

V-22



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**PRUEBAS AL CABLE TIPO TUBO DE  
230 KV. SAN ANGEL-COYOACAN**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
Ingeniero Mecánico Electricista**

**P R E S E N T A N  
ARNULFO BRIBIESCA SOTO  
ENRIQUE GONZALEZ SEGURA  
GUILLERMO LOPEZ MONROY  
GUILLERMO SANCHEZ PEREZ  
LORENZO NEFTALI PEREZ VERA  
SERGIO ARTURO GONGORA GOMEZ**

**1 9 7 9**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.

## I N D I C E

INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
ELEMENTOS DE CABLES SUBTERRANEOS	
DE POTENCIA.	5
1.1. Generalidades.	5
1.2. Conductor.	12
1.3. Pantallas eléctricas.	19
1.4. Aislamiento.	25
1.5. Armadura.	35
1.6. Cubierta.	36
1.7. Trinchera.	37
1.8. Accesorios.	40
CAPITULO II	
CARACTERISTICAS DEL CABLE SAN ANGEL- COYOACAN Y PRUEBAS PREVIAS A SU INS- TALACION.	45
2.1. Características.	45
2.2. Pruebas al terreno natural.	55
2.3. A las arenas térmicas.	63

2.4.	Al cable en fábrica.	70
2.5.	Al aceite	86
2.6.	A la tubería en fábrica	92
2.7.	A la cubierta en fábrica	103

### CAPITULO III

	PRUEBAS DURANTE LA INSTALACION.	106
3.1.	A las soldaduras.	106
3.2.	A la cubierta del tubo.	111
3.3.	A la arena Térmica.	113
3.4.	De presión a la tubería.	116
3.5.	De caída de vacío a la tubería.	122
3.6.	Al aceite.	124
3.7.	Termopares.	128

### CAPITULO IV.

	PRUEBAS FINALES.	132
4.1.	Análisis Cromatográfico al aceite Sun # 6	132
4.2.	Resistencia de aislamiento	133
4.3.	De alta tensión	136
4.4.	De temperatura	139
4.5.	De determinación de parámetros de Corto Circuito	173
4.6.	A la protección catódica	181

## CAPITULO V.

PUESTA EN SERVICIO Y MANTENIMIENTO	194
5.1. Subestaciones San Angel y Coyoacán	196
5.2. Hexafluoruro de Azufre (SF <sub>6</sub> )	206
5.3. Toma de carga	210
5.4. Mantenimiento preventivo	212
5.5. Mantenimiento correctivo (Pruebas de pisón y congelado)	215
 CONCLUSIONES	 222
BIBLIOGRAFIA	225

## I N T R O D U C C I O N

La industria eléctrica es en la actualidad una de las principales fuentes abastecedoras de energía. Se puede decir que es imprescindible para el desarrollo de la tecnología moderna y uno de sus problemas es el de transportarla y distribuirla dentro de las zonas urbanas densamente pobladas.

La transmisión en dichas zonas se realizaba tradicionalmente a través de líneas aéreas, siendo en la actualidad casi imposible realizarla por este medio dada la dificultad de obtener terrenos para el derecho de vía, optándose por la transmisión a base de cables subterráneos los cuales presentan una alternativa a la solución de este problema.

La transmisión por líneas aéreas dentro de las ciudades es menos confiable que la transmisión por cables subterráneos, debido a que las líneas aéreas pueden presentar fallas producidas por varios agentes que no se presentan en los cables, los cuales agruparemos en dos tipos: agentes naturales y agentes externos.

Dentro de los agentes naturales que originan las fallas mas comunes mencionaremos las lluvias torrenciales, vientos huracanados, descargas atmosféricas, niebla, sismos,

acumulación salitrosa en los aisladores de líneas cercanas a las costas, etc., o sea todos aquellos agentes donde no interviene la mano del hombre.

En cuanto a los agentes externos podemos mencionar: accidentes de tránsito terrestre o aéreo, actos vandálicos, corrosión por contaminación ambiental en líneas cercanas a industrias que emiten vapores ácidos, los cuales pueden dañar a las estructuras, herrajes, hilos de guarda, alma de acero en el caso de cables de tipo ACSR y conductores de cobre, acumulación de sarro en aisladores en las zonas caleras y cementeras, etc.

Aunada a estas desventajas las líneas aéreas son antiestéticas, presentan ruidos y altos efectos de radio interferencia, lo que no ocurre en el caso de los cables.

Sin embargo, se deben mencionar algunas ventajas de estas líneas respecto a los cables, como son:

- a) Menor costo de instalación.
- b) Facilidad y rapidez en la instalación.
- c) Fácil localización de fallas.
- d) Facilidad y rapidez en la reparación de fallas.

En el caso particular de la Ciudad de México el --

primer cable de potencia se instaló en el año de 1951, y desde entonces se han seguido instalando cables sin que a la fecha se encuentre alguno fuera de servicio permanentemente; - esto parece fácil, pero se debe señalar que estos cables son sometidos a un régimen riguroso de pruebas en la fábrica, durante la instalación y después de ésta.

En la siguiente tabla se enlistan los cables de potencia tipo tubo, instalados en la Ciudad de México por Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A.

Las subestaciones modernas que se instalan en zonas urbanas deben tener, consecuentemente, las mismas características de los cables, es decir, deben ser confiables, compactas y estéticas; ésto lo satisfacen las subestaciones en Hexafluoruro de Azufre ( $SF_6$ ), como en el caso particular de las subestaciones San Angel y Coyoacán, que se enlazan a través de un cable trifásico de dos circuitos, el cual es el tema a desarrollar en esta tesis.



CABLES TIPO TUBO A ALTA PRESION INSTALADOS EN LA CIUDAD DE MEXICO POR CLFC.

ENTRE SUBESTACIONES	TENSION DE OPERACION (KV)	LONG. DEL CIRCUITO ( Km)	MEDIO REFRIG. A PRESION	AREA DEL CONDUCTOR (MCM)	AÑO EN SERVICIO
NONOALCO - SAN LAZARO	85	5.8	GAS	500	1951
SAN LAZARO - JAMAICA	85	3.9	GAS	500	1951
CONDESA - TACUBAYA	85	3.5	GAS	700	1960
TASQUEÑA - NARVARTE	85	5.3	GAS	900	1960
NARVARTE - CONDESA	85	4.5	GAS	700	1960
MORALES - VERONICA	85	3.7	ACEITE	1000	1966
INDIANILLA - VERONICA	85	3.3	ACEITE	800	1966
INDIANILLA - JAMAICA	85	2.8	ACEITE	800	1966
JAMAICA - BUEN TONO	85	3.3	ACEITE	800	1969
NONOALCO - BUEN TONO	85	3.3	ACEITE	800	1969
K.O. - P. MEXICANO	230	2.4	ACEITE	1000	1972
P. MEXICANO - MERCED	230	2.3	ACEITE	1000	1972
MERCED - JAMAICA	230	3.9	ACEITE	1000	1972
CEILAN - VALLEJO	230	4.4	ACEITE	1500	1977
COYOACAN - SAN ANGEL	230	4.2	ACEITE	1000	1979

## CAPITULO I

ELEMENTOS DE CABLES SUBTERRANEOS DE POTENCIA

## 1.1. GENERALIDADES.

Cable de energía es un conductor formado por un haz de alambres torcidos rodeados de una envoltura aislante; para mayor protección suele llevar una cubierta exterior de tubo metálico. Estos cables se diseñan para resistir altos voltajes y conducir grandes corrientes.

Los cables de energía de instalación subterránea se pueden clasificar por su voltaje de operación en diferentes tipos como se muestra en la Tabla 1.1. Se observa en esta Tabla que existen dos tipos de cables de potencia que se usan para transmisión y son:

1°. Cable Autocontenido en aceite OF (Oil Filled)

2°. Cable Tipo Tubo.

El cable Autocontenido, conocido también como "Cable Pirelli", por ser esta compañía quien lo fabrica, se caracteriza por llevar en su interior aceite a bajas presiones. Estas presiones oscilan entre  $3 \text{ Kg/cm}^2$  y  $5 \text{ Kg/cm}^2$  dependiendo de la rapidez en las fluctuaciones de carga; la --

**TABLA I.1 CABLES DE ENERGIA.—Clasificación por voltaje de operación en tipos de cables usados en México**

Voltajes usuales		Cables aislados Instalación subterránea
K. V.		
385	Transmisión	Cables aislados con papel impregnado tipos: PIPE y OF.
230		
198		
115		
85		
70	Sub-transmisión y distribución	Cables aislados con papel impregnado y forro de plomo OF. Cables Vulcanel EP o XLP.
46		
35		
25	Distribución Media tensión	Cables Vulcanel EP o XLP Cables Sintenax Cables papel y plomo
15		
6.6		
4.16		
2.3		
Volts		
440	Distribución Baja tensión	TW, THW, Vinanel, Nylon XLP, RHH, etc.
220		
110		

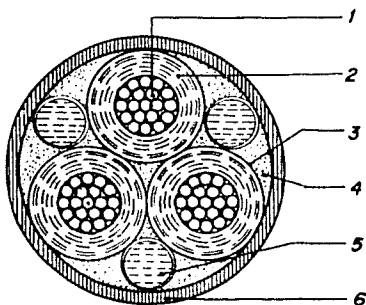
Fig. 1.1. muestra un cable trifásico para tensiones de servicio de 20 Kv a 70 Kv, como se observa, los ductos de aceite se localizan en los espacios entre los conductores. Para mayores tensiones (20 Kv a 220 Kv) se emplean cables monofásicos como el mostrado en la Fig. 1.2.

En el caso de altas tensiones (385 Kv en adelante) hay necesidad de acudir a presiones mayores en el aceite, -- del orden de  $10 \text{ Kg/cm}^2$  para evitar los efectos de ionización, los cuales mencionaremos más adelante. Este tipo de cable se fabrica con un canal adicional bajo la envoltura de plomo, como el mostrado en las Figs. 1.3a y 1.3b.

El cable tipo tubo se caracteriza por encontrarse dentro de un tubo de acero, el cual contiene un medio de presión que puede ser aceite o gas (generalmente nitrógeno) a  $14 \text{ Kg/cm}^2$ . Este tubo lleva una cubierta exterior protectora contra la corrosión y se aloja en una trinchera. Se usa para tensiones de 85 Kv en adelante.

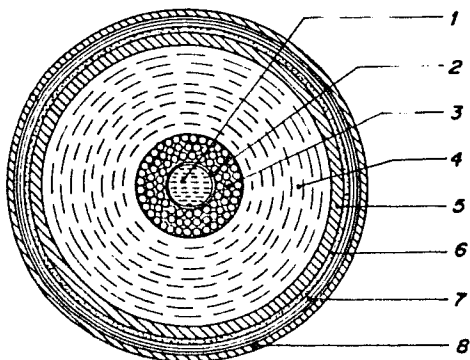
Dentro de este tipo de cable hay dos modalidades: los de presión y los de compresión. En los primeros, el aceite penetra en el aislamiento para evitar los huecos, consecuentemente el aceite debe ser del mismo tipo que el de

**FIG. 1.1** Cable subterráneo tripolar de aceite fluido a baja presión para tensiones de servicio de 20KV. a 70KV.



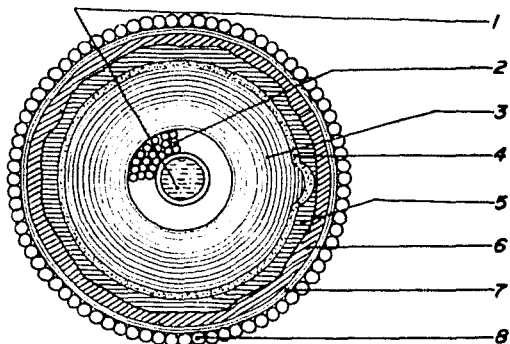
1- Conductores redondos (cobre). 2- Aislamiento Individual (papel poroso impregnado con aceite fluido a presión). 3- Pantalla (cinta metálica). 4- Envoltura aislante. 5- Canales de aceite. 6- Envoltura exterior (plomo).

**FIG. 1.2** Cable subterráneo unipolar de aceite fluido a baja presión, para tensiones de servicio de 20KV. a 220KV.



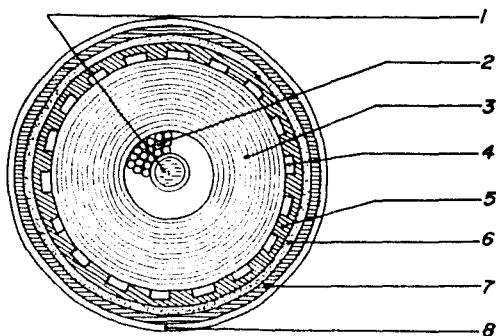
1- Canal central de aceite. 2- Espiral de cobre flexible. 3- Conductor de cobre. 4- Aislamiento (papel poroso impregnado de aceite fluido a presión). 5- Envoltura metálica (plomo). 6- Armadura antimagnética (filete cobre). 7- Protección anticorrosión (papel aceitado). 8- Cubierta exterior (plomo).

**FIG. 1.3 a** Cable subterráneo unipolar, de aceite fluido a baja presión, para muy altas tensiones de servicio.



1- Canal central de aceite. 2-Conductor de cobre. 3-Aislamiento (papel poroso impregnado con aceite fluido a presión). 4-Envoltura metálica (plomo). 5-Canal periférico de aceite. 6-Envoltura metálica (plomo). 7-Protección anticorrosión (papel acido). 8-Armadura antimagnética (alambre de cobre).

**FIG. 1.3 b** Cable subterráneo unipolar, de aceite fluido a media presión, para tensiones de servicio hasta 400KV.



1- Canal central de aceite. 2- Conductor de cobre. 3- Aislamiento (papel poroso - impregnado de aceite fluido a presión). 4- Canales periféricos de aceite. 5- Envoltura metálica (plomo). 6- Armadura no magnética. 7- Cubierta de plomo. 8- Cubierta exterior protectora.

impregnación del papel aislante. Cuando son de gas, éste penetra en el aislamiento para llenar los huecos, disminuyendo la ionización.

En los cables a compresión, el aceite o gas no penetra en el aislamiento, por tener éste una cubierta impermeable que lo impide, lográndose evitar la formación de huecos por la presión que ejerce el medio en la mencionada cubierta. Ver Fig. 1.4. Cabe mencionar que estos tipos de cable se fabrican de sección ovalada o triangular para amortiguar los esfuerzos mecánicos que se producen por los cambios de temperatura en su interior.

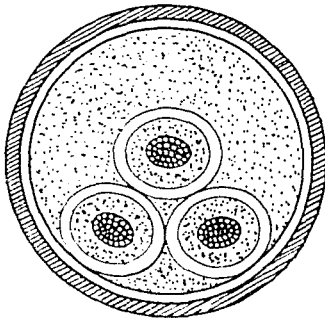


FIG. 1.4 CABLE A COMPRESION

Los cables a presión de aceite necesitan un equipo especial para mantener esta presión y requieren reservas de aceite; los de presión por gas tienen la ventaja de no necesitar depósitos de expansión; el inconveniente se presenta porque los de gas necesitan tener mayor sección conductora para una misma corriente, debido a que el gas tiene menor -- conductividad térmica, haciendo más difícil la disipación -- del calor.

Una diferencia importante entre los cables tipo tubo y los autocontenidos, es que en el caso de los segundos - el cable no tiene mayor protección contra daños accidentales ocasionados por obras de excavación; éstos accidentes resultan peligrosos tanto para el cable como para el personal que los ocasione, consecuentemente el lugar en donde se debe instalar este cable ha de ser de tipo privado (como en el caso - del cable instalado en la fábrica Volkswagen de Puebla en México), o en lugares donde se garanticen obras de excavación controladas. Esto resulta una seria desventaja respecto a -- los cables tipo tubo.

A continuación describiremos cada uno de los ele-- mentos constitutivos de los cables subterráneos de alta po--



tencia y sus características.

## 1.2. CONDUCTOR.

Es la parte del cable destinada a conducir la corriente eléctrica. La selección de éste debe hacerse tomando en cuenta principalmente los factores siguientes:

Materiales, flexibilidad, forma y dimensiones.

1.2.1. Materiales.- Para elegir el material conductor se consideran aspectos económicos y técnicos como son:

Disponibilidad, costo inicial, valor de salvamento, conductividad, tendencia a la oxidación, coeficiente de expansión, características térmicas y reacción química con el aislamiento.

