potencial debilidad sea descubierta[3].

2.3.3 Resinas epóxicas.

Las resinas epóxicas son una familia de polímeros termoendurecedores (thermoset polymers) en los que dos componentes son mezclados para que eventualmente se forme un producto vítreo a una temperatura ambiente (at room temperature), este producto tiene propiedades dieléctricas razonables y es altamente impermeable al agua. Los epóxicos, son polímeros que en su último grupo contienen los tres miembros (three-membered) de la cadena tal y como se muestra en la figura 2.5 a, mientras que la figura 2.5 b describe la configuración común de la estructura diepóxido. Diversos agentes vulcanizadores son usados para ocasionar el encadenado de esta resina.

La acción de los agentes vulcanizadores o endurecedores es la de abrir y unir dentro las cadenas epoxide. Los compuestos de diamina ($H_2N-R'-NH_2$) son comúnmente usadas y proveen de cuatro sitios para enlaces tal y como se muestra en la figura 2.5 c.

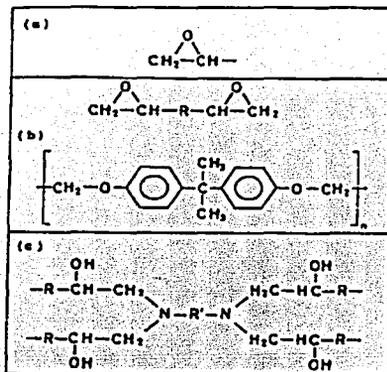


Figura 2.5

(a) Cadena epoxide y (b) estructura diepoxide, donde R es comúnmente Bifenol-A (Bisphenol-A) y n es típicamente 10; (c) estructura de la resina epóxica.

Debido a la alta reactividad química y al gran número potencial de cadenas epoxide, el encadenamiento en los epóxicos vulcanizados puede ser muy alto y la extensa red de conexiones con una alta rigidez mecánica es producida. Una vez que el compuesto es vulcanizado, el material llega a ser el polímero epóxico.

Para mejorar las propiedades físicas y mecánicas del producto final y para el control de costos, la resina epóxica es adicionada con fibras de vidrio, con sílica fumada y otras partículas inorgánicas rellenas. Las resinas poliméricas fundidas son compuestos que se formulan mezclando las resinas con endurecedores, rellenos, plastificadores (plasticizer) y pigmentos colorantes. Estos rellenos pueden constituir el 50 % o más del peso del compuesto. La tabla 2.3 resume las propiedades esenciales de algunos compuestos epóxicos rellenos con fibras de vidrio (glass-filled) usados comúnmente. La temperatura más recomendada para el uso continuo de epóxicos no reforzados es usualmente 130°C pero algunos de los compuestos rellenos con fibra de vidrio (glass-filled) pueden ser usados hasta 250°C. La absorción del agua de los polímeros epóxicos, es generalmente baja de 0.05 a 0.5%. Los valores más altos aplican a los polímeros epóxicos que están completamente reforzados. Su permitividad relativa se encuentra entre 3.5 y 5 la que se incrementa de 4 a 8 con los epóxicos rellenos con fibra de vidrio (glass filled) como se muestra en la tabla 2.3.

TABLA 2.3

Propiedades de los compuestos termocendurecedores moldeados (Thermosettings molding compounds)

Compuesto	Rigidez dieléctrica* Volts/mil (kV/mm)	Constante dieléctrica		Factor de disipación		Máxima temperatura de servicio (°C)	Resistencia al arco (segundos)
		60 Hz	10 ⁶ Hz	60 Hz	10 ⁶ Hz		
Alilo relleno con fibra de vidrio (glass filled allyle)	400 (15.7)	4.2	3.5	0.004	0.01	260	140
Fenol relleno con fibra de vidrio (glass filled phenolic)	380 (15.0)	6.0	5.0	---	0.02	232	180
Resina epóxica rellena con fibra de vidrio (glass filled epoxy) (Grado eléctrico)	390 (15.4)	5.0	4.6	0.01	0.01	204	187
Melamina rellena con fibra de vidrio (glass filled melamine)	340 (13.4)	8.0	6.2	---	0.02	204	180
Alquil/poliéster relleno con fibra de vidrio (glass filled alky/polyester)	375 (14.8)	5.3	4.6	0.1	0.02	204	180

* 3.175 mm = 125 mil

El factor de disipación de los epóxicos se incrementa sólo un poco con la temperatura como se muestra en la figura 2.6. sin embargo, generalmente aparece un montículo inicial alrededor de los 130°C. Esto es atribuido a la orientación del dipolo. Una vez que el polímero es calentado hasta permitir la conducción de iones, el movimiento de los iones es suficiente para contribuir al calentamiento, y el calor fugado mostrado por el incremento del valor de la $\tan \delta$ a aproximadamente 150°C. La figura 2.6 ilustra que el factor de disipación de la resina epóxica es mas bajo comparado con el PVC, la porcelana y el papel.

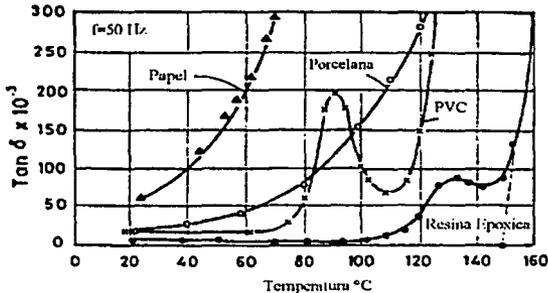


Figura 2.6

Variación del factor de disipación con la temperatura de los sólidos dieléctricos a 50 Hz de voltaje de CA

Las resinas epóxicas son extremadamente útiles por su alta resistencia mecánica, buena adherencia a materiales y metales (excepto al polietileno) y por su resistencia a la humedad. Están siendo utilizadas extensamente en interruptores de alto voltaje y en máquinas eléctricas aislantes. También son encontrados en aplicaciones en las terminales encapsuladas de transformadores de baja y alta tensión, también como espaciadores en las instalaciones de SF₆ GIS; las barras de resina epóxica reforzada con fibras de vidrio para aisladores poliméricos en líneas aéreas son otros campos de su aplicación.

Las resinas epóxicas con una base de bisfenilos-A (bisphenal-A-based), rellenas altamente con cuarzo, fueron utilizadas en la primera generación de aisladores poliméricos para intemperie. Durante su operación se reportó la aparición de grietas en aisladores y ocasionadas por una baja resistencia al tracking y una pobre resistencia a la radiación ultravioleta del bifeníl-A. Actualmente ha sido reemplazado por la resina epóxica tipo cicloalifática (cycloaliphatic-Type) que contiene como relleno a la alúmina hidratada. Actualmente una gran variedad de estos aislantes se encuentra en uso en niveles de voltajes ≤ 69 kV. Su alto rendimiento por largos periodos en atmósferas normales ha sido bastante exitoso. Sin embargo, en atmósferas contaminadas, su rendimiento ha estado lejos de ser satisfactorio. Por lo que su presente uso es limitado a bushings y en aisladores para buses de barra [3].

2.3.4 Fibras de vidrio reforzada con resina (resin-bonded glass fiber RBGF).

Las principales aplicaciones de las fibras de vidrio como aisladores se encuentran en los aisladores poliméricos y en accesorios para línea viva. Todas las cargas mecánicas son soportadas por las fibras, la función de la resina matriz es proteger las fibras y transferir la carga de aquellas que están rotas. Para estas aplicaciones la resina matriz puede ser menos fuerte y rígida que las fibras. Las resinas matrices más comunes son las resinas de poliéster y la resina epóxica, ambas son visco-elásticas hasta cierto grado. La mayoría de las resinas matrices cambian sus propiedades con el tiempo y están sujetas a efectos de temperatura. Se requieren para proteger a las fibras en contra de invasiones que podrían causar microgrietas – en particular por agua – y mitigar o amortiguar los contactos laterales entre fibras.

De igual importancia a las propiedades de la resina matriz, se encuentra la materia base o prima que se utiliza sobre las fibras como cubierta para promover el enlace químico entre la resina y la fibra de vidrio y para excluir el vapor de agua de ellas. Los organosilanos, moléculas que se agregan a las fibras de vidrio y a la resina, son generalmente usadas. Estas bases desempeñan un papel importante en el mantenimiento de la resistencia eléctrica a la tensión.

Las fibras de vidrio se pueden clasificar de acuerdo a su composición química y uso como se muestra en la tabla 2.4.

Tabla No. 2.4
Algunos vidrios utilizados como fibras reforzadas

Vidrio	Densidad (g/cm ³)	Resistencia a la tensión (GPa)	Módulos de tensión (GPa)
S	2.49	4	85
E *	2.54	3.45	72
D	2.16	2.4	52
CUARZO	2.2	1.7	72

* La fibra de vidrio ECR, una variación de la fibra de vidrio E resistente a la corrosión, tiene mas o menos las mismas propiedades que la fibra de vidrio E. Contiene un pequeño porcentaje de Zn.

Existen más de un millón de fibras de vidrio en una típica varilla pultruida de 20 mm de diámetro, cada una con un diámetro de aproximadamente 10 μ m. Puesto que la resistividad de la superficie de la mayoría de las fibras de vidrio decrece rápidamente con el aumento de la humedad, la invasión de una muestra de RBGF

por agua, ocasionaría un gran decremento en la resistencia eléctrica. Por similares razones, una muestra expuesta a contaminación y tensión eléctrica tiende a sufrir daño por corrientes de fuga.

Las imperfecciones son difíciles de evitar en la RBGF. La porosidad axial es un defecto que ocurre a veces y que promueve la absorción de contaminantes y las descargas internas bajo altas tensiones eléctricas. Esos poros que ocurren en el RBGF son peligrosos cuando son invadidos por aire o agua. El poro invadido por aire, rodeado por material de alta permitividad, sufre un aumento en la tensión eléctrica cuando la muestra está sujeta a altas intensidades, lo que ocurre en las terminales y debajo de las bandas secas. Cuando las descargas ocurren dentro de estos poros, la descomposición química del polímero ocurre, dando origen a productos entre los que se incluye el ácido oxálico, un conocido promotor de fallas mecánicas en las fibras de vidrio. Si el poro ha sido invadido por agua, este se comporta como un electrodo en forma de aguja en donde el valor más alto de campo eléctrico se encuentra en la punta [1].

2.4 Partes que conforman un ANC.

Las partes que conforman un aislador no cerámico son: el núcleo, los faldones, las terminales y el sellado final.

2.4.1 Núcleo (Core)

El núcleo de un aislador no cerámico es la parte principal del aislador y, además, es la parte que soporta mucho más peso. En la mayoría de los aisladores poliméricos, el núcleo consiste de fibras de vidrio reforzadas con resina alineadas axialmente. Las fibras de vidrio conforman el 70 y 75 % del peso de la barra. Las fibras de vidrio más utilizadas son las fibras de vidrio tipo E. El núcleo está formado por el proceso de pultrusión[3].

La resistencia de tensión de una buena barra de fibra de vidrio es tal que una varilla de 22 mm de diámetro tendrá el mismo valor de tensión que su contraparte cerámica de 75 mm de diámetro [1].

2.4.2 Faldones (Sheds).

El núcleo por sí solo no es capaz de resistir las condiciones severas de la intemperie por lo que requiere de una cubierta y faldones. La función de la cubierta y los faldones es la de proteger al núcleo y proporcionar el máximo aislamiento posible entre las terminales [2].

Los faldones son hechos de diferentes materiales no cerámicos. Están formados y espaciados sobre el núcleo en varias formas. El desempeño de los aisladores no cerámicos depende de la elección de los materiales, el diseño y la construcción del aislador. Existe una gran variedad de materiales aislantes que han sido desarrollados para el aislamiento eléctrico por ejemplo el teflón (PTFE), las resinas epóxicas, polietileno, polímeros de endurecimiento rápido basados en la química uretana (urethane), concretos poliméricos, varios copolímeros, elastómeros de etileno - propileno y elastómeros vulcanizados a alta temperatura y a temperatura ambiente. Sin embargo, solo los elastómeros han mostrado un buen desempeño en el aislamiento eléctrico exterior.

Hoy en día, solo tres clases de materiales tienen un uso significativo: las resinas epóxicas, los elastómeros hidrocarburos, y los elastómeros de silicón. Los polímeros tienen la habilidad de interactuar con los contaminantes y reducir la conductancia de su capa contaminante. Esto se muestra en la figura 2.7. Los aisladores poliméricos poseen una superficie hidrofóbica o repelente al agua con la cual controlan la conductancia sobre su superficie [3].

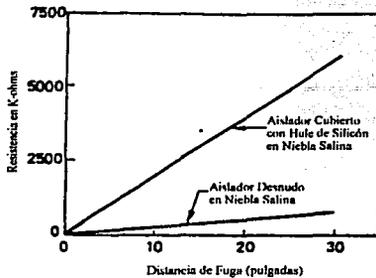


Figura 2.7

Resistencia superficial de dos aisladores cerámicos uno desnudo (bare) y otro cubierto con hule de silicón bajo condiciones de niebla salina.

2.4.3 Terminales o herrajes metálicos (end fittings).

Las terminales de los aisladores poliméricos siempre son fabricadas de un material férreo. Los principales materiales con que son hechos son: el acero maleable y el acero dúctil o grafito esférico (spheroidal graphitic).

El hierro maleable, ya sea de corazón negro o blanco, es producido a partir del hierro colado por medio de tratamientos térmicos, respectivamente en atmósferas neutras y oxigenadas. Los hierros dúctiles son producidos al agregarle metales reactivos, como el magnesio, al hierro colado, con su subsecuente tratamiento térmico. El carbón separa en nódulos al hierro de corazón negro en la forma de laminillas de grafito con una dimensión máxima de 50 μm ; y, al hierro dúctil, en forma de esferas de grafito de hasta 35 μm de diámetro.

Todas las terminales férreas son galvanizadas. La galvanización es una protección sacrificable, debido a que poco a poco se va minando por la acción de la corriente de fuga. Como la compresión es utilizada para el arreglo de las terminales en las barras de fibra de vidrio, los metales dúctiles son de mayor uso. Las principales propiedades de estos hierros se muestran en la tabla 2.5.

Todas las terminales metálicas deben ser diseñadas para aceptar extensiones bajo carga y contracciones Poisson de muy alto valor. Deben también permitir una gradual progresión de carga del metal a la barra de fibra de vidrio, puesto que las fibras están acopladas mecánicamente por medio de polímeros y los módulos de elasticidad no son más grandes que el 10% del módulo axial. La mayoría de los diseños de terminales son, en consecuencia, relativamente largas (4 o 5 veces el diámetro de la barra es la longitud de la superficie de contacto usual).

La figura 2.8 ilustra los diferentes sistemas de acoplamiento. A la barra, al herraje o incluso a ambos se les pueden ahusar o acuñar (figura 2.8 (a)). También, en los extremos de la barra, se le puede hacer una incisión y en el interior del herraje se puede manufacturar un perfil en forma de cuña para que al ser acoplados, los extremos de la barra se extiendan (Figura 2.8 (c)). Por otro lado, cuando la barra se coloca paralela al herraje es necesario comprimir la unión de la barra y el herraje, lo que implica una serie de operaciones de remarcado o estampado (swaging) paralelas que dan una forma poligonal al exterior del herraje (figura 2.8 (b)). En este caso, se busca una progresiva transferencia de carga por medio del decremento progresivo de la presión de remarcado (swaging), y por lo tanto de la tensión radial hacia el interior, progresivamente hacia la boca del herraje desde su cabezal (cap). El área de acoplamiento se incrementa por medio del maquinado de estrías o canales en la barra.

A continuación se presentan algunos puntos acerca del desempeño de los sistemas arriba mencionados:

- El maquinado de la barra es generalmente indeseable. Si un acuñado se corta o acanala existe una pérdida de efectividad de la sección transversal, puesto que algunas de las fibras son cortadas.
- Las incisiones en la barra, aunque se pueden producir en muchos sectores, no proporcionan un buen acoplamiento en la cara cónica interna del herraje. Además, al menos una grieta axial es hecha dentro del herraje lo que favorece el debilitamiento eléctrico y mecánico, especialmente si esta grieta se propaga fuera de la boca del herraje. (Figura 2.9)

Tabla No. 2.5
Propiedades de los metales utilizados con aisladores

Material	H. Colado Corazón Negro MCI	H. Colado Dúctil SGI	Aleación Ligera	Acero A	Acero H	Acero A	Acero H	Aleación con zinc
Densidad (g/cm ³)	7.0	7.0	2.8	11.0	11.0	11.0	11.0	7.2
Resistencia a la tensión (MPa)	300-400	350-450	300-350	570	800	650	800	260-300
Límite Elástico (MPa)	200-250	230-240	220-250	330	600	360	650	250-280
Elongación hasta la ruptura %	8-18	17-18	10-14	21	12	17	10	5-8
Módulos de tensión (GPa)	100-130	-	75	200	200	200	200	85
Expansibilidad (x 10 ⁻⁴ /K)	12	12	21	11	11	11	11	26
Dureza Brinell (Brinell Hardness)	110-145	160-180	100	170	230	190	280	
Densidad de energía a la fractura a 20 °C (kJ/m ²)	10-12	15-17	10	50	50	30	30	

A: Destemplado (annealed)
H: Endurecido

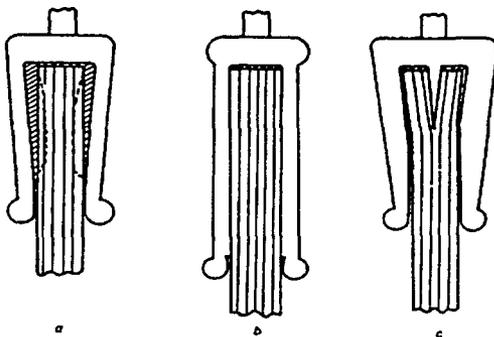


Figura 2.8
Sistemas de Acoplamiento en los aisladores no cerámicos
(a) Herraje, barra o ambos ahusados.
(b) Barra paralela al herraje.
(c) Cuña interna.

- Para una barra de cierta calidad los mejores resultados serán obtenidos utilizando una barra sin maquinar, bien unida por medio de termoendurecedores, en un herraje con cara cónica, la superficie de la cual es lubricada. Para una resistencia igual de la barra bajo la acción de esfuerzos cortantes y radiales un cono con un ángulo de aproximadamente 5° es el mejor.
- En la mayoría de los sistemas cónicos es necesario aplicarles operaciones de prueba bajo carga, en las cuales la cara cónica se deslice y la barra este fija y unida por los termoendurecedores.

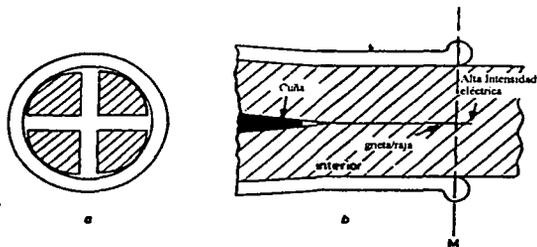


Figura 2.9
Objeciones hacia la cuña interna

El acero galvanizado, las aleaciones que tienen como base al cobre (especialmente en aplicaciones de sistemas de tracción), el aluminio y sus aleaciones, son materiales utilizados en la fabricación de herrajes. Para los sistemas que utilizan las operaciones de remarcado (swaged) solo los metales dúctiles son utilizados. Los herrajes en los aisladores poliméricos son relativamente pequeños comparados con los que se necesitan en los aisladores cerámicos [1].

Existen varias formas de herrajes en los aisladores, los más comunes se muestran en la Figura 2.10 y son: Clevis, Y-clevis (Y), Bola (B), Ovalado (E), soquet y Tongue.

2.4.4 Sellado (End Sealing).

El sellado en las terminales del núcleo es considerado uno de los elementos más importantes del aislador polimérico. Los defectos como las grietas o cuarteaduras sobre el recubrimiento polimérico, son las principales causas del ingreso de agua hacia la barra. Las fallas en campo han ocurrido debido a fracturas en la barra de fibra de vidrio ocasionadas por grietas en el sellado final permitiendo que la barra quede en contacto con los contaminantes de la atmósfera y la humedad. El tracking formado en la barra de fibra de vidrio conduce a la falla.

En el sellado final se debería tomar en cuenta el movimiento vertical que ocurre, hasta cierto grado, dentro de los herrajes, debido a cargas mecánicas cíclicas de la barra de fibra de vidrio y de excursiones térmicas.

En la boca del herraje, donde se incrustan la barra de fibra de vidrio y su recubrimiento polimérico, el sellado de una complejidad variada ha sido utilizado, incluyendo el tipo de doble anillo en forma de "O". Algunos selladores poliméricos como las soluciones basadas en los silicones vulcanizados a temperatura ambiente, el mastique, los adhesivos derretidos a base de calor (Hot-melt adhesives) y las pinturas cargadas con metal (metal-loaded paints) son utilizadas.

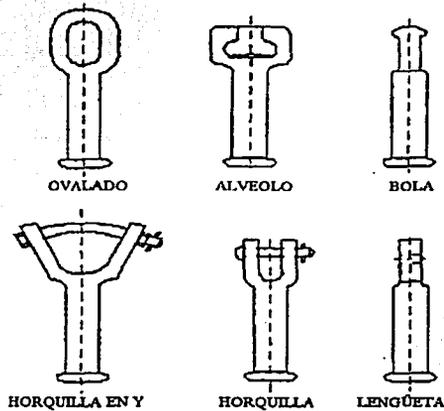


Figura 2.10
Herrajes utilizados en los aisladores no cerámicos

Existen tres tipos de sellado: el tipo pegamento (glued), el tipo fricción y el tipo BONED. El tipo pegamento (Glued), utiliza como material sellador el hule de silicón vulcanizado a temperatura ambiente RTV entre la chaqueta de la barra de fibra de vidrio y el herraje, sin embargo, no es permanente debido a la pobre adhesión.

En el sellado tipo fricción (friction seal) la barra cubierta por el material polimérico se encaja o ajusta al herraje. Estos sellados son bastante efectivos, tan grande como las dimensiones de tolerancia lo permitan; no causan grandes problemas y no permite movimientos de las terminales.

Los sellados finales que se hacen por moldeo del material que cubre a la barra de fibra de vidrio sobre el herraje, son por mucho, los mejores debido a la unión física obtenida durante el moldeo [3].

2.5 Ventajas de los ANC

Debido al material con que los aisladores no-cerámicos son fabricados, poseen ventajas sobre los aisladores cerámicos (vidrio y porcelana) especialmente en líneas de transmisión de alta y extra alta tensión. Algunas de estas ventajas son:

- Poseen un peso más ligero, lo que disminuye el costo de construcción y de transporte.
- Mayor resistencia al vandalismo, menor daño por disparos de armas de fuego.
- Alta relación resistencia-peso. Claros (spans) más grandes y nuevos diseños de torres [2].
- Mejora la estética de las líneas de Transmisión.
- Una cubierta no explosiva, que mejora la seguridad para el personal y para la instalación de equipo [4].
- Una superficie hidrofóbica, que permite una alta resistencia a la corriente de fuga.

Todas estas ventajas son muy importantes en el desempeño de los aisladores no-cerámicos, sin embargo, se hablará un poco más a fondo de la hidrofobicidad.

2.6 Hidrofobicidad

Los materiales sólidos podrían ser divididos en dos grandes grupos de acuerdo a su interacción con el agua: los sólidos hidrofóbicos y los sólidos hidrofílicos. Los sólidos con buena adherencia al agua son conocidos como sólidos hidrofílicos. Mientras que los sólidos que poseen la propiedad de repeler el agua son llamados sólidos hidrofóbicos.

A diferencia de los aisladores cerámicos (fabricados de porcelana y vidrio) los aisladores no cerámicos son fabricados principalmente por dos tipos de materiales poliméricos que son el hule de silicón y el etileno propileno dieno monómero EPDM (Ethylene propylene diene monomer). La hidrofobicidad, en los materiales de hule de silicón, se mantiene incluso después de muchos años de servicio. Esta característica hace superior a los materiales pertenecientes a la familia de los hules de silicón sobre otros polímeros. La recuperación de la hidrofobicidad se debe a: (1) un proceso de difusión por el cual, las cadenas poliméricas de bajo peso molecular (LMW Low molecular weight), con solo una fracción (alrededor del 20 %) de toda la cantidad del material, migran hacia la superficie, donde forman una capa delgada de fluido de silicón; y (2) a la reordenación de los grupos hidrofílicos lejos de la superficie. Este proceso depende de la temperatura. A altas temperaturas esta recuperación es más rápida. Además, la regeneración de la cadena de LMW ocurre aún después de que la cadena inicial de LMW ha sido reducida. Sin embargo, este proceso provoca debilidad en las propiedades mecánicas [3]. La superficie del material de EPDM, se vuelve hidrofílico después de un corto periodo de exposición a la humedad.

Se han definido siete clases de hidrofobicidad (HC 1-7.) La clase HC-1 corresponde a una superficie completamente hidrofóbica y la clase HC-7 a una superficie completamente hidrofílica. Estas clases proporcionan un amplio rango del estado de humectación de la superficie de un aislador y son particularmente apropiadas para una rápida y fácil inspección de los aisladores en campo. El equipo necesario para llevar a cabo esta prueba consiste de una botella con atomizador que produzca una fina niebla. La botella se llena de agua de la llave, el agua no debe contener ningún químico como detergentes o solventes.

El área de prueba debe ser de 50 a 100 cm². Se rocía de 1 a 2 veces por segundo a una distancia de 25±10 cm. El rociado deberá continuar durante 20-30 segundos. La clasificación de la hidrofobicidad deberá hacerse dentro de los 10 segundos después de terminar el rociado.

La apariencia actual de la superficie debe ser identificada en una de las siete clases de hidrofobicidad. El criterio para llevar a cabo esta clasificación se muestra en la tabla No 2.6.

También el ángulo de contacto θ entre las gotas de agua y la superficie debería ser tomado en cuenta. El ángulo de contacto es definido en la figura No. 2.11. Existen dos ángulos de contacto diferentes: el ángulo de contacto de avance θ_a y el ángulo de contacto de retroceso θ_r . Una gota presenta estos dos ángulos sobre una superficie inclinada (Figura No. 2.11) [5].

2.6.1 Histeresis del ángulo de contacto.

Las superficies reales son generalmente rugosas y heterogéneas. La gota de un líquido sobre una superficie cualquiera puede residir en un estado de equilibrio estable (el estado de menor energía) o en un equilibrio metaestable (energía canalizada separada de los estados vecinos por medio de barreras de energía.). El ángulo de contacto de equilibrio es el ángulo de contacto intrínseco θ_0 . El ángulo de contacto intrínseco está relacionado con varias tensiones interfaciales por medio de la ecuación de Young,

$$\gamma_{LV} \cos \theta_0 = \gamma_{SV} - \gamma_{SL}$$

donde γ_{LV} es la tensión superficial del líquido en equilibrio con su vapor saturado, γ_{SV} es la tensión superficial del sólido en equilibrio con el vapor saturado del líquido, y γ_{SL} es la tensión entre las fases del sólido y el líquido.

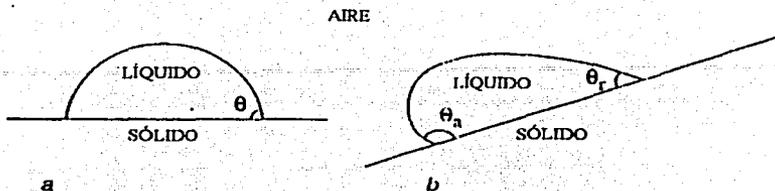


Figura 2.11
Ángulos de Contacto

Tabla 2.6
Criterios para la Clasificación de la Hidrofobicidad

HC	DESCRIPCIÓN
1	Solo se observa la formación de discretas gotas de agua $\theta \approx 80^\circ$ o más grande para la mayoría de las gotas
2	Solo se observa la formación de discretas gotas de agua $50^\circ < \theta_r < 80^\circ$ para la mayoría de las gotas
3	Solo se observa la formación de discretas gotas de agua $20^\circ < \theta_r < 50^\circ$ para la mayoría de las gotas. Usualmente no son circulares grandes.
4	Existe la formación de gotas discretas y pequeños caminos de agua. Es decir ($\theta_r = 0^\circ$) El área completamente humectada es menor a 2 cm^2 . Estas observaciones cubren menos del 90% del total del área bajo prueba.
5	Algunas de las áreas completamente humectadas son mayores a 2 cm^2 , lo que cubre menos del 90% del total del área bajo prueba.
6	Las áreas humectadas cubren mas del 90%, es decir, existen pequeñas áreas no humectadas (manchas y rastros)
7	Se observa una capa continua de agua sobre el total del área bajo prueba

El ángulo de contacto del equilibrio sobre una superficie rugosa, o sobre una superficie heterogénea, experimentalmente, no se observa con frecuencia, en vez de eso, el sistema reside con frecuencia en un estado metaestable, exhibiendo un ángulo de contacto metaestable. Este caso, en donde los ángulos de avance y retroceso son diferentes, se conoce como Histéresis. La diferencia $\theta_a - \theta_r$ es el valor de histéresis. El ángulo de contacto de histéresis, se incrementa con la rugosidad y la heterogeneidad de la superficie.