En general, los metales son buenos conductores de la electricidad, destacando entre ellos el cobre y el aluminio por sus características conductoras teniendo en cuenta su costo; las Tablas 1.2 y 1.3 muestran una comparación entre distintos materiales.

**TABLA 1.2 COMPARACION ENTRE LAS PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL COBRE Y DEL ALUMINIO**

<b>PARA IGUAL RESISTENCIA</b>	<b>ALUMINIO</b>	<b>COBRE</b>
RELACION DE AREAS	1.61	1
RELACION DE DIAMETROS	1.27	1
RELACION DE PESO	0.48	1
<b>PARA IGUAL AMPACIDAD</b>		
RELACION DE AREAS	1.39	1
RELACION DE DIAMETROS	1.18	1
RELACION DE PESO	0.42	1
<b>PARA IGUAL DIAMETRO</b>		
RELACION DE RESISTENCIAS	1.61	1
CAPACIDAD DE CORRIENTE	0.78	1

En las tablas comparativas se puede observar que - las ventajas del cobre sobre el aluminio son considerables - (conductividad, resistencia a la tensión mecánica, etc.). - Sin embargo, el aluminio es bastante más ligero que el cobre (peso específico  $2.7 \text{ gr/cm}^3$  contra  $8.89 \text{ gr/cm}^3$  del cobre duro;) ésto ha hecho que tenga mayor aplicación en líneas aéreas. Para cables subterráneos es más conveniente el uso del cobre ya que para la misma capacidad de conducción de corrient

TABLA 1.3. PROPIEDADES COMPARATIVAS DE MATERIALES EMPLEADOS EN LA FABRICACION DE CABLES ELECTRICOS

Metal	Densidad	Tempera - tura de fusión	Resistividad Eléctrica a 20°C	Coficiente térmico de Resistividad	Conduc - tividad Eléctri - ca a 20°C	Coficiente Lineal de Dilatación
	gr/cm <sup>3</sup>	°C	microhm cm	por °C	% de IACS	10 <sup>-6</sup> por °C
Aluminio	2.703	650	2.828	0.0059 18°	60.97	22.9
Bronce, grados ASTM						
55 Hitenso "C"	8.89	1070	3.1343	0.00219	61.0	16.92
85 Hitenso "A"	8.89	1080	2.0291	0.00314	85.0	16.92
Cobre recocido	8.89	1083	1.7241	0.00393	100.0	16.5
Cobre duro	8.89		1.77	0.0383	97.5	
Plomo	11.35	327.4	20.65	0.0043	7.71	28.7
Niquel	8.90	1455	6.84	0.006	25.0	13.3
Plata	10.50	960.8	1.62 18°	0.0038	104.6	18.8
Acero	7.60 7.80	1300 1475	10.4 11.9	0.0016 0.0032		10.5
Estaño	7.30 226°	231.89	11.5	0.0042	14.8	26.92
Zinc	7.14	419.47	5.92 0°	0.0037	30.0	26.28

+ IACS = International Annealed Copper Standard

te, el volumen de aluminio es mucho mayor, en consecuencia - el aislamiento y las demás partes de un cable también aumentan en volumen, siendo ésta una gran desventaja económica.

El cobre se fabrica en tres grados de suavidad:

Cobre suave o recocido.- Usado en general para -- conductores aislados, en los que se requiere mayor conductividad eléctrica.

Cobre semiduro.- Fabricado con cierta flexibili-- dad y resistencia a los esfuerzos mecánicos de tensión.

Cobre duro.- Empleado para cables desnudos en los que se requiere una alta resistencia a la tracción, sin im-- portar mucho la flexibilidad.

1.2.2. Flexibilidad.- La flexibilidad en un con-- ductor puede ser variada, ésto se logra de dos formas: la -- primera recociendo el metal para suavizarlo, y la segunda, - aumentando el número de alambres que lo constituyen, disminu-- yendo sus diámetros.

Los materiales de los conductores empleados en los cables subterráneos son el cobre electrolítico recocido o el aluminio semiduro de acuerdo con las normas ASTM.

1.2.3. Forma de los conductores.- La forma del -

conductor puede variar según el uso a que esté destinado, o sea un conductor con una forma y uso adecuado puede representar un cierto ahorro económico.

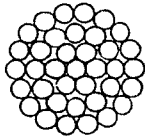
En la Fig. 1.5a se muestra el cable redondo concéntrico, que está formado por hilos del mismo diámetro dispuestos en coronas concéntricas según la disposición expuesta en la Tabla 1.4.

En la Fig. 1.5b se muestra la cuerda redonda compacta que es similar al anterior, a excepción de que el conductor ha sido golpeado por unos dados reductores forzando a que los hilos se compacten llenando los huecos y obteniendo una reducción del conductor del 8%.

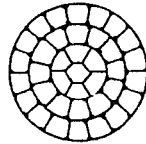
En las Figs. 1.5c y 1.5d se muestran las cuerdas sectorial, concéntrica y compacta.

En las Figs. 1.5e y 1.5g se muestran las cuerdas anular y de núcleo hueco, en éstas los alambres se cablean alrededor de un núcleo central de cuerda textil o metálica especial como es el caso de los OF (oil Filled). Se utiliza en calibres superiores a 1000 MCM en los cuales el efecto piel es considerable.

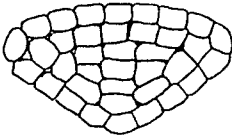
En la Fig. 1.5f se muestra la cuerda segmental --



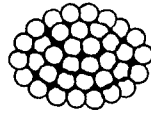
(a) REDONDA  
CONCENTRICA



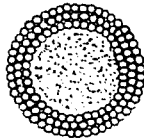
(b) REDONDA  
COMPACTA



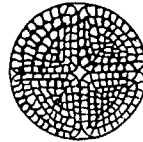
(c) SECTORAL  
COMPACTA



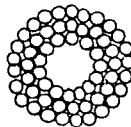
(d) SECTOR NO COMPACTO



(e) ANULAR



(f) SEGMENTAL



(g) SIN NUCLEO

FIG. 1.5 FORMA DE LOS CONDUCTORES

que sirve también para limitar el efecto superficial y está formada por cuatro segmentos aislados entre sí; se aplica en conductores arriba de 1250 MCM.

TABLA 1.4 COMPOSICION DE LAS CUERDAS DE CONDUCTORES PARA CABLES SUBTERRANEOS

Num. total de hilos de la cuerda.	Hilos centrales	Hilos en corona					
		1a	2a	3a	4a	5a	6a
1	1	-	-	-	-	-	-
7	1	6	-	-	-	-	-
19	1	6	12	-	-	-	-
37	1	6	12	18	-	-	-
61	1	6	12	18	24	-	-
91	1	6	12	18	24	30	-
127	1	6	12	18	24	30	36

1.2.4. Dimensiones.- Al seleccionar un conductor debemos escoger aquel cuya resistencia permita una transmisión económica de energía, no presentando elevaciones de temperatura superiores a las que pueda sufrir el aislamiento -- sin que éste se degrade, para ello debemos tomar en cuenta -- sus dimensiones, ya que la resistencia de un conductor es función inversa del área de su sección transversal.

Al área transversal del conductor se le denomina - calibre del conductor, empleándose dos escalas para su designación: la escala AWG (American Wire Gauge), que emplea calibres que van del 36 AWG al 2 AWG y del 1/0 AWG al 4/0 AWG.

Para conductores más gruesos que los anteriores se define un alambre directamente por su área, usándose la unidad C.M. (Circular Mil) que representa el área de un círculo de "Un Mil" (Unidad de longitud igual a un milésimo de pulgada de diámetro). Para secciones grandes se usa el "MCM" que equivale a mil Circular Mil (2000 CM equivalen aproximadamente a un milímetro cuadrado).

La segunda escala que se emplea es la milimétrica, aprobada internacionalmente por la "IEC" (International - - Electrotechnical Commission) que consiste en nombrar la medida del conductor por los milímetros cuadrados de su área; el uso de esta escala tiende a desplazar a la AWG. En la Tabla 1.5 se comparan ambas escalas.

### 1.3. PANTALLAS ELECTRICAS.

Hay dos tipos de pantallas como elementos constitutivos de los cables, la primera que se localiza directamente sobre el conductor y puede estar formada por material semi-



TABLA 1.5 ESCALAS DE CALIBRES

ESCALA AMERICANA AWG		ESCALA MILIMETRICA IEC
CALIBRE AWG		SECCION mm <sup>2</sup>
20		0.5
18		0.75
16		1.0
14		1.5
12		2.5
10		4.0
8		6.0
6		10
4		16
2		25
1/0		35
2/0		50
3/0		70
4/0		95
MCM		
250		120
350		150
400		185
500		240
600		300
800		400
1000		500

conductor extruido (polímeros compatibles) o por cintas (de papel carbón, nylon y algodón), esta pantalla por ser semiconductor uniformiza el campo eléctrico en el conductor, -- también amortigua las corrientes elevadas que tienden a viajar sobre la superficie debidas a impulsos o transitorios. Las pantallas llenan los huecos que puedan quedar entre el conductor y el aislamiento, evitando que se produzca ionización. Se usan para tensiones superiores a 2 Kv.

En la Fig. 1.6 se muestra como funciona esta pantalla.

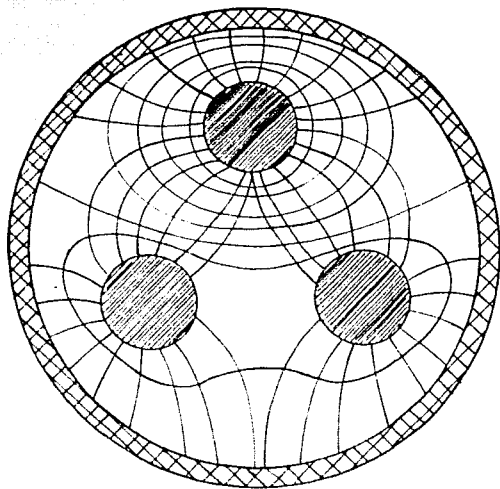


FIG. 1.6 a Campo no radial de un cable tripolar no apantallado

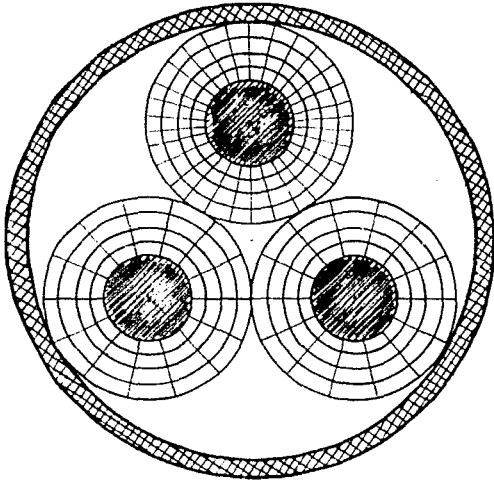


FIG. 1.6 b Campo radial de un cable tripolar apantallado

La segunda pantalla llamada electrostática va colocada encima del aislamiento y consta de una parte semiconductora que puede ser extruída o de cintas (de papel carbón, algodón, nylon) intercaladas con cinta aluminizada, y una parte conductora de cintas de cobre desnudo o estañado arrolladas helicoidalmente y generalmente traslapadas; si la resistencia de este traslape es alta se considera dicha pantalla como tipo helicoidal, si ésta resistencia tiende a cero entonces se consideran como tipo tubo. Ver Fig. 1.7.

Las funciones principales de las pantallas son:

a) Hacer que el campo eléctrico trabaje en forma radial y uniforme a lo largo del cable, proporcionando trayectorias fijas y distribuidas para el escape de las corrientes de fuga, debidas a los efectos capacitivos que presentan los cables, evitando zonas de concentración de corrientes y por consiguiente de calor que puede ocasionar daño en el aislamiento de los mismos.

b) Evitar voltajes elevados sobre el aislamiento. El efecto capacitivo que se produce entre el conductor y la pantalla electrostática ocasiona un voltaje tan elevado que puede llegar a alcanzar el voltaje nominal del potencial ais

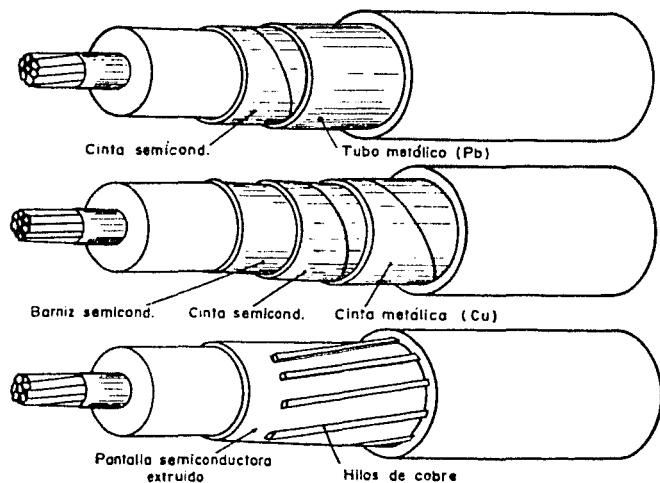


FIG. 1.7 VARIANTES EN EL DISEÑO DE LA PANTALLA ELECTROSTATICA

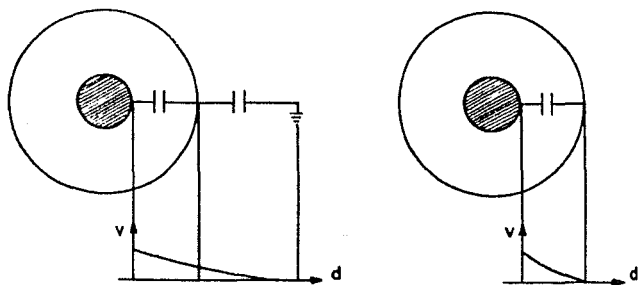


FIG. 1.8 FUNCION DE LA PANTALLA ELECTROSTATICA

lado, lo cual es una condición muy peligrosa, por lo que dicha pantalla debe de ser aterrizada en varios puntos, preferentemente en empalmes y terminales. De no aterrizarse ésta, se comportaría como un divisor de tensión entre dos capacitores, que se formarían entre el conductor y la pantalla y entre ésta y tierra como se observa en la Fig. 1.8.

c) Proporcionar una trayectoria para la corriente de corto circuito (fase a tierra).

d) Es importante saber que un cable se comporta como un transformador, es decir, al circular una corriente por el conductor se induce un voltaje en la pantalla, cuyo valor depende de la cantidad de corriente, del espesor del aislamiento y de la proximidad con otros cables. Este voltaje inducido y la resistencia propia de la pantalla, ocasionan una corriente que, sumada a la de fuga, constituyen las pérdidas dieléctricas del cable.

Esta pantalla se usa para tensiones superiores a 5 Kv.

#### 1.4 AISLAMIENTO.

El aislamiento es el dieléctrico que se emplea para evitar que la corriente viaje hacia puntos no deseados, -

debido a la diferencia de potencial que hay entre el conductor y tierra, o entre conductores, evitando así pérdidas excesivas o corto circuitos. Se localiza sobre los conductores directamente o algunas veces sobre las pantallas semiconductoras.

Existe una gran variedad de materiales empleados para el aislamiento de los cables subterráneos, estos materiales se seleccionan teniendo en cuenta el voltaje de trabajo, condiciones mecánicas, químicas y económicas.

Los tipos de aislantes más usados son:

a) Papel impregnado en aceite; b) Aislantes secos; c) Otros aislantes.

a) Papel impregnado. A pesar de los descubrimientos de nuevos materiales aislantes, el papel impregnado es el más utilizado hasta ahora debido a sus excelentes cualidades dieléctricas y sus bajas pérdidas.

El papel para éste tipo de aislamiento debe ser de alta calidad, hecho a base de celulosa de coníferas: este papel en su forma natural es altamente higroscópico por lo que se tiene que impregnar con aceites minerales mezclados con resinas naturales derivadas de la trementina para aumentar

su viscosidad y darle características no migrantes (aceite espeso); este aceite no debe fluir a temperaturas de 40°C a 50°C, ni endurecerse a bajas temperaturas, además debe ser lo suficientemente fluido para la buena impregnación del papel, lo que se logra elevándolo a una temperatura de 130°C evitando así la formación de huecos y consecuentemente la ionización. La Tabla 1.6. muestra las características técnicas de estos aceites.