Considerando una gota de líquido con un ángulo de contacto fijo sobre una superficie plana y horizontal, si la superficie es idealmente suave y homogénea, si se le añade un pequeño volumen del mismo líquido a la gota provocará que el frente de la gota avance y el mismo ángulo de contacto se restablecerá y si le sustraemos un pequeño volumen de líquido, provocará que el frente de la gota retroceda, pero el mismo ángulo de contacto será restablecido.

Por otro lado, si la superficie es rugosa o heterogénea, al añadirle un pequeño volumen de líquido hará que la gota crezca sin movimiento en su periferia, y el ángulo de contacto llegará a ser más grande. Cuando se le añada suficiente líquido la gota avanzará de pronto con un movimiento brusco. El ángulo al inicio de este

súbito avance es el ángulo de contacto de avance máximo. Sustrayendo un pequeño volumen de líquido de la gota provocará que ella se vaya aplanando sin realizar movimiento alguno en su periferia, y su ángulo llegará a ser más pequeño. Cuando una cantidad suficiente de líquido es sustraída, el frente de la gota se retraerá de pronto. El ángulo al inicio de esta súbita retracción es el ángulo de contacto mínimo de retroceso.

El ángulo de retroceso y el de avance pueden ser observados en una gota cuando la superficie está inclinada. Los ángulos de contacto están relacionados con el ángulo de inclinación por medio de la siguiente expresión:

$$m g \operatorname{sen} \alpha = L \gamma (\cos \theta_a - \cos \theta_r)$$

donde m es la masa de la gota, g la constante de la aceleración de la gravedad, α el ángulo de inclinación, L la longitud de la gota y γ la tensión superficial del líquido, θ_a y θ_r , en el momento en el cual la gota empieza a bajar por el plano inclinado son el máximo ángulo de contacto de avance y el mínimo ángulo de retroceso respectivamente. Sin embargo, si no hay Histéresis, la gota descenderá con una ligera inclinación de la superficie [5].

2.7 Mecanismos de degradación en los ANC

A pesar de las ventajas mencionadas anteriormente, los aisladores no cerámicos presentan también algunos aspectos negativos debido a que los materiales orgánicos con el tiempo pueden sufrir daño y cambiar sus características y comportamiento iniciales (envejecimiento), debido a los efectos de la exposición con la intemperie y de las condiciones de operación. El envejecimiento se refiere al proceso que causa la falla del aislador [6]. El desarrollo del envejecimiento origina cambios químicos en el material dieléctrico, también alteraciones de las interfaces entre dos de estos materiales (barra y cubierta) o entre ellos y las terminales metálicas (triple unión). Estas interfaces son superficies cruciales que deberían ser protegidas del exterior por medio de un sellado efectivo, el cual podría ser mantenido durante todo el tiempo en servicio esperado del aislador [7]. Dependiendo de los materiales utilizados en los aisladores, de su diseño y de las condiciones ambientales, se pueden generar diferentes mecanismos de degradación que pueden generar la falla del aislador. Algunos de estos mecanismos son:

- Diversas formas de falla mecánica de la barra de vidrio (Brittle Fracture)
- La Formación de caminos conductores sobre la superficie y sobre la barra de fibra de vidrio conocida como "tracking" (este término será empleado para hacer referencia a este mecanismo de degradación durante el resto de la Tesis).
- Aparición de partículas del relleno en la superficie aislante (Chalking)
- Cambios en el color base del material aislante (Colour Changes)
- Rompimiento del material no cerámico como resultado de la exposición a altos niveles de energía UV asociada con la presencia de corona (Corona Cutting)
- Corrosión de las partes metálicas debido a la reacción química con el ambiente
- Microfracturas superficiales con profundidades entre 0.01 y 0.1 mm (crazing)
- Rompimiento del material adhesivo utilizado para unir químicamente dos materiales del aislador (debonding).
- Pérdida significativa del material aislante, irreversible y no conductora (erosión)
- Exposición de la barra de fibra de vidrio al ambiente (exposure of the core)
- Fracturas superficiales con profundidad mayor a 0.1 mm (alligatoring)
- Fuga de grasa de las interfaces faldón-cubierta o faldón-núcleo hacia la superficie (grease leakage)
- Penetración de agua en forma líquida o de vapor causando el ablandamiento de cubiertas o faldones y la formación de tracking
- Pérdida de la hidrofobicidad
- Disminución en la resistencia a la corriente de fuga (leakage current)
- Pérdida de la adhesión del sello de los herrajes (peeling)
- Daño por arcos de potencia (power arc damage)
- Daños por perforación (puncture)

- Separación o apertura del material aislante (splitting)
- Daños por vandalismo

Aunque muchos factores están involucrados en el envejecimiento de los aisladores no-cerámicos, como se verá más adelante, la humedad y la contaminación juegan los papeles más importantes [6].

2.8 Mecanismos de contaminación y humectación en los aisladores no cerámicos

Los aisladores poliméricos son preferidos en muchas aplicaciones por su fácil fabricación, dureza, peso ligero y por sus excelentes propiedades dieléctricas. Sin embargo, su servicio en redes de alto voltaje esta acompañado por el proceso de degradación ocasionada por la contaminación y la humedad. El problema típico de los aisladores es el envejecimiento y el deterioro que sufre el material que cubre a la barra de vidrio pero no el flameo. La mayoría de los flameos ocurren en climas extremadamente malos, durante tormentas [8].

2.8.1 Aspectos ambientales

Es claro que existe una relación directa entre el envejecimiento del ANC, la probabilidad de que flamee y la conductividad de la capa de contaminantes formada en el ANC. Esta conductividad esta determinada por los siguientes aspectos:

- La cantidad de contaminantes sobre la superficie del aislador. Esto es determinado por el proceso de depósito de contaminantes.
- El tipo de contaminantes presentes y las condiciones de humectación.
- Las propiedades de lavado natural del aislador.
- Si la superficie contaminante se presenta en forma de gotitas o en forma de una capa continua.

También tiene gran influencia el clima en donde será instalado el ANC [9].

2.8.2 Variables atmosféricas

Las condiciones que rodean a un ANC en servicio gufan al deposito de contaminantes, a la humectación o lavado del aislador causado por un grupo de variables las cuales interactúan entre ellas y con la superficie del aislador. Las variables atmosféricas más importantes son: el viento, la lluvia, la humedad y la presión. Las condiciones atmosféricas pueden variar en tiempo y espacio. El clima es el resultado de la interacción de condiciones atmosféricas con la superficie de la tierra [9].

2.8.3 Tipos de contaminantes

Los contaminantes pueden ser clasificados en activos e inertes. Los contaminantes activos son aquellos que forman una capa conductora sobre la superficie del aislador mientras que los contaminantes inertes solo influyen en la conductividad de la capa.

2.8.3.1 Contaminantes activos

Los contaminantes activos se clasifican de acuerdo a su facilidad para formar la capa conductora en:

- Contaminantes conductivos.
- Contaminantes que pueden disolverse en agua para ser conductivos.

En la tabla 2.7 se muestran algunos ejemplos de estos dos tipos de contaminantes.

Tabla 2.7
Ejemplos de diferentes Tipos de Contaminantes Activos

Contaminantes conductivos	Solubles
Depósitos Metálicos:	Sales Iónicas:
Magnetita, Piritá	NaCl, Na ₂ CO ₃ , MgCl ₂ , Yeso (gypsum) CaSO ₄
Gases en solución:	Otros:
SO ₂ , H ₂ S, NH ₃ Sal Rociada Excremento de aves	Ceniza, Cemento, cal.

Los depósitos metálicos se encuentran normalmente cerca de lugares donde existe actividad minera y en zonas industrializadas. La resistencia de los aisladores es severamente afectada si la densidad de estas partículas es muy alta o si los espacios entre las partículas son puenteadas por una sustancia electrolítica.

Un gran número de salidas de servicio de las líneas de transmisión de hasta 500 kV que no son identificadas pueden deberse a los desechos de las aves. Los excrementos de las aves son fluidos con una conductividad de entre 10 y 30 mS/cm, si estos desechos se acumulan en los aisladores se pueden formar capas con un gran contenido de sales y si las aves utilizan la torre frecuentemente se puede formar una capa muy gruesa ocasionando que la distancia entre los conductores y la torre se acorte provocando flameos. La mayoría de estos flameos ocurren en un periodo de tiempo antes de que las aves comiencen con su actividad diaria.

La contaminación conductiva más común se presenta cuando los contaminantes ya se encuentran disueltos como la lluvia ácida y la niebla salina. Las concentraciones de los gases disueltos en agua, por ejemplo el SO₂ son difíciles de medir, ya que ellos vuelven a su estado natural tan pronto como la superficie del aislador se seca lo que no ocurre con la niebla salina [9].

Los peores tipos de partículas son aquellas que son solubles tales como las sales y los fosfatos [10]. Las sales se pueden clasificar por su grado de solubilidad y por la rapidez con la que se disuelven (Tabla 2.8).

Tabla 2.8
Clasificación general de las sales

	Sales de baja solubilidad	Sales de alta solubilidad
Sales que se disuelven rápidamente	-	MgCl ₂ , NaCl
Sales que se disuelven lentamente	MgSO ₄ , Na ₂ SO ₄ , CaSO ₄	NaNO ₃ , Ca(NO ₃) ₂ , ZnCl ₂

Otros contaminantes solubles son las cenizas y los cementos localizados en zonas industrializadas, cementeras y caleras [9].

2.8.3.2 Contaminantes Inertes.

Entre los materiales inertes se encuentran el Tonoko y el caolin con sus diferentes tipos (Roger, Georgia, Italiano, Mexicano, Brasileño). Si estos materiales se depositan sobre los aisladores no cerámicos de una forma que se formen gruesas capas de contaminante, la resistencia superficial se reduciría mientras que el proceso de recuperación de la hidrofobicidad se retardaría debido a que la migración de las moléculas de bajo peso molecular del material polimérico hacia la superficie [9].

2.8.4 Tipos de Ambientes

Existen principalmente 5 tipos de ambientes típicos. Estos son:

- Ambiente Marino
- Ambiente Industrial
- Ambiente Desértico
- Ambiente Mixto
- Ambiente Agrícola

2.8.4.1 Ambiente marino

En el ambiente marino, la contaminación del aislador esta dominada principalmente por la presencia del mar (en las costas). Los contaminantes presentes sobre los aisladores son en su mayoría la sal (NaCl) y otras sales marinas que son fácilmente solubles. Los componentes inertes acumulados sobre los aisladores en este tipo de ambiente cercano a las costas son generalmente bajos.

2.8.4.2 Ambiente industrial

Son áreas ubicadas cerca de industrias tales como plantas de acero, plantas de coque, fábricas de cements y caleras, plantas químicas, estaciones generadoras, canteras. En estas áreas los tipos de contaminantes pueden presentarse en varias formas desde ácidos disueltos, como los que se encuentran cerca de las estaciones de potencia o plantas químicas hasta sales poco disueltas tales como el yeso (gypsum) o el cemento que se encuentran cerca de canteras o fábricas de cemento. Generalmente la contaminación que se origina en las zonas industrializadas, poseen un alto contenido de componentes inertes.

2.8.4.3 Ambiente desértico

En un ambiente desértico el principal contaminante es la arena. Las arenas desérticas pueden contener grandes cantidades de sal, por ejemplo en Tunisia el 18%, esto podría provocar una capa con una alta conductividad cuando se humedezca. La contaminación en estas zonas, tiende a ser higroscópica con un alto contenido de materiales inertes. Las áreas desérticas lejos de las costas son generalmente muy secas, con mucho polvo y viento, y con altas temperaturas por el día y bajas temperaturas por la noche. Las grandes fluctuaciones entre día y noche incrementan la humedad relativa a valores de más o menos 93% entre la madrugada y el amanecer ocasionando un rocío pesado causando frecuentes flameos.

2.8.4.4 Ambiente mixto.

Si las áreas industriales se encuentran situadas cerca de la costa o el desierto entonces la contaminación puede ser descrita como mixta.

2.8.4.5 Ambiente agrícola.

La contaminación agrícola es causada por las actividades agrícolas como el rociado de fumigadores, plaguicidas, fertilizantes, etc., por incendios controlados por la cosecha de la caña de azúcar o limpia de los terrenos y por la atracción de aves a las áreas de cultivo.

De acuerdo a la fuente de contaminación, las áreas pueden clasificarse como:

- Áreas limpias. Áreas sin señales de problemas relacionados con la contaminación.

- Áreas con contaminación local. Áreas con problemas aislados de contaminación que pueden ser producidos por una fuente particular de contaminación como por ejemplo las áreas agrícolas.
- Áreas con contaminación regional. Áreas con problemas severos de contaminación que no pueden atribuirse a una fuente particular de contaminación. Este tipo de contaminación se encuentra en zonas con un gran desarrollo industrial, con numerosas plantas químicas o de acero, fábricas de cemento o fertilizante, etc..

Estos tipos de clasificaciones se utilizan generalmente para describir el ambiente. La experiencia en servicio ha demostrado que el buen funcionamiento de los aisladores depende de la selección. Sin embargo varios factores pueden influir en el desempeño de los aisladores aunque la selección del aislador sea la apropiada [9].

2.8.5 Mecanismos de acumulación de contaminación sobre los aisladores.

La acumulación de contaminantes sobre la superficie de los aisladores es el resultado del proceso por medio del cual los contaminantes son depositados sobre la superficie de los aisladores y del proceso mediante el cual algunos contaminantes son removidos de la superficie de los aisladores.

2.8.5.1 Mecanismos de contaminación.

El proceso de contaminación está gobernado por la fuerza con la cual las partículas son atraídas y depositadas sobre la superficie de los aislador y además por la condición de la superficie del aislador.

La fuerza F_p que determina el movimiento de una partícula cerca del aislador es la combinación de tres fuerzas: la fuerza del viento (F_w), la fuerza de gravitación (F_g) y el campo eléctrico (F_E).

La fuerza que el campo eléctrico ejerce sobre una partícula neutra es la fuerza dielectroforésica y sobre una partícula cargada es la fuerza electrostática aunque la fuerza electrostática solo tiene efecto bajo un voltaje de CD.

El viento es la fuerza dominante que gobierna el movimiento de las partículas contaminantes con una velocidad del orden de dos a tres metros por segundo o más. Cuando la velocidad del viento es menor, la fuerza electrostática y la fuerza de gravitación serán las dominantes. El efecto de la fuerza dielectroforésica es muy débil cuando se compara con las otras fuerzas.

El efecto de calentamiento provocado por la corriente de fuga es otro mecanismo que puede contribuir a la acumulación de contaminantes. Cuando la sal se deposita sobre el aislador en forma disuelta el calentamiento provoca que el agua se evapore dejando una mancha de sal sobre la superficie del aislador.

El efecto de calentamiento provocado por la corriente de fuga tiene una mayor influencia en la acumulación de contaminantes que la fuerza dielectroforésica [9].

2.8.5.2 Acumulación de contaminantes por medio del viento.

El viento se debe a cambios en la presión atmosférica o por diferencias de temperaturas entre dos sitios. La velocidad y la dirección son las principales características del viento. El viento puede transportar contaminantes a grandes distancias. Estos contaminantes pueden ser sólidos o gases. El rocío de fertilizantes o la quema de residuos de las cosechas pueden originar la formación de capas de contaminante sobre los aisladores debido a que son transportados por el viento.

Sin embargo, por medio de la acción del viento, el proceso de flanco puede ser retardado en dos formas:

- El viento puede remover las partículas que no se encuentren adheridas a la superficie del aislador.

- El arco puede ser interrumpido por el viento.

El proceso mediante el cual las partículas de contaminantes son atraídas hacia la superficie del aislador se conoce con el nombre de captación aerodinámica (aerodynamic Catch). Cuando el aire fluye cerca del aislador, el aislador fuerza al flujo de aire a dividirse, provocando un punto de estancación donde el aire está en reposo. Como las partículas suspendidas son más densas que el aire son incapaces de seguir con el flujo del aire y son depositados sobre la superficie del aislador. Similarmente cuando el aire pasa debajo de los faldones en los aisladores cerámicos, se generan vórtices dentro de la parte inferior del faldón. En ese lugar se depositan partículas muy pequeñas o con baja densidad. Consecuentemente los aisladores montados verticalmente con una forma simple aerodinámica, acumulan menos contaminantes que los aisladores con un perfil de faldones con la misma orientación. Los aisladores con un perfil del faldón aerodinámico son menos contaminados cuando la única fuerza dominante es el viento. Figura 2-12 [1].

Una superficie rugosa y la presencia de humedad pueden contribuir a una gran acumulación de contaminantes [9].

Los depósitos contaminantes sobre el aislador también están sujetos a la acción limpiadora del viento. Esto sucede principalmente en las áreas desérticas donde los vientos llevan partícula de arena de un tamaño mayor a 200 nm. Estas partículas chocan (sand blast) contra la superficie del aislador aumentando el proceso de limpieza natural del aislador, pero erosionan las partes metálicas del aislador. Las partículas pequeñas (menores a 100 nm) se adhieren a la superficie del aislador. Estas partículas también pulen las partes metálicas del aislador.

2.8.5.3 Acumulación de contaminación por medio de la lluvia.

Los gases como el SO₂ o el CO₂ continuamente se están formando y se liberan al ambiente por medio de las industrias. Estos gases se disuelven en agua y forman ácidos. Esto da origen a la llamada lluvia ácida, niebla ácida o nieve ácida. Bajo condiciones de lluvia o niebla ácida la conductividad sobre la superficie de los aisladores se incrementa. Los gases que son causa de las precipitaciones ácidas pueden viajar (por efecto del viento) grandes distancias (aproximadamente 2000 km). Los contaminantes también pueden ser removidos por medio de la lluvia debido a la gran velocidad de impacto de sus gotas (lavado natural) [9].

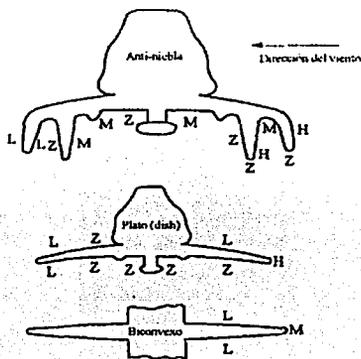


Figura 2.12
Variación en la acumulación de contaminantes sobre tres distintos aisladores.
H: alta, M: media, L: Baja, Z: cero

2.8.5.4 Otros mecanismos

Además de los procesos antes mencionados existen otros procesos que pueden ocasionar un flameo inesperado, incluso si el diseño del aislador pareciera ser el indicado para el tipo de contaminación y el nivel de voltaje. Estos mecanismos son el depósito de desechos de aves y el depósito o humectación no uniforme de contaminantes sobre los ANC. Este último proceso puede ocurrir si una parte del ANC es cubierto por edificios, tejados u otras estructuras que impidan la acumulación o la humectación uniforme de los contaminantes [9].

2.8.6 Mecanismos de humectación.

Los principales mecanismos de humectación son las precipitaciones y la condensación. La condensación ocurre cuando la temperatura superficial del aislador decrece por debajo del punto de condensación. En noches claras como las que se encuentran en las áreas desérticas, la superficie del aislador, particularmente la parte superior, pierde calor irradiándolo hacia el ambiente. Si la temperatura cae por debajo del punto de condensación, la humedad se forma sobre la superficie del aislador (rocío). La humectación por condensación es una de las causas de flameo en los aisladores. Esto ocurre en las primeras horas de la mañana cuando la temperatura del aislador es menor a la temperatura del ambiente. Las precipitaciones como la lluvia, la niebla y la bruma son consideradas como las más severas e incluso pueden humectar la parte inferior del aislador dependiendo de las condiciones del viento.

2.9 Proceso de contaminación.

Los procesos de contaminación son diferentes en las zonas marinas que en zonas alejadas del mar.

En las zonas marinas, el viento lleva las gotas de agua de mar hacia la superficie del aislador. La alta conductividad de las gotas de agua de mar cubrirá la superficie del aislador. Al secarse estas gotas dejarán sobre la superficie unas pequeñas manchas de contaminación (sales en su mayoría) que serán cubiertas tiempo después por la migración de las cadenas poliméricas de bajo peso molecular del silicón por medio de una delgada capa. Este proceso requiere de varias horas. La recuperación total de la hidrofobicidad tarda aproximadamente de 8 a 12 horas, sin embargo, durante los ciclos de contaminación existe una recuperación parcial de ella. Estos ciclos de contaminación dependen del viento. Como se mencionó anteriormente, el viento promueve el depósito de partículas y gotas de agua sobre la superficie del aislador mientras que las condiciones de calma junto con la acción del calor producido por el sol, permiten el secado y por consiguiente la recuperación de la hidrofobicidad.

La repetición de los ciclos de contaminación y secado pueden originar la distribución uniforme de una capa contaminante. Sin embargo, existe otro factor que promueve la distribución uniforme de contaminación y que además destruye la hidrofobicidad, las descargas superficiales.

En las zonas alejadas al mar el viento conduce los contaminantes y los deposita sobre la superficie del aislador. La llovizna y la niebla humedecen la capa contaminante. La interacción entre el agua y los contaminantes generan una superficie sólida. Algunos contaminantes como el alquitrán, se adhieren a la superficie del aislador. Las partículas se depositan de una manera mas o menos uniforme sobre la superficie del aislador [9].

2.10 Densidad Equivalente de Sal Depositada (DESD)

La densidad equivalente de sal depositada (DESD) es el depósito equivalente de cloruro de sodio (NaCl) en mg, sobre la superficie de un aislador (cm^2), la cual tiene una conductividad eléctrica igual a la que tiene el actual depósito de contaminante disuelto en la misma cantidad de agua.

Este método es utilizado para conocer los depósitos ya sea en la superficie completa del aislador ó de la superficie inferior y superior por separado, los depósitos de la parte metálica no se incluyen ya que en esencia son conductores. El método consiste en lavar el aislador removiendo los depósitos contaminantes con una brocha y agua destilada. También puede colectarse el contaminante en forma de polvo. Dicho contaminante se disuelve en una cantidad conocida de agua destilada. El estándar IEC 507 recomienda utilizar de 2 a 4 litros de agua desmineralizada por metro cuadrado de superficie del aislador [9].

2.10.1 Ventajas

- El perfil del aislador puede ser evaluado en términos de colección de contaminantes.
- El deterioro que sufre la superficie del aislador por causas ambientales puede ser monitoreado.
- Nos permite hacer comparaciones entre diferente tipos de ambientes.
- Puede ser evaluado en sitios desenergizados.
- Los aparatos utilizados para medir la DESD son baratos comparados con otros métodos.

2.10.2 Desventajas

- La DESD no es sensible a químicos volátiles disueltos en lluvia o niebla que dejan depósitos en la superficie del aislador. Químicos como el SO₂ y el H₂S no podrían ser detectados.
- Se necesita tener cierta experiencia y habilidad para medir la DESD.
- Este método destruye la capa contaminante del aislador.
- El método no discrimina entre los depósitos de rápida y lenta disolución.

2.10.3 Procedimiento de medición

1. Con la ayuda de una brocha y agua de baja conductividad (menos de 3 microsiemens por centímetro) y con un volumen de entre 300 y 500 ml, se lleva a cabo la remoción del contaminante, retirando únicamente el polvo depositado sobre la superficie del material aislante, excluyendo las partes metálicas. En el caso de los aisladores de suspensión se toman dos muestras, una de la superficie superior y otra para la superficie inferior y para los otros tipos se toma una sola muestra que incluyen ambas superficies. Una vez que el aislador ha sido lavado a la solución o soluciones obtenidas se les mide su conductividad, temperatura y volumen.

2. La conductividad medida tiene que ser corregida a 18°C sin embargo al medirla con el conductímetro este valor ya se encuentra corregido.

La DESD se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$DESD = \frac{v \times (c - 66.89131)}{A \times 1603.435}$$

Donde

DESD: Densidad equivalente de sal depositada en mg/cm².

c: conductividad en µS/cm.

v: Volumen de agua destilada utilizada para lavar el aislador, en ml.

A: Área geométrica de la superficie del aislador en cm².

2.11 Densidad de depósitos no-solubles (Non-Soluble Deposit Density (NSDD))

La densidad de depósitos no-solubles (NSDD) es algunas veces medido junto con la DESD y representa el contenido de contaminantes no-solubles en una capa de contaminantes. Se expresa normalmente en mg/cm² [9]. El método tradicional para esta medición es el filtrado. La muestra utilizada para determinar la DESD se filtra y seca. El residuo que se obtiene se pesa y es el que nos indica los miligramos de contaminante no

soluble depositado en el aislador. Los cuales divididos entre el área del aislador dan por resultado la densidad de depositos no solubles (mg/cm^2).

2.12 Distribución de la contaminación en una aislador no cerámico

Como se mencionó anteriormente, el deposito de partículas sobre la superficie de un aislador se debe principalmente a la fuerza del viento, al campo eléctrico y a la fuerza de gravedad. El campo eléctrico es más grande en las dos terminales del aislador que en su parte media (Figuran 2.13). El campo eléctrico de mayor intensidad conduce a las partículas a la superficie.

Los depósitos de contaminantes son mayores en las terminales que en la parte media del aislador (figura 2.14). La figura 2.14 demuestra que la densidad de depósitos no solubles (DDNS) disminuye a partir de las terminales hacia la parte media del aislador. Este efecto es más fuerte en los aisladores de CD sin embargo este mismo efecto ha sido observado en los aisladores de CA pero en menor grado. Algunos aisladores son construidos con faldones de diferente diámetro alternándose a lo largo del aislador. Los faldones de menor diámetro colectan menos contaminación que los faldones grandes. La contaminación se deposita de una forma mas o menos uniforme sobre la superficie del aislador, sin embargo la cantidad de contaminación depositada es diferente en la parte superior que en la parte inferior del faldón e incluso diferente sobre el vástago del aislador. En la figura 2. 15 se muestran estas tres áreas diferentes en el aislador [8].

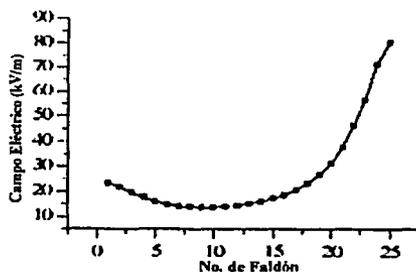


Figura 2.13
Distribución del campo eléctrico en un aislador no cerámico

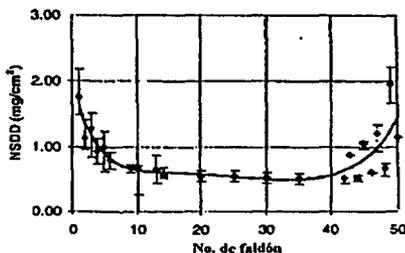


Figura 2-14
Distribución de la contaminación a lo largo de un aislador de 500 kV de CD.
El faldón 1 corresponde al lado línea y el faldón 50 corresponde al lado tierra del aislador.

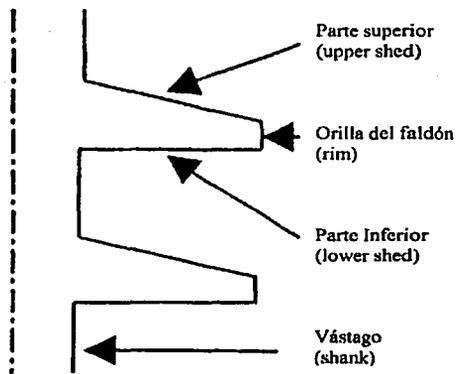


Figura 2.15
Áreas donde se depositan los contaminantes sobre el aislador

La figura 2.16 muestra el efecto de la colocación de los faldones sobre la distribución de contaminación en diferentes faldones. En la figura se puede observar que la parte que acumula más contaminación es el límite o la orilla de los faldones (Rim). Es interesante observar que la parte inferior del faldón tiene un nivel mayor de contaminación que la parte superior. El nivel de contaminación sobre el vástago del aislador es comparable con el que presenta la parte inferior del faldón [8].

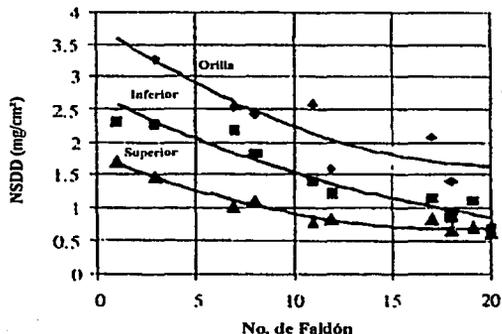


Figura 2.16
Distribución de los contaminantes sobre los faldones del aislador.

2.13 Factores de envejecimiento y sus efectos

Como se mencionó anteriormente, los ANC con el tiempo pueden sufrir daño y cambiar sus buenas características y comportamientos iniciales, lo que se conoce como envejecimiento. Existen varios factores que causan el envejecimiento y conducen a la formación de los mecanismos de degradación antes mencionados. Entre los procesos más importantes se encuentran los procesos eléctricos, los procesos mecánicos, los procesos químicos, los procesos por radiación UV, los procesos Térmicos y el ingreso de agua [11].

2.13.1 Procesos eléctricos

Entre los procesos eléctricos se encuentran los arcos parciales, el flameo y el efecto corona que pueden originar la formación de tracking, erosión y pérdida de la hidrofobicidad.

2.13.1.1 Arcos parciales

La distribución del campo eléctrico en un aislador limpio depende del diseño y material, sin embargo las altas concentraciones se encuentran en las terminales. La contaminación acumulada sobre el aislador y las gotas de agua distorsionan la distribución del campo eléctrico. La alta concentración de campo eléctrico alrededor de las gotas de agua sobre una capa contaminada producen arcos superficiales en forma aleatoria. Estos arcos consumen la delgada capa de polímeros alrededor de la gota destruyendo la hidrofobicidad [11].

2.13.1.2 Flameo

• Flameo en la superficie del faldón

El proceso de flameo inicia con el depósito de contaminantes sobre la superficie del aislador explicado anteriormente. La acumulación de contaminantes forma una capa de contaminación que consiste de una mezcla de sales y aceite de silicón debido a la migración de las cadenas poliméricas de bajo peso molecular. Esta formación gradual resiste el efecto de lavado de la lluvia. Los efectos de la condensación y de las precipitaciones producen gotas de agua sobre la superficie del aislador (Figura 2.17 (a)). La difusión conduce a los contaminantes a través de la delgada capa de LMW. Las gotas de agua disuelven las sales de las partículas contaminantes llegando a ser conductivas. Simultáneamente, la difusión conduce al agua de las gotas dentro de la capa contaminante provocando la formación de regiones húmedas alrededor de cada gota de agua como se muestra en la figura 2.17 (b) la continua humectación une las regiones húmedas y forma puentes altamente conductivos entre los electrodos. Esto inicia el flujo de una pequeña corriente de 60 Hz conocida como "corriente de fuga".

Las gotas de agua incrementan la fuerza del campo eléctrico en los límites de las regiones húmedas. Esto puede producir descargas corona sobre la superficie, lo que conduce al envejecimiento del material. Las descargas corona pueden destruir la hidrofobicidad local y originar la propagación del agua sobre la superficie formando filamentos como se muestra en la figura 2.17 (c).

La corriente de fuga fluye a través de los caminos conductivos y seca la superficie. Esto provoca la interrupción del camino y la formación de regiones húmedas separadas (Figuras 2.17 (d) y (e)). Tanto los filamentos como las regiones húmedas son de formas irregulares y se originan aleatoriamente. La resistencia de la capa húmeda depende de la cantidad de agua que migra a través de la capa contaminante y a un grado menor del nivel de contaminación.

El aumento de los filamentos conductores reduce la distancia entre los electrodos e incrementan el campo entre ellos. Si la rigidez al campo eléctrico es mayor que 20 kV/cm se presentan descargas (spot discharges) entre las regiones como se muestra en la figura 2.17 (d). Estas descargas producen pulsos de corriente oscilatorios de unos nanosegundos de duración. Estos pulsos se deben a la ignición y extinción del arco. La resistencia de los filamentos que varía entre 5 y 10 M Ω limita la corriente de descarga de 100 a 300 μ A y

disminuye el voltaje de flameo. Esto explica porque el voltaje de flameo decrece un poco cuando se incrementa el nivel de contaminación. Como el voltaje alcanza el voltaje de falla (breakdown) entre los filamentos o regiones húmedas, la descarga empezará, sin embargo, se extinguirá inmediatamente debido a que la corriente es muy baja. Las descargas causarán la pérdida de la hidrofobicidad e incrementarán la superficie del filamento tanto que eventualmente se reduce la resistencia de él. En el instante en que el voltaje se incrementa este fenómeno se repite.

Las regiones húmedas acortan el aislador por medio del camino conductivo húmedo. Esto reduce la resistencia que limita la corriente y proporciona un camino para el arco. Un incremento en la corriente reduce el voltaje de flameo. La corriente de arco llega a tener una forma de onda senoidal distorsionada. El arco viaja por encima de la capa húmeda y se extiende. Dependiendo de la resistencia de la capa y la longitud del arco se podría originar el flameo o a la extinción del mismo. Debido al decremento de la resistencia y el asociado incremento de la corriente, la longitud del arco se incrementa. Este fenómeno descrito se repite hasta que el arco puentea el aislador y el flameo ocurre (Figura 2.17 (f)) o hasta que la formación de una gran área seca elimina el peligro del flameo.

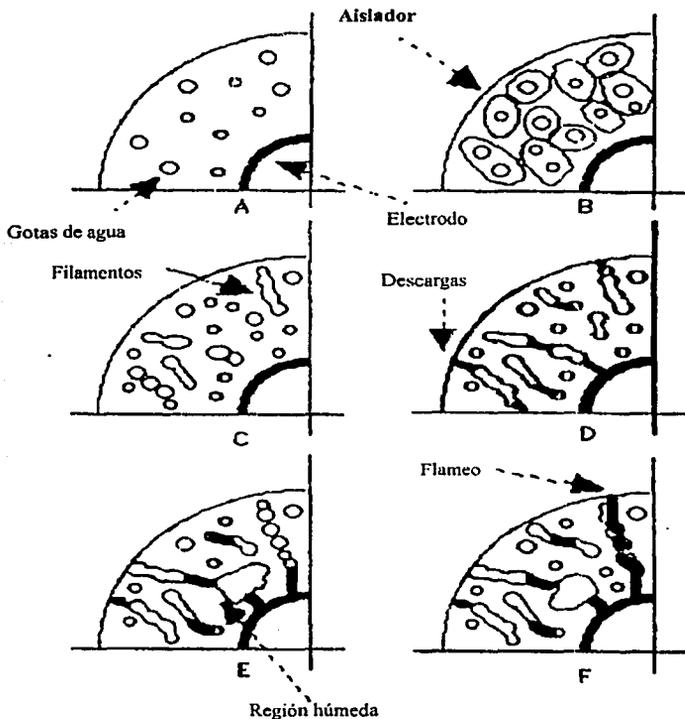


Figura 2.17
Proceso de flameo

Estudios experimentales han mostrado que el flameo sobre la superficie del faldón ocurre cuando la rigidez promedio a lo largo del camino de fuga se encuentra entre 0.8 y 1.4 kV/cm con una densidad equivalente de sal depositada (DESD) de 0.013mg/cm^2 [8].

- *Flameo en el aislador*

El proceso de flameo sobre un aislador completo es más complicado debido a que está dividido en cuatro distintas áreas y cada una de ellas presenta un diferente nivel de contaminación (figura 2.15, 2.16), además la humectación depende de la posición en que se coloque el aislador [8].

La humectación sobre los aisladores contaminados inicia con la formación de gotas sobre su superficie. Las gotas sobre el vástago ruedan hacia abajo y el número de gotas que se forman en la parte superior del faldón es mayor que en la parte inferior. La corriente de fuga de un aislador seco es capacitiva de una forma sinusoidal con ruido. Al instante en que la humectación aumenta, la corriente de fuga se incrementa y llega a ser óhmica. Las descargas comienzan y provocan una corriente de fuga en forma de pulsos. La corriente de fuga seca la superficie y forma bandas secas sobre el vástago donde la densidad de corriente es mayor.

Después de unos pocos minutos, el arqueo de bandas secas empieza sobre el vástago, la corriente de fuga aumenta y su forma de onda se distorsiona. El arqueo se extiende hacia la superficie de los faldones mientras que las descargas en las regiones húmedas y arcos puentean los espacios entre regiones. El arqueo tiene una duración de varios ciclos. Finalmente el aislador flamea [8].

La última parte del proceso de flameo es similar al flameo en los aisladores de porcelana y EPDM. Se puede mencionar que el flameo de los aisladores no cerámicos de hule de silicón es una combinación del arqueo superficial y el arqueo de bandas secas [8].

Vale la pena explicar la diferencia entre el arqueo superficial que ocurre en los aisladores no cerámicos y el arqueo de bandas secas ocurrido en los aisladores de porcelana y vidrio. Esta diferencia se muestra en la figura 2.18 y 2.19

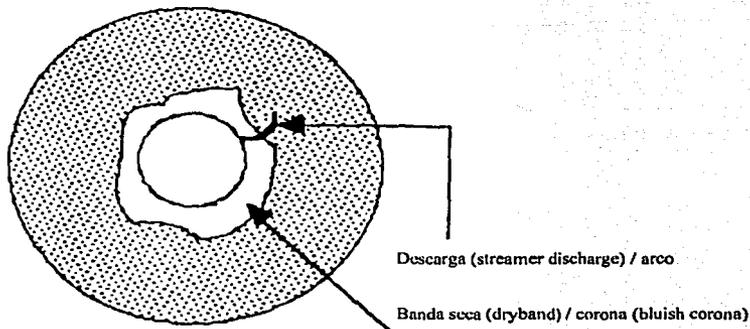


Figura 2.18
Formación de bandas secas y arqueo en un aislador de porcelana

La figura 2.18 ilustra las bandas secas y el desarrollo del arqueo. En los aisladores cerámicos la humectación satura el contaminante y produce una capa de baja resistencia. La resistencia de la capa depende del nivel de contaminación. Una gran corriente de fuga seca la capa y produce una banda seca alrededor del electrodo lo cual lo separa de ella. Un incremento en el voltaje permite cruzar la banda seca produciendo descargas. Los arcos de banda secas suceden en diferentes puntos y en momentos diferentes pero solo se presenta un arqueo. Por ejemplo en una cadena de aisladores se pueden formar varias bandas secas pero solo un arco puede ocurrir en cada banda [12].

La figura 2.19 ilustra el filamento y el desarrollo de las descargas. En la superficie de aisladores no cerámicos se pueden presentar varios arcos simultáneamente en diferentes lugares [12].

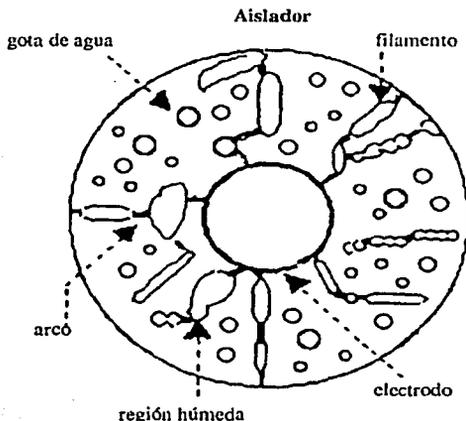


Figura 2.19
Formación de filamentos y descargas sobre un aislador no cerámico

2.13.1.3 Corona

Los aisladores son diseñados para estar libres de corona en condiciones secas y limpias. Esto se logra asegurando que el campo eléctrico se encuentre por debajo del umbral de la corona. La única forma en la cual la corona puede ocurrir en un aislador es si se presenta un factor que aumente el campo eléctrico. Las gotas de agua pueden aumentar el valor del campo eléctrico por dos razones. Primeramente, el agua tiene una permitividad relativa muy grande (80) y esto causa que una gota distorsione el campo en la misma manera que un conductor con la misma forma. Para una esfera es un factor de 3. La segunda característica de la gota de agua en un campo eléctrico es que lo distorsiona en la dirección del campo, reduciendo el radio de curvatura de la gota y promoviendo el aumento del campo eléctrico. Un campo eléctrico en el rango de 400 a 600 V/mm da origen a la corona sobre las gotas de agua en las superficies de hule de silicón [13,14].

Si la gota de agua se encuentra sobre el vástago el aumento del campo eléctrico sucederá en él y si la corona se presenta atacará al vástago. Para las gotas que se encuentran sobre los faldones, el campo es más o menos normal a la superficie del faldón y la gota lo distorsiona en sus extremos, lejos de la superficie del faldón. Por lo tanto, la influencia de corona sobre el hule de silicón es disminuida. Las gotas de agua que se encuentran sobre la unión del vástago y faldón (en algunos aisladores) provocan el ataque de corona tanto en el faldón como en el vástago [15].

Las descargas corona producen ozono y óxidos de nitrógeno. El óxido de nitrógeno con el agua forma ácido nítrico y ácido nítrico, y junto con el ozono atacan la superficie del aislador y las terminales provocando que la superficie del polímero se vuelva frágil. Este tipo de envejecimiento deja unas micro fracturas sobre la superficie que pueden originar la abertura del material (splitting) [11].

Las continuas descargas de corona, el flameo, y las descargas parciales pueden originar el tracking y la erosión. La erosión es la pérdida de material polimérico. Cuando las descargas sobre la superficie ocurren, la erosión se presenta inicialmente sobre un área comparativamente grande. La erosión provoca la rugosidad en la superficie y también causa la formación de minúsculos orificios (pitting), lo cual ayuda a la acumulación de contaminantes y finalmente da origen al tracking. El tracking es la pérdida de material combinado con la formación de un camino conductor, usualmente carbón, que cruza la superficie del material aislante, resultado de la degradación ocasionada por las continuas descargas y la erosión. Comúnmente el tracking presenta una forma dendrítica o ramificada [16].

El tracking y la erosión son función de la conductividad de la niebla. Con una conductividad baja de la niebla, la probabilidad de tracking y erosión es más alta que con una conductividad alta. La posible razón es que el arco se presenta más frecuentemente en condiciones de baja conductividad.

La resistencia al tracking y a la erosión se puede mejorar añadiendo rellenos al material polimérico, como la alúmina trihidratada (ATH). El tamaño de las partículas del relleno tiene influencia sobre la corriente de fuga. Un óptimo tamaño de estas partículas limita la corriente de fuga a niveles bajos lo que permitiría una recuperación más rápida de la hidrofobicidad. Después del envejecimiento algunos aisladores presentan sobre su superficie una especie de polvo blanco (chalking) debido a la difusión de la ATH hacia la superficie [11].

2.13.2 Procesos mecánicos

Las tensiones de carga a la que están sometidos los aisladores no cerámicos pueden originar daño a la barra de fibra de vidrio o debilitar las terminales. Los esfuerzos mecánicos que actúan sobre los aisladores pueden ser directos o indirectos. Los esfuerzos directos tienen tres formas: la carga de tensión (tensile loading), la carga de compresión (compressive loading) y la carga cantilever o voladiza (cantilever loading). En las cargas de tensión y de compresión las tensiones son principalmente axiales mientras que las cargas cantilever están sujetas a tensiones angulares (aisladores tipo poste).

Las cargas mecánicas directas son caracterizadas en dos formas:

- a) La carga ordinaria es la carga normal que el aislador soporta en servicio en ausencia de viento o hielo (mas o menos 40 toneladas).
- b) La sobrecarga mecánica extraordinaria es la carga que el aislador podría soportar en condiciones extremas.

Los aisladores no cerámicos también están sujetos a esfuerzos indirectos por ejemplo algunos desgarres en la barra de fibra de vidrio debido al proceso de manufactura. Las vibraciones y diversas expansiones térmicas dentro del aislador pueden causar la formación de fisuras en las interfaces.

La deterioración gradual de la barra de fibra de vidrio del aislador no cerámico ocurre debido a la naturaleza elástica del material. Las cargas estáticas causan fatiga continua al material.

Las barras de fibra de vidrio nuevas pueden tener defectos durante su manufactura lo cual puede originar una falla prematura. El ingreso de agua junto con los esfuerzos mecánicos pueden causar la fractura de la barra debido a que el agua transporta iones de hidrógeno con un pH entre 3 o 4. El daño a la barra puede ocurrir antes de que cualquier señal de debilidad sea observada. Este tipo de fallas solo pueden ser detectadas mediante una examinación interna de la barra.

2.13.3 Radiación UV

Todos los aisladores están expuestos a la luz solar y por lo tanto a la radiación ultravioleta (UV). La radiación UV causa envejecimiento de los materiales poliméricos por medio de la foto oxidación y rompimiento (scission) de las uniones moleculares. La foto oxidación ocurre cuando la energía del fotón al golpear o chocar (impinging) sobre la superficie es suficiente para ionizar las moléculas de la superficie causando que el oxígeno sea atraído. Se piensa que la ruptura ocurre cuando la energía del fotón es mas alta que la de la unión del entrecruzamiento entre las cadenas poliméricas o entre las moléculas individuales en la columna (Backbone) del polímero (single polymer).

Cada material tiene una longitud de onda específica de radiación UV que podría causarle el peor daño. La radiación UV está clasificada de acuerdo a su longitud de onda en tres tipos: A, B y C. El tipo de radiación UV más problemático es la radiación UV-B (290-315 nm). La atmósfera filtra la radiación UV-C (290 nm) mientras que la radiación UV-A (315-400nm) es menos dañina que la radiación UV-B por su gran longitud de onda.

Los hules de silicón se caracterizan por tener una alta resistencia a la radiación UV debido a que los fotones no contienen suficiente energía para romper las uniones de siloxano (siloxane Si-O) (sin embargo, los grupos de hidrocarburos en el polímero pueden ser dañados). La radiación UV no actúa sola. En conjunto con otros procesos, por ejemplo el químico, puede dañar la superficie del hule de silicón. Algunos rellenos pueden causar una reducción en la cantidad de energía necesaria para poder romper las uniones de siloxanos. La resistencia a la radiación UV se aumenta con el uso de aditivos, usualmente carbón.

Bajo el ataque de severa radiación UV, la superficie del material puede sufrir una reducción del polímero de silicón acompañada de un incremento en el porcentaje del relleno. La hidrofobicidad se puede reducir e incluso perder cuando existe una constante y alta concentración de radiación UV. Esto causa un incremento en la corriente de fuga y la reducción del voltaje de flameo.

Esta depolimerización es mucho más grande en la superficie (a una profundidades de 0.4 micron) que en el resto del volumen (a una profundidad de 5.2 micron). Por lo tanto la depolimerización es principalmente un fenómeno superficial, aunque veces ocurre a profundidades más grandes.

2.13.4 Procesos químicos

Las descargas parciales que ocurren sobre el aislador pueden originar ozono que junto con la radiación UV causan fragilidad del material polimérico. La superficie del material puede presentar crazing o fracturas. El crazing consiste de microfrazuras de 0.01 mm a 0.1 mm mientras que las fracturas son más grandes que 0.1 mm de profundidad. Las cubiertas de hule de silicón son vulnerables a los gases provocados por corona, al ozono y a los óxidos de nitrógeno, por lo tanto los anillos equipotenciales (stress rings) son necesarios en estos aisladores para contrarrestar la corona.

La contaminación y humectación de las superficies del aislador pueden originar descargas, como se mencionó anteriormente, llevando a la pérdida de la hidrofobicidad.

El crecimiento de microorganismos sobre la superficie del aislador es un problema nuevo de contaminación. Los aisladores envejecidos con este tipo de contaminación presentaban un aumento en la corriente de fuga, posiblemente debido a que estos organismos causan la pérdida de la hidrofobicidad. El calentamiento de la superficie de los aisladores proporciona un ambiente adecuado para el incremento de estos microorganismos. Sin embargo los arcos parciales destruyen a los organismos dejando restos biológicos parecidos a una superficie viscosa, lo cual puede formar las bases para la formación de nuevas colonias. Un apropiado lavado de los aisladores podría prevenir este tipo de contaminación [11].

2.13.5 Procesos térmicos.

El voltaje aplicado a una superficie contaminada y humectada provoca una pequeña corriente de fuga fluyendo a través de la capa resistiva. El electrolito tiene un coeficiente térmico negativo y su resistencia disminuye cuando el calor aumenta. Este calentamiento causa la pérdida de humedad en la superficie lo que incrementa la resistencia de la capa. Estos fenómenos opuestos alcanzan el equilibrio y fluye un nivel estable de corriente de fuga.

El conductor soportado por el aislador le transfiere calor lo que puede provocar un incremento en la temperatura de la superficie. Este proceso por sí mismo no es fatal.

2.13.6 Ingreso de agua.

La humedad aumenta los efectos de otros factores de envejecimiento para causar la degradación del aislador. El ingreso de agua puede ocurrir en dos formas: a) la penetración a través de las interfaces del aislador debido a un mal o pobre sellado en la triple unión o a través de cuarteaduras o espacios en el recubrimiento debido a daños en servicio, o a la absorción de agua del material polimérico.

La penetración de agua puede afectar la resistencia mecánica de la barra de fibra de vidrio como se mencionó anteriormente. La absorción de agua puede ocurrir en servicio o durante el proceso de vulcanizado provocando la depolimerización del polímero y la polarización de las interfaces entre el polímero y los rellenos. Estos procesos incrementan la permitividad y la tangente de pérdidas, mientras decrece la rigidez dieléctrica.

El tracking, la erosión y el perforado de los faldones ocurren después del ingreso de agua.

REFERENCIAS

- [1] Looms J. S. T., Insulators for High Voltages, editorial Peter Peregrinus Ltd. Londres, Inglaterra 1988.
- [2] Fierro Chávez, José Luis, Aisladores No-Cerámicos Para Líneas De Transmisión Parte I: Experiencias de una Tecnología prometedora, Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas Marzo/abril 1999.
- [3] Malik, N: H., Al-Arainy, A. A., Qureshi, M. I., Electrical Insulation in Power System, Editorial Marcel Dekker, Inc. Nueva York 1998.
- [4] Sokolija, K., Kapetanovic M., Hartings R., Hajro M. Considerations on the design of composite insulators based on experience from natural ageing testing and electric field calculations CIGRE Session 2000, Paper 33-204.
- [5] STRI guide 92/1 Hydrophobicity Classification Guide 1992.
- [6] Fierro Chávez, José Luis, Aisladores No-Cerámicos Para Líneas De Transmisión Parte II: Aplicación Que Requiere de una Selección Cuidadosa Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas Marzo/abril 1999.
- [7] Marrone G., Nicolini P., Motori A., Sandrolini F., Laboratory Measuring Techniques Applied to Check Insulating Materials And Interfaces In Composite Insulators, CIGRE 1992, paper 15-402.
- [8] George G. Karaday, Flashover Mechanism of non-ceramic Insulators. IEEE Transactions on Dielectrics and electrical Insulation, Vol. 6 No. 5 Octubre de 1999.
- [9] CIGRE, W.G. 33-04, Taskforce 01, A Review of Current Knowledge: Polluted insulators. August 1998.
- [10] Fukuda, S.V., The Influence of Type of Contaminant on Flashover Mechanisms, International Symposium on High Voltage Engineering 1993.
- [11] Spellman, C. A., Young, H. M., Haddad, A. R., Rowlands, A. R., Waters, R. T. Survey Of Polymeric Insulator Ageing Factors International Symposium on High Voltage Engineering 1999.
- [12] Shab, Minesh, Flash Over Voltage Phenomena On Contaminated Non Ceramic And Ceramic Insulators Surfaces, Insulator Group-Raychem Corporation. Menlo Park, CA-94086
- [13] Phillips A. J., Childs, D. J., Schneider, H. M. Ageing of Non Ceramic Insulators Due To Corona From Water Drops Southern African Universities Power Engineering Conference. Stellenbosch, South Africa, enero 1998.
- [14] Reynders, J. P., Jandrell, I. R., Reynders, S. M., Surface Ageing Mechanism And Their Relationship To Service Performance of Silicon Rubber Insulation International Symposium on High Voltage Engineering 1999.
- [15] Phillips A. J., Childs, D. J., Schneider, H. M. Water Droplet Corona Effects On Full-Scale 500 kV Non Ceramic Insulators, IEEE Paper: 98WM235.
- [16] Kurtz, M., Tracking IEEE Electrical Insulation Magazine Mayo 1987 Vol. 3 No.

CAPÍTULO 3

REVISIÓN DE LA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE AISLAMIENTO NO CERÁMICO MEDIANTE CAMPO ELÉCTRICO.

3.1 Introducción

Los aisladores no cerámicos se caracterizan por su gran desempeño eléctrico, mecánico y ambiental que permite optimizar el diseño y los costos de operación de una línea, mediante la reducción de su compleja estructura mecánica, la distancia de aislamiento, peso, instalación y costos de mantenimiento. Han sido utilizados desde varios años en los sistemas de distribución y transmisión en varias partes del mundo. La presencia de materiales orgánicos en la estructura de los aisladores no cerámicos incrementan su uso por largos periodos de tiempo sin embargo se encuentra sometidos a la acción del ambiente y a los esfuerzos mecánicos y eléctricos. Con el tiempo, estos factores pueden originar una degradación en el aislador no cerámico dando lugar al envejecimiento. Esto motiva a desarrollar métodos de evaluación que permitan detectar la presencia y evolución de los defectos antes de que llegue a ser crítico para el aislamiento de la línea. En este capítulo se da un esbozo de algunos métodos utilizados tanto en línea viva como en los laboratorios poniendo especial énfasis en la técnica de evaluación mediante campo eléctrico.

3.2 Métodos de diagnóstico para aisladores no cerámicos

Numerosas organizaciones o industrias eléctricas como IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos), EDF (Electricidad de Francia), ENEL (Instituto Nacional para la Energía Eléctrica), ESKOM (Autoridad Eléctrica de Sudáfrica), EZH (Electricidad de Holanda), HQ/IREQ (instituto de investigaciones de Hydro Québec), REE (Red Eléctrica de España), etc. han desarrollado varias técnicas que permiten establecer el estado en que se encuentran los aisladores no cerámicos y poder organizar la planeación del mantenimiento y permitir que el trabajo en línea viva sea seguro para el equipo de trabajo y en otros casos revisarlos antes de que sean colocados en la torre.

En la tabla 3.1 se encuentran listadas las técnicas que han sido evaluadas por varios laboratorios y organizaciones [1].

Tabla 3.1
Métodos de diagnóstico utilizados por varias organizaciones.

Organizaciones	Método de diagnóstico	Lugar de prueba
IEEE	Megger®	Laboratorio y campo
	Descargas parciales (partial discharge)	Laboratorio
	RIV (Radio Influence Voltage)	Laboratorio
	Hot Stick Tester	Laboratorio y campo
	Corriente de fuga (leakage current)	Laboratorio y campo
	Calentamiento (heating)	Laboratorio
EDF	Termografía I-R (I-R thermography)	Laboratorio y campo
	Distribución del campo eléctrico (E-field Distribution)	Laboratorio y campo
	Detección Acústica (acoustic detection)	Laboratorio y campo
	Descargas parciales	Laboratorio

ESKOM	Termografía I-R	Estación de prueba externa
	Equipo de visión nocturna (Night vision equipment)	Estación de prueba externa
EZH	Termografía I-R	Línea viva
IREQ/IQ	Termografía I-R	Línea viva y laboratorio
	Distribución del campo eléctrico (E-field Distribution)	Línea viva y laboratorio

A continuación se da una breve descripción de algunas técnicas empleadas por los grupos antes mencionados. Estos métodos fueron evaluados por el IEEE en 24 aisladores de 5 diferentes marcas. Cinco de estos aisladores no presentaban ningún defecto mientras que el resto tenía defectos con distintos niveles de severidad.

3.2.1 Técnicas con la línea fuera de servicio o abierta.

Estas técnicas pueden ser utilizadas en la planta donde se manufacturan los aisladores, en el laboratorio, en los almacenes o posiblemente en el campo antes de su instalación.

a) Megger®.