**TABLA 1.6 CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS ACEITES PARA IMPREGNACION DE PAPEL DE CABLES SUBTERRANEOS**

CARACTERISTICAS	ACEITE FLUIDO	ACEITE ESPESO
Peso específico en $\text{gr}/\text{cm}^3$	0,865 a 0,885	0,925 a 0,940
Viscosidad S.U. a 20°C	28 a 35	2.500 a 3.000
50 °C	9 a 10,5	250 a 450
100°C	3 a 3,3	25 a 30
Punto de solidificación en °C	- 30	- 5
Punto de inflamación en °C	150 a 170	250 a 270
Índice de acidez	0	0,05
Constante dieléctrica $\epsilon$	2	2,17 a 2,31



La Tabla 1.7. muestra los espesores de este tipo - de material para diferentes tensiones eléctricas de trabajo.

TABLA 1.7. ESPESOR DEL PAPEL AISLANTE PARA DIFERENTES TENSIONES DE TRABAJO.

<u>KV</u>	<u>Tamaño Conductor AW o cmil</u>	<u>Espesor Aislamiento en Mils</u>
15	3/0 a 1,000,000	100
25	3/0 a 4,000,000	135
35	3/0 a 4,000,000	170
46	3/0 a 4,000,000	205
63	3/0 a 4,000,000	265
69	3/0 a 4,000,000	285
115	350,000 a 750,000	435
120	350,000 a 750,000	450
130	500,000 a 900,000	480
138	550,000 a 900,000	505
161	750,000 a 900,000	590
230	1,000,000 a 2,000,000	760
345	1,000,000 a 1,250,000	1035
500	2,000,000 a 2,500,000	1340

b) Aislantes secos.- Estos se subdividen como si-

gue:



Los materiales plásticos son mezclas hechas de materias básicas y otras sustancias denominadas aditivos, los cuales se usan para mejorar las características requeridas en los aislantes. Entre los aditivos más importantes están las cargas (material de relleno), los plastificantes (proporcionan flexibilidad y elasticidad), los estabilizadores (dan protección contra ataques químicos), los endurecedores (aumentan la dureza) y los colorantes (dan protección contra los efectos de la luz además de facilitar su identificación).

Los materiales plásticos como se ha visto se subdividen en Termoplásticos y Termofijos o Termoestables, esta subdivisión se debe a su comportamiento físico con el calor.

Termoplásticos son aquellos que al calentarse se pueden moldear recuperando sus propiedades físicas al enfriarse sin perder la forma moldeada, operación que se puede hacer repetidamente.

Termofijos son aquellos que solamente se pueden moldear por primera vez durante la fabricación, sin reblandecerse posteriormente.

Entre los materiales termoplásticos más usados como aislantes en cables se tienen, el Policloruro de Vinilo -

PVC y el polietileno.

El Policloruro de Vinilo es un polímero formado -- por un gran número de moléculas de cloruro de vinilo, este material básico mejora sus condiciones aislantes con aditivos, pudiendo variar sus temperaturas máximas admisibles desde 50°C a 100°C, a las cuales se degradaría fácilmente estando en estado puro.

Este tipo de material es comunmente usado en tensiones hasta 20 Kv., limitándose su uso para altas tensiones debido a que su factor de pérdidas es muy elevado. Recientemente se han realizado investigaciones en Italia y Alemania, encontrándose compuestos con este material básico, mejorando notablemente dicho factor de pérdidas, uno de estos compuestos cuya denominación comercial es el Sintenax se utiliza -- con gran aceptación en México.

El Polietileno.- Es un material incoloro, translúcido, graso al tacto, no tóxico y menos denso que el agua, - su rigidez dieléctrica es comparable a la del papel impregnado y su factor de pérdidas mucho menor, su conductividad térmica es baja, es antihigroscópico y muy resistente a los ácidos.

Aparentemente se ha encontrado el aislamiento -- ideal, sin embargo solo se usa hasta tensiones de 30 Kv; lo anterior se debe a dos razones principalmente, la primera es que este material es dañado fácilmente por la ionización, la otra desventaja es que tiene una baja resistencia a sobre -- cargas térmicas por lo que se debe tener mucho cuidado en la selección del calibre del conductor para evitar sobrecalentamiento.

Entre los materiales termofijos el más común es el polietileno reticulado, el cual se obtiene de procesar el polietileno para eliminar su condición termoplástica. Alcanza temperaturas de trabajo hasta 90°C y en casos de emergencia hasta 130°C, en caso de corto circuito puede alcanzar temperaturas de 250°C y a los 300°C se carboniza sin previo re -- blandecimiento.

Elastómeros.- Hay dos tipos de este material, Natural y Sintético:

El natural proviene del caucho que es obtenido a -- partir del látex (savia de ciertos árboles tropicales).

El sintético es obtenido a partir de polímeros artificiales cuyas características mecánicas son similares a --

las del caucho natural.

A estos materiales, ya sea naturales o sintéticos, se les agrega aditivo para mejorar sus propiedades mecánicas y dieléctricas. A pesar de las investigaciones realizadas a diferentes mezclas con estos materiales y aditivos, no ha sido posible emplearlos como aislamientos para altas tensiones, limitándose su uso hasta tensiones de servicio de 20 K.V. debido a su baja resistencia al ozono y a su débil resistencia a la abrasión cuando se utilizan sin cubierta protectora.

Entre los más conocidos están:

**El Butadieno-Estireno.-** Posee buena resistencia a la abrasión y a los aceites derivados del petróleo, baja resistencia al frío, deformándose permanentemente por su baja resistencia mecánica a elevadas temperaturas.

**Butadieno-Acrilonitrilo.-** Es resistente a la luz, a los aceites, y trabaja satisfactoriamente en un amplio rango de temperaturas. Debido a sus bajas cualidades dieléctricas no es empleado como aislante.

**Policloropreno o Neopreno.-** Tiene excelentes cualidades mecánicas, es resistente a la luz y a ataques químicos, poseyendo buenas cualidades térmicas, y con aditivos --

(hollín) adquiere una excepcional resistencia a la abrasión.

Polisobutileno-Isopreno o Butilo.- Se destruye fácilmente por la acción del ozono, tiene buenas propiedades elásticas y resistencia al ataque de sustancias químicas tales como ácidos, sales, etc.

Para finalizar con este tipo de aislantes secos, mencionaremos el Etileno-propileno(EPR), el cual no hemos clasificado dentro de los dos grupos anteriores debido a que presenta características de ambos, esto se debe a que es una mezcla formada por un polímero (polietileno) y un elastómero (polipropileno), adquiriendo propiedades más cercanas a uno u otro, dependiendo del porcentaje predominante de uno de ellos, así sus propiedades mecánicas y dieléctricas varían desde las de un termoplástico hasta las de un elastómero.

Se han encontrado mezclas con gran resistencia a la ionización, así como con muy buenas propiedades dieléctricas, resistencia a los aceites y una regular resistencia a la llama; este material permite temperaturas de trabajo comprendidas entre  $-70^{\circ}\text{C}$  a  $90^{\circ}\text{C}$  pudiendo soportar  $130^{\circ}\text{C}$  en emergencia y  $250^{\circ}\text{C}$  en condiciones de corto circuito. Actualmente se usa en cables

hasta de 115 K.V. teniendo un futuro prometedor para mayores tensiones por lo que probablemente llegue a sustituir al papel impregnado.

Otros aislantes.- En la actualidad existen otros materiales aislantes que superan a los antes descritos por poseer excelentes propiedades mecánicas y eléctricas, siendo restringido su uso debido a su elevado costo. Entre ellos podemos mencionar el Polietileno-Sulfonado conocido comercialmente como Hypalon, el Caucho de Silicona denominado comercialmente como Rodorsil o Silastis, el Politetrafluoretileno conocido comercialmente como Teflón y Flúon y las Poliamidas denominadas comercialmente como Nylon y Rislan.

La Tabla 1.8 presenta una comparación de las características técnicas de los aislantes empleados en Cables subterráneos.

#### 1.5. ARMADURA.

Para proteger mecánicamente a los cables, ya sea en su instalación o para evitar daños durante su funcionamiento, se utilizan los elementos llamados Armaduras, que se localizan sobre la pantalla electrostática o sobre el aislamiento, ya sea inmediatamente o intercalando otro material amortigu

TABLA 1.8 Comparación de las características técnicas de los materiales aislantes empleados en cables subterráneos

Características	Papel impregnado en aceite	Materiales plásticos						Materiales elastómeros					
		Policloruro de vinilo (PVC, Koresal, Saran)	Poliétileno (Poliétileno Alkathene)	Policloruro reticulado	Poliétileno sulfonado (Hypalon)	Poliéterfluoretileno (Teflon Fluon)	Poliamidas (Nylon)	Caucho natural vulcanizado	Butadieno - estireno (Buna-S, G. R.-S, S. B.-R)	Butadieno - acrilonitrilo (Perbunan, Buna-N, G. R.-A)	Policloropreno (Neopreno, G. R.-N)	Polisobutileno - isopreno (Caucho butílico, G. R.-I)	Caucho de Silicona
Peso específico a 20°C en gr/cm <sup>3</sup>	1,43	1,3	0,92	1,2	1,75	2,2	1,1	1,4	1,4	1,3	1,5	1,4	1,4
Carga de rotura en Kg/cm <sup>2</sup>	—	170	125	150	> 200	150	500	100	70	70	70	70	70
Temperaturas de servicio continuo °C	-20 a 60	-20 a 80	-30 a 70	-20 a 90	-40 a 100	-50 a 300	-50 a 100	-35 a 60	-35 a 60	-10 a 110	-25 a 80	-30 a 110	-50 a 170
Resistividad a 20 °C en ohmios/cm <sup>2</sup> /cm	10 <sup>9</sup>	10 <sup>15</sup>	10 <sup>18</sup>	10 <sup>16</sup>	10 <sup>13</sup>	10 <sup>15</sup>	10 <sup>12</sup>	10 <sup>14</sup>	10 <sup>14</sup>	10 <sup>10</sup>	10 <sup>12</sup>	10 <sup>14</sup>	10 <sup>13</sup>

Rigidez dieléctrica a 20°C en kV/mm	40	40	30	15	30	30	25	25	25	16	25	30	18
Factor de pérdidas (tg δ) a 50Hz y 20°C	0,004	0,004	0,0004	0,01	0,03	0,0002	0,05	0,02	0,02	0,2	0,04	0,02	0,05
Combustibilidad (Resistencia a la llama)	0	8	1	2	6	8	2	0	0	0	6	0	5
Higroscopicidad (Resistencia a la humedad)	3	5	8	7	3	8	4	5	5	0	2	5	4
Constancia de caract aislantes al aumentar la temp	1	2	5	5	0	8	2	4	2	0	0	6	6
Constancia de caract aislantes al aumentar la humedad	0	5	8	8	4	8	2	4	5	0	2	8	4

NOTA: Los números de las 4 últimas líneas de la tabla son índices de calidad relativa de acuerdo con la siguiente correspondencia: 0 = Muy malo, 1 = Malo, 2 = Mediocre, 3 = Mediana, 4 = Regular, 5 = Bueno, 6 = Muy bueno, 7 = Excelente, 8 = Excepcional



dor.

Las armaduras pueden ser de hierro galvanizado, - - bronce endurecido o metales ligeros y se colocan en el cable helicoidalmente; la forma puede ser de fleje o formada por - un gran número de hilos.

La armadura se encuentra en el campo de dispersión del cable, por lo que los materiales de que está compuesta - deben ser poco magnéticos para evitar pérdidas considerables por corrientes parásitas. En los cables trifásicos disminuye notablemente este efecto por contrarrestarse los efectos de dicho campo.

Un problema típico en los cables subterráneos es el ataque que sufren por los roedores (ratas) evitándose ésto - por medio de las armaduras.

#### 1.6. CUBIERTAS.

Son el último elemento de los cables subterráneos, es decir constituyen la capa exterior de éstos.

Los materiales empleados en las cubiertas deben poseer características protectoras que eviten daños que pueden causar agentes físicos y químicos a estos cables, y se seleccionan los que presenten mejores propiedades para -

contrarrestar dichos efectos en el medio donde vayan a trabajar. Así tenemos que físicamente estos materiales deben ser resistentes al impacto, al desgarre, a la abrasión, a la acción de la luz, a la llama, además de ser flexibles y anti--higroscópicos.

El plomo era el material más usado para cubiertas; actualmente debido a experimentaciones se tienen otros ---- con mejores propiedades que el plomo para este fin, pudiendo mencionarse entre ellos el polímero llamado Polietileno --- Reticulado y gran cantidad de elastómeros.

En los cables tipo tubo, la tubería desempeña la -- función de cubierta además de contener en su interior el - - aceite o gas necesario para un funcionamiento adecuado.

#### 1.7. TRINCHERA.

La trinchera es el lugar donde se alojan los cables de potencia de muy alta tensión. Los cables instalados por Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S.A., tipo tubo, se alojan en una zanja de este tipo la cual se rellena parcialmente -- con una arena especial a la que se le da el nombre de arena-- térmica por tener grandes propiedades disipadoras del calor, - en la Fig.1.9.se observa una trinchera típica de estos cables.

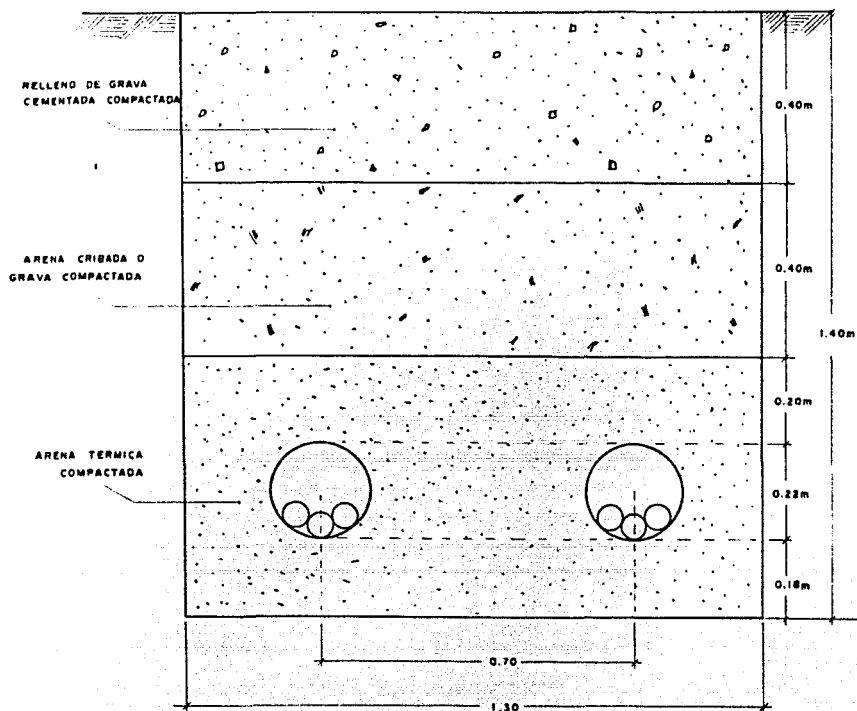


FIG. I.9 CORTE DE LA TRINCHERA

Las dimensiones y forma de las trincheras varían de acuerdo a las características del o los cables que alojan.

Generalmente los terrenos donde se alojan los cables no son debidamente controlados contra excavaciones, para esto se acostumbra colocar encima de los cables unas cintas con letreros alusivos a la presencia de un equipo de Alta Tensión, para evitar daños a las personas que excavan así como a los cables.

La construcción de las trincheras presenta serios problemas por estar en zonas urbanas, como son: evitar daños a otros servicios en operación, como ductos de teléfonos, -- drenajes, cables, tubería de agua potable, ductos de gas, -- etc.

También se presentan grandes problemas al tránsito, sobre todo cuando la ruta de los cables atravieza grandes -- avenidas, vías de transportes eléctricos, pasos a desnivel, etc. En el caso particular de la ciudad de México existe el problema del nivel freático que en algunos lugares es muy alto, dificultando la construcción de la zanja. Las trincheras presentan peligros para los transéuntes y vehículos que transitan cerca de estas obras, además de las molestias pro-

pías de las excavaciones.

### 1.8. ACCESORIOS.

Los accesorios son los elementos auxiliares para el funcionamiento adecuado de los cables.