Este instrumento mide la resistencia entre dos sondas que son colocados sobre la superficie del objeto de prueba. La medición se realiza bajo un voltaje de 0.5 a 5 kV dependiendo del instrumento. Puede llevarse a cabo prácticamente donde sea. Este dispositivo es de poca ayuda en cuanto a detección de defectos en los aisladores.

b) Probador "Pértiga" (Hot stick tester).

Este dispositivo también mide la resistencia entre dos sondas colocadas sobre el objeto de prueba. La prueba se realiza a un voltaje más alto que en el método del Megger® este aparato puede ser utilizado en el campo y en el laboratorio.

c) Medición de la corriente de fuga.

La medición de corriente de fuga utilizando electrodos protegidos es capaz de detectar aisladores que se encuentran en inminente peligro de falla.

d) Medición de descargas parciales.

Este método solo puede ser empleado en el laboratorio y además es difícil para evaluar aisladores de extra alto voltaje (EHV) debido a los niveles de voltaje requeridos. Para obtener resultados significativos solo las descargas eléctricas causadas por los defectos son presentadas durante la prueba. Los resultados del IEEE mostraron que este método pudo encontrar aisladores que estaban en inminente peligro de falla.

e) Influencia de radiofrecuencias en el voltaje RIV (Radio Influence Voltage).

Esta técnica es más sensible que el método de descargas parciales. Este método no es fácil de llevar a cabo. Para resultados significativos al igual que en el método anterior, solo las descargas causadas por los defectos se presentan durante la prueba.

f) Calentamiento (heat).

En esta prueba el aislador se energiza al 80 % de su voltaje de flanco durante 20 minutos. Transcurrido este tiempo con la ayuda de una sonda se mide el cambio de temperatura en el aislador. Los resultados del IEEE mostraron que este método fue el de empleo más sencillo y pudo encontrar los aisladores que se encontraban en peligro de falla [1].

3.2.2 Técnicas de diagnóstico en línea viva.

Las siguientes técnicas son utilizadas por diferentes instituciones para evaluar su utilidad y para medir, en línea viva, el estado de los aisladores después de un determinado periodo de servicio.

Las inspecciones de los aisladores en línea viva pueden realizarse desde tierra, desde la torre o desde un helicóptero.

a) Inspección visual.

Este es el método más común actualmente utilizada por las instituciones. El inspector necesita tener experiencia en el diseño, materiales y en el comportamiento de cada tipo de aisladores no cerámicos y familiarizarse con sus modos comunes de falla. Como las fallas en los aisladores no cerámicos son generalmente pequeñas, el inspector debe de ayudarse de aparatos tales como binoculares de alto poder o telescopios. También, el inspector debe estar lo más cerca y seguro posible que se pueda del aislador por lo que operaría desde la torre, desde la caja de una grúa o desde un helicóptero. Algunas características que se pueden observar sobre los aisladores; como se mencionó en el capítulo anterior, son:

- Erosión o rugosidad en los faldones
- Formación de tracking
- Perforaciones en los faldones o en la cubierta del núcleo.
- Cuarteaduras en los faldones y/o en la cubierta.
- Daños en el sellado de las terminales.
- Exposición del núcleo debido a daño físico cuarteaduras, erosión o arqueo.

Esta técnica está dirigida a detectar daños sobre la superficie del aislador sin embargo puede encontrarse evidencia de alguna falla interna. Por ejemplo, la presencia de una perforación entre dos faldones puede indicar una posible formación de tracking en la barra del aislador.

b) Equipo de intensificación de imágenes.

Un intensificador de imágenes puede indicar la presencia de descargas superficiales sobre el aislador. En algunos casos se han detectado pequeñas descargas con el equipo de visión nocturna y ha sido mostrado que pueden originar una erosión significativa con el tiempo.

La mayoría de la energía radiada por las descargas parciales tienen una longitud de onda que se encuentra entre los 300 y 380 nm (banda UV-A). El ojo humano y un equipo estándar de visión nocturna son insensibles en esta región. Además los cristales utilizados en los lentes comerciales no transmiten esta parte del espectro. Con un intensificador de radiación ultravioleta (UV) operando en el rango e los 300 a 400 nm, posiblemente las descargas dañinas podrían ser detectadas.

Una desventaja de esta técnica es que debe de realizarse durante la noche y además las descargas deberían presentarse durante la inspección. Desgraciadamente las descargas ocurren en condiciones específicas y esporádicas de servicio.

c) Termografía infrarroja (I-R termography).

La degradación causada por la acción del campo eléctrico sobre el material dieléctrico está asociada con el calentamiento. En condiciones de alta humedad el calentamiento se genera por medio de las descargas superficiales mientras que en condiciones secas y sin actividad de descargas superficiales el calentamiento es generado en el área del defecto por medio de las pequeñas corrientes que fluyen a lo largo de ella. Las pruebas

realizadas en el laboratorio y en el campo para localizar defectos en los aisladores no cerámicos empleando la termografía han dado buenos resultados y además puede realizarse desde tierra.

EZH ha sido una de las primeras instituciones en utilizar exitosamente la termografía infrarroja para detectar defectos en los aisladores en la línea y en subestaciones. ESKOM ha utilizado la termografía para evaluar aisladores en su estación de prueba. IREQ ha probado aisladores de 315 y 735 kV con la termografía tanto en el laboratorio como en línea viva. Mostró que las mejores condiciones ambientales para detectar las fallas eran bajo la ausencia de viento o con un viento ligero y un cielo nublado. EDF ha conducido pruebas en el laboratorio a un voltaje de 420 kV; los aisladores contenían defectos artificiales entre la barra y la cubierta.

Parece que existe una buena correlación entre las descargas superficiales o la corriente de fuga que fluye a lo largo del aislador y el efecto de calentamiento. De hecho solo los aisladores con defecto que tienen un nivel de descargas parciales significativo pueden ser detectados con la termografía infrarroja.

d) Emisión de ondas sonoras direccionadas (Directional wireless acoustic emission).

Este método emplea un detector de ondas sonoras (este detector es actualmente utilizado en laboratorios de alto voltaje HV) direccionadas para localizar el origen de las descargas. Los defectos internos solo pueden ser detectados cuando estos son la causa de las descargas. Sin embargo las descargas por corona se pueden presentar en las terminales del lado de línea del aislador enmascarando las descargas generadas por el defecto en el aislador. Este método es menos sensible que el de termografía [1].

e) Cámara corona (DayCor II).

Este dispositivo fue desarrollado en años recientes por Ofil Ltd. en cooperación con el Instituto de Investigación en Potencia Eléctrica (Electrical Power Research Institute EPRI) en los Estados Unidos para la detección de corona en líneas de transmisión y en subestaciones de alto voltaje [8].

La cámara corona, DayCor II, emplea un proceso conocido como imagen bi-espectral. Utiliza un divisor de ondas UV para dividir la imagen recibida en dos. Una imagen es enviada a través de un filtro solar (solar blind filter) que elimina la luz solar, después a un intensificador de imagen y a una cámara CCD (charge coupled device). La otra imagen es mandada por medio de una cámara de video convencional. Las dos imágenes se procesan y combinan para formar una sola imagen que muestra la corona exactamente en el punto sobre el aislador, cable u otro componente de la línea donde se genera [2].

Este dispositivo puede ser utilizado durante el día o la noche [3].

Hasta aquí, algunos de los métodos o técnicas de diagnóstico que algunos grupos utilizan para evaluar los aisladores. A continuación se describe la técnica de evaluación por medio de la medición del campo eléctrico.

3.3 Medición de la distribución del campo eléctrico a lo largo de un ANC.

La actividad de descargas en la superficie de un aislador de alto voltaje es causado por un campo eléctrico local con un valor mas alto que el valor del nivel de ionización del ambiente (aire). Este elevado campo eléctrico es el resultado del voltaje aplicado y las condiciones ambientales como la lluvia, la contaminación y la nieve. Si el campo eléctrico bajo distintas condiciones puede ser medido o calculado, ayudará a mejorar el diseño del aislador. El progreso en cuanto a técnicas para calcular el campo eléctrico y la introducción de nuevas técnicas para medirlo han proporcionado una mayor posibilidad. [4]

Un ANC en una línea de alto voltaje puede ser visto como una pieza elongada de material aislante colocada entre dos electrodos como se muestra en la figura 3.1 [5]. Los faldones no tienen efecto en la distribución del campo eléctrico.

Existe un gran número de programas que nos ayudan a calcular la distribución de campo eléctrico y que están basados en diferentes métodos tales como el método de diferencias finitas (FDM), el método de elemento finito (FEM), el método del elemento límite (BEM), el método de integración límite (BIM) y el método de simulación de cargas (CSM). De acuerdo a análisis teóricos y cálculos realizados por computadora, la distribución de campo eléctrico a lo largo de un aislador no cerámico tiene la forma de una "U" (Figura 3.2). Los valores en los extremos (lado de línea y lado de tierra) son más grandes que en la parte media [5,6].

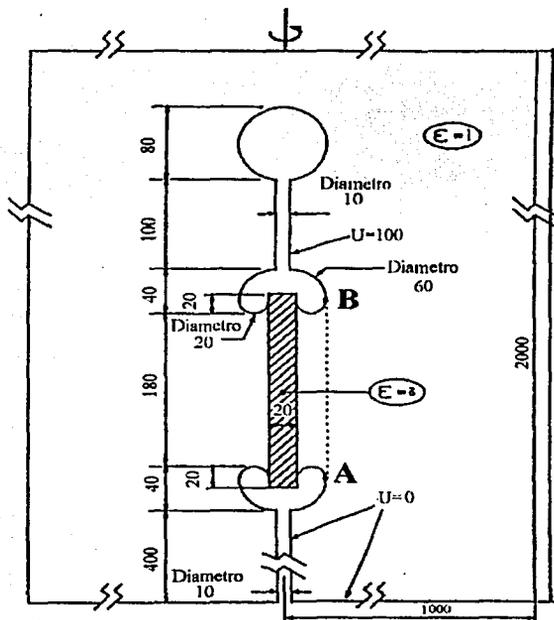


Figura 3.1
Modelo de un ANC (dimensiones en mm)

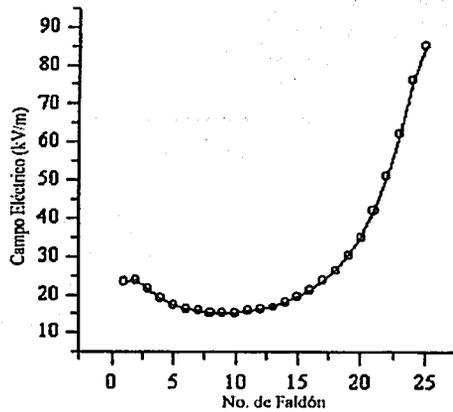


Figura 3.2
Distribución del campo eléctrico a lo largo de un ANC

Pruebas realizadas en laboratorio para medir la distribución de campo eléctrico proporcionan una interesante comparación con los cálculos obtenidos mediante computadora [7]. (Figura 3.3)

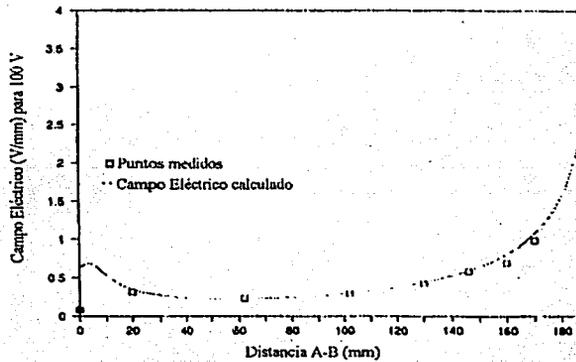


Figura 3.3
Medición y cálculo del campo eléctrico.

El método de medición de campo eléctrico fue primeramente utilizado en cadenas de aisladores cerámicos. El primer probador fue diseñado y financiado por Canadá y los Estados Unidos en 1985 y 1987 respectivamente y probado por Hydro-Québec en cadenas de aisladores cerámicos de su sistema de transmisión. Este dispositivo esta compuesto de dos unidades separadas: 1) una unidad de medición y registro del campo eléctrico (Probador) montado en un diseño especial de deslizador y 2) un calculador que es precargado con datos de la prueba y de la línea bajo prueba (Figura 3.4). El probador esta diseñado para ser soportado a una pértiga. También está equipado con dos sensores infrarrojos de movimiento que cuentan el número de aisladores y que detectan la dirección y el movimiento. El probador se desliza sobre la cadena de aisladores y cuando los detectores de movimientos son interrumpidos por el filo de los aisladores el probador mide y registra el valor de campo eléctrico en ese punto.

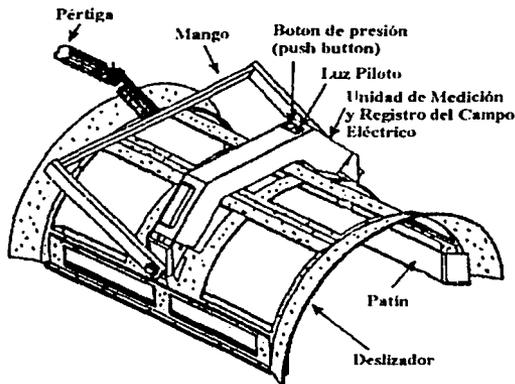


Figura 3.4
Probador de campo eléctrico para aisladores cerámicos

Con la introducción de aisladores no cerámicos en las líneas de transmisión (desde 1977), Hydro-Québec decidió, en 1991, utilizar la técnica basada en la medición de campo eléctrico en los ANC. Como se mencionó anteriormente los faldones no tienen efecto alguno sobre la distribución del campo eléctrico, sin embargo la presencia de ellos es conveniente para ubicar la posición a lo largo del ANC mientras el valor de campo eléctrico es registrado.

En la figura 3.5 se muestra un modelo similar al de la figura 3.1 en donde se representa un defecto conductivo como un punto negro. El potencial a lo largo de este defecto es más o menos constante y puesto que el campo eléctrico es la derivada del potencial el campo eléctrico a lo largo del defecto sería teóricamente igual a cero. Sin embargo debido a que el probador no es 100 % direccional, no es infinitamente pequeño y no puede ser colocado a una distancia cero, el defecto producirá un mínimo relativo en el valor del campo eléctrico en ese punto [8].

El probador para aisladores no cerámicos se rediseñó para poder ser utilizado en ANC. Se tuvo que reducir el tamaño del probador debido a que los faldones de los ANC son de diámetros más pequeños. El circuito contador también tuvo que ser modificado para poder contar un número más grande de delgados faldones. También se redujo el tamaño del deslizador.

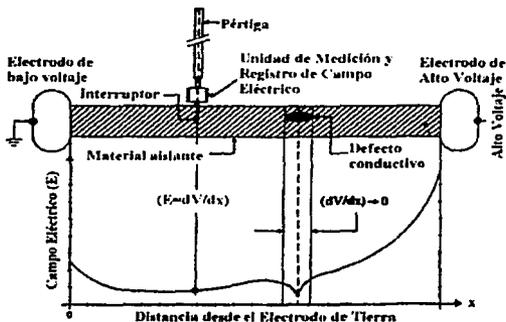


Figura 3.5
Principio de operación del método de medición de campo eléctrico.

El probador fue sometido a varias pruebas para probar la practicidad y confiabilidad del método. Las pruebas se realizaron en aisladores diseñados para 735 kV pero a un voltaje de 300 kV por seguridad. Las pruebas se dividieron en dos: pruebas con defectos simulados y pruebas con aisladores sacados de servicio. En las primeras se hicieron algunas incisiones a los aisladores para después introducir en ellas pequeñas piezas de materiales semiconductores y conductores con lo cual se simulaba la falla. Estas incisiones se hicieron en el lado de línea del aislador y en su parte media. Las incisiones por si solas no tienen efecto en la distribución del campo eléctrico. Para poder comparar las distribuciones de las pruebas se midió primero la distribución de campo eléctrico de un aislador sin dañar para tomarlo como referencia.

Los resultados obtenidos en estas pruebas se muestran en las figuras 3.6 y 3.7

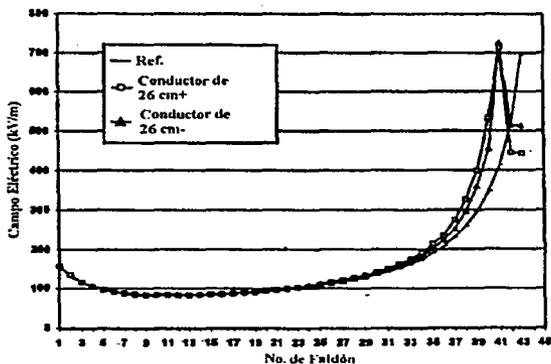


Figura 3.6
Gráfica de la distribución de campo eléctrico en un ANC de EPDM a 300 kV con una pieza de cobre incrustada en la terminal de lado línea.

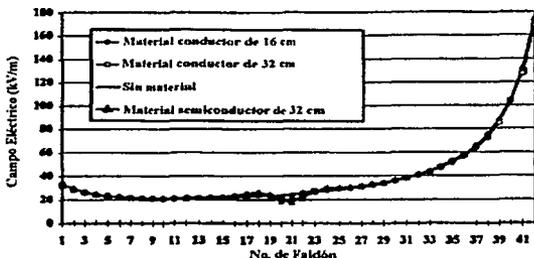
En esta prueba se colocó una pieza de material conductor en el lado línea del aislador. Primero con el conductor conectado a la terminal (+) y después con el conductor flotando (-). Como se puede observar el efecto del conductor es el de desplazar el punto de máximo valor de campo eléctrico del faldón 43 al faldón 41 con un decremento en el valor del campo eléctrico en la extremidad de 38 % para el conductor conectado y de 28 % para el conductor flotando (figura 3.6).

Figura 3.7

Grafica que muestra el efecto de tres tipos de defectos simulados colocados en la parte media del aislador.

Para obtener las curvas de la figura 3.7 se introdujeron en la incisión de la parte media del aislador una pieza de 16 cm y otra de 32 cm de largo de material conductor y una pieza de 32 cm de material semiconductor. Las cuatro curvas presentan el mismo comportamiento excepto en el lugar de la falla simulada.

El segundo tipo de pruebas se realizó en aisladores retirados de servicio los cuales presentaban incisiones de 8, 16 y 42 cm los cuales iniciaban en el lado de línea. Estos aisladores estuvieron almacenados por mas de un año. Los tres aisladores fueron probados pero solo el daño de 42 cm pudo ser visto con el probador. Esto se debió a que estuvieron almacenados durante un año por lo que se recurrió a humedecerlos un poco. Hecho



esto se volvió a repetir la prueba y el defecto de 16 cm pudo ser visible. Pero el defecto de 8 cm no pudo ser detectado por lo que se llegó a la conclusión de que el límite en la resolución del dispositivo podría ser de 8 cm en la parte media del aislador y ligeramente mayor en el lado de alto voltaje.

Todas estas pruebas fueron llevadas a cabo en ambientes secos y limpios.

3.3.1 Influencia del agua.

Cuando la superficie de un aislador se humedece la corriente de fuga en la superficie se incrementa y cambia con el tiempo. La distribución del campo eléctrico en un ANC normal sin defecto bajo condiciones húmedas puede distorsionarse fuertemente y confundirse con una distribución de un ANC con defectos. En la figura 3.8 se pueden observar tres curvas de distribución de campo eléctrico. Los tres aisladores se introdujeron en una cámara de niebla para después medir el campo eléctrico en cada uno. La curva "A" corresponde a un aislador sano, la curva B corresponde a un aislador en el cual se cortocircuitaron cuatro faldones (del faldón No. 12 al faldón No. 15) y la curva C corresponde a un aislador hidrofílico con dos faldones cortocircuitados ubicados al final del aislador (lado de línea o de alta tensión). Como puede observarse las curvas tienden a adoptar una forma más llana con bastantes fluctuaciones (curvas distorsionadas) perdiendo la forma típica de "U". El defecto en la curva B fue imposible de observarse debido a las fluctuaciones. Pero el defecto en la terminal de alto voltaje pudo distinguirse todavía debido a su repentina subida y bajada.

Sin embargo, este método no es empleado en humedades relativas de hasta 100 %. Este método puede ser empleado con una humedad relativa de hasta 82 % [6].

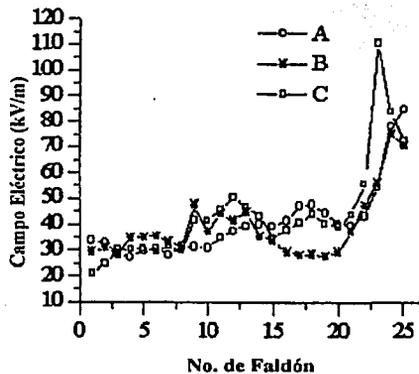


Figura 3.8

Influencia del agua en la distribución de campo eléctrico en un ANC

La curva A representa un aislador sin defecto, la curva B un aislador con cuatro faldones cortocircuitados y la curva C un aislador con dos faldones cortocircuitados en el lado de Alto Voltaje.

3.3.2 Influencia de la contaminación.

Junto con la humedad, la contaminación distorsiona fuertemente la distribución de campo eléctrico en un ANC provocando que sea difícil dar un diagnóstico de él, inclusive puede hacer difícil la medición del campo eléctrico debido a la presencia de altas corrientes de fuga y a la presencia de descargas corona. En la figura 3.9 se muestra una curva de un ANC con una capa contaminada de salinidad estándar (0.05 mg/cm^2).

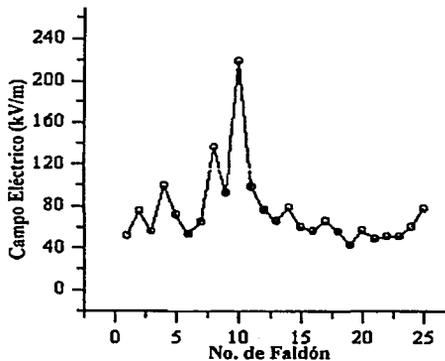


Figura 3.9

Distribución de campo eléctrico de un ANC contaminado en niebla

REFERENCIAS

- [1] R. de Tourrelli, G. Riquel, et. al. "Review of "in service diagnostic testing" of composite insulators. Working group 22.03: insulators, ELECTRA No. 169 (december 1996).
- [2] EPRI Solutions
- [3] Ofil's New Corona Camera DayCor II.
- [4] CIGRE Task force 33-04-01. "Polluted Insulators: A review of Current knowledge", August 27 1998.
- [5] G.H. Vaillancourt, J.P. Bellerive, M. St.-Jean , C. Jean. "New Live Line Tester for Porcelain Suspension Insulators on High-Voltage Power Lines". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, January 1994, pp. 208-219.
- [6] Yang Chun Chen, Cheng Rong Li, Xidong Liang, Shaowu Wang. "The Influence of Water and Pollution on Diagnosing Defective Composite Insulators by Electric Field Mapping". International Symposium on High-Voltage Engineering 1999.
- [7] R. Parraud, "Comparative Electric Field calculations and measurements on High Voltage insulators" ELECTRA 141, april 1992, pp. 69-77.
- [8] G.H. Vaillancourt, S. Carignan, C. Jean "Experience with the detection of faulty composite insulators on High-voltage power lines by electric field measurement method" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 2, april 1998, pp. 661-666.

CAPÍTULO 4

EVALUACIONES EN CÁMARA DE NIEBLA SALINA

4.1. Introducción

Los resultados de envejecimiento en aisladores no cerámicos (ANC) han mostrado que otros parámetros de diseño, además de la distancia de fuga, pueden ser críticos en su desempeño a corto y largo plazo. Tales parámetros son el diseño de la triple unión (barra de fibra de vidrio-herraje metálico-aislamiento de hule), la forma y dirección de la línea de moldeo (la unión del molde semipartido) y la distancia entre el borde del herraje metálico inferior y el primer faldón.

Las condiciones de servicio tales como la actividad de corriente de fuga superficial, la exposición a la UV y el ataque químico, causan la reducción o la pérdida completa de la hidrofobicidad y la formación de bandas secas en un mecanismo parecido al del aislamiento cerámico (AC). Se ha observado en el caso del hule de silicón, que la superficie recupera la hidrofobicidad cuando hay muy poca o casi no se tiene corriente de fuga [1], esto es debido a la migración de cadenas de polímeros de bajo peso molecular a la superficie del aislante [2] y a la rotación de grupos hidrofílicos superficiales que se alejan de la superficie [3].

La habilidad del material para controlar la corriente de fuga, lo cual representa la primer defensa del material aislante, varía de acuerdo al material polimérico utilizado; aunque también en la interacción con el diseño del aislador. Sin embargo, los materiales que tienen la tendencia a recobrar su hidrofobicidad, deben ser capaces de soportar la corriente de fuga sin tener tracking o erosión. El diseño de la funda o cubierta aislante también puede influenciar el paso de la corriente de fuga durante los periodos de pérdida o reducción de la hidrofobicidad. Por tanto, la clave para aumentar la vida útil en ANC es asegurar que la corriente de fuga se mantenga al menor valor posible. El diseño de la formulación del material de la cubierta y la trayectoria de la corriente de fuga son dos herramientas que los fabricantes deben utilizar para optimizar el desempeño del aislamiento. Además, diseños malos (pobre sellado entre los materiales aislantes y herrajes, método inadecuado de acoplamiento entre los herrajes) así como problemas de control de calidad, juegan un papel muy importante en la duración de los ANC.

4.2 Diseños típicos de ANC

La Figura 4.1 muestra los 3 diseños principales de ANC. El aislador de la Fig. 4.1.a consiste de una barra de fibra reforzada con polímeros (resinas principalmente) envuelta por una cubierta sin costura. Se aplica el proceso de extrusión utilizado en cables para la elaboración de la cubierta. Para pegar la cubierta, se aplica un pegamento a la superficie de la barra antes del proceso de extrusión, permitiendo a la cubierta un entrecruzamiento químico de cadenas con la superficie de la barra. Los faldones se moldean separadamente y son empujados en la cubierta utilizando una pasta deslizante vulcanizable. Cuando la cantidad de faldones se colocan según el diseño, los faldones y la cubierta se vulcanizan en conjunto a temperaturas elevadas (HVT). La unión entre los herrajes y la cubierta se hace utilizando un sello de hule de silicón.

Los ANC mostrados en la Fig. 4.1.b se producen en un proceso de moldeo de un solo paso, en el cual la barra de fibra de vidrio se coloca entre las dos mitades de un molde partido y el material de la cubierta incluyendo los faldones, se inyectan por algunos orificios cuando el molde está cerrado. Debido al calentamiento, el proceso de vulcanización empieza a entrecruzar los materiales de la cubierta y faldones así como el pegado de la superficie de la barra de fibra con la cubierta. Cuando se alcanza el estado estable de los materiales aislantes introducidos, se abre el molde y se retira el cuerpo aislante (aislador).

El diseño de los aisladores mostrados en la Fig. 4.1.c, utiliza cubiertas modulares, las cuales ya incluyen determinado número de faldones en un solo módulo. Posteriormente, los módulos son pegados mecánicamente a los módulos adyacentes por medio de un collar o anillo polimérico externo. Los módulos son sellados

mecánicamente a los herrajes de los extremos dentro de un disco metálico graduador. Los módulos son ensamblados en la interfaz de la barra utilizando un compuesto de silicón de un alto esfuerzo dieléctrico. El compuesto de silicón se fija mediante anillos moldeados dentro de la cubierta.

Los 3 diseños están fuertemente relacionados entre sí al proceso de manufactura, teniendo cada uno sus ventajas técnicas y económicas y/o desventajas.

4.3 Línea de moldeo y su posición

El diseño y método de fabricación acorde con la Fig. 4.1.a, tiene como resultado que no haya línea de moldeo a lo largo del cuerpo del aislador y entre los faldones. Los faldones muestran la línea de moldeo en su periferia exterior. Estas líneas de moldeo se arreglan en forma perpendicular a la dirección principal del campo eléctrico. Los diseños de las figuras. 4.1.b y 4.1.c tienen líneas de moldeo en todas las campanas así como en el cuerpo del aislador. Estas líneas de moldeo se arreglan en dirección paralela al campo eléctrico.

La experiencia en aisladores en servicio a largo plazo [4], así como la experimentación en laboratorio [5, 6, 7] muestran en general puntos débiles de las líneas de moldeo que van en dirección paralela al campo eléctrico: Al inicio las líneas de moldeo cambian de color y se incrementa la rugosidad superficial en la línea; en la segunda fase, los alrededores de la línea de moldeo se van ennegreciendo, indicando que las propiedades del hule de la línea de moldeo son diferentes comparadas con el resto de la superficie del aislador; en el tercer paso puede presentarse agisamiento (giseo), erosión y puede llegar a partirse la línea de moldeo [8]. El avance del proceso de erosión en el extremo del aislador puede conducir a la exposición del núcleo resultando en un posible impacto en la integridad mecánica del aislador.