Debido a la gran diversidad de cables mencionaremos los accesorios más comunes que se emplean actualmente:

**Empalmes.-** Sirven para unir tramos de cables. Estos se fabrican en tramos que pueden transportarse fácilmente hasta el lugar de su instalación. La longitud de los tramos depende de su sección, limitación de equipo de jalado, equipo de fabricación, y resistencia a tensión mecánica.

La tecnología moderna ha desarrollado técnicas y sustancias para ahorrar tiempo y complejidad en la fabricación de empalmes, ya que prácticamente un empalme es construir nuevamente un tramo de aislamiento del cable encima del conector que une la parte conductora.

La Fig. 1.10. representa un empalme usado en cables tipo tubo de 1,000 MCM.

**Terminales.-** Son los accesorios que se instalan en los extremos del cable y sirven para unir éste con los equipos que interconecta. Al igual que los empalmes se han

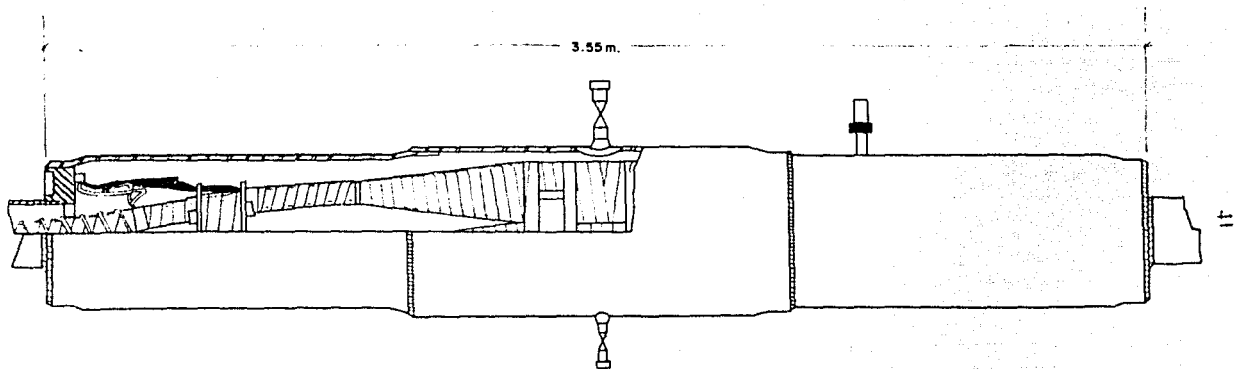


FIG. 1.10 EMPALME DE CABLE SUBTERRANEO DE 1000 MCM.

desarrollado técnicas que permiten en muchos casos construir las antes de su instalación (pre moldeadas), encontrándose que una de las grandes ventajas es la de evitar burbujas de aire atrapadas en su interior como sucedía con las fabricadas tradicionalmente.

La Fig. 1.11. muestra un ejemplo típico de una terminal para subestaciones en hexafluoruro de azufre.

Los cables tipo tubo y autocontenidos tienen accesorios que no necesitan los otros tipos de cables como son:

Tanque y bomba de aceite.- Sirven para almacenar y dar presión al aceite dentro de las tuberías que alojan a los cables.

Termopares.- Para evitar sobrecalentamientos que puedan dañarlo, es necesario conocer la temperatura del cable durante su funcionamiento, para esto se instalan termopares de cobre constantán que se colocan en la tubería y en la pantalla electrostática en los empalmes.

Protección catódica.- Cuando los cables se alojan dentro de tuberías de acero éstas tienen que protegerse contra la corrosión, para lo cual se forran con un recubrimiento plástico, además se conecta una protección catódica que -

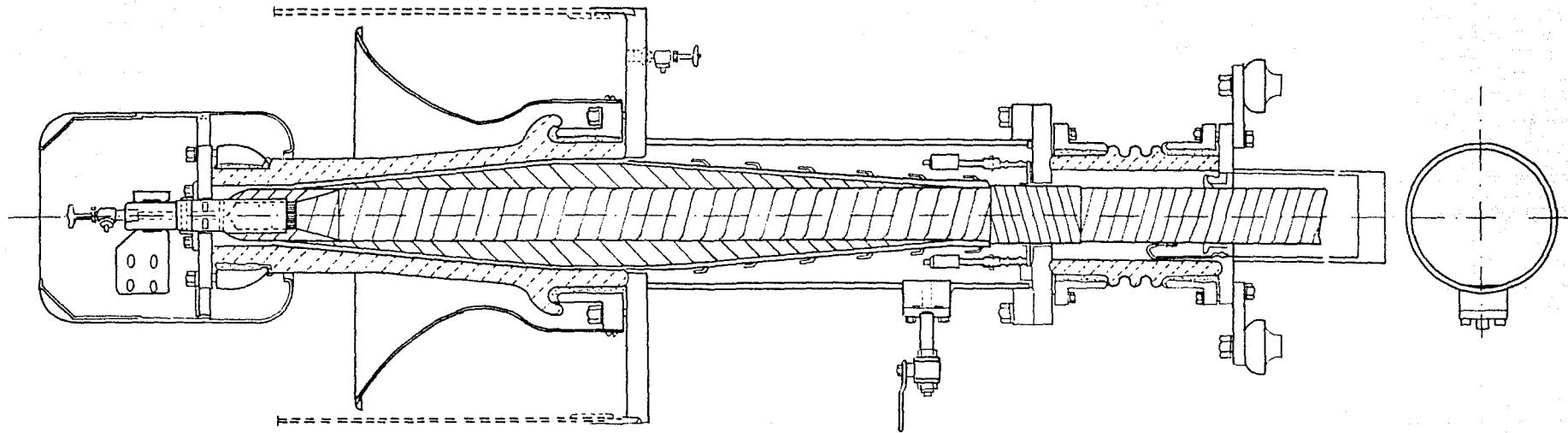


FIG. I. II TERMINAL PARA CABLE DE 1000 MCM EN SUBESTACIONES DE SF<sub>6</sub>.



consiste en darle un potencial negativo a la tubería y el positivo a tierra. En el capítulo IV se hablará de este tema con detalle.

Hilo monitor de temperatura.- En algunos cables se coloca un alambre en el centro del conductor el cual lleva un aislamiento de nylon; este alambre llamado hilo monitor forma parte de un equipo que mide la temperatura promedio del cable durante su operación. Este equipo no se ha instalado en los cables en México debido a su elevado costo.

## CAPITULO III

## CARACTERISTICAS DEL CABLE SAN ANGEL - COYOACAN Y PRUEBAS PREVIAS A SU INSTALACION

## 2.1. CARACTERISTICAS.

Estas características fueron proporcionadas por el fabricante en base a las especificaciones CA-13 LyF para circuitos trifásicos de Cables de Potencia subterráneos de 230 KV Tipo Tubo.

I. Presión nominal de aceite.	14 Kg/cm <sup>2</sup>
II. Calibre.	1000 MCM
III. Condiciones de operación consideradas.	
a) Tensión nominal.	230 KV
b) Frecuencia.	50/60 Hz
c) Altitud de operación.	2300 m
d) Temperatura máxima de los conductores.	85°C
e) Resistividad térmica del terreno	100 ( $\frac{^{\circ}\text{C} - \text{Cm}}{\text{watt}}$ )
f) Temperatura ambiente del terreno	24°C
g) Profundidad de instalación.	1.20 m
h) Factor de carga promedio.	75%

- i) Diferencia de temperatura entre el tubo y la tierra. 60°C
- j) Corto circuito de 15000 MVA soportado durante. 2.7 seg.
- k) Separación entre tubos. .70 m
- l) Resistividad térmica de aislamiento.  $500 \left( \frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{watt}} \right)$
- m) Desnivel entre subestaciones. 96 m.

## IV. Valores.

## a) Capacidad de conducción:

Con presión estática de aceite: (Dos tubos)

A factor de carga 100%	435 amp.
" " " " 75%	566 "
" " " " 50%	730 "

Con oscilación de aceite: (un tubo)

A factor de carga 100%	496 amp.
" " " " 75%	628 "
" " " " 50%	812 "

## b) Resistencia de corriente alter-

na por kilómetro a 25°C a 50 Hz 0.0473 Ohms/Km

## c) Reactancia inductiva por kilómetro:

A 50 Hz:

Secuencia positiva. 0.1066 Ohms/Km

Secuencia negativa. 0.1066 " /"

A 60 Hz:

Secuencia positiva. 0.1279 Ohms/km

Secuencia negativa. 0.1279 " /"

## d) Reactancia capacitiva por kilómetro:

A 50 Hz. 14900 Ohms/km

A 60 Hz. 12400 " /"

## e) Impedancia de secuencia cero por

Km. 0.120 Ohms/km

## f) Pérdidas dieléctricas a la tensión

nominal por kilómetro.

A 50 Hz. 6.48 KW/Km

A 60 Hz. 7.78 KW/Km

## V. Aislamiento.

a) Papel obtenido a partir de pulpa de madera por un proceso de sulfatación. Aplicación especial como aislamiento de cables para alta tensión tipo tubo a alta presión de aceite.

## b) Espesores.

Aislamiento	19.1 mm.
-------------	----------

Pantalla	0.3 mm.
----------	---------

## c) Nivel básico de aislamiento al im-

pulso.	1050 KV
--------	---------

## VI. Construcción y características del cable y sus accesorios.

## a) Cables.

Conductores.- Cable cobre suave redondo compacto, 1000 MCM con hilo piloto al centro aislado con doble - - formvar y doble capa de algodón.

Construcción. Cada fase consta de conductor de cobre, pantalla sobre conductor a base de cinta de papel carbón semiconductor, aislamiento papel impregnado en aceite, pantalla sobre aislamiento formada por cinta semiconductor de papel carbón intercalada con cinta aluminizada y sello contra la humedad de cinta Mylar metalizada intercalada con cinta - de cobre y por último dos alambres de latón para arrastre -- (Ver Fig. 2.1.).

Longitud de los tramos.

- Tensión máxima de jalado.	10800 Kg.
-----------------------------	-----------

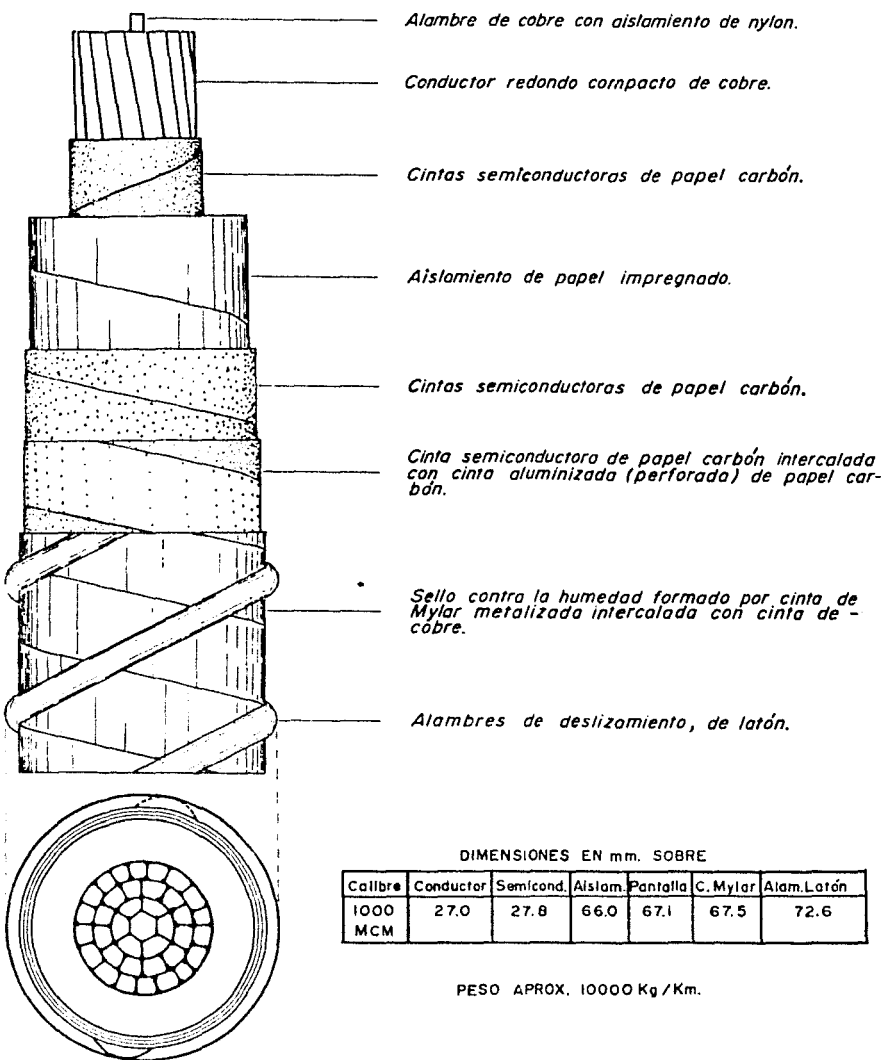


FIG. 2.1 CABLE REDONDO COMPACTO TIPO TUBO PARA 230 KV.

- Peso unitario. 9.52 Kg/m

b) Terminales.

Nivel básico de aislamiento al im

pulso a 1000 mts. sobre el nivel

del mar. 1050 KV

c) Tubería de acero.- Fabricada según normas ASTM-A-523-68 de Grado "A" y soldado por resistencia eléctrica.

Dimensiones:

- Diámetro exterior. 219.1 mm (8 5/8")
- Diámetro interior. 206.4 mm (8 1/8")
- Espesor pared. 6.3 mm (1/4")
- Longitud
 

mínima	10.67 mts. (35 pies)
máxima	15.2 mts. (50 pies)

- Extremos del tubo.- Ambos extremos lisos con bisel y acampanados para alojar anillos de respaldo. Figs. -- 2.2a y 2.2b.

Recubrimiento interior.- Cubierta protectora a base de pintura epóxica "Thixopoxy" de 0,203 mm (0.008 pulg) - de espesor, aplicada sobre una superficie metálica blanca -- preparada con chorro de granalla.

Recubrimiento exterior.- Cubierta protectora con--

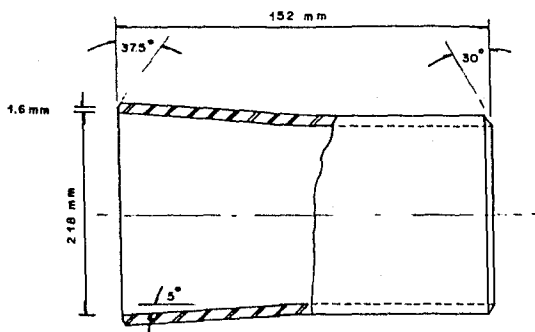


FIG. 2.2 a EXTREMO DEL TUBO ACAMPANADO

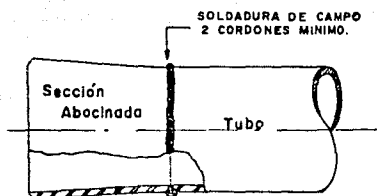


FIG. 2.2 b ENSAMBLE BOCINA Y TUBO



tra corrosión química y electrólisis, con resistencia dieléctrica de 30000 Volts a base de una capa interior de cemento de hule modificado y una capa extruida de 1.5 mm (0.060 pulg) de Polietileno de Alta Densidad "X TRU COAT" según norma - - ASTM D 1248; el recubrimiento debe abarcar toda la longitud del tubo a excepción de 150 mm en cada extremo.

#### Accesorios.

- Piezas acampanadas para campo.- Fabricadas del mismo material y proceso del tubo y con dimensiones y forma de acuerdo a la Fig. 2.3.

- Anillos de respaldo.- Fabricados de acero ASTM A 108 grado 1022 con las dimensiones indicadas en la Fig. 2.3.