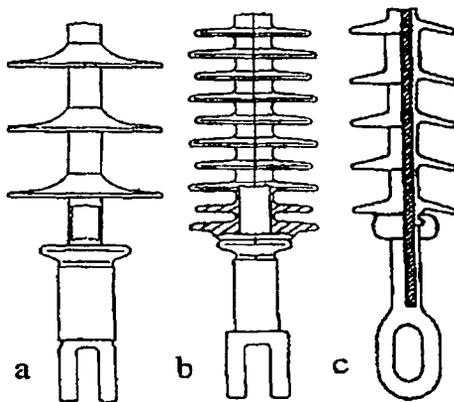


Figura 4.1
Diseño típico de aisladores no cerámicos (ANC).

Las líneas de moldeo representan una barrera natural donde la contaminación y la humedad puede acumularse fácilmente; esto facilita una trayectoria angosta y fija para la corriente de fuga. Además, las propiedades del hule de la línea de moldeo son diferentes comparado con las propiedades del hule en el resto de

la superficie del aislador (principalmente por el proceso de vulcanización). Estos dos aspectos combinados con la distorsión del campo eléctrico (figura 4.2) bajo condiciones secas y por las dimensiones de la línea de moldeo, pueden tener una influencia importante en la erosión de la línea de moldeo, lo cual puede erosionar el hule aun bajo la superficie del faldón o del cuerpo del aislador.

Para remover la línea de moldeo (causada por exceso de material de la cubierta), se requiere utilizar una técnica de inspección minuciosa ya que no debe dañarse la cubierta al retirar dicho material.

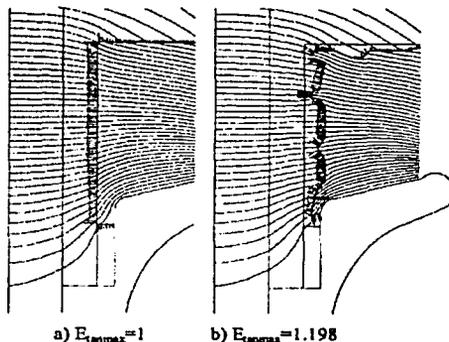


Figura 4.2

Modelo simplificado que muestra la distorsión del campo eléctrico causado por la línea de moldeo (a) sin línea de moldeo y (b) con línea de moldeo.

Nota: la componente tangencial del campo eléctrico es rotada 90° para una mejor visualización.

4.4 Posición del primer faldón

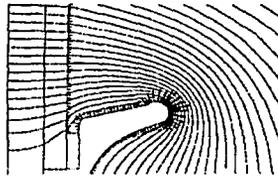
La posición del primer faldón podría modificar el campo eléctrico y dirigirlo hacia fuera de las líneas equipotenciales, haciéndolo libre de corona, pero incrementando la componente tangencial en la parte del vástago bajo el faldón [9].

Basado en el método de elemento finito, se calculó el campo eléctrico como una función de la distancia del primer faldón y la terminal metálica. Como se observa en la figura 4.3, el campo disminuye cuando la distancia es corta o relativamente grande. Este efecto se debe a la diferencia de permitividad del hule (4-5), el cual tiende a concentrar el campo dentro de áreas con una baja permitividad (aire).

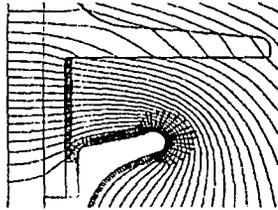
Parece que una distancia entre el primer faldón y la terminal metálica sería una buena elección de diseño, sin embargo, en aplicaciones prácticas se presentarían perturbaciones en las terminales lo que incrementaría el campo drásticamente y las descargas coronas se dirigirían al hule. Por lo tanto una distancia grande entre el faldón y la terminal sería una solución más práctica.

Por otro lado se podría integrar el faldón con la terminal como se muestra en la figura 4.4 (c). Con este diseño se puede reducir el campo eléctrico y cambiar su dirección lejos del hule, por lo que se reduciría el riesgo de degradación del material polimérico.

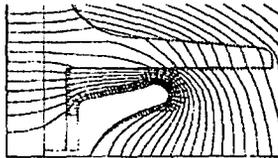
En el diseño de los ANC deben considerarse, además de la distancia de fuga, las características eléctricas de diseño como el campo eléctrico y la corona. Para aisladores grandes, la posición del primer faldón no es muy importante debido a su gran distancia de fuga [8].



Sin Faldones



40 mm



10 mm

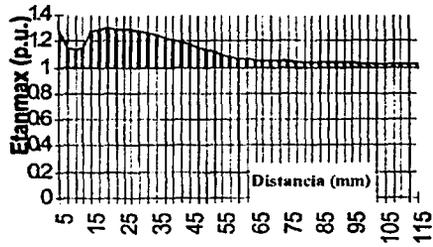


Figura 4.3

Variación de la componente tangencial del campo eléctrico con respecto a la distancia entre el primer faldón y la terminal metálica.

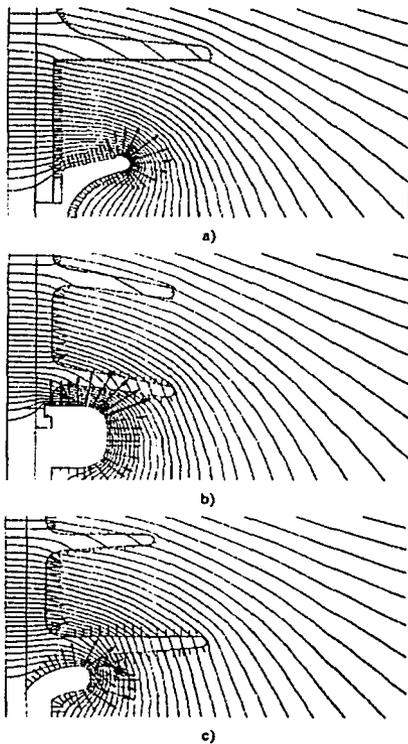


Figura 4.4

Cálculo de la distribución de campo eléctrico para diferentes diseños actualmente en uso.
 Nota: la componente tangencial del campo eléctrico es rotada 90° para una mejor visualización.

4.5 Diseño de la unión triple

Las interfaces entre los herrajes y el cuerpo aislante del aislador es una parte delicada en el diseño de los ANC, simplemente porque esta parte del diseño tiene una influencia decisiva en el comportamiento de las descargas parciales viéndolo desde el punto de vista de la unión triple. En el caso del diseño donde el punto de mayor esfuerzo eléctrico esté ubicado en el mismo punto de la unión triple, una descarga parcial que ocurra en el punto de unión triple causará quemadura y erosión del material aislante en ese punto.

Aparte del aspecto eléctrico de los diferentes diseños de la unión triple, es importante también el aspecto mecánico. En el caso de una conexión rígida de la cubierta, herraje y barra (con módulos de elasticidad y coeficientes de expansión térmicos diferentes), ocurrirán esfuerzos mecánicos en las interfaces en el caso de cambios de temperatura.

4.6 Envejecimiento acelerado para ANC

Del buen diseño de los ANC en los puntos mencionados anteriormente, dependerá el buen funcionamiento a largo plazo bajo condiciones ambientales tanto extremas como normales. Un envejecimiento prematuro indicará un mal diseño o condiciones de operación muy severas. Para lograr predecir el desempeño de los ANC se han desarrollado diferentes técnicas de envejecimiento a nivel mundial, todas ellas con la misma finalidad: Determinar la vida útil de los ANC bajo condiciones representativas de los ambientes en que estarán operando. Estas técnicas tienen variaciones dependiendo de cada metodología de prueba y tratan de reproducir normalmente las condiciones ambientales de cada país.

En nuestro caso, se han tenido buenas experiencias con la aplicación de ANC en zonas con alta contaminación; se han presentado casos de erosión de material aislante de los ANC en tan solo 8 meses. Esto conlleva a contar con técnicas de envejecimiento que permitan identificar los mejores diseños de ANC así como los mejores tipos de aislante utilizados en sus cubiertas, para poder discriminar en poco tiempo los ANC de diseños malos que pongan en riesgo la confiabilidad de las líneas de transmisión de energía eléctrica.

En el IIE se ha estado trabajando en el desarrollo de estas técnicas; a lo largo de este proyecto se utilizó una técnica de envejecimiento que ha salido de la experiencia previa obtenida en el laboratorio así como en campo, también se ha visto la experiencia en otros países y se ha consultado con las diferentes normas que se han elaborado en otros países [10].

A fin de contribuir en la determinación de la vida útil de los ANC se realizaron las siguientes evaluaciones que se mencionan a continuación.

4.7 Evaluación de los aisladores en la cámara de niebla salina

Se instalaron 15 aisladores en la cámara de niebla salina, algunos de éstos fueron contaminados con el método de capa sólida utilizando caolín, fertilizante, cal hidratada; otros no se contaminaron para diferenciar el efecto del contaminante en aisladores de la misma marca. También se instaló en la misma cámara un aislador contaminado naturalmente, el cual estuvo expuesto en la línea 93430 Villita-Fertimex. Las características de los aisladores se muestran en la Tabla 4.1 y la disposición física en la Fig. 4.5.

Tabla 4.1. Características de los ANC evaluados.

No. de Aislador	Tipo de material y contaminante aplicado	No. de Faldones	Distancia de Fuga (cm)	Distancia de Arco (cm)
0	Hule de silicón contaminado con Fertilizante	19	266.9	100.9
1	Hule de silicón contaminado con fertilizante (230kV)	19	276.4	98.9
2	Hule de silicón contaminado con Caolín	19	266.9	100.9
3	EPDM Limpio	25	241.5	100
4	Hule de silicón Natural (230 kV)	19	276.4	98.9
5	EPDM Limpio	17/17	257.4	97.2
6	EPDM Contaminado con Cal	25	241.5	100
7	Hule de silicón contaminado con Cal (230 kV)	19	276.4	98.9
8	Hule de silicón contaminado con Cal (115 kV)	12	212.2	101.2
9	Hule de silicón contaminado con Cal	13	206.7	102
10	Hule de silicón Limpio (230kV)	19	276.4	98.9
11	Hule de silicón contaminado con Cal	19	266.9	100.9
12	Hule de silicón (dañado) Limpio	13	206.7	102
13	Hule de silicón Limpio	12/11	282.7	102.2
14	Hule de silicón Limpio	19	266.9	100.9

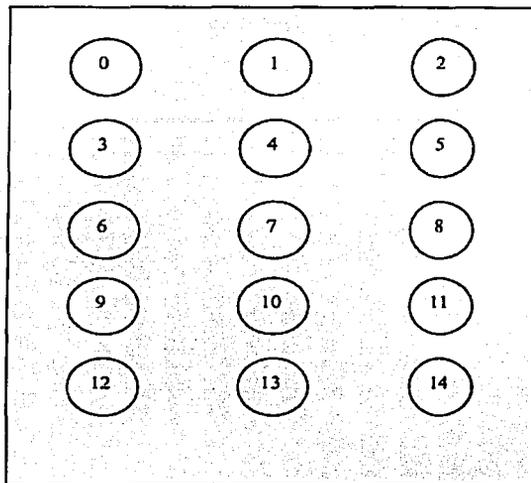


Figura 4.5
Arreglo original de los aisladores en la cámara de niebla salina.

Debido al flameo de los aisladores No. 0 y No. 2, (1590 y 1430 Horas de prueba respectivamente) el arreglo se modificó y los aisladores fueron reagrupados como se muestra en la Fig. 4.6.

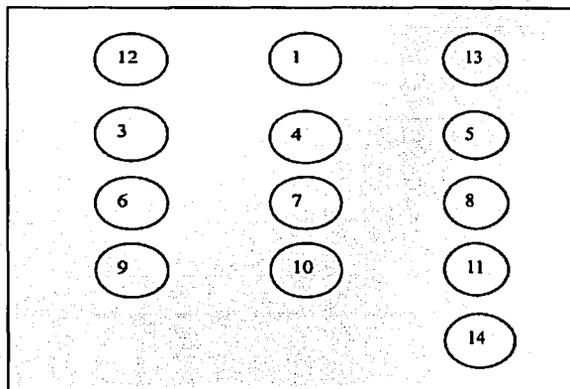


Figura 4.6
Arreglo de los aisladores cuando se extrajeron los aisladores No. 0 y No. 2.

Este arreglo cambió al fallar el aislador 12 (2165 hrs) y posteriormente con la falla del aislador 14 (2464 hrs). El arreglo se muestra en la Fig. 4.7. La Fig. 4.7b muestra la disposición de los aisladores al final de la evaluación.

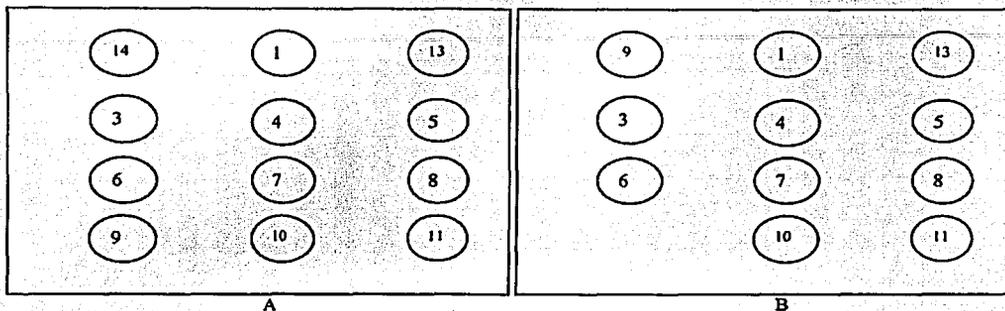


Figura 4.7
Arreglo de los aisladores al fallar: A) El aislador 12 y B) El aislador 14.

Se colocaron los aisladores de tal manera que tuvieran casi la misma distancia de arco y se tuviera como parámetro de evaluación la distancia de fuga, el tipo de contaminante y el perfil del aislador, es decir; los aisladores con tamaño para 230 kV, se les puso un electrodo a la distancia equivalente a 115 kV.

Las características de la prueba utilizadas en la evaluación son:

Volumen de la cámara	187.5 m ³
Gasto de salmuera	0.4 l/hr m ³
Salinidad	3.0 kg/m ³
Presión de aire	6 kg/m ³
No. aisladores en prueba	15
No. de marcas de aisladores	6

4.7.1 Medición permanente de corriente de fuga.

Basados en la experiencia obtenida en otras evaluaciones anteriores se utilizaron contaminantes aplicados mediante capa sólida tales como caolín, fertilizante y cal hidratada. También en base a lo anterior y a referencias de publicaciones internacionales [11], se programaron ciclos de humectación para permitir al aislamiento que trabajen sus propiedades intrínsecas (recuperación de hidrofobicidad y englobamiento de contaminante). La Tabla 4.2 muestra los ciclos que se efectúan en la prueba.

Se muestran los diferentes diseños evaluados en la Fig. 4.8 y una vista del arreglo físico de los aisladores instalados en cámara en la Fig. 4.9.

Tabla 4.2 Ciclos de envejecimiento en la cámara.

CICLO	DURACIÓN HRS	ENERGIZADO A 65 KV
SECO	12	SI
LIMPIO	24	SI
SALINO	24	SI

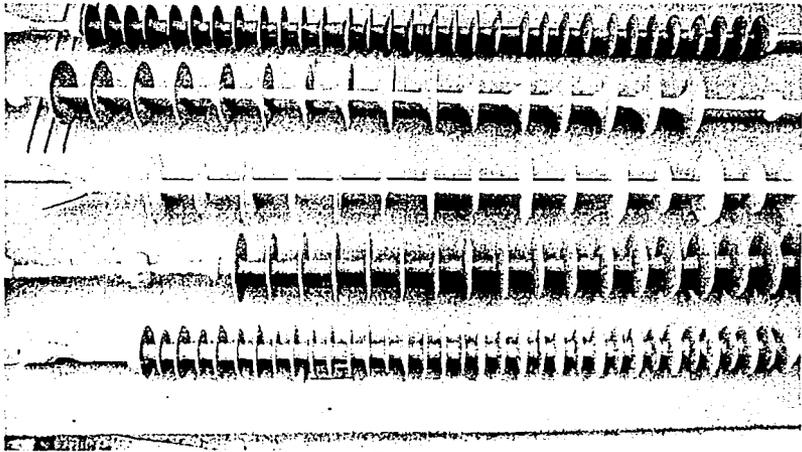


Fig. 4.8

Tipos de aisladores evaluados, de arriba hacia abajo: Aislador de EPDM, Aislador de Hule de Silicón para 115 kV, Aislador de hule de silicón, aislador de hule de silicón y aislador de EPDM.

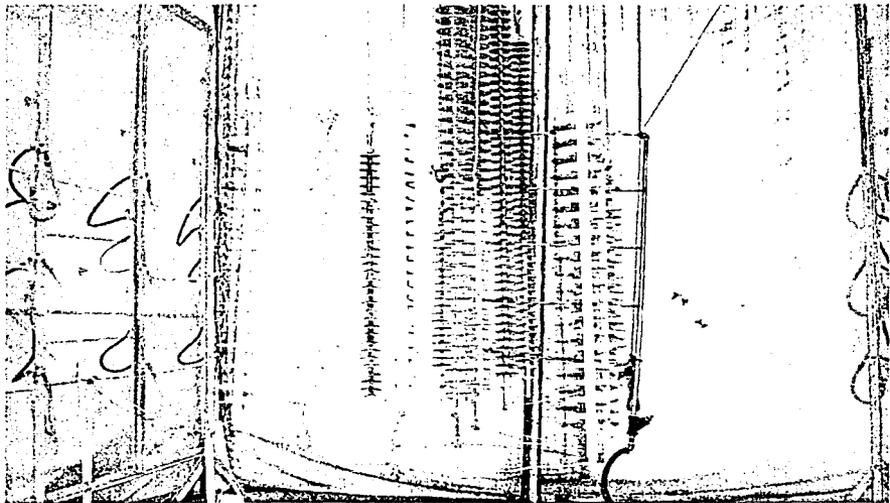


Figura 4.9

Instalación de los aisladores evaluados en la cámara salina

4.8 Evaluación de aisladores con la metodología de campo eléctrico

El dispositivo que se utilizó para medir la distribución del campo eléctrico en los aisladores fue el Universal Field Prober (UFP), construido por Positron Industries Inc. bajo licencia de Hidro Quebec (IREQ) [12].

El UFP registra lecturas de campo eléctrico, las cuales son utilizadas para determinar la integridad dieléctrica, sin ninguna conexión al equipo bajo prueba. El UFP puede utilizarse en cualquier tensión dentro de un rango entre 10 kV a 1,000 kV, 60 Hz (50 Hz opcional) tanto en equipo de distribución como de transmisión. El UFP puede utilizarse para las siguientes aplicaciones:

- Aisladores de porcelana
- Aisladores poliméricos
- Transformadores, capacitores y bushings
- Aisladores tipo poste
- Apartarrayos
- Evaluaciones de contaminación
- Grado de degradación
- Pruebas de diagnóstico antes de iniciar la operación del equipo

El UFP consta de una tarjeta electrónica y una batería recargable montada dentro de un compartimento de aluminio. Además un interruptor actuador sensible a la presión sujetado a la cubierta (Fig. 4.10). Se toma una lectura cada vez que se oprime el actuador. El pequeño registrador montado sobre el actuador puede ser girado 90° o removido por el usuario. El UFP debe estar orientado de forma perpendicular al aislador. En las mediciones de campo eléctrico realizadas se retiró el registrador para no remover el contaminante depositado en los aisladores.

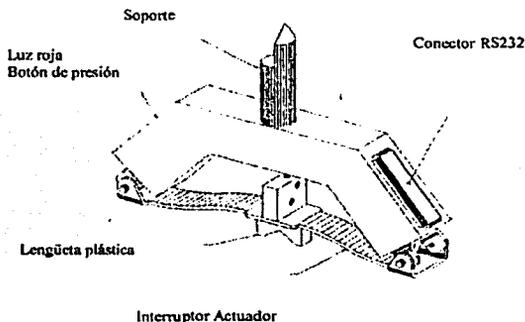


Figura 4.10
Componentes del medidor de campo eléctrico (UFP).

El UFP utiliza para su funcionamiento un botón de presión (pushbutton) y una luz roja emitida por un diodo. Tiene una tapa metálica sujeta a la cubierta que se encuentra al lado opuesto del botón de presión. Removiendo esta tapa se encuentra la entrada para el conector RS232 y el interruptor del encendido/apagado. El UFP utiliza dos detectores infrarrojos (IR1 e IR2) como parte del interruptor actuador (Fig.4.11) [13].

4.9 Medición de campo eléctrico

El IIE adquirió recientemente un medidor de campo eléctrico (UFP), el cual se utilizó para hacer el barrido de campo eléctrico en cada una de las muestras que se evaluaron en niebla salina.

Durante las mediciones se detectó que puede haber variabilidad en los resultados si las condiciones de medición no son repetitivas, por lo que en algunos casos se tuvo que hacer varias mediciones para el mismo aislador. Por lo tanto, la instalación del sensor se debe hacer en una base firme y que las condiciones de distancia del aislador-sensor y la velocidad de barrido del sensor sean siempre repetibles. Para obtener una gráfica se hicieron 5 pruebas a cada muestra y se graficaron los promedios de los 5 grupos de lecturas obtenidas.

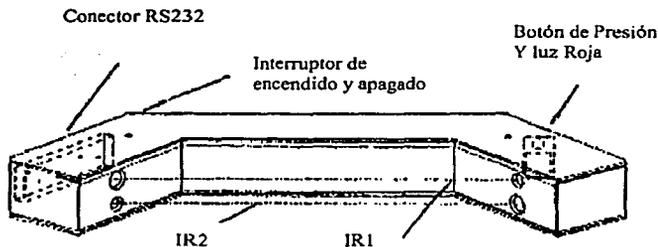


Figura 4.11
Detectores infrarrojos del medidor de campo eléctrico (UFP).

Se midió la distribución de campo eléctrico energizando los aisladores a 65 kV de tensión alterna en tres ocasiones: La lectura A corresponde a los 5 aisladores nuevos; la lectura B corresponde al campo eléctrico después de 1670 Horas de prueba (excepto los aisladores 2 y 0 que se midieron a las 1430 y 1590 horas de prueba respectivamente) y la lectura C corresponde al término de la prueba. El circuito de prueba se muestra en la Fig. 4.12.

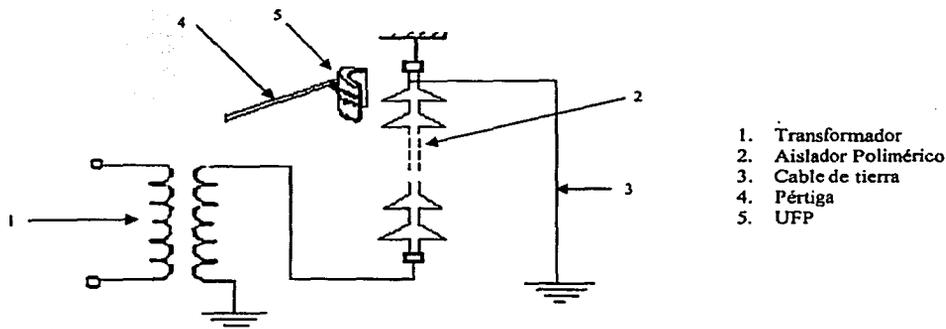


Figura 4.12
Circuito de Prueba

Como lo muestra el circuito, el aislador se coloca en forma vertical, en la parte inferior se encuentra el conector de alta tensión mientras que la parte superior se aterriza. El UFP se conecta a una pértiga la cual está instalada en una grúa mecánica manual (Fig. 4.13); las condiciones de distancia del aislador-sensor y la velocidad del barrido deben ser lo más repetitivas en cada medición.

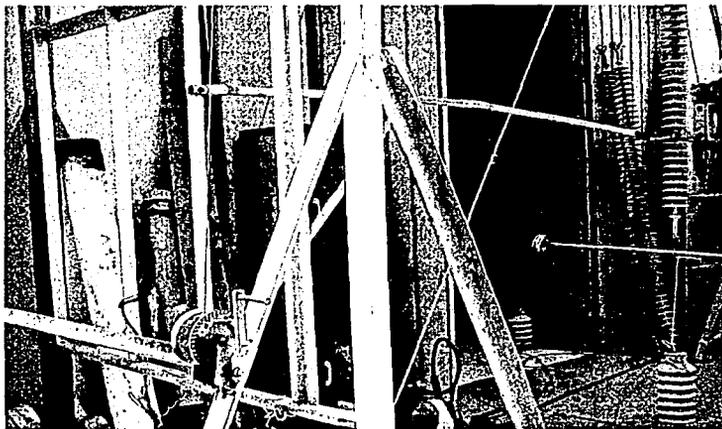


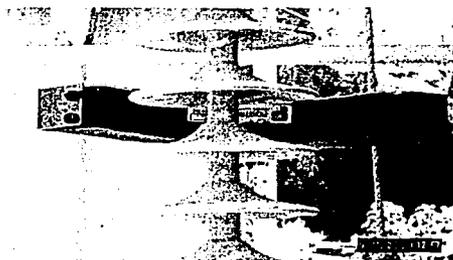
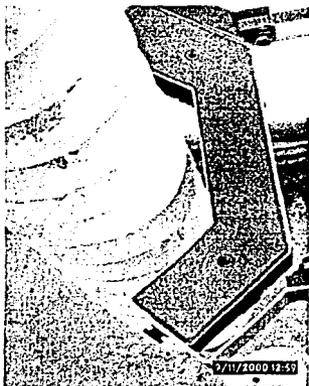
Figura 4.13
Equipo para medición de la distribución del campo eléctrico

El barrido del aislador se hizo de arriba hacia abajo. El UFP toma una lectura cada vez que los rayos infrarrojos son obstruidos por el faldón. (Fig. 4.14) por lo que se debería tener igual número de lecturas que de faldones, sin embargo existen aisladores que poseen dos tamaños de faldones y el UFP solo toma el valor correspondiente al faldón grande dejando sin lectura a todos los faldones pequeños.

Los datos deben bajarse del UFP a una computadora personal a través del cable de comunicación y el conector RS232. Un programa instalado en la computadora lleva a cabo la transferencia de datos, para que más tarde se lleve a cabo la interpretación de los mismos.

De acuerdo con análisis teóricos y cálculos realizados mediante la computadora, la curva correspondiente al campo eléctrico a lo largo de un aislador tiene la forma de una "U" [14] los valores de la intensidad de campo eléctrico en la parte final de la curva son mayores que el de la parte media.

La Fig. 4.15 muestra la distribución de campo eléctrico en un aislador normal, el eje de las abscisas representa el número de faldón empezando desde el lado de tierra hasta el faldón que se encuentra en el lado de alta tensión. El eje de las ordenadas representa la intensidad de campo eléctrico a lo largo del aislador [15].



a) b).

Figura 4.14
Medidor de campo eléctrico (UFP).

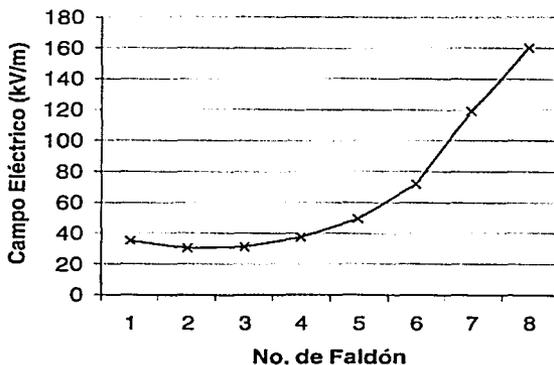


Figura 4.15
Distribución de Campo Eléctrico en un aislador normal

En el siguiente capítulo se presentan las curvas correspondientes a la distribución de campo eléctrico para cada uno de los aisladores evaluados, empezando con aquellos cuatro que se dañaron durante la prueba. Para cada aislador se realizaron 5 barridos y se obtuvo el promedio de ellos. Sin embargo, en algunos casos no todas las lecturas se registraban, por ejemplo, en el aislador 14 el cual tiene 19 faldones, a veces solo se tomaban 18 lecturas de las 19. Los valores faltantes eran rellenados con el promedio de los otros valores (los valores obtenidos para el mismo faldón en los otros barridos) para completar la curva. Sin embargo, la tendencia de la curva por esos puntos no registrados no afecta significativamente el comportamiento global de la curva de campo eléctrico.