- Mangas contráctiles de Polietileno.- Fabricadas para tubo de 203 mm (8 pulg) de diámetro nominal, para cubrir los extremos soldados de los tubos y con las características siguientes:

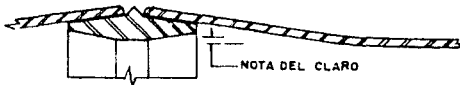
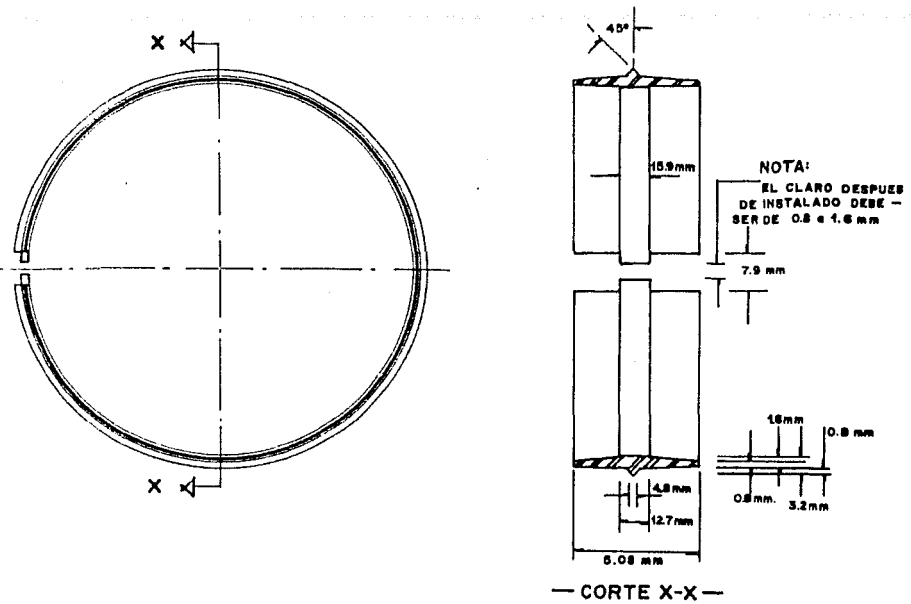
Longitud 419 mm (16 1/2 pulg)

Espesor 1.65 mm (0.065 pulg)

Espesor del adhesivo 0.51 mm (0.020 pulg)

Resistencia dieléctrica 32,500 Volts.

- Protección catódica monofásica a 60 Hz, 100 ampe-



DETALLE MOSTRANDO EL CLARO ENTRE  
EL ANILLO Y EL INTERIOR DEL TUBO

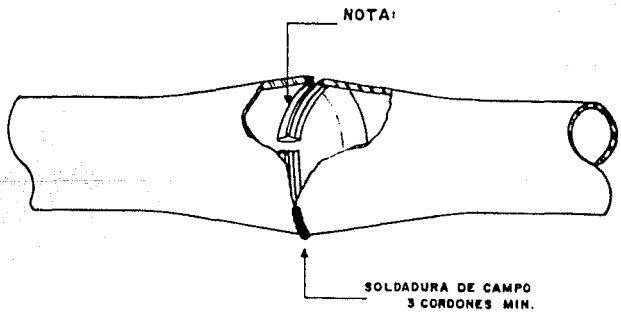


FIG. 2.3 ENSAMBLE DEL ANILLO DE RESPALDO  
EN EL TUBO

res C.D.; Sistema completo con transformador variable, instrumentos y dispositivos de protección, incluye resistencia de acero inoxidable y aisladores para montaje en la pared.

d) Medición de temperatura.- En cada fase se incluye un hilo monitor de cobre suave calibre 18 AWG aislado con doble formvar y doble capa de algodón.

e) Equipo de control y oscilación de aceite.

- Equipo de bombeo.- Estaciones de bombeo fabricadas por L y F tipo consola sencilla exterior, para control de presión y oscilación del aceite, 220 volts y 60 Hz.

- Aceite.

Viscosidad SUS a 38°C	736
" " " 99°C	60
Peso específico a 16°C	0.926
Coefficiente de expansión térmica	0.00072 Vol/Unidad Vol/°C
Factor de potencia máximo a 90°C	0.0028
Punto mínimo de encendido en -- copa abierta.	193°C
Punto mínimo de flama en copa -- abierta.	226°C

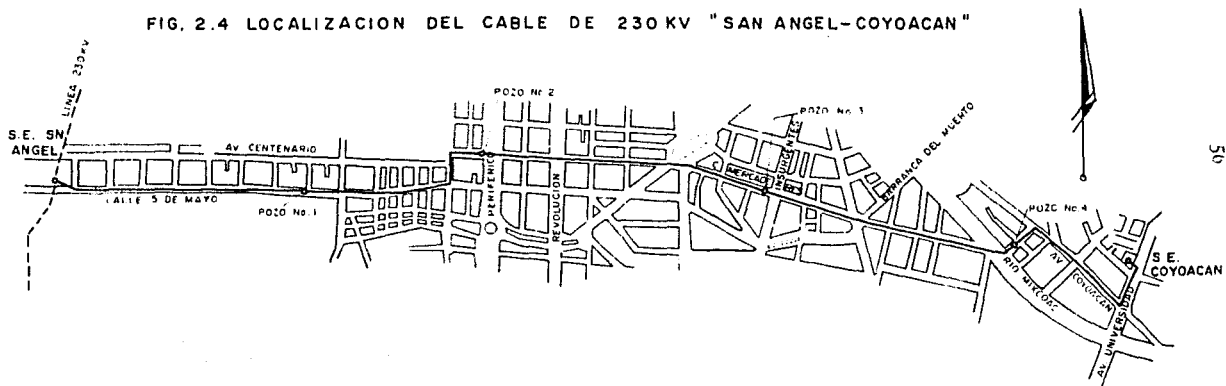
## 2.2. PRUEBAS AL TERRENO NATURAL.

Una vez que se seleccionó la ruta del cable, ver -- Fig. 2.4. se procedió a efectuar pruebas en el terreno a lo largo de ésta, siendo las que a continuación se describen:

a) Resistividad térmica.- Es definida como ohm --- térmico y son los grados de caída de temperatura en un cubo de un cm. por lado en el cual hay una caída de 1 watt de potencia o un joule por segundo y es designado por la letra -- griega  $\rho$  . Como se sabe hay varios tipos de pérdidas siendo las principales las de efecto Joule debidas a la resistencia propia del conductor y las dieléctricas debidas al efecto ca pacitivo que presentan los cables. Este calor se tiene que disipar a través del medio que rodea al cable por lo que es necesario conocer la resistividad térmica del terreno natu-- ral y poder diseñar la trinchera adecuada, además de proporcionar éste parámetro que servirá para el diseño del cable.

El valor de la resistividad se logró enterrando una varilla hueca de latón de 170 cms. de longitud y 0.635 cms. ( $\frac{1}{4}$  pulg) de diámetro la cual lleva en su interior una resistencia calefactora de "Nicrome!" de 150 cms. de longitud, ha ciéndole circular una corriente, la cual por efecto Joule --

FIG. 2.4 LOCALIZACION DEL CABLE DE 230 KV "SAN ANGEL-COYOACAN"



produjo un calentamiento cuya potencia fue medida con un wáttmetro. Además, la varilla alojó en su interior cuatro termopares para medir la temperatura a diferentes profundidades respecto al nivel del suelo (30, 60, 90, 120 cms.). La fuente de potencia para esta prueba consiste de dos baterías de 12 volts cada una, conectadas en serie para sostener una potencia durante la prueba entre 60 y 75 watts, logrando esto se procedió a tomar lecturas de temperatura cada cinco minutos; estos valores se graficaron en una hoja de papel semilogarítmico de dos ciclos, en el eje de las abscisas (escala aritmética), se representan los grados centígrados y en el eje de las ordenadas (escala logarítmica) el tiempo en minutos. Observar gráfica de la Fig. 2.5.

Por comodidad en el graficado se escogieron los ciclos entre el minuto 5 y el minuto 50, con los puntos obtenidos de la prueba se trazaron rectas para cada termopar, las cuales se corrigieron por el método de los mínimos cuadrados por medio de un programa de computadora para garantizar que dichas rectas siguieran la tendencia de los puntos obtenidos en la prueba.

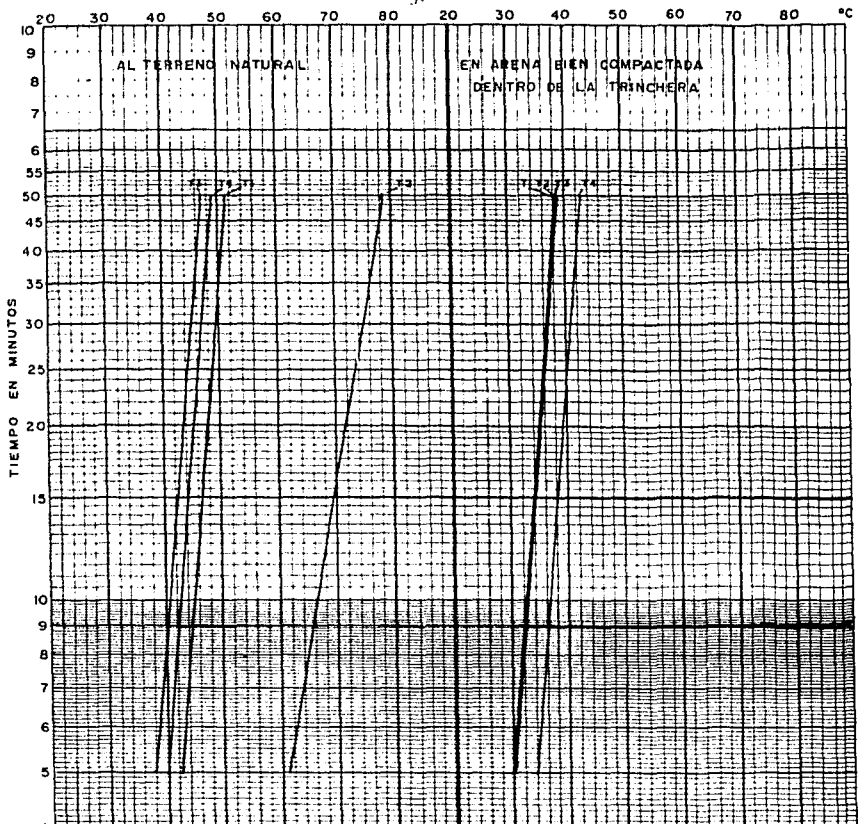
La diferencia entre las abscisas del minuto 50 y la

**A PARTIR DE**

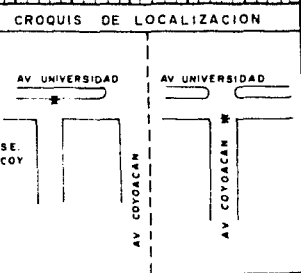
**ESTA PAGINA**

**FALLA  
DE**

**ORIGEN**



TIEMPO	T1	T2	T3	T4	W	T1	T2	T3	T4	W
0	19.0	19.0	20.0	20.0	19.0	7.2	7.2	7.2	7.2	12.5
5	39.5	61.0	37.5	41.0	19.5	32.0	31.0	30.5	35.0	12.5
10	43.5	67.0	39.0	44.0	20.0	32.5	32.0	31.2	36.5	12.5
15	46.0	70.0	42.0	45.5	20.0	33.0	33.0	33.0	37.5	12.5
20	47.5	73.0	43.0	46.5	20.0	34.2	34.2	34.0	38.8	12.5
25	48.0	73.0	44.0	47.0	20.0	34.5	34.5	34.5	37.5	12.5
30	49.0	75.0	45.0	47.5	21.0	35.0	35.0	35.0	39.5	12.8
35	49.5	76.0	45.5	48.0	21.0	36.9	36.0	36.0	41.0	13.0
40	50.0	76.5	46.0	48.5	22.0	37.0	37.0	36.0	41.0	12.0
45	51.0	78.0	46.5	49.0	22.0	38.5	38.3	37.5	42.3	12.0
50	51.0	78.5	47.2	49.0	22.0	39.0	39.0	38.0	43.0	12.0



NOTAS  $T_{A1} = 19.0^{\circ}\text{C}$   $V = 16.8$   
 Pruebas a  $75^{\circ}\text{W}$   
 $T_{AF} = 20.0^{\circ}\text{C}$   $I = 4.4$

NOTAS  $T_{A1} = 20.0^{\circ}\text{C}$   $V = 17.2$   
 Pruebas a  $75^{\circ}\text{W}$   
 $T_{AF} = 21.0^{\circ}\text{C}$   $I = 4.3$

FIG. 2.5 MEDICION DE RESISTIVIDAD TERMICA



del minuto 5, representa el incremento de temperatura sufrido por la varilla durante la prueba y se representa por  $\Delta\theta$ .

Finalmente el valor de la resistividad térmica se obtuvo mediante la siguiente fórmula:

$$c_T = \frac{4 \pi L}{\ln\left(\frac{50}{5}\right)} \frac{\Delta\theta}{P} \frac{^{\circ}\text{C} - \text{cm}}{\text{watts}}$$

Donde:

L = Longitud de la resistencia calefactora (150 cm).

$\Delta\theta$  = Incremento de temperatura en el ciclo ( $^{\circ}\text{C}$ )

Ln = Logaritmo natural.

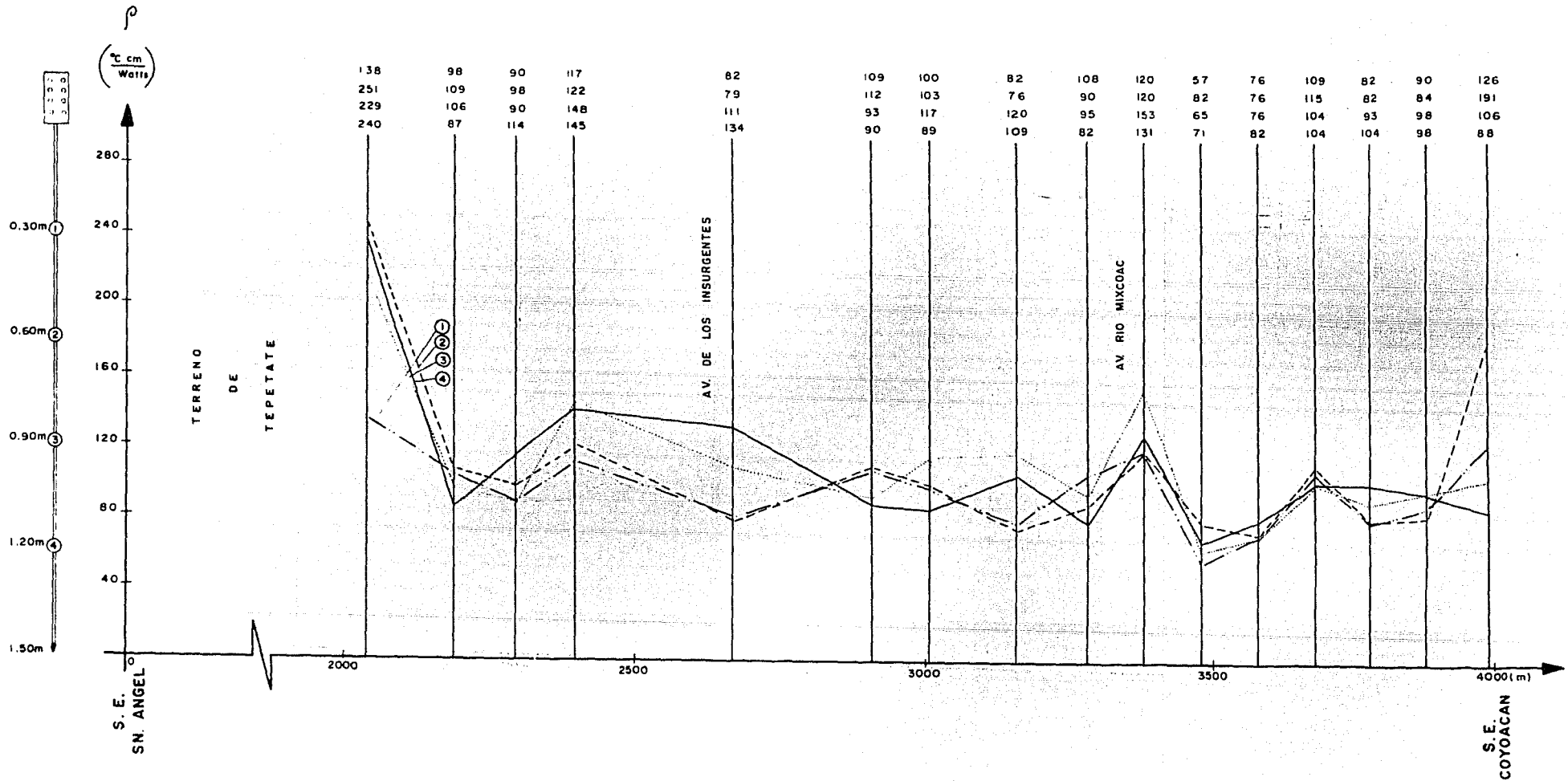
P = Potencia disipada en la resistencia calefactora.  
(60 a 75 watts)

El promedio de la resistividad térmica encontrada en el tramo de terreno de la Av. Insurgentes a la S.E. Coyoacán fue de  $100 \frac{^{\circ}\text{C} - \text{cm}}{\text{watt}}$  y de la S.E. San Angel a la Av. Insurgentes fue de  $280 \frac{^{\circ}\text{C} - \text{cm}}{\text{watt}}$ , este valor tan alto se debe a que el terreno en este tramo está conformado en su mayor parte por tepetate. El resultado obtenido de la prueba de resistividad térmica en el terreno natural, a lo largo de la ruta del cable, se muestra en la gráfica de la Fig. 2.6.

b) Resistividad eléctrica del terreno.- Es la resistencia que presenta el terreno al paso de la corriente --

FIG. 2.6 GRAFICA DE RESISTIVIDAD TERMICA DEL TERRENO NATURAL A DIFERENTE PROFUNDIDAD

SOBRE LA RUTA DEL CABLE DE 230KV. SN. ANGEL - COYOACAN



eléctrica: ésta se midió con un megger de tierra, por el método de los cuatro electrodos, que consiste en clavar en el terreno cuatro electrodos alineados como se muestra en la Fig. 2.7. Los electrodos son varillas de acero de 60 cms. de longitud y 2.54 cms. (1 plg) de diámetro, conectadas al megger.