REFERENCIAS

- [1] R. Gorur, E. Cherney, R. Hackman and T. Orbeck, "The electrical performance of polymeric insulating materials under accelerated aging in a fog chamber", IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 3, No. 3, 1988.
- [2] G. Karady, M. Shah and R. Brown, "Flashover mechanism of silicone rubber insulators used for outdoor insulation - I", IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 10, No. 4, 1995.
- [3] M. Owen, T. Gentle, T. Orbeck and D. Williams, "Dynamic wettability of hydrophobic polymers", Polymer Surface Dynamics, J. D. Andrade, ed., New York, Plenum Publishing Corp., 1988.
- [4] H. Auxel, F. Ehrard and K. F. Wustenberg, "Erosion und Alterung von Freiluftisolatoren aus cycloaliphatischen Epoxid-polyurethan - Giepharsen", ETZ, 91, 1992.
- [5] W. L. Vosloo and F. F. Bologna, "High voltage insulators: The back bone of transmission and distribution networks", World Congress on insulator technologies for the year 2000 and beyond, Barcelona, 1999.
- [6] R. Gorur, E. Cherney and R. Hackman, "Performance of polymeric materials in salt fog", IEEE Trans. On power delivery, Vol. PWR D-2, No. 2, april 1987.
- [7] I. Gutman and R. Hartings, "Standard and reduced salinity 1000 h salt fog tests on silicone rubber apparatus insulators", ISH 97, Montreal, Canada 1997.
- [8] K. Sokolija, M. Kapetanovic, R. Hartings, M. Hajro, "Considerations on the design of composite suspension insulators based on experience from natural ageing testing and electric field calculations", CIGRE, Session 2000.
- [9] K. Sokolija, M. Kapetanovic, "About Some Important Items of Composite Insulator Design", International Symposium on High Voltage Engineering 1999.
- [10] Isaias Ramirez, José Luis Fierro y Gerardo Montoya, "Pruebas de envejecimiento acelerado para aislamiento polimérico utilizando sistema de medición de corriente de fuga para laboratorio", Reporte final Clasif. IIE/SE/UTD/11268/RF/99, Sept. 1999.
- [11] I. Gutman, R. Hartings, R. Matsuoka, K. Kondo, "The IEC 1109, 1000 h salt fog tests: Experience and suggestions for improvement", Nordic Insulation Symposium, Bergen, June 10-12, 1996.
- [12] Georges H. Villancourt, Simon Carignan and Charles Jean, "Experience with the detection of faulty composite insulators on high voltage power lines by the electric field measurement method", Ontario Hydro 1994.
- [13] Positron industries Inc. Universal Field Probe, System Manual. September 1995
- [14] G. H. Villancourt, "Experience with two faulty composite insulators detection methods in Hydro-Quebec", 10th ISH, 1997.
- [15] Yang Chun Chen, Cheng Rong Li, Xidong Liang, Shaowu Wang, "The influence of water and pollution on diagnosing defective composite insulator by electric field mapping", ISH 1999.

CAPÍTULO 5

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 Aisladores dañados durante la evaluación

Durante la evaluación fallaron cuatro aisladores los cuales se extrajeron de la cámara de niebla. A continuación se mencionan estos aisladores en orden a su salida.

- | | | |
|--------------------|--|------------|
| a) Aislador No.2 | Hule de silicón contaminado con caolín | 1430 horas |
| b) Aislador No. 0 | Hule de silicón contaminado con fertilizante | 1590 horas |
| c) Aislador No. 12 | Hule de silicón, dañado limpio | 2165 horas |
| d) Aislador No. 14 | Hule de silicón limpio | 2464 horas |

5.1.1 Aislador No. 2 Hule de Silicón contaminado con caolín

La distribución de campo eléctrico para este aislador se muestra en la Fig. 5.1.

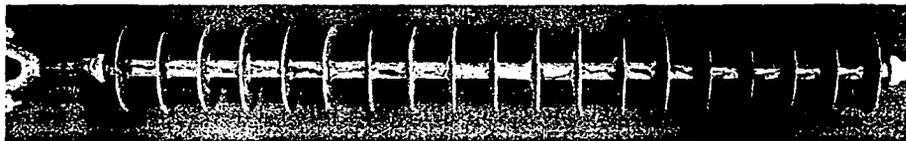
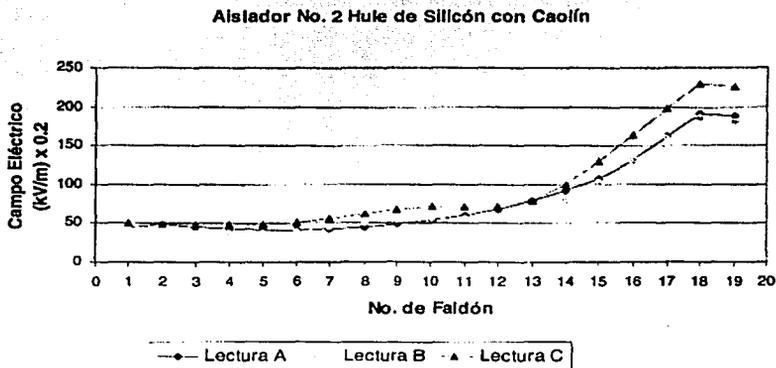


Figura 5.1.
Distribución de campo eléctrico en el aislador No. 2

La Fig. 5.1 presenta la distribución de Campo Eléctrico y el estado físico del aislador. En la gráfica de campo eléctrico se muestran tres curvas señaladas como lecturas A, B y C. La lectura A representa la distribución del campo eléctrico del aislador previo al inicio de la prueba. La curva marcada como lectura B fue registrada al salir el aislador por daño. En la gráfica B se observan unas variaciones a partir del faldón No. 1 hasta el faldón No. 15. Dentro de este intervalo de faldones el aislador presenta físicamente formación de tracking y de grietas en dos zonas del aislador. Una a partir del faldón No. 1 hasta el faldón No. 9 y otra del faldón No. 12 al faldón No. 15. Este daño corresponde con las curvas de campo eléctrico obtenidas.

Este aislador posterior a la falla, no se volvió a meter a la cámara de niebla salina. La curva C fue tomada al término de la evaluación tanto en aisladores que fallaron como en los que estuvieron hasta el final de la prueba. En ella se observa un comportamiento similar al obtenido en el aislador cuando se sacó por falla. Esto nos indica que la medición de campo eléctrico no se afectó al dejar el aislador un tiempo sin someterlo a tensión eléctrica, con la consecuencia de que se puede detectar un aislador dañado a pesar que no haya estado energizado por algún tiempo. Algunos acercamientos de las degradaciones son mostrados en la Fig. 5.2.

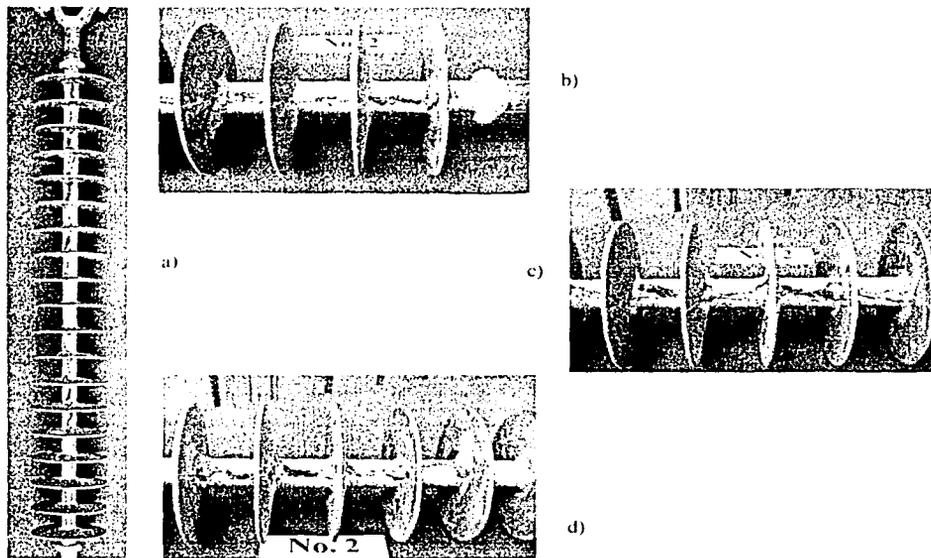


Figura 5.2

a) Aislador No. 2, b) tracking y grietas entre los faldones 1 y 4, c) Tracking y grietas entre los faldones 5 y 9, d) Tracking y grietas entre los faldones 12 y 15.

Además de la formación de tracking y grietas, alrededor de la interfaz herraje-vástago principalmente en el lado línea se tiene degradación por erosión (Fig. 5.3).

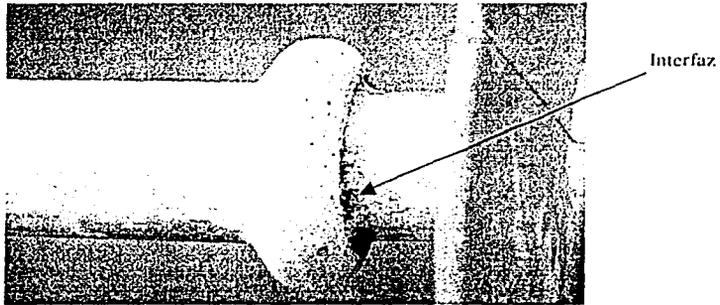


Figura 5.3
Interfaz Herraje-Vástago Lado Línea, Aislador No. 2

La corriente de fuga que presentó el aislador durante la prueba se muestra en las figuras del Apéndice A. La mayor cantidad de picos de corriente durante la prueba cayó dentro del rango de 50 a 120 mA siendo de 1'174,551 picos con una tendencia a disminuir en los rangos mayores; no obstante también tuvo picos mayores de 600 mA los cuales fueron 97.

El nivel de contaminante que se midió en el aislador fue de 0.0945 mg/cm² y los no solubles de 0.4174 mg/cm². Este nivel de contaminación cae dentro del nivel medio señalado por IEC y el nivel de no solubles excede a lo sugerido por la normativa internacional (0.1 mg/cm²).

El resumen de los niveles de contaminante medidos en los diferentes aisladores se muestra en el Apéndice B.

5.1.2 Aislador No. 0 Hule de Silicón contaminado con fertilizante.

Este aislador falló y fue retirado de la cámara de niebla a las 1590 horas de prueba. La distribución de campo eléctrico para este aislador se muestra en la figura 5.4.

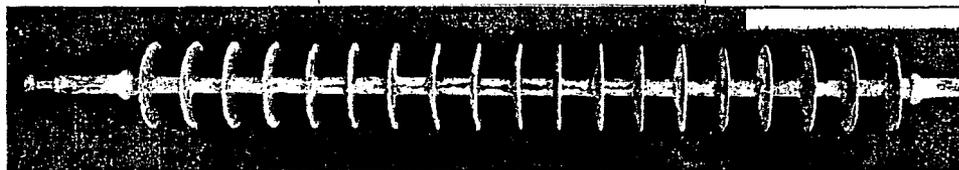
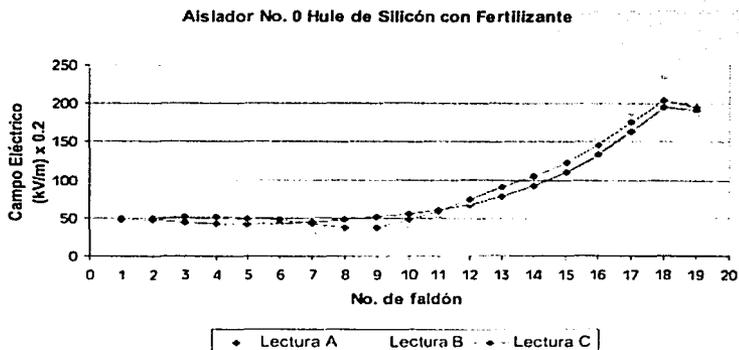


Figura 5.4
Distribución de campo eléctrico en el aislador No. 0

Las curvas correspondientes a la lectura B y C presenta una deformación entre los falda 6 y 12, en ese intervalo, además de erosión y giseo (agisamiento) el aislador muestra grandes formaciones de tracking y grietas tanto en el vástago como en los falda. Este daño tiene una longitud de aproximadamente 38 cm pero también abarca al falda No. 13 como se puede observar en la Fig. 5.5.



Figura 5.5
Daño en el aislador No. 0 con una longitud de 38 cm.

Al igual que el aislador No. 2, éste tampoco se volvió a meter a la cámara y la curva C también fue tomada al final de la evaluación. La Fig. 5.6 ilustra de una manera más cercana la severidad del tracking y las grietas a lo largo del aislador.

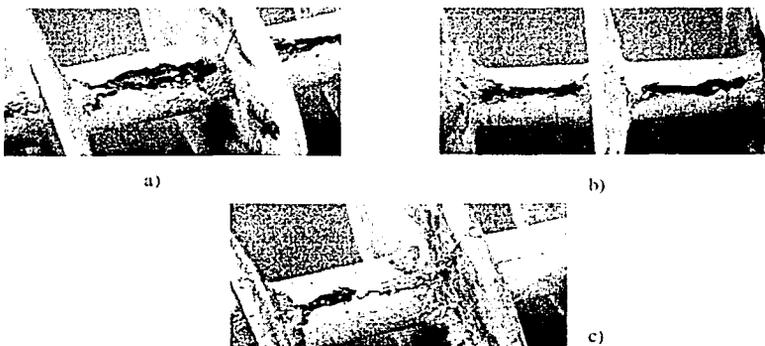


Figura 5.6

Formaciones de grietas en la superficie del aislador. a) grieta ubicada entre el faldón 10 y 11 con 6.7 mm de profundidad, 8.3 mm de ancho y 3.3 cm de largo. b) grieta entre el faldón 8 y 10 con 9.6 cm de longitud, 5.4 mm de profundidad y 3.1 mm de ancho. c) Formación de tracking bajo el faldón 7.

La mayor cantidad de picos de corriente durante la prueba ocurrió dentro del rango de 50 a 120 mA siendo de 4'004,442 picos, disminuyendo este número en los rangos mayores; los picos mayores a 600 mA fueron 5,969 (Apéndice A). Este aislador presentó más picos que el aislador No.2 contaminado con caolín.

El nivel de contaminante que se midió en el aislador fue de 0.04896 mg/cm² y los no solubles de 0.9667 mg/cm². Este nivel de contaminación cae dentro del nivel ligero señalado por IEC y es casi la mitad de lo que presentó el aislador No. 2. Respecto al nivel de no soluble fue de 0.9667 mg/cm² lo cual es del doble del aislador No. 2 y provocó el incremento en los picos de corriente.

5.1.3 Aislador No. 12 Hule de Silicón Limpio (dañado).

El aislador No. 12 fue envejecido previamente en otra evaluación y tenía tracking de 13 cm de longitud. Posterior a la evaluación que se hizo en niebla salina fue extraído de la cámara salina después de 2165 horas de prueba por acumular 3 flameos. La distribución de campo eléctrico correspondiente a este aislador se muestra en la Fig. 5.7.

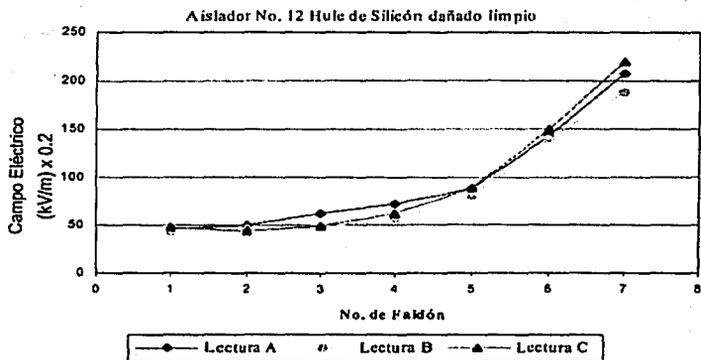


Figura 5.7
Distribución de campo eléctrico en el aislador No. 12

En su superficie se observa una grieta ocasionada por tracking entre los faldones 7 y 9 de 14.3 mm de longitud con mayor profundidad que la que presentaba antes de la evaluación. Este defecto superficial no se puede apreciar en la curva de distribución de campo eléctrico ya que el daño más severo se encuentra en el faldón 8 que es un faldón de menor diámetro que el 7 y 9.

El UFP no registra el campo eléctrico cuando el aislador presenta faldones alternados, ya que el sensor infrarrojo necesita ser interrumpido durante el barrido y la presencia de faldones con diámetros más pequeños no son detectados. En todo el resto de su superficie solo se observa erosión y giseo (Fig. 5.8).

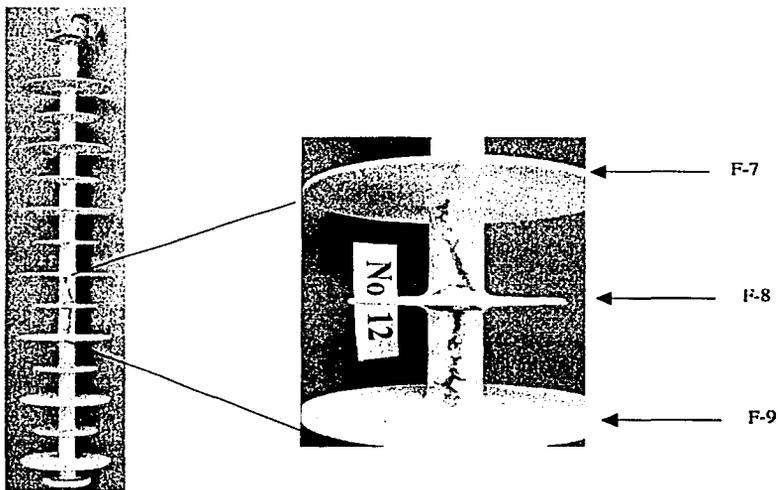


Figura 5.8
Degradación en el aislador No. 12

La grieta que se formó tiene 5.1 mm de profundidad y 4.7 mm de ancho. Esta grieta atraviesa de lado a lado el faldón No. 8. En el herraje de tierra solo se presentó un poco de erosión provocada por algunas señales de actividad. (Fig. 5.9)



Figura 5.9.
Terminal lado línea

Este aislador no presentó tanta actividad como los dos anteriores, acumuló 443,008 picos. El DESD alcanzó 0.05477 mg/cm² con 0.684 mg/cm² de no solubles.

Aparentemente la curva de campo eléctrico indica que el aislador no tiene daño, ya que está solo desplazada un poco a partir del faldón 5 y el faldón dañado corresponde a la parte que no midió el sensor por lo que debe de tenerse precaución en estos casos, sin embargo; el aislador después de haber fallado en una evaluación previa, soportó todavía más de 2000 horas energizado y bajo condiciones de humedad.

5.1.4 Aislador No. 14 Hule de silicón Limpio.

Este aislador fue el cuarto que falló. Su duración dentro de la cámara de niebla fue de 2464 horas. La distribución de campo eléctrico a lo largo de este aislador se muestra en la Fig. 5.10. En este aislador es muy clara la variación del campo eléctrico debido al daño sufrido (curva C). Físicamente presenta degradación por tracking lo que originó la formación de grietas tanto en el vástago como en los faldones, la profundidad de las grietas llegan hasta la barra de fibra de vidrio.

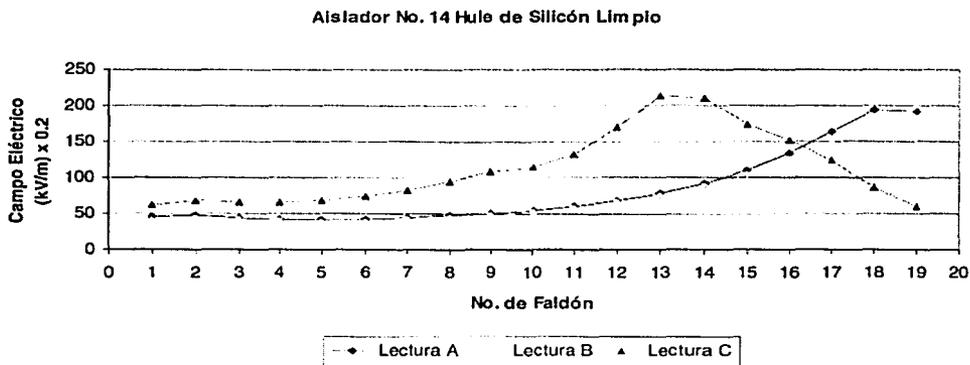


Figura 5.10
Aislador No. 14 Hule de Silicón limpio.

La zona dañada se encuentra entre el faldón 10 y el 19 con una longitud total de 46.5 cm. En la gráfica se aprecia una variación en el campo eléctrico muy marcada a partir el faldón No. 10 concordando con la inspección visual. El punto de máximo campo eléctrico se desplazó hasta el faldón No. 13 debido a que el daño que hay entre éste y el lado de línea forman un medio conductor.

Además del Tracking y las grietas, presenta erosión y giseo. Se presentan las figuras 5.11, 5.12 y 5.13 que ilustran las zonas dañadas en el aislador.

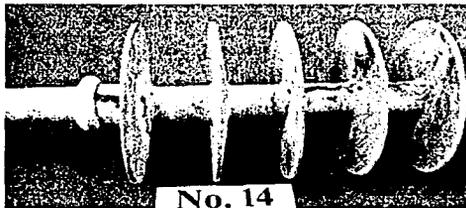
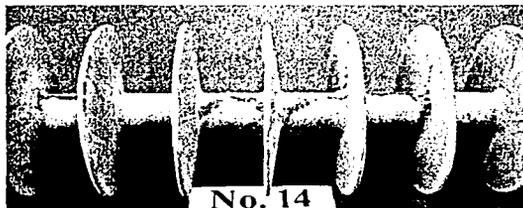
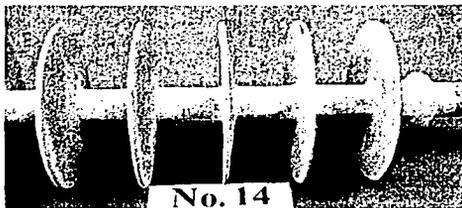
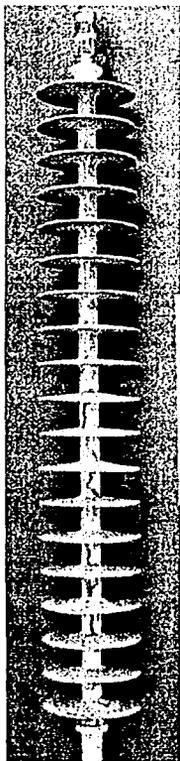


Figura 5.11
Daños en el Aislador No. 14

La grieta que se observa en la interfaz herraje-núcleo tiene aproximadamente 1 cm de profundidad, su parte más ancha mide aproximadamente 1.2 cm y se puede apreciar con más detalle en la Fig. 5.12.

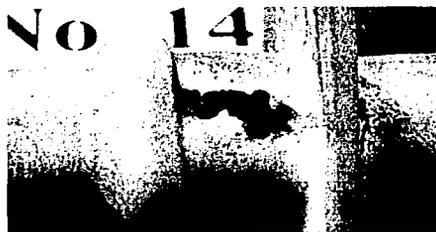


Figura 5.12
Grieta en la interfaz herraje-núcleo.



a)



b)

Figura 5.13

a) Tracking entre los faldones 18 y 19. b) grieta entre los faldones 17 y 18 con 6.1 mm de profundidad y 4 mm de ancho.

Este aislador presentó una gran cantidad de picos de corriente. En el rango de 50 a 120 mA alcanzó 2'305,639 picos con un DFSD de 0.04414 mg/cm² y no solubles de 0.8188 mg/cm² y el daño es muy similar al de los aisladores Nos. 0 y 2 principalmente en la línea de moldeo.

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

5.2 Aisladores no dañados durante la evaluación

5.2.1 Aislador No. 1 Hule de silicón para 230 kV contaminado con fertilizante.

Los aisladores Nos. 1, 4, 7, y 10 son aisladores para 230 kV, pero para efectos de la prueba únicamente se consideró una distancia de arco aproximadamente igual para todos los aisladores evaluados, es decir, para estos aisladores se consideraron 19 faldones.

El aislador No. 1 está contaminado con fertilizante y al final de la evaluación solo presentó erosión y giseo en el vástago y faldones (Fig. 5.14).



Figura 5.14
Erosión en el aislador No. 1

La curva de distribución de campo eléctrico de este aislador se muestra en la Fig. 5.15. Las tres curvas presentan el mismo comportamiento (la forma de "U") excepto al final de la gráfica B en donde se aprecia un decremento en el valor del campo eléctrico en el faldón 19. Este aislador presentó poca actividad (345,948 picos en el rango de 50 a 120 mA) y un DESID de 0.058 mg/cm².

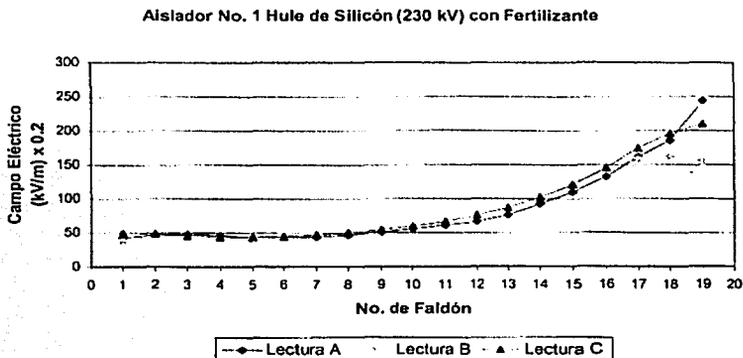


Figura 5.15
Distribución de campo eléctrico en el aislador No. 1.

5.2.2 Aislador No. 3 EPDM, limpio.

La erosión y el giseo fue el daño que se pudo observar sobre la superficie de este aislador. Cabe mencionar que este aislador y el No. 6 se encuentran formados por dos cubiertas de 16 faldones cada una, que envuelven al núcleo, unidas en el centro por medio de un anillo que sirve como sello (Fig. 5.16).

Unión o
sello

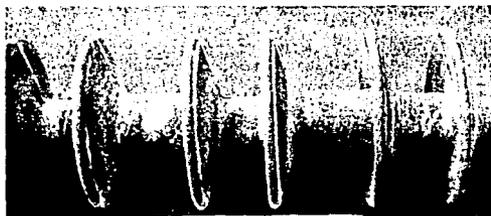


Figura 5.16
Aislador No. 3 EPDM limpio.

Este aislador tiene 32 faldones, sin embargo, solo se consideró una distancia de arco similar a los otros aisladores (25 faldones). En la primera medición (lectura A) se tomaron en cuenta todos los faldones (32) mientras que en las curvas B y C solo los 25 faldones bajo prueba. En la curva B se aprecia un pequeño colapso entre el faldón 13 y el 18 pero en la última curva (C) no se aprecia esta variación (Fig. 5.17).

Aislador No. 3 EPDM, Limpio

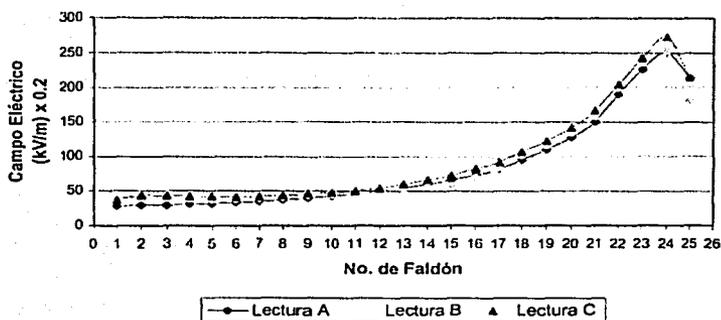


Figura 5.17
Distribución de campo eléctrico en el aislador No. 3.

Este aislador presentó un DESD muy bajo (0.0085 mg/cm^3) y considerable cantidad de no solubles (0.6072 mg/cm^3). Los picos de corriente en el rango de 50 a 120 mA fueron de $4'742.452$ y se tuvo corriente de fuga mayor a 600 mA. Nuevamente se nota la influencia de los no solubles en el comportamiento de los picos de corriente.

5.2.3 Aislador No. 4 Hule de Silicón para 230 kV con contaminación natural.

El aislador No. 4 solo presenta erosión y giseo en el vástago y faldones (Fig. 5.18.)



Figura 5.18
Aislador No. 4 con contaminación natural.