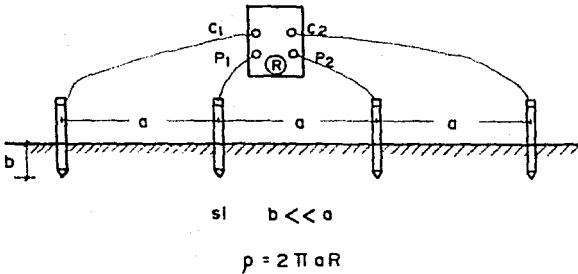


FIG. 2.7 MEDICION DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

El megger de tierra es un instrumento propio para estas mediciones, basado su principio en generar una f.e.m. que hace circular una corriente a través del terreno, lo cual permite conocer la resistividad de éste aplicando la fórmula siguiente:

$$R = 2 \pi a r$$

R = Resistividad

a = Separación entre electrodos (m)

r = Resistencia leída en el megger (ohms)

Por experiencia se recomienda a = 20 L

b = Penetración del electrodo.

Generalmente la resistividad del terreno se obtiene para el diseño de los sistemas de tierras en las Plantas, -- Subestaciones y líneas de transmisión, pero en este caso particular de los cables se utiliza como el parámetro para el diseño de la protección catódica que se usa para evitar la corrosión de la tubería.

La Tabla 2.1. muestra rangos de resistividad contra grados de corrosión según criterios obtenidos de experiencias.

TABLA 2.1 RANGOS DE RESISTIVIDAD CONTRA GRADOS DE CORROSION

Resistividad Eléctrica (ohms - mt.)	Grados de corrosión del suelo
Hasta 10	Muy corrosivo
de 10 a 100	Medio corrosivo
más de 100	Poco corrosivo

### 2.3. ARENAS TERMICAS.

Como ya se mencionó, la arena térmica es el elemento que ayuda a disipar el calentamiento de los cables producido por las pérdidas eléctricas, se localiza en la trinchera alrededor de la tubería del cable.

El primer paso para la obtención de la arena térmica es la localización de los bancos de ésta, en seguida hay que conjugar una serie de factores para su obtención al menor costo y tiempo posibles.

Los principales factores que hay que considerar son:

- Acceso a los bancos de arena.- Es necesario que los bancos se localicen cerca de caminos por donde pueda llegar los transportes hasta ellos, para facilitar el cargado de éstos con la arena.

- Volumen de los bancos.- Se requiere un conocimiento aproximado del volumen de los bancos para saber si éstos cumplen con las cantidades previstas.

- Disponibilidad de la arena.- Hay que averiguar si se puede disponer de la arena de un determinado banco, tomando en cuenta si éste se localiza en terrenos particulares o federales, y si se puede extraer en cualquier época del --

año.

- Costo.- Hay que tomar en cuenta cada uno de los factores para hacer un estudio económico y conocer los costos totales de la arena por conceptos como: precio de la arena, costo de acarreo, costo de mano de obra, etc.

En el caso del Cable Coyoacán-San Angel, la arena - que reunió los factores señalados, además de haber pasado -- satisfactoriamente las pruebas que a continuación se señalan, fue la obtenida en los bancos de Arena Amecameca.

Pruebas a la arena. Nos sirven para conocer la calidad de la arena en los diferentes bancos y discriminar los - que no cumplen con los requerimientos deseados; el requerimiento principal es que la arena posea una baja resistividad térmica, podemos decir alrededor de 100 ohms térmicos, para lo cual hay que vigilar varios parámetros a través de pruebas que se realizan en el terreno y en el laboratorio.

La medición de la resistividad térmica en arenas se realizó de la misma manera y con los mismos instrumentos como se describió en el inciso 2.2.

Las pruebas en el campo se realizaron en los bancos a través de muestras y se describen a continuación:

- Redondez.- Los granos de la arena deben ser de forma redondeada, es decir, no presentar picos, cumplen con este requisito generalmente las arenas de los ríos y algunas arenas de origen volcánico.

Se ha comprobado por pruebas realizadas, que la arena que tiene este tipo de grano es mejor disipador de calor debido a que al acomodarse permite menos espacios libres, -- los cuales se llenan de aire, por lo que tiene una resistividad térmica muy alta (4000 ohms térmicos).

La redondez de los granos se comprobó a través de una inspección visual.

- Determinación del porcentaje de lama.- La lama es un residuo orgánico que le da a la arena la propiedad de retener la humedad y llenar huecos desplazando el aire, lo que hace que baje la resistividad, ya que tiene 400  $\wedge$  térmicos en estado húmedo y 700  $\wedge$  en estado seco la cual comparada con la del aire es mucho menor. Es muy fácil obtener este porcentaje, pues basta tener un tubo de vidrio graduado dentro del cual se coloca arena, posteriormente se le agrega agua y se agita, se deja reposar por algún tiempo y se puede observar perfectamente que la lama se deposita en la superficie de la

arena; por medio de una regla de tres simple se determina dicho porcentaje.

$$\% \text{ lama} = \frac{\text{longitud de la columna de la lama} \times 100}{\text{longitud de la columna de lama} + \text{longitud de la columna de arena}}$$

El porciento de lama adecuado obtenido experimentalmente es de 8%. Cuando una arena tiene menor cantidad de lama se puede mejorar fácilmente agregándole ésta y probándola nuevamente, hasta encontrar un valor satisfactorio; el proceso contrario, es decir quitar la lama, es un proceso costoso.

- Granulometría.- Las arenas están constituidas -- por granos de diferentes tamaños, siendo necesario conocer el porciento de cada uno de ellos, haciéndolos pasar por unas - mallas de diferentes aberturas normalizadas para poder compa - rar estos porcentajes de granos con arenas analíticamente -- calculadas o experimentalmente aceptables, como en el caso - de la arena llamada Philadelphia.

El proceso se realizó como sigue:

Se muestreó un kilogramo de arena el cual se hizo - pasar a través de ocho mallas colocadas una encima de otra, de la más abierta a la más cerrada, quedando esta última en la parte inferior, además de una charola para recibir lo que



no pudo retener la última malla.

Con la ayuda de un vibrador acoplado a las mallas y después de un cierto tiempo de movimiento se logró que los granos se acomodaran en su malla correspondiente hasta que no hubiera desplazamiento de granos de una malla a otra.

En una báscula adecuada se pesó el contenido de cada malla determinándose el porciento en ella depositado.

$$\% \text{ de arena en la malla "N"} = \frac{\text{Peso de la arena en malla N (kg)}}{1 \text{ (kg)}} \times 100$$

En la tabla 2.2a se muestran algunos valores obtenidos.

- Determinación del porcentaje de humedad.- La humedad en la arena es de vital importancia para la disipación del calor, permitiéndole mayor área de contacto entre los granos que forman la arena y consecuentemente mayor disipación del calor, además de ayudar a la obtención y conservación de la compactación que se le da a la arena.

El valor de humedad experimental adecuado es alrededor del 12%.

La obtención del porciento se obtuvo pesando una cantidad muestreada de arena húmeda, la cual se deshidrató -

TABLA 2.2 a VALORES OBTENIDOS DE ARENAS COMPARADOS CON LA PHILADELPHIA

Ø de la malla (mm)	Malla No.	Philadelphia % retenido	Papalotla %retenido	Amecameca %retenido
3.360	6	2.50	2.00	0.35
1.410	14	7.00	10.18	1.20
0.580	28	23.50	22.02	3.15
0.410	35	11.00	18.04	10.70
0.280	48	8.00	16.54	14.35
0.150	100	28.00	25.02	47.00
0.100	150	12.00	4.10	11.65
0.074	200	3.00	0.88	5.90
Pasa malla	200	5.00	1.22	5.70
		<hr/>	<hr/>	<hr/>
		100.00	100.00	100.00

TABLA 2.2b VALORES IDEALES DE GRANULOMETRIA  
CALCULADOS ANALITICAMENTE

MALLA	% RETENIDO
6	0.5 a 4.0
12	5.5 a 8.5
20	12.5 a 15.5
30	7.0 a 12.0
40	8.5 a 13.0
50	6.0 a 11.0
70	7.0 a 13.0
100	10.0 a 19.5
140	8.0 a 14.5
200	1.5 a 4.5
270	0.5 a 2.0
CERRADA	1.0 a 3.0

por un proceso de secado (105°C durante 24 hrs.). Volviéndose a pesar se conoció el peso del agua perdida y el porcentaje se calculó con la siguiente fórmula:

$$\% \text{ humedad} = \frac{\text{Peso arena humeda} - \text{peso arena seca}}{\text{Peso arena humeda}} \times 100$$

El porcentaje de humedad se controló al introducir la arena en la trinchera.

En la actualidad la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A. en colaboración con el Instituto de Investigaciones Eléctricas realiza investigaciones para sustituir el -

uso de la arena como disipador de calor de los cables subterráneos, por el propio terreno natural mezclado con aditivos como: aceite lubricante usado, aceite de transformador, cera, parafina, deshechos de refinería, deshechos de cementeras, cemento, carbón mineral en polvo y agua.

La causa principal para implantar el uso de estos aditivos es que los nuevos aislamientos de los cables subterráneos de tipo sólido soportan temperaturas arriba de 100°C y sabemos que a 60°C la humedad emigra perdiendo la arena sus características disipadoras de calor y en el caso del aditivo se espera que se conserve en su lugar por mucho mayor tiempo, además de que los bancos de arena cada vez se localizan más lejos.

#### 2.4. PRUEBAS AL CABLE EN FABRICAS.

Las pruebas de recepción que se realizan en fábrica sirven para detectar posibles fallas o defectos en la manufactura del cable.

En el caso de nuestro cable, fueron realizadas por personal del Laboratorio de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A. bajo las normas AEIC Núm. 2-73 (Specifications For Impregnated-Paper-Insulated Cable High-Pressure - -

Pipe Type 3er. Edition October 1973).

Para conocer el estado de los cables en esta etapa la norma clasifica las pruebas en dos secciones que son:

- I. Pruebas a cada tramo del cable.
- II. Pruebas en muestras.

I. Pruebas a cada tramo del cable.- Estas pruebas se efectuaron para conocer el estado del cable en su aspecto eléctrico; cabe señalar que el cable se fabrica por tramos - para su fácil instalación y las pruebas que se mencionan a continuación se efectuaron a cada uno de los tramos y son:

a) Medición de la resistencia del conductor a la corriente directa.-

- Descripción de la prueba.- Esta medición se efectuó a temperatura y presión ambiente y sirve para calcular las pérdidas por efecto Joule del cable, las cuales no deben sobrepasar un valor límite especificado en la norma. En este caso el límite de resistencia especificada es de 0.0361

$\Omega/\text{Km}$  a 25°C. El valor de esta resistencia se calculó mediante la fórmula siguiente:

$$R = \rho \frac{L}{A} K_c$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad del material empleado.

$L$  = Longitud de un kilómetro.

$A$  = Area de la sección (calibre del conductor).

$K_c$  = Factor de acuerdo al cableado de los conductores que forman el cable.

Equipo empleado:

- Puente de Kelvin.

- Termómetro de mercurio.

Procedimiento.- El tramo de cable se colocó en el área de pruebas hasta que alcanzó la temperatura del medio ambiente, mientras en los extremos del cable se quitaron --- las cubiertas dejando solo el conductor donde se conectó el puente de Kelvin para la medición directa de la resistencia del tramo. Se colocó el termómetro lo más cerca al cable para obtener la mejor exactitud en las lecturas.

Para normalizar valores de resistencia se refirieron a 25°C corrigiendo mediante el siguiente factor propio para este cable (cobre recocido estirado en frío):

$$FC_{25^{\circ}C} = \frac{234.5 + 25}{234.5 + t_p}$$

$FC_{25^{\circ}C}$  = Factor de corrección a 25°C.

$t_p$  = Temperatura de medición en la prueba en °C.

b). Prueba de alta tensión.- Esta prueba se realizó después de la medición de resistencia óhmica. Tiene por objeto asegurar que no haya falla en el aislamiento a lo largo del tramo de prueba.

Equipo:

- Un transformador de alta tensión.
- Un regulador de voltaje.
- Un Amperímetro.
- Un vólmetro.

Procedimiento.- El conductor fue colocado firmemente en posición vertical en ambos extremos en el área de pruebas a la temperatura y la presión ambiente.

La tensión de prueba se aplicó en un extremo al conductor, conectando la pantalla a tierra. En este caso la tensión fue de 95 Kv durante 15 minutos a la frecuencia de 60 Hz. El voltaje inicial no excedió el 20% del de prueba (19 Kv).

El incremento de voltaje a partir de este valor se hizo regularmente en un tiempo no menor de 10 seg. ni mayor de 60 seg.

Cabe mencionar como dato, que si por alguna circuns

tancia esta prueba se interrumpe, la duración total de la -- misma es aumentada en un 20% del tiempo establecido, asegurándose en esta forma que la interrupción de la energía no se debió a una falla incipiente en el conductor.

c). Prueba de factor de ionización.- El factor de ionización de un dieléctrico es un índice obtenido de la diferencia del factor de potencia medido a un aislamiento para un esfuerzo máximo de 100 volts por milésima de pulgada y el medido a un esfuerzo para el cual el factor de potencia resulte mínimo.

Como es bien sabido el aislamiento de un conductor hace las veces del dieléctrico de un capacitor, donde el conductor y la pantalla metálica son los electrodos. Fig. 2.8.

Cuando el voltaje es aplicado a través de un dieléctrico perfecto, no hay pérdidas, pero existe una corriente capacitiva inducida " $I_c$ " que se encuentra defasada  $90^\circ$  adelante del voltaje. En realidad puesto que no existe un dieléctrico perfecto, hay una pequeña corriente " $I_e$ " en fase -- con el voltaje " $E$ " de tal manera que la suma vectorial de estas dos corrientes " $I_T$ " lleva el voltaje hasta un ángulo menor de  $90^\circ$  como se muestra en las Figs. 2.9a y 2.9b.