No se tiene mucha variación en los valores de las tres curvas de distribución de campo eléctrico (A, B y C de la Fig. 5.19), por lo que no hubo degradación considerable en el material aislante.

Aislador No. 4 Hule de Silicón 230 kV Natural

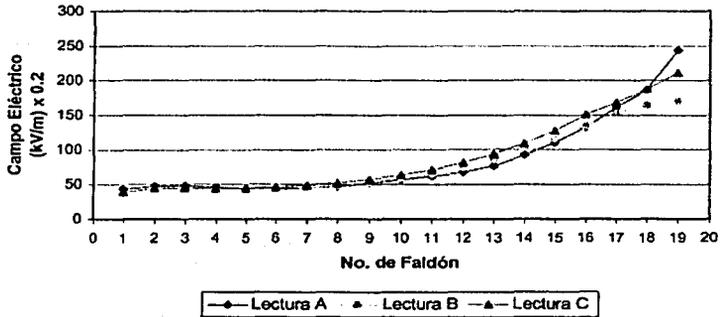


Figura 5.19
Distribución de campo eléctrico en el aislador No. 4

El nivel de contaminación obtenido fue de 0.06 mg/cm^2 con 0.85 mg/cm^2 de no solubles; presenta un poco cantidad de picos de corriente en el menor rango de medición siendo de 79,543 picos. Este aislador no presentó tanta actividad debido a que el contaminante depositado naturalmente ya estaba englobado por la capa de silicón que se encuentra en la superficie externa del aislador, ya que tenía alrededor de 2 años almacenado.

5.2.4 Aislador No. 5 EPDM, limpio.

Las curvas de campo eléctrico tienen el mismo comportamiento excepto al final de ellas en donde se aprecia un ligero decremento en el valor de campo eléctrico en los dos últimos faldones (Fig. 5.20).

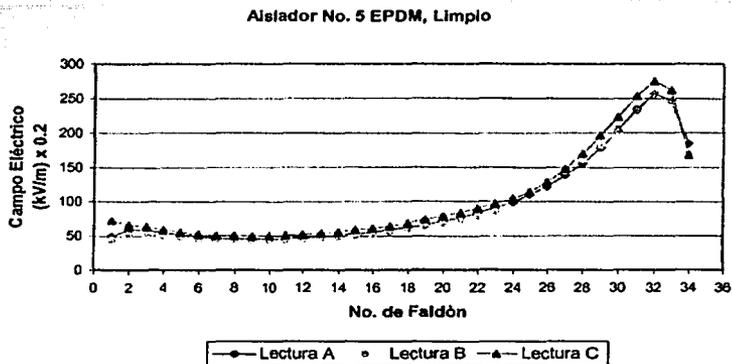


Figura 5.20
Distribución de campo eléctrico en el aislador No. 5.

Físicamente el aislador No. 5 presenta poca degradación por la erosión y el giseo. Como se puede observar en la Fig. 5.21, los faldones presentan unas manchas oscuras que se deben a suciedad que se encontraba en la cuerda que sostenía al aislador y que poco a poco con la ayuda de la niebla fue escurriendo y se depositó en los faldones.

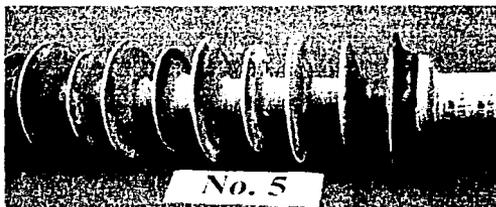
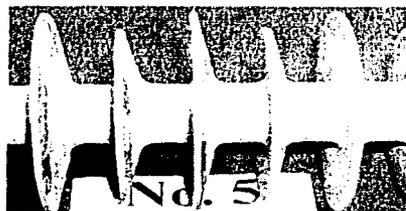
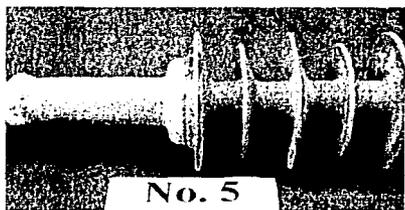


Figura 5.21
Aislador No. 5 EPDM, limpio

Además de los daños antes mencionados, el faldón que se encuentra adherido a la parte metálica, se despegó (Fig. 5.22); sin embargo, el aislador no mostró daño por introducción de humedad ni tampoco se observa alguna variación en las curvas de campo eléctrico.

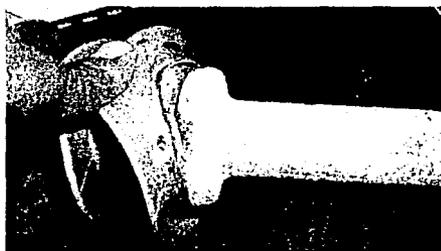


Figura 5.22
Deterioro en los sellos del aislador No. 5 a) lado línea, b) lado tierra

5.2.5 Aislador No. 6 EPDM contaminado con cal.

Este aislador está construido de la misma forma que el aislador No. 3. Además de erosión y giseo, este aislador tiene varias perforaciones en la unión de los dos módulos. Estas perforaciones son de diferentes diámetros. La perforación que se identifica con A tiene una profundidad de 3.9 mm y un diámetro de 5 mm, la perforación B tiene una profundidad de 3 mm y un diámetro de 2.7 mm (Fig. 5.23).



Figura 5.23
Perforaciones en la unión de los módulos.

La perforación marcada con C tiene una profundidad de 4.4 mm y un diámetro de 2 mm (Fig. 5.24). La perforación D tiene una profundidad de aproximadamente 3.5 mm y un diámetro de 1.9 mm. Las perforaciones marcadas con la letra "E" tienen un diámetro de aproximadamente 1 mm y una profundidad de 2.65 mm.

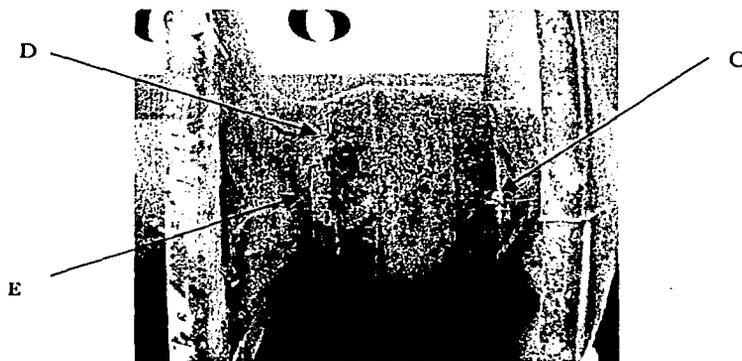


Figura 5.24
Perforaciones en la unión de los módulos.

Este daño no llegó hasta el núcleo, pero originó tracking en la parte interna del anillo que une a las dos cubiertas y sobre las cubiertas (Fig. 5.26). Sin embargo, en las curvas de campo eléctrico (Fig. 5.25) no se puede apreciar la falla del sello o anillo de unión que está ubicado entre el faldón 9 y 10. La longitud de las pequeñas grietas en el anillo son de 2.1cm (Fig. 5.26.a).

Aislador No. 6 EPDM con Cal

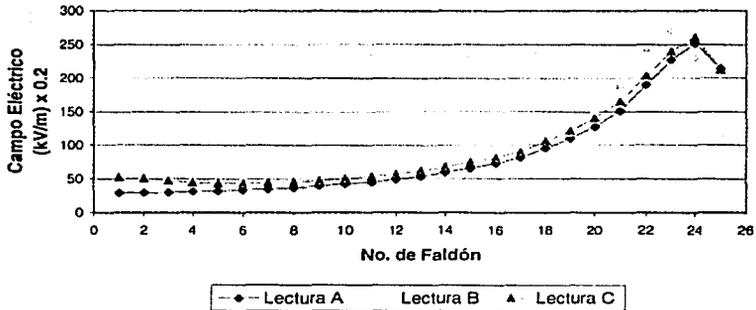
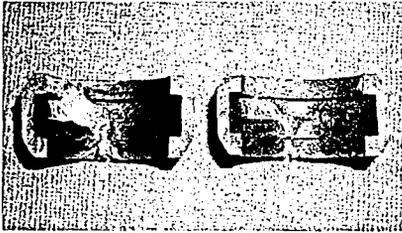
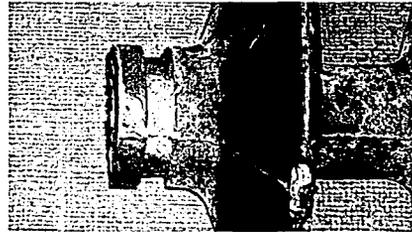


Figura 5.25
Distribución del campo eléctrico en el aislador No. 6



a

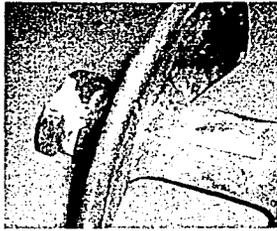


b

Figura 5.26
Aislador No. 6 a) Anillo de Unión b) Sección en donde se unen las cubiertas.

En general, la cubierta del aislador tiene aproximadamente 4.55 mm de espesor, y cada 4 faldones en los puntos de inyección es más gruesa llegando a tener 7 mm de espesor. Normalmente el espesor mayormente utilizado por los fabricantes es de 3 mm; debido a que en este diseño la cubierta es más gruesa, el daño no logró llegar hasta el núcleo del aislador a pesar de las perforaciones que se presentaron en el anillo de unión.

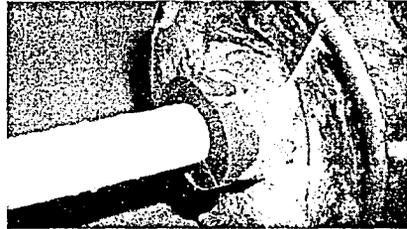
Se muestra la erosión que se tuvo en los módulos superior e inferior en la Fig. 5.27.



a



b



c

Figura 5.27

a) Cubierta del aislador b) y c) Tracking en la unión de las cubiertas.

5.2.6 Aislador No. 7 Hule de Silicón para 230 kV contaminado con cal.

El aislador No. 7 contaminado con cal presenta erosión y giseo más marcado que el aislador No. 1 el cual es del mismo diseño pero contaminado con fertilizante. Esta erosión se incrementa al acercarse al lado de línea debido a la mayor intensidad de campo eléctrico en esa zona (Fig. 5.28).

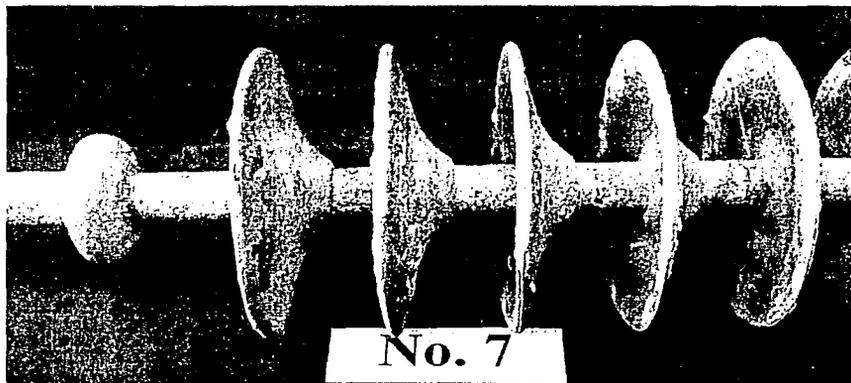


Figura 5.28

Aislador No. 7 contaminado con cal. a) Lado línea, b) Acercamiento lado línea.

Aislador No. 7 Hule de Silicón 230 kV con Cal

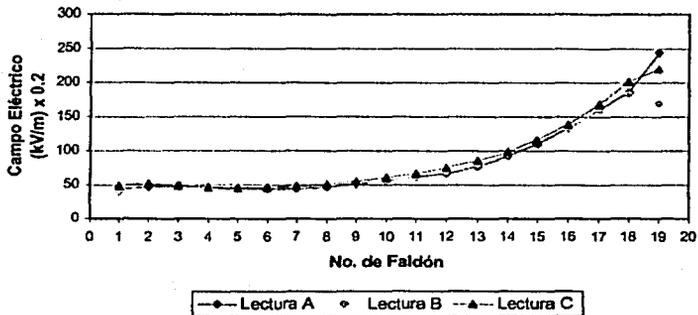


Figura 5.29
Distribución de campo eléctrico en el aislador No. 7.

Respecto al comportamiento de la curva de campo eléctrico no se tiene una variación considerable en las curvas obtenidas al inicio y al final de la evaluación (Fig. 5.29), por lo que puede asumirse que no se dañó.

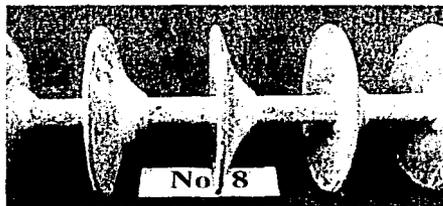
En el rango con mayor cantidad de corriente de fuga presentó 220,838 picos y disminuyen en los rangos superiores. El nivel de contaminante medido fue de 0.06216 mg/cm² y se presentó dificultad al lavar el aislador para medir el DESD ya que la capa de contaminante se pegó a la superficie del aislador.

5.2.7 Aislador No. 8. Hule de Silicón contaminado con cal 115 kV.

El aislador No. 8 presentó degradación por tracking, erosión y giseo entre el faldón No. 9 y el herraje de línea como se muestran en la Fig. 5.30 a) y b), incluso presenta dos perforaciones. Una perforación se encuentra ubicada entre el faldón 12 y el herraje de línea cuyo diámetro es de aproximadamente 3.65 mm (Fig. 5.30 a); la otra perforación está ubicada entre el faldón 10 y el 11, su diámetro es de aproximadamente 2.5 mm (Fig. 5.30 c).



a



b



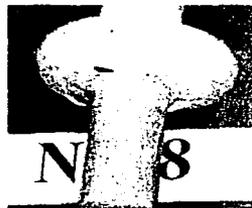
c

Figura 5.30
Daños en el aislador No. 8.

También se observa una grieta en toda la circunferencia del sellado en las interfaces herraje-faldón tanto en el lado de línea como en el lado de tierra (Fig. 5.31).



a



b

Figura 5.31
Daños en las interfaces Herraje-vástago, a) lado línea, b) lado tierra.

Aislador 8 Hule de Silicón 115 kV con Cal

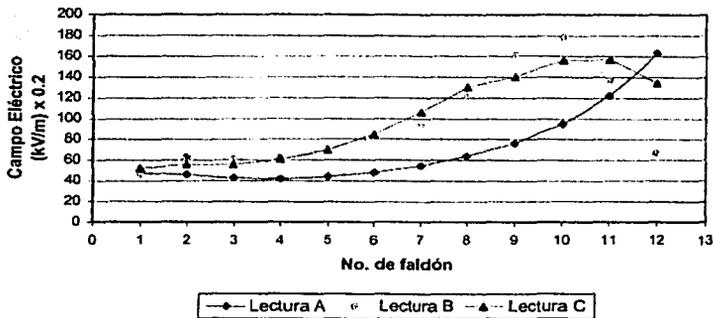


Figura 5.32
Distribución de campo eléctrico en el aislador No. 8.

En las curvas de campo eléctrico se observan deformaciones a partir del faldón No. 9 hasta el 12. En estos faldones es donde se tienen los daños de tracking, erosión y las perforaciones mencionadas. Por tanto el método de campo eléctrico detectó la degradación en el aislador; sin embargo este aislador no presentó flameo alguno.

El número de picos detectados en este aislador fue de 199,635 en el rango de 50 a 120 mA y solamente tuvo 973 picos en el rango siguiente que es de 120 a 260 mA.

El nivel de contaminante medido fue de 0.07 mg/cm^2 y los no solubles de 1 mg/cm^2 .

5.2.8 Aislador No. 9 Hule de Silicón contaminado con cal.

Este aislador presenta erosión principalmente en el vástago y señales de flameo en la interface herraje de línea-vástago, como se muestran en la Fig. 5.33. El aislador 9 se extrajo de la cámara de niebla debido a flameos que tuvo después de 1770 horas. Este aislador se lavó y se volvió a meter cuando la prueba llevaba 2165 horas de duración. Después de su entrada, no volvió a presentar flameos.

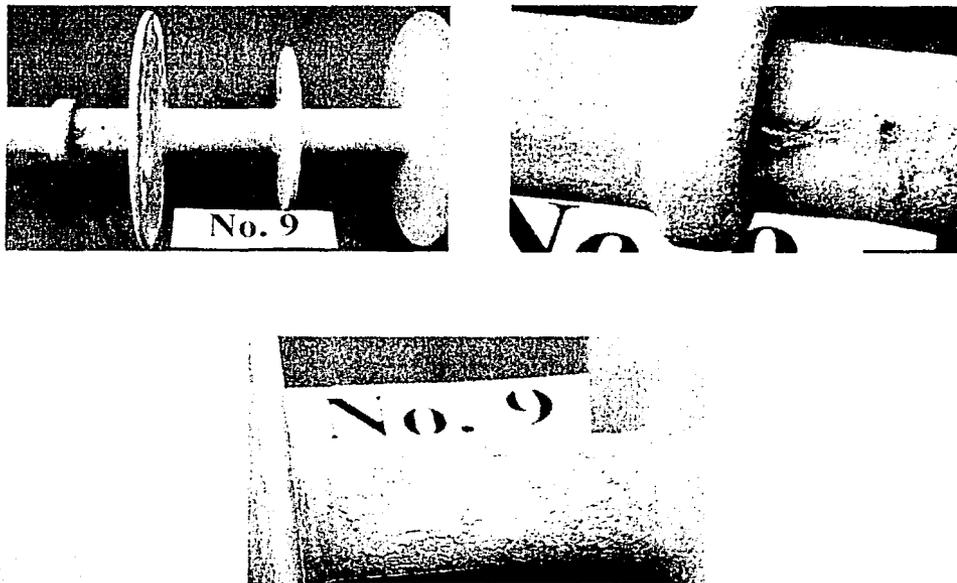


Figura 5.33
Daños presentados en el aislador No. 9.

La curva de campo eléctrico obtenida al final de la evaluación presenta deformación solamente en el faldón No. 7 (Fig. 5.34 curva C). En la parte inferior de ese faldón es donde se tienen los daños mencionados previamente, por lo que el método de campo eléctrico funcionó en este caso.

Este aislador tuvo uno de los niveles de contaminación más bajos ya que fue de 0.01369 mg/cm^2 . La mayoría de la superficie del aislador quedó adherida con el contaminante que se le aplicó (cal), quizá por ello presentó un DESD bajo.

Se presentó gran cantidad de picos, alrededor de 4'620,430 picos en el rango de mayor ocurrencia; en los rangos superiores de corriente de fuga también presentó bastantes picos (Apéndice A).

Aislador No. 9 Hule de Silicón con Cal

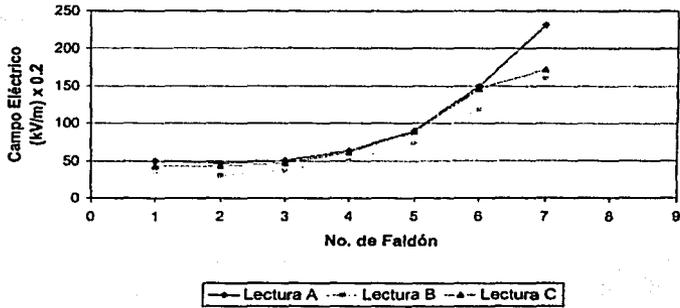


Figura 5.34
Distribución del campo eléctrico en el aislador No. 9

5.2.9 Aislador No. 10 Hule de Silicón para 230 kV limpio.

Este aislador solo presentó erosión y giseo en diferentes secciones del núcleo como se puede observar en la Fig. 5.35. La erosión detectada es menor que la que presentó el aislador No. 1 (contaminado con fertilizante), el cual es de la misma marca y diseño.

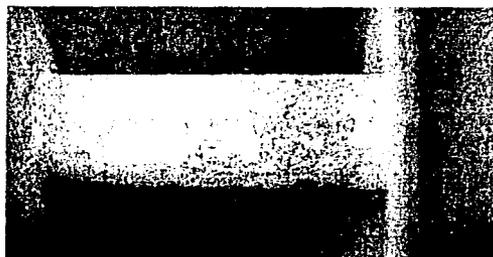


Figura 5.35
Aislador No. 10.

Las curvas de campo eléctrico tienen buena concordancia con lo detectado en el aislador al final de la evaluación (Fig. 5.36).

El nivel de contaminante medido fué de 0.04162 mg/cm^2 y presentó alrededor de 55,000 picos de corriente en el rango de 50 a 120 mA (actividad eléctrica baja).

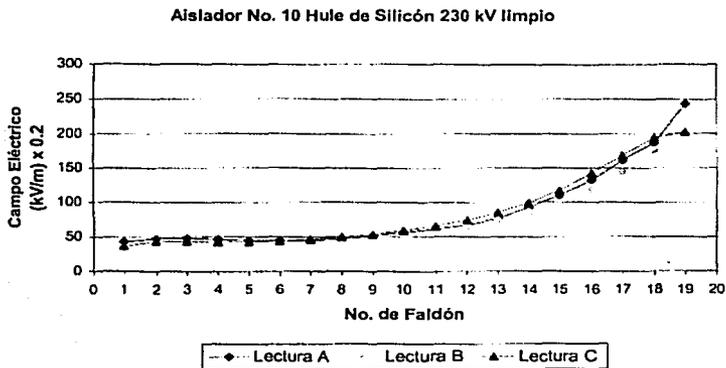


Figura 5.36
Distribución del campo eléctrico en el aislador No. 10

5.2.10 Aislador No.11 Hule de Silicón contaminado con cal.

Este aislador presentó ligero daño en general sobre toda la superficie (giseo y erosión en el vástago, Fig. 5.37). Esta erosión otra vez se acentúa más al acercarse al lado de línea y es el único aislador de 4 muestras de esta misma marca que no se dañó en la evaluación.

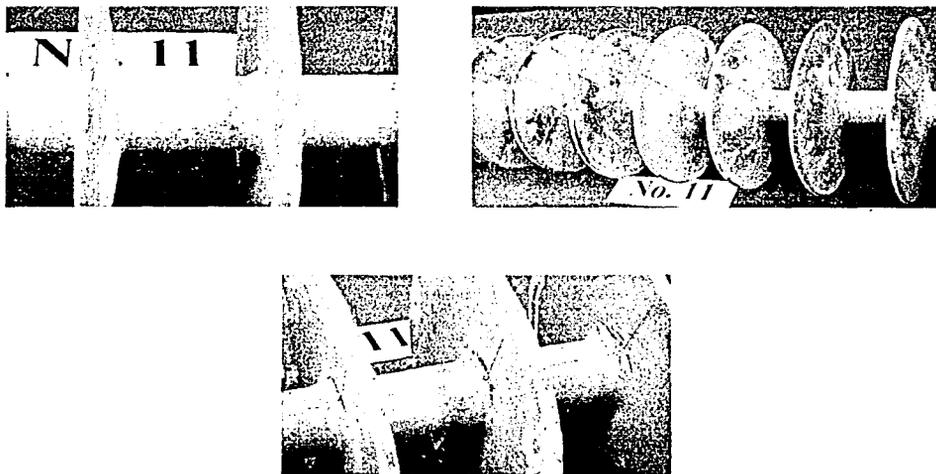


Figura 5.37
Aislador No. 11

En el comportamiento del campo eléctrico no se tiene casi variación en las curvas, sobretodo en la forma de éstas. Esto indica que no hubo degradación en el aislador.

La cantidad de no solubles es alta (2 mg/cm^2) y el DESD es bajo (0.05478 mg/cm^2). Solamente se registró actividad en los dos rangos inferiores. El rango menor presenta 208,510 picos y el de 120 a 260 mA solo 17 picos.

Aislador No. 11 Hule de silicón con Cal

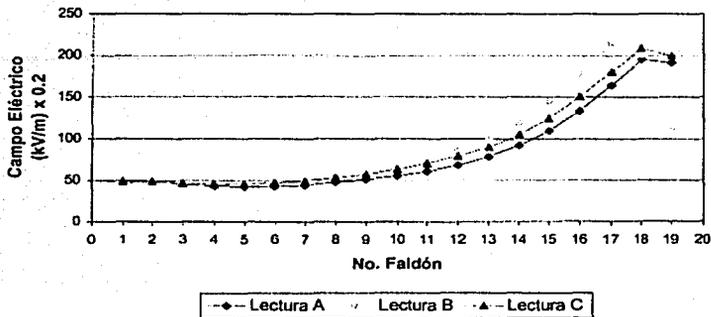


Figura 5.38
Distribución de campo eléctrico en el aislador No. 11.

5.2.11 Aislador No. 13 Hule de Silicón Limpio.

En general, a lo largo de este aislador solo se presenta erosión y giseo(chalking), como se puede observar en la Fig. 5.39, pero en la parte inferior del faldón, No. 23 que es el faldón que se encuentra en la interface herraje-faldón, se aprecia una pequeña formación de tracking sobre la línea de moldeo del faldón en ambos extremos. (Fig. 5.40).

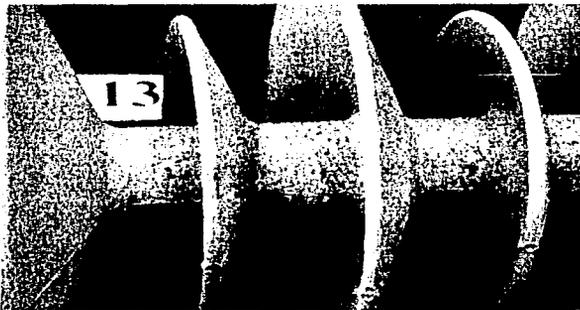


Figura 5.39
Erosión en el aislador No. 13



Figura 5.40
Pequeña formación de tracking en el sello de la interface herraje-vástago.

Este aislador solamente presentó picos de corriente en los dos rangos inferiores de medición. El rango menor presentó 654,243 picos y solamente 1,772 picos en el rango de 120-260 mA. Su nivel de contaminación cae dentro del rango ligero (0.03168 mg/cm^2) con 0.5162 mg/cm^2 de no solubles.

Las curvas de campo eléctrico no presentan alguna distorsión que pudiera indicar un daño en el aislador (Fig. 5.41).

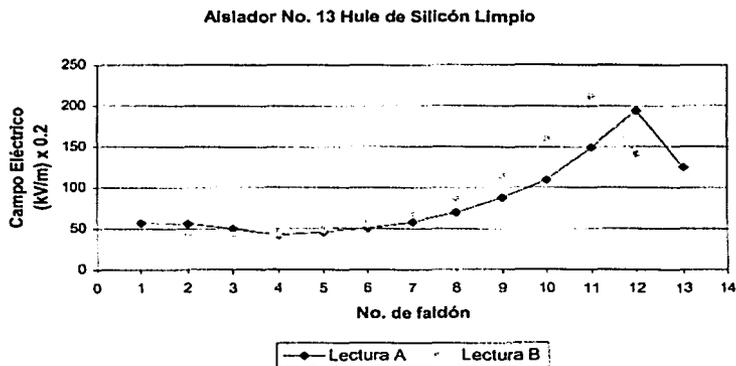


Figura 5.41
Distribución del campo eléctrico en el aislador No. 13.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES

6.1 Conclusiones.

Gracias a las ventajas que poseen los aisladores no cerámicos sobre los aisladores de porcelana o vidrio, su uso se ha incrementado en los últimos 12 años. Ventajas como poseer una superficie hidrofóbica, que es una de sus características más importantes, un peso mucho menor comparado con sus contrapartes cerámicas, una cubierta no explosiva entre otras ha hecho posible esto.

Sin embargo, los ANC están expuestos a la acción del medio ambiente y a las condiciones de operación. Con el tiempo sus propiedades iniciales van cambiando y van sufriendo daño lo que se conoce como envejecimiento. El desarrollo del envejecimiento origina diferentes mecanismos de degradación como la formación de giseo sobre la cubierta del aislador, la formación de tracking en la cubierta e inclusive en el núcleo del aislador, la pérdida de la hidrofobicidad, la formación de perforaciones sobre la superficie del aislador y la corrosión de las partes metálicas entre otros mecanismos. Por lo tanto es de suma importancia conocer la forma en que los aisladores no cerámicos o aisladores poliméricos son construidos, los tipos de materiales utilizados en su fabricación y los métodos de acoplamiento de las partes metálicas (herrajes) así como los diferentes procesos que conllevan al envejecimiento.