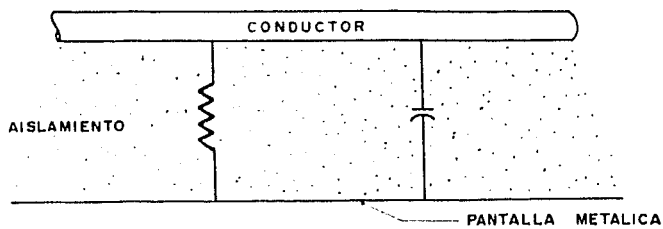


FIG. 2.8 DIAGRAMA DEL CABLE FUNCIONANDO COMO CAPACITOR

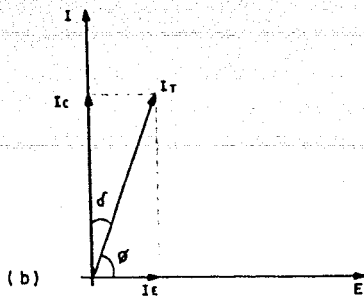
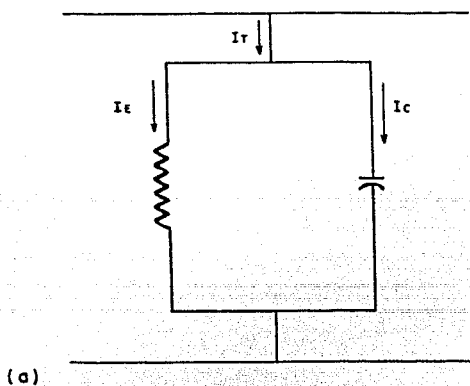


FIG. 2.9 CORRIENTES DE FUGA EN EL AISLAMIENTO

De lo anterior resulta que el factor de potencia  $\text{re}$  presenta la relación entre la potencia activa disipada en el dieléctrico y la potencia reactiva almacenada en el mismo.

$$\text{Cot } \phi = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia reactiva}}$$

$$\text{Cos } \phi = \frac{\text{Pérdidas en el dieléctrico (watts)}}{\text{Potencia aparente (volts-amperes)}}$$

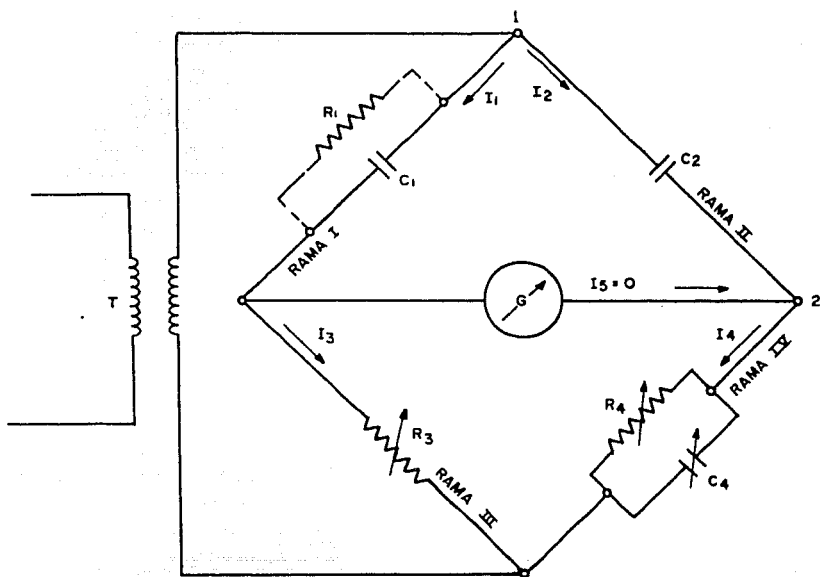
Cuanto menos perfecto sea el dieléctrico, esto es, cuanto mayor sea la potencia activa disipada, mayor será el factor de potencia.

El coseno del ángulo  $\phi$ , es el factor de potencia del dieléctrico y es un medio efectivo para conocer la calidad del aislamiento del cable.

El puente de Shering nos permitió medir con toda precisión los valores del factor de potencia a diferentes tensiones o esfuerzos eléctricos, la muestra formó un brazo de un puente de Wheatstone, balanceado contra un capacitor de alta tensión de valor patrón a través de dos brazos con resistencias variables, uno de los cuales tenía un capacitor variable conectado a través del brazo para corregir el desfase en el dieléctrico del cable. Ver Fig. 2.10.

El detector usado podía ser un galvanómetro de vi-

## PUENTE DE SHERING



C<sub>1</sub>.- Es el cable cuyo f.p. y capacitancia han de medirse.

C<sub>2</sub>.- Condensador de valor patrón.

C<sub>4</sub>.- Condensador variable en el puente.

R<sub>1</sub>.- Resistencia imaginaria que representa la componente de pérdidas dieléctricas del cable.

R<sub>3</sub>.- Resistencia variable no inductiva, en el puente.

R<sub>4</sub>.- Resistencia variable no inductiva, en el puente.

G.- Amplificador sintonizado y detector de cero.

FIG. 2.10 DIAGRAMA DEL PUENTE DE SHERING PARA MEDIR FACTOR DE POTENCIA A DIFERENTES TENSIONES

braciones sintonizado a la frecuencia de suministro o un amplificador sintonizado a dicha frecuencia y un detector de -  
cero.

El puente de Shering no mide en realidad el factor de potencia ( $\cos \phi$ ) sino el valor  $\cot \phi$ , Sin embargo cuando está cerca de los  $90^\circ$  como en el caso de la mayoría de los -  
dieléctricos  $\cot \phi$  es para fines prácticos igual a  $\cos \phi$ .

$$\cos \phi \longrightarrow \cot \phi$$

$$\text{cuando} \longrightarrow 90^\circ$$

$$\cot \phi = \cos \phi = \tan 90^\circ - \phi = \tan \delta$$

La medición de este factor se hará antes o después de la prueba de alto voltaje, teniendo el cable en las condi-  
ciones anteriores.

Los voltajes de prueba son los siguientes:

800, 1600, 3200 y 4000 volts/mm.

(20, 40, 80 y 100 volts/milésima de pulgada).

Es importante conocer el factor de ionización por-  
que representa un índice de la que se presenta en  
los huecos. Al incrementarse la ionización se incrementan -  
las pérdidas en el dieléctrico; esto hace que se incremente  
más el factor de potencia, aumentando la temperatura del - -

aislamiento y ocurriendo finalmente una falla.

Para el cable de 230 KV el factor de ionización no debe ser mayor de 0.1% y el factor de potencia de 0.28.

En la Tabla 2.3 se dan los resultados de las pruebas efectuadas a un tramo de cable. Cabe señalar que en general los resultados obtenidos de estas pruebas a los tramos de cable fueron satisfactorios.

11. Pruebas en muestras.- Estas pruebas se efectuaron para conocer el estado del cable en su aspecto mecánico y eléctrico.

El número de muestras se eligió por norma o por acuerdo entre el fabricante y el comprador; las pruebas que se realizaron a las muestras fueron las siguientes:

a) Prueba de integridad mecánica.- El objetivo de esta prueba es el de examinar cuidadosamente el estado de cada uno de los elementos constitutivos del cable.

Esta prueba se realizó una vez por cada 1524 mts. (5000 pies) de cable o fracción mayor y como mínimo un examen por pedido.

La muestra de cable seleccionada tenía como mínimo 30 cms. (1 pié) de longitud. Esta fue cortada cuidadosa-

TABLA 2.3 RESULTADO DE PRUEBAS EFECTUADAS A UN TRAMO DE CABLE

TRAMO No. 10

LONGITUD en m

PROBADO 819.7

ACEPTADO 814.7

RESISTENCIA OHMICA

TEMPERATURA DE PRUEBA	22.5 °C
FACTOR DE CORRECCION	1.010
RESISTENCIA OHMICA A 22 °C	0.02826 Ohms
RESISTENCIA OHMICA CORREGIDA A 25 °C	0.028542 Ohms
MAXIMO MEDIDO A 25 °C	0.03482 Ohms /Km
MAXIMO ESPECIFICADO A 25 °C	0.0361 Ohms /Km

PRUEBA DE ALTA TENSION

VOLTAJE DE CONDUCTOR A PANTALLA	96,000 Volts
VOLTAJE ESPECIFICADO DE CONDUCTOR A PANTALLA	95,000 Volts
TIEMPO DE PRUEBA	15 Min.

FACTOR DE IONIZACION

FACTOR DE POTENCIA A 20 V/mil (15.2 KV)	0.17 %
FACTOR DE POTENCIA A 40 V/mil (30.4 KV)	0.18 %
FACTOR DE POTENCIA A 80 V/mil (60.8 KV)	0.19 %
FACTOR DE POTENCIA A 100 V/mil (76.0 KV)	0.19 %
FACTOR DE IONIZACION MEDIDO	0.02 %
FACTOR DE IONIZACION ESPECIFICADO	0.1 %

mente para que no presentara daños mecánicos durante el corte.

Si el promedio de espesor del aislamiento era menor que el valor especificado se consideraba rechazada.

Después que se hubo verificado el espesor, se quitó el aislamiento en no más de cinco cintas a la vez, examinándolas cuidadosamente para determinar el número de registros (ausencias de translape entre cintas adyacentes), arrugas, desgarramientos o cualquier otro tipo de imperfecciones que afectaran el aislamiento.

Si el 10% o más de las cintas examinadas presentaban defectos como los mencionados, entonces un tramo o muestra con el mismo grado de defectos era sometido a una prueba de alta tensión a 95 KV durante 30 minutos. Si la muestra pasaba esta prueba el tramo del cable del cual fue seleccionada se consideraba como satisfactorio.

Si la muestra fallaba, se rechazaba y otras dos - muestras de los tramos eran seleccionadas como representativas para ser sometidas a la prueba de alta tensión durante 30 minutos. Si otra muestra fallaba el grupo de tramos de donde fueron seleccionadas era rechazado. Por el contrario

si estas dos muestras pasaban la prueba, todos los tramos se aceptaban excepto el tramo del cual falló la muestra.

b) Prueba de doblez en frío.- Esta prueba se efectuó una vez por cada 15240 mts. (50000 pies) de cable o fracción en exceso de 4572 mts. (15000 pies).

La muestra seleccionada para la prueba debía medir entre 3 y 6 mts. (10 y 20 pies) de longitud conservando los hilos de deslizamiento en su lugar.

Procedimiento.- La muestra fue sometida a una temperatura de  $-10^{\circ}\text{C}$  por un tiempo mínimo de dos horas, inmediatamente después y tan rápido como era posible se doblaba alrededor de un mandril (dispositivo circular de madera) el cual tiene 16 veces el diámetro del cable.

Se procedió a doblar la muestra hasta que formó un ángulo de  $180^{\circ}$  pero en dirección contraria, se hicieron un total de cuatro operaciones de doblez, es decir, completar dos ciclos.

El cable era sujetado en la prueba de tal forma que durante el doblez no girara alrededor de su eje longitudinal.

Después que la muestra hubo completado los dos ciclos, se cortó en tres partes de manera que en la parte cen-



tral que fue la más fatigada se pudiera examinar la deformación sufrida por el aislamiento.

El mínimo espesor de aislamiento medido en esta muestra no debe ser menor del 80% del valor especificado o del promedio del espécimen adyacente que formaba parte de la muestra de prueba.

De las dos piezas restantes, se quitó el aislamiento procurando no quitar más de cinco cintas a la vez; lo anterior fue examinado cuidadosamente para observar posibles daños del papel, como podían ser cortaduras, grietas, o cualquier otro daño ocasionado por la prueba.

No debe haber más de dos cintas desgarradas en el mismo sitio, además, solo se permitieron dos cintas desgarradas en diez consecutivas para un espécimen de 30 cms. de longitud. Las cintas semiconductoras se contaron junto con las del papel de aislamiento.

c) Prueba de pérdidas y factor de potencia del dieléctrico.

Esta prueba y las de factor de ionización y alta tensión-tiempo, se realizaron de acuerdo a la siguiente frecuencia:

De 0 a 4570 mts. (0 a 15000 pies) de longitud,  
ninguna.

De 4571 mts. a 27432 mts. (15001 a 90000 pies) de -  
longitud. 1

De 27433 a 50292 mts. (90001 a 165000 pies) de lon-  
gitud. 2

La muestra seleccionada para esta prueba, tenfa co-  
mo mínimo 9 metros de longitud. Esta muestra pudo ser usada  
para las pruebas de factor de potencia y de ionización.

Procedimiento.- La muestra fue colocada dentro de  
un tubo con aceite para cables a una presión de  $14 \text{ Kg/cm}^2$  --  
(200 lbs/pulg<sup>2</sup>).

Las pérdidas del dieléctrico y el factor de potencia  
fueron obtenidos cuando menos a tres temperaturas diferentes  
y a su voltaje y frecuencia nominales (230 KV, 60 Hz).

Una temperatura de prueba era la ambiente y las - -  
otras dos restantes debían ser a 70° y 90°C aproximadamente.

Si el factor de potencia excedía el valor de 0.28%  
establecido como norma, se rechazaba la muestra.

El equipo utilizado es el mismo que el descrito en  
las pruebas de alta tensión y factor de ionización a tempera

turas y presión ambiente.

d) Prueba de factor de ionización. La prueba se -- realizó de la misma manera que se hicieron a cada tramo de -- del cable, excepto que aquellas se efectuaron a la presión y temperatura ambiente y en ésta se preparó el cable como se -- mencionó en la prueba anterior, o sea la muestra dentro de -- un tubo con aceite a la presión de  $14 \text{ Kg/cm}^2$  ( $200 \text{ lbs/pulg}^2$ ).

Para todos los tipos de cables los esfuerzos y el -- factor de ionización deben ser los siguientes:

Voltaje nominal	Mayor de 161 KV
Alto esfuerzo	230 volts por mil.
Bajo esfuerzo	20 volts por mil.
Máximo factor de ionización	0.05%

e) Prueba de alta tensión-tiempo.- La muestra para esta prueba debe tener una longitud mínima de 9 mts. exclu-- yendo las terminales.

Como en las pruebas anteriores la muestra se colocó dentro de una tubería con aceite, solo que ahora la presión no excedió  $7 \text{ Kg/cm}^2$  ( $100 \text{ lbs/plg}^2$ ).

La tensión a aplicar es de 16929 V/mm (430 V/mil) -- durante 6 horas, para nuestro cable fue de 326.8 KV debido --

al espesor de su aislamiento.

Si la prueba fuese interrumpida durante las seis horas, el período de prueba se alarga el tiempo que dure la interrupción, pero el total de tiempo admisible de interrupción durante las 6 horas no puede exceder de 30 minutos.

La Tabla 2.4 indica los resultados y condiciones de una serie de pruebas de las descritas anteriormente, hechas a una muestra del cable.

## 2.5. PRUEBAS DEL ACEITE.

El aceite usado en cables se debe obtener por procesos de destilación y refinamiento de los crudos del petróleo de base naftánica. El método empleado en su elaboración debe eliminar los componentes que afecten la estabilidad química a la oxidación y gasificación, mejorando con ello las propiedades dieléctricas y lográndose así bajas temperaturas de fluidez. También el aceite debe ser compatible con todos los materiales que forman el cable.

Las características que debe tener el aceite son:

### 1.- Físicas.

a) Apariencia visual.- El aceite debe estar libre de sólidos e impurezas en suspensión así como de agua libre.

TABLA 2.4 Resultado y condiciones de pruebas efectuadas a una muestra del cable

P R U E B A	UNIDAD	ESPECIFICADO	OBTENIDO	OBSERVAC.
1.- Integridad mecánica		Según norma	pasó	
Doble en frío		" "	"	
2.- Factor de potencia a varias Temps				
De 20 a 40°C	%	0.30 máx	0.1120	
A 80°C	%	0.25 máx	0.2467	
A 90°C	%	0.28 máx.	0.2450	
Presión de aceite	Kg/cm <sup>2</sup>	14 máx.	14	
3.- Factor de ionización				
F. de P. a 20 v/mil (152 Kv)	%		0.09182	Valor obtenido a 16°C
F. de P. a 185 v/mil (175 Kv)	%		0.11134	Valor obtenido a 16°C
4.- ΔF de Pa 25°C	%	0.05 máx	0.01600	Pasó
5.- Alto voltaje tiempo				
Presión de aceite	Psi	100 máx		Se mantuvo constante.
Voltaje de prueba	v/mil	430	327 Kv	
Tiempo de prueba	Hrs.	6	6	Pasó
Temperatura	°C	Ambiente	16 Inic. 26 final	
6.- Alto voltaje C.A.	Kv	1.73 Eo+10Kv.	240	
Tiempo	Minutos	15'	15'	
Temperatura	°C	Ambiente	22	Pasó

b) Densidad relativa.- Se define como la relación de pesos de igual volumen de aceite aislante y agua destilada. La densidad relativa del aceite a 15.6°C debe estar comprendida entre 0.917 y 0.930 gr/cm<sup>3</sup>.

c) Temperatura de escurrimiento.- Esta temperatura en un aceite aislante es a la cual apenas fluye, y debe ser de -21°C o menor.

d) Temperatura de inflamación o ignición.- La temperatura de inflamación del aceite es aquella a la cual emite vapores suficientes para inflamarse y debe ser 193°C como mínimo. La temperatura de ignición es a la cual se enciende y continúa ardiendo y debe ser de 227°C como mínimo. Una temperatura de inflamación baja indica la presencia de contaminantes (combustibles más ligeros).

e) Viscosidad.- Es la resistencia que opone el flujo continuo y uniforme, sin turbulencia, inercia y otros esfuerzos, esto le da la propiedad de ser refrigerante. La viscosidad S.U. del aceite a la temperatura de 37.8°C debe estar comprendida entre 750 y 800 y a la temperatura de -98.9°C debe estar entre 58 y 53.

f) Color.- Es un valor numérico basado en una com-

paración de una serie de colores patrones con luz transmitida bajo condiciones de prueba; no debe ser mayor de 2.0 en la escala del colorímetro y se interpreta como un índice del grado de refinación. Un cambio de color en el aceite en servicio puede indicar contaminación o envejecimiento.