El envejecimiento es producido principalmente por: los procesos mecánicos como tensiones de carga que debilitan a la barra de fibra de vidrio y las terminales, por procesos eléctricos como el proceso de flameo, los arcos parciales, la aparición de corona, que van degradando poco a poco la superficie del aislador, por procesos químicos, por procesos térmicos, por el ingreso de agua y por la exposición a la radiación ultravioleta.

El funcionamiento del aislador dependerá de los materiales y del diseño. Para lograr predecir el desempeño de los ANC se han desarrollado diferentes técnicas de envejecimiento acelerado a nivel mundial. La finalidad de estas técnicas es la de determinar la vida útil de los ANC bajo condiciones representativas de los ambientes en donde están operando.

El método de contaminación con capa sólida y utilizando diferente tipo de contaminante proporcionó muy buenos resultados en cuanto al tiempo de evaluación utilizado y a la degradación que se presentó en las muestras evaluadas. Esto nos sirve para la selección de los mejores aisladores no cerámicos, respecto al diseño del aislador y del material aislante de que está fabricado.

Con las pruebas efectuadas se pueden sugerir varios cambios tanto a la normativa de prueba de ANC nacional como internacional para poder hacer una selección más rigurosa de los mejores ANC. Estas modificaciones incluyen la secuencia de ciclos de humectación con niebla limpia, ciclos secos y ciclos con humectación salina. El tiempo de duración de cada ciclo es de suma importancia para que permita trabajar al material aislante en condiciones parecidas a las de operación en campo. Cuando los aisladores se instalen en zonas de contaminación es importante que en las pruebas de prototipo se utilice el método de capa sólida, que de acuerdo a los resultados obtenidos en estas evaluaciones, reduce el tiempo de evaluación y sirve realmente como prueba para el diseño y el material del aislador.

Los principales defectos que se encontraron en los aisladores fue la línea de moldeo, el diseño de la unión triple y los anillos o collares de unión que sirven para unir los módulos que conforman el aislador. Estos defectos fueron provocados principalmente por la corriente de fuga de baja magnitud, ya que según los valores registrados en la evaluación indican que la mayor actividad eléctrica estuvo ocurriendo en el rango de

50 a 120 mA. Asimismo, en la mayoría de los casos analizados, los aisladores más dañados son los que presentaron mayor cantidad de picos de corriente.

El aislador es una de las principales partes en los sistemas de transmisión, sin embargo está sujeto al envejecimiento por lo cual se han desarrollado diferentes metodologías de evaluación que permiten detectar la presencia y evolución de los defectos antes de que llegue a presentarse alguna falla y la línea quede fuera de servicio. La metodología de campo eléctrico es una de ellas y tiene la ventaja de que no es necesario sacar de servicio la línea para poder revisar algún aislador que se sospeche pueda causar una falla.

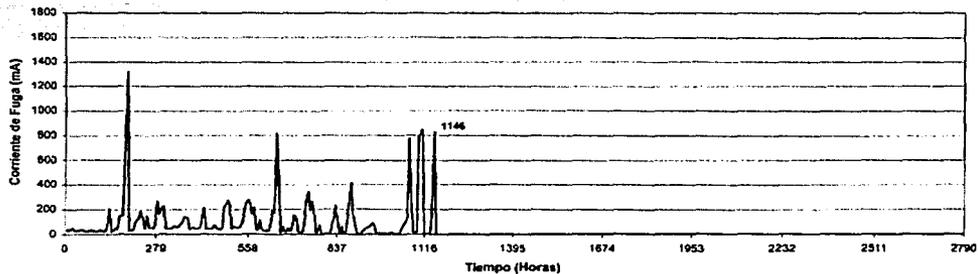
Esta metodología es necesaria llevarla a cabo en condiciones secas e incluso puede ser empleada en zonas con una humedad relativa de hasta 82 %. No se recomienda emplearla en zona de mas de 82% de humedad o en días lluviosos o con niebla, debido a que la humedad distorsiona la distribución de campo eléctrico perdiendo la forma típica de "U" y sería difícil distinguir un aislador sano de uno que ya halla sufrido daño.

Respecto a la aplicación sistemática de la metodología de campo eléctrico que se utilizó durante la evaluación, los resultados obtenidos indican que la degradación del material aislante en los aisladores puede ser detectada mediante el sensor de campo eléctrico (UFP) adquirido por el IIE en fecha reciente. Esta técnica puede utilizarse con algunas adecuaciones en campo para detectar aisladores dañados que pudieran originar una falla en las líneas de energía eléctrica.

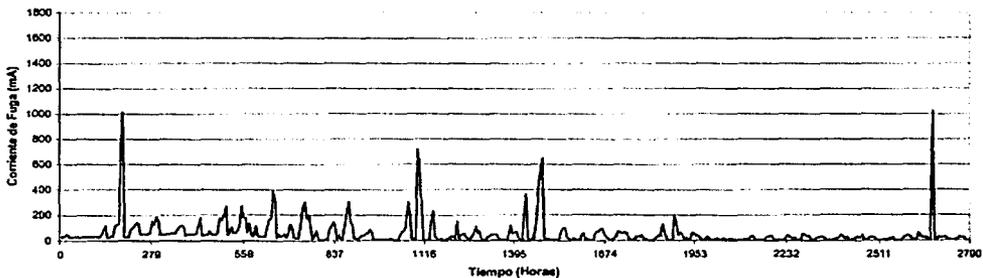
Apéndice A

Corriente de Fuga medida en cada aislador

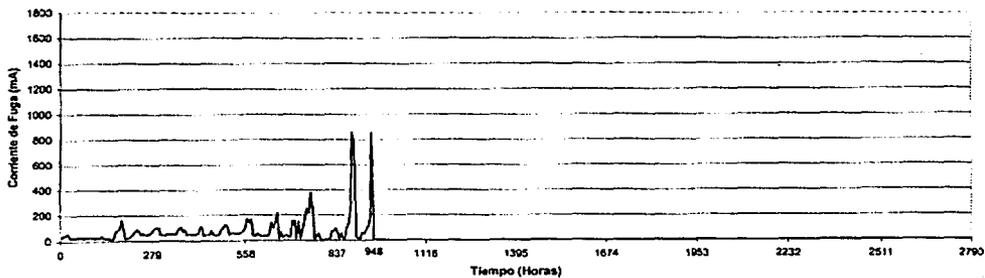
Aislador No. 0 Hule de Silicón con Fertilizante



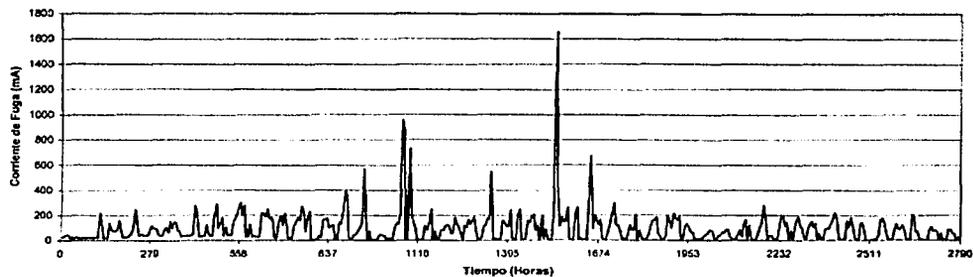
Aislador No. 1 Hule de Silicón de 230 kV con Fertilizante



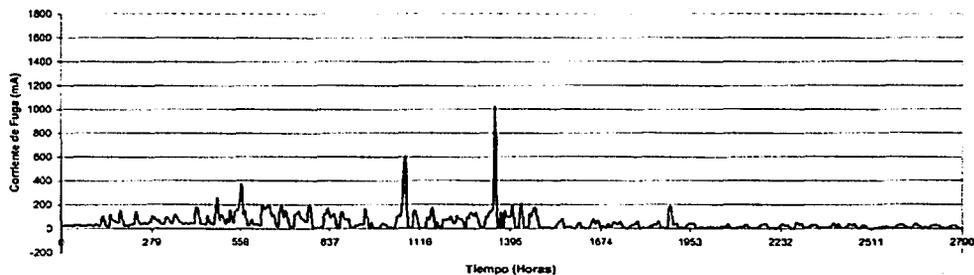
Aislador No. 2 Hule de Silicón con Caolín



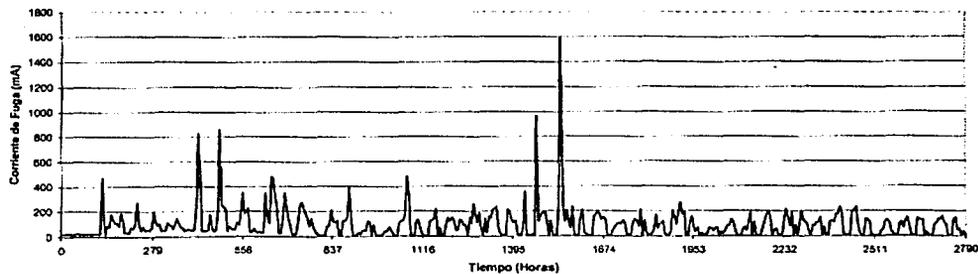
Aislador No. 3 EPDM Limpio



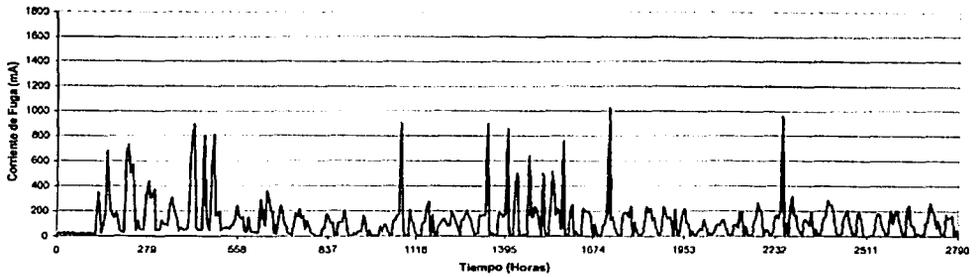
Aislador No. 4 Hule de Silicón de 230 kV de Campo



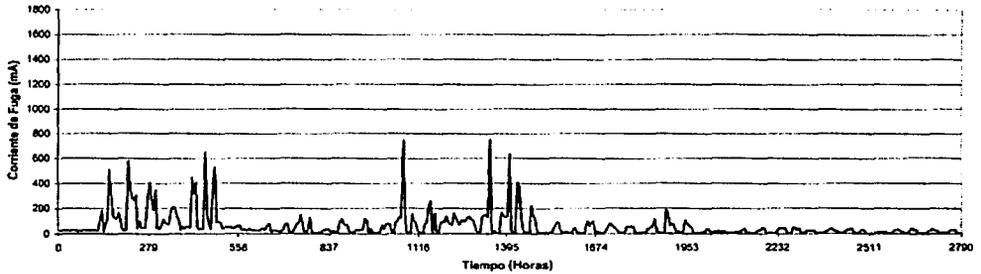
Aislador No. 5 EPDM Limpio



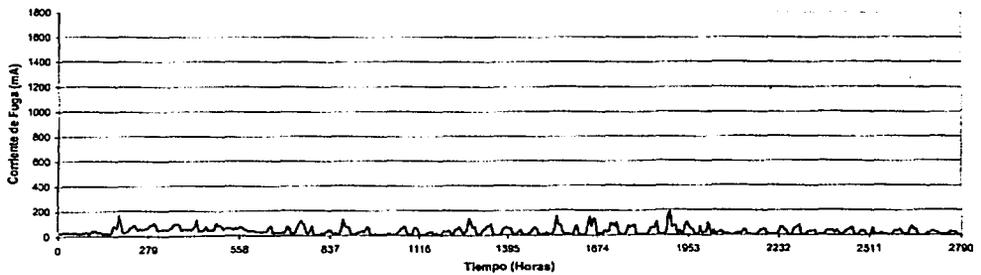
Aislador No. 6 EPDM con Cal



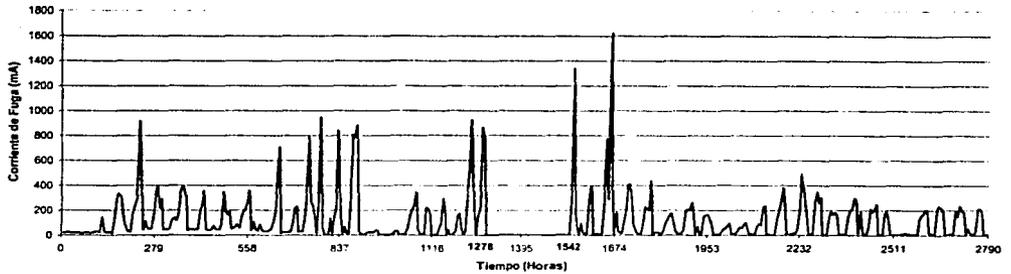
Aislador No. 7 Hule de Silicón de 230 kV con Cal



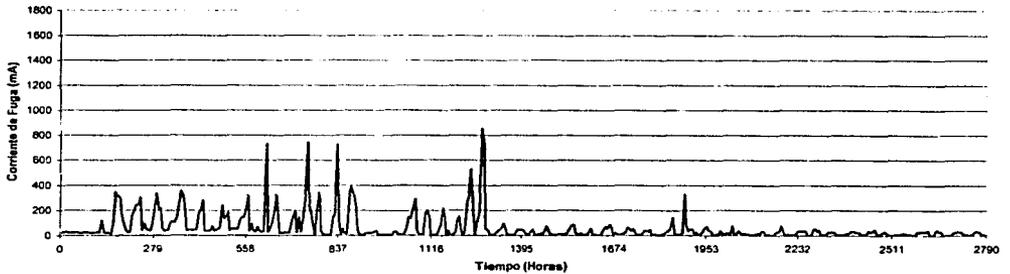
Aislador No. 8 Hule de Silicón de 115 kV con Cal



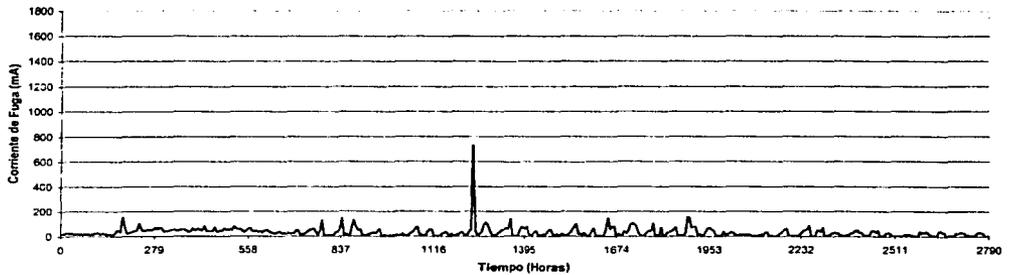
Aislador No. 9 Hule de Silicón con Cal



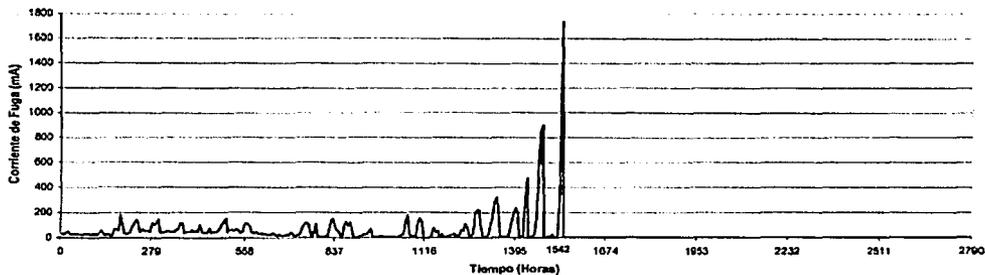
Aislador No. 10 Hule de Silicón de 230 kV Limpio



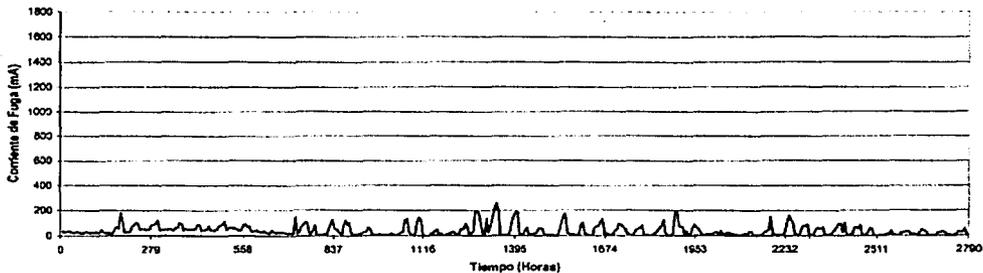
Aislador No. 11 Hule de Silicón con Cal



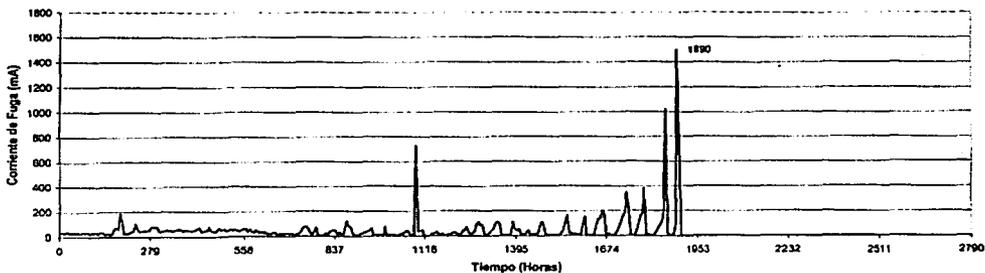
Aislador No. 12 Hule de Silicón Dañado Limpio



Aislador No. 13 Hule de Silicón Limpio



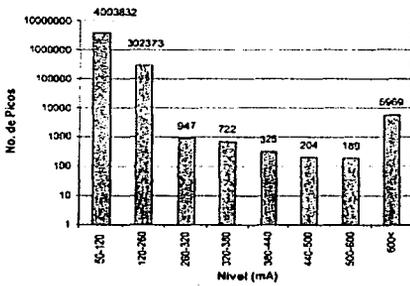
Aislador No. 14 Hule de Silicón Limpio



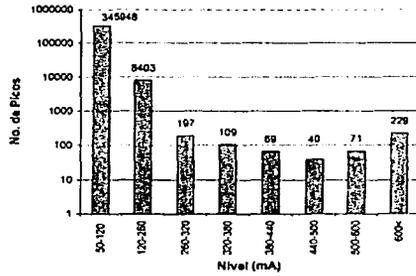
Apéndice B

Número de picos acumulados por rango

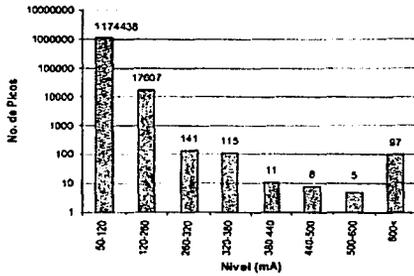
Aislador No. 0 con Fertilizante



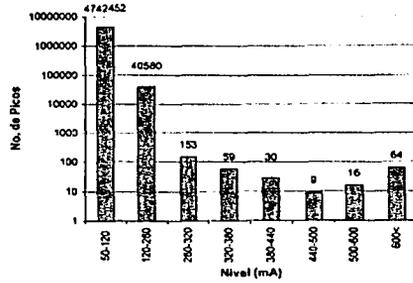
Aislador No. 1 230 kV Con Fertilizante



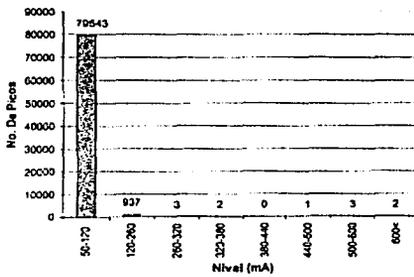
Aislador No. 2 Con Caolin



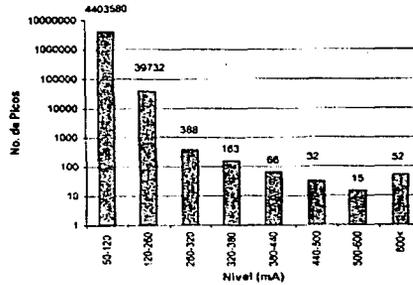
Aislador No. 3 Limpio



Aislador No. 4 de 230 kV de Campo

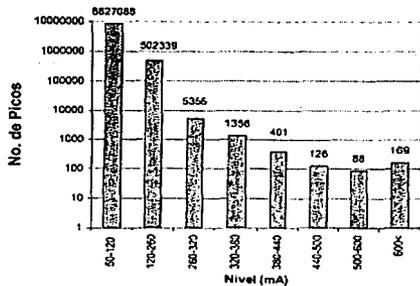


Aislador No. 5 Limpio

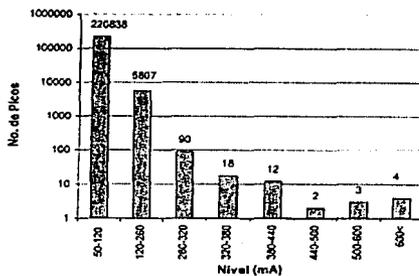


**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

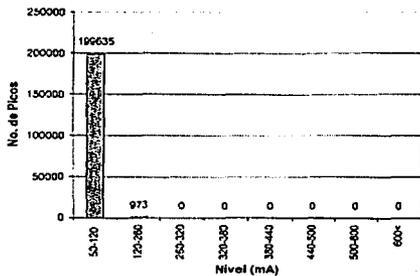
Aislador No. 6 con Cal



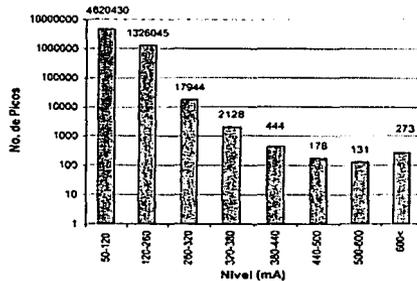
Aislador No. 7 230 kV con Cal



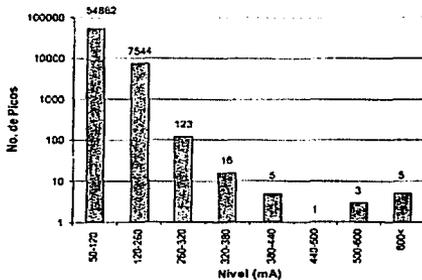
Aislador No. 8 115 kV con Cal



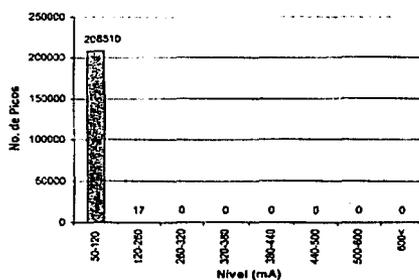
Aislador No. 9 con Cal



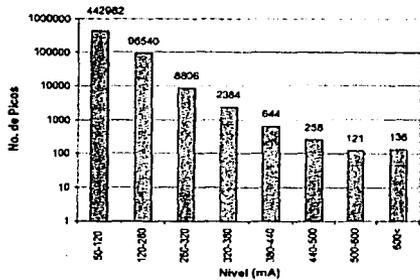
Aislador No. 10 230 kV Limpio



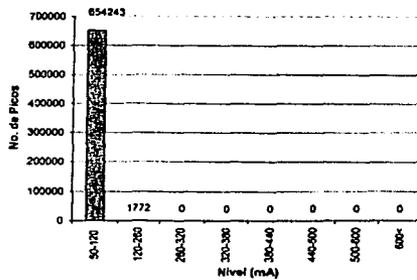
Aislador No. 11 con Cal



Aislador No. 12 Dañado Limpio



Aislador No. 13 Limpio



Aislador No. 14 Limpio

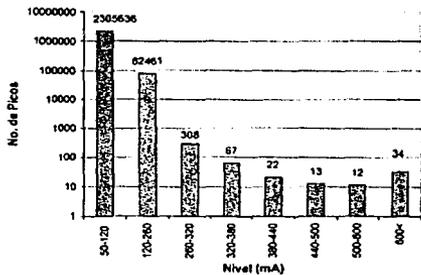


TABLA B.1 CARACTERÍSTICAS DE AISLADORES EVALUADOS Y RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS AL FINAL DE LA EVALUACIÓN.

No. Aislador	Contaminante	Material Aislante	Tiempo a la falla (Horas)*	Dist. de fuga (cm)	DESD total (mg/cm ²)	NSDD Total (mg/cm ²)	Picos Acumulados (de 50 a >600 mA)	Rango Máximo (nivel)	Daño Físico (Orden)****
0	Fertilizante	Hule de Silicón	1146	266.9	0.04896	0.95060	4314561	600<	3
1	Fertilizante (230kV)	Hule de Silicón	No**	276.4	0.05823	0.74930	355066	600<	12
2	Caolín	Hule de Silicón	948	266.9	0.09450	0.00000	1192422	800<	1
3	Limpio	EPDM	No**	241.5	0.00850	0.40780	4783363	600<	15
4	Natural (230 kV)	Hule de Silicón	No**	276.4	0.06043	0.61900	80491	600<	11
5	Limpio	EPDM	No**	257.4	0.01179	0.59130	4444028	600<	7
6	Cal	EPDM	No**	241.5	0.01169	0.71340	9136922	600<	6
7	Cal (230 kV)	Hule de Silicón	No**	276.4	0.06216	1.80800	226774	600<	10
8	Cal (115 kV)	Hule de Silicón	No**	212.2	0.07079	1.14280	200608	120-260	4
9	Cal	Hule de Silicón	No***	206.7	0.01369	0.78990	5967571	600<	9
10	Limpio (230kV)	Hule de Silicón	No**	276.4	0.04162	0.22800	62559	600<	13
11	Cal	Hule de Silicón	No**	266.9	0.05478	2.28150	208527	120-260	14
12	Limpio	Hule de Silicón	1542	206.7	0.05477	0.38030	551871	600<	5
13	Limpio	Hule de Silicón	No**	282.7	0.03168	0.24800	656015	120-260	8
14	Limpio	Hule de Silicón	1890	266.9	0.04414	1.28750	2388553	600<	2

Notas:

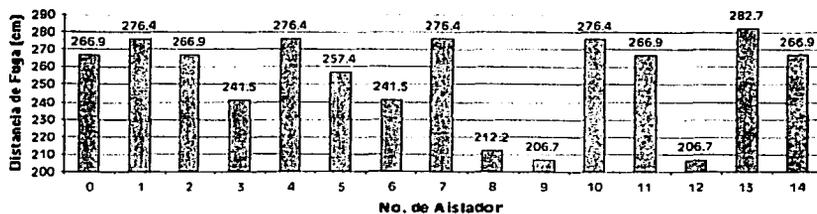
* El tiempo considerado en este punto corresponde al tiempo durante el cual fueron registrados los datos en el sistema SIPICO

** Estos aisladores se extrajeron al término de la prueba (2790* horas).

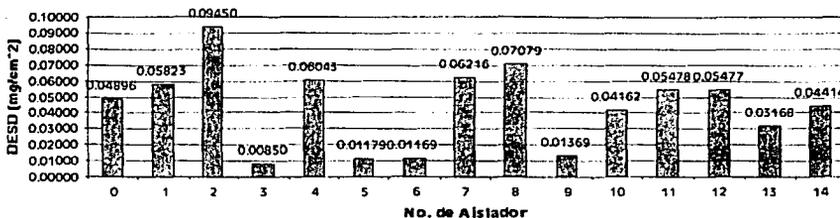
*** Este aislador se extrajo después de 1278 horas por flameo y se introdujo de nuevo cuando la prueba tenía 1542 horas.

**** Los aisladores fueron ordenados de acuerdo al daño físico que presentaron al final de la prueba; del aislador más dañado (1) al aislador menos dañado(15).

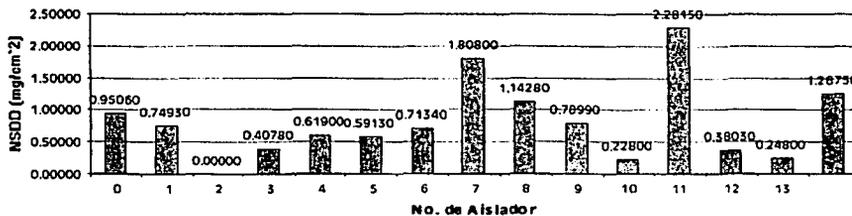
Distancia de Fuga



DESD Total



NSDD total



Picos Acumulados