## II. Químicas.

a) Número de neutralización.- Es la cantidad de miligramos de hidróxido de Potasio (KOH) requeridos para reaccionar con un gramo de aceite aislante.

Como el aceite se encuentra en contacto con materiales de origen orgánico como el papel aislante, si contiene determinada acidez, se forman compuestos de naturaleza ácida, como jabones, aumentando la higroscopicidad y el factor de potencia en el aceite. El número de neutralización de éste debe ser de 0.05 mg. KOH como máximo.

b) Contenido de carbonos aromáticos.- Se determina de las características físicas: densidad relativa, viscosidad cinemática e índice de refracción; el contenido de carbonos aromáticos no debe ser mayor de 17% ni menor de 10%.

c) Determinación de Sulfuro libre y corrosivo.- Como es sabido el azufre ataca los metales incluyendo al co-

bre, por lo que el aceite no debe contener compuestos de azufre o azufre libre corrosivo.

d) Contenido total de azufre.- El contenido total de azufre no debe ser mayor de 0.35%.

e) Determinación de cloruros y sulfatos.- Los aceites aislantes nuevos pueden contener cloruros y sulfatos - - inorgánicos por algún error en la refinación o por contami--nación.

f) Contenido de Carbón Conradson.- El aceite no debe contener residuos de carbón mayores de 0.05%.

g) Contenido de humedad.- Es el total de agua tanto mezclada como en suspensión y no debe ser mayor de 30 partes por millón.

### III. Eléctricas.

a) Tensión de ruptura.- Es el esfuerzo eléctrico - al cual ocurre un arqueo entre dos electrodos y es función de agentes contaminantes tales como agua, suciedad o partículas conductoras. A una temperatura de 80°C esta tensión deberá ser de 30 KV como mínimo.

b) Factor de potencia.- El factor de potencia del aceite medido a una tensión de 1000 volts, 60 Hz, 100°C debe



ser como máximo de 0.60%. Un valor alto de factor de potencia indica la presencia de contaminantes o productos detergentes tales como agua, productos de oxidación, partículas conductoras, partículas coloidales, carbón, barniz, etc.

c). Resistividad volumétrica.- Es la oposición a la circulación de corriente directa a través del volumen de un cubo de caras opuestas de un centímetro por lado, el cual contiene aceite, medida ésta a 500 volts, 100°C y debe ser mayor de  $2.5 \text{ } \Omega\text{-cm} \times 10^{12}$ .

IV. Envejecimiento acelerado.- El aceite aislante se somete a condiciones de envejecimiento acelerado durante 96 horas a una temperatura de 115°C y debe cumplir con lo siguiente:

Características	Especificación.
- Color	4.0 máximo
- Número de neutralización	0.10 mg KOH/g máximo
- Factor de potencia a 1000 volts, 60 Hz, 100°C	2.8% máximo.
- Resistividad volumétrica	$0.5 \text{ } \Omega\text{-cm} \times 10^{12}$ mínimo.

Todas las pruebas anteriores se realizan de acuerdo a las siguientes normas:

LAB - N O A I

CCONNIE 8.8.1.

ASTM D 189

La Tabla 2.5 nos muestra los resultados obtenidos de las pruebas efectuadas a un lote de aceite aislante SUN 6 destinado a ser utilizado en el cable San Angel-Coyoacán.

## 2.6. PRUEBAS A LA TUBERIA DE ACERO DURANTE SU FABRICACION.

La tubería usada en nuestro cable fue fabricada de acuerdo con las especificaciones de L. y F. que ya se mencionaron al principio de este capítulo. Para verificar que se cumplieran con estas especificaciones, durante su fabricación la tubería fue sometida a diferentes pruebas por el método de muestreo según la norma ASTM A 523-Grado A. Estas pruebas se hicieron tanto a la materia prima (lámina de acero), como al tubo ya terminado. A continuación vamos a describir estas pruebas y los resultados obtenidos.

1. Pruebas efectuadas a la materia prima (rollos de lámina).

a) Análisis químico en %.- Este se efectuó por los métodos gravimétricos y volumétricos determinando el % de --

TABLA 2.5 RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS EFECTUADAS A UN LOTE DE ACEITE AISLANTE SUN-6

PRUEBAS DE ACEPTACION DE ACEITE AISLANTE PARA CABLE SUN 6.

PRUEBAS FISICAS	RESULTADOS ESPECIFICACIONES	
		ANACONDA L-HV2
Gravedad Específica @ 15.6°C	0.923	0.917 - 0.930
Viscosidad SU. @ 37.8 °C, en s.	789.0	750-800
Viscosidad SU. @ 98.9 °C, en s.	59.5	58 - 63
Temperatura de inflamación, en °C.	201.0	≥ 193
Temperatura de combustión, en °C.	228.0	≥ 227
Temperatura de escurrimiento, en °C.	-21	≤ -21
<b>PRUEBAS QUIMICAS</b>		
Número de neutralización en mg KOH /g.	0.029	≤ 0.05
Azufre libre corrosivo.	no corrosivo	negativo
Contenido de humedad en ppm de agua.	14.0	≤ 30
Carbón conradson en por ciento.	0.006	≤ 0.05
Cloruros y sulfatos	negativo	negativo
<b>PRUEBAS ELECTRICAS</b>		
Tensión de ruptura dieléctrica @ 80°C, en Kv.	49	≥ 30
Factor de potencia @ 100°C, 1000v, en % .		
a) inicial	0.095	≤ 0.60
b) Despues de calentamiento 96h. @ 115 °C	0.31	≤ 2.80
Resistividad volumétrica @ 100°C en ohm-cm x10 <sup>12</sup>		
a) inicial	65.45	≥ 2.5
b) Despues de calentamiento 96h. @ 115°C.	6.54	≥ 0.5

NOTAS: Debido a que los resultados obtenidos de las pruebas fueron satisfactorios, este lote de aceite fue aceptado

carbono, manganeso, fósforo y azufre, tomando como referencia la norma ASTM A 523 Grado A. Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

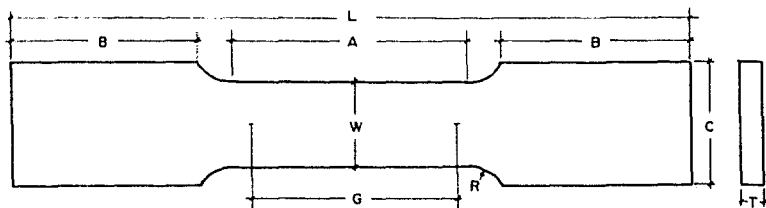
	PROM OBTENIDO	NORMA
Carbón	0.165	0.250 Máx.
Manganeso	0.745	0.950 "
Fósforo	0.016	0.050 "
Azufre	0.025	0.060 "

b) Pruebas de tensión.- Estas pruebas se hicieron en probetas de lámina de acero para determinar sus propiedades mecánicas (Límite elástico, carga de ruptura, % de alargamiento).

Las probetas tomadas de la lámina deben de cumplir con las características mostradas en la figura 2.11.

Estas probetas fueron sometidas a esfuerzo de tensión. Para simular esta carga, se colocaron entre las mordazas de una máquina de ensayos (Tinus-Olsen). Es un requerimiento esencial que la carga sea transmitida axialmente, esto implica que el centro de acción de las mordazas esté alineado tanto como sea posible con el eje de la probeta, tanto al principio como durante la prueba.

FIG. 2.11 PROBETA DE LA LAMINA DE ACERO



$$G = 2'' \pm 0.005'' (50\text{mm} \pm 0.10)$$

$$W = 0.5'' \pm 0.010 (12.5\text{mm} \pm 0.25)$$

$$T = 1/4''$$

$$R = 1/2'' (13\text{mm.})$$

$$L = 8'' (200\text{mm.})$$

$$A = 2 1/4'' (60\text{mm.})$$

$$C = 3/4 (20\text{mm.})$$

$$B = 2'' (50\text{mm.})$$

A continuación mencionaremos los procesos para determinar las propiedades mecánicas de las probetas:

1. Límite elástico (Yield Point).- Como sabemos es el primer esfuerzo en un material, menor que el esfuerzo obtenible en el cual ocurre una creciente deformación sin que ocurra un incremento en el esfuerzo. Para hallar este parámetro se aplicó un incremento de carga a la probeta en un rango uniforme. En el equipo usado cuando el indicador de carga se detiene o vacila, se anota la carga, siendo este punto donde se obtuvo el esfuerzo correspondiente al Límite Elástico.

Cabe mencionar que este equipo está dotado con un

mecanismo autográfico del cual pudimos obtener también el Límite Elástico por medio de la curva graficada en el diagrama esfuerzo-deformación, tomando el esfuerzo correspondiente a la parte superior de la curva como se muestra en la Fig. --- 2.12.

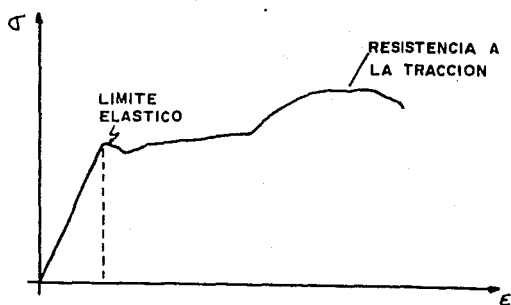


FIG. 2.12 DIAGRAMA ESFUERZO-DEFORMACION

2. Resistencia a la tracción (Yield Strength).- Es el esfuerzo correspondiente a la máxima carga alcanzada en la prueba de tensión. La resistencia a la tracción se calculó dividiendo la máxima carga alcanzada por la probeta durante la prueba de tensión, entre el área de la sección transversal original de la misma.

3. % de alargamiento.- Es el incremento en longi--

tud de la probeta obtenido después de la fractura de la misma. Este parámetro se obtuvo graduando la probeta con marcas finas, delgadas y exactamente espaciadas, sobre el plano o en el borde. Una vez graduada, se sometió a la prueba de tensión; cuando la probeta se fracturó se juntaron sus extremos y se midió la distancia entre las marcas graduadas, obteniéndose así el incremento en longitud. Este parámetro es generalmente especificado en % y es considerado como una medida de la ductilidad del material.

Los resultados obtenidos en estas pruebas fueron -- los siguientes:

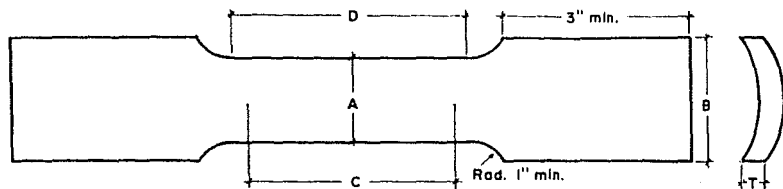
	Prom. Obtenido	Normal ASTM A 523
Resistencia a la tracción		
(MPa)	488	331 mínima
Límite elástico (MPa)	372	207 "
% de alargamiento	32	31.5 "

II. Pruebas efectuadas a tramos terminados de tubería.

a) De Tensión.- Para este tipo de pruebas se tomaron dos tipos de probetas que son longitudinales y transversales.

Las probetas longitudinales se obtuvieron aproximadamente a  $90^\circ$  de la soldadura. En la Fig. 2.13 se muestran los requisitos que deben cumplir estos especímenes.

FIG. 2.13 PROBETA LONGITUDINAL DE TRAMO TERMINADO DE TUBERIA



$$A = 1\frac{1}{2}'' \pm \frac{1}{8}''$$

$$B = 2'' \text{ aprox.}$$

$$C = 2'' \pm 0.010''$$

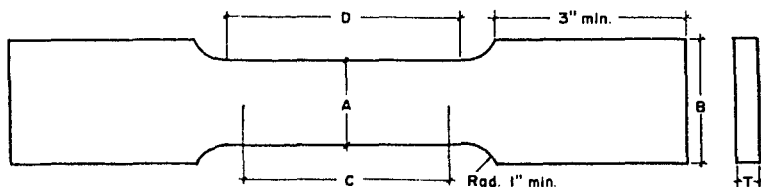
$$D = 2\frac{1}{4}'' \text{ mín.}$$

$$T = \frac{1}{4}''$$

Las probetas transversales se tomaron de anillos -- cortados en los extremos del tubo y aplanados posteriormente. Estas probetas se usaron para determinar la resistencia de -- la soldadura y se localizaron perpendicularmente al cordón -- de soldadura quedando éste a la mitad de su longitud; la -- Fig. 2.14 representa una probeta de este tipo.



FIG. 2.14 PROBETA TRANSVERSAL DE ANILLOS CORTADOS EN LOS EXTREMOS DEL TUBO



$$A = 1\frac{1}{2}'' \pm \frac{1}{8}''$$

$$B = 2'' \text{ aprox.}$$

$$C = 2'' \pm 0.005''$$

$$D = 2\frac{1}{4}'' \text{ min.}$$

$$T = 1/4''$$

Dichas probetas se sometieron a la prueba de tensión mecánica descrita anteriormente en este mismo inciso obteniendo los siguientes resultados:

Prueba al cuerpo del tubo sin soldadura; se tomó la probeta longitudinalmente al tubo sin contener reborde de soldadura.

	Promedio obtenido	Norma ASTM-A-523
-Resistencia a la tracción (MPa)	488	333 mínima
-Límite elástico (MPa)	372	207 "
-% de alargamiento	36.5	31.5 "

Prueba al cuerpo del tubo con soldadura; se tomó la

probeta transversalmente al tubo conteniendo ésta reborde de soldadura.

	Promedio Obtenido	Norma ASTM-A-523
- Resistencia a la tracción (MPa)	533	331 mínima

En este caso es el único parámetro que interesa.

b) Al cordón de soldadura.- Esta prueba se efectuó tomando como muestras trozos del cordón de soldadura, encapsulándolos en plástico y puliéndolos perfectamente para que fueran analizados al microscopio. El resultado fue satisfactorio, ya que el tamaño del grano de la soldadura en relación con el del grano del material base, se observó homogéneo.

c) De aplastamiento.- Esta prueba se hizo por muestreo cortando anillos de 101.6 mm. (4 pulg.) de longitud en los extremos del tramo de tubo bajo prueba. Estos anillos fueron aplastados en frío entre dos planchas paralelas, en tres etapas, con la soldadura colocada alternativamente a 0° y a 90° de la línea en la dirección de la fuerza.

Durante la primera etapa se prueba la ductilidad del material; la probeta no debe rajarse o agrietarse en sus

superficies interior o exterior, hasta que la distancia entre las planchas resulte menor que  $2/3$  del diámetro exterior original del tubo.

Durante la segunda etapa de aplastamiento continuo, que es una prueba de ductilidad exclusivamente de la soldadura, ésta no debe agrietarse o romperse antes que la distancia entre las planchas sea menor que  $1/3$  del diámetro exterior original del tubo.

Durante la tercera etapa, la cual es una prueba de solidez (resistencia), el aplastamiento se continua hasta que la probeta se rompa, o se junten las dos paredes opuestas del tubo.

Evidentemente un material defectuoso o con soldadura incompleta era detectado y rechazado durante la prueba completa de aplastamiento.

d) Análisis químico en %.- Estas pruebas se efectuaron en las probetas utilizadas en el inciso a) de este mismo punto y de la manera ya descrita anteriormente obteniéndose los resultados siguientes:

	% obtenido	Norma ASTM-A-523
- Carbón	0.190	0.250 Máximo
- Manganeso	0.410	0.950 "
- Fósforo	0.031	0.050 "
- Azufre	0.025	0.060 "

e) De presión hidrostática.- La prueba se realizó al 100% de los tubos, con presiones hidrostáticas 70.3 --  $\text{Kg/cm}^2$  (6.89 MPa, 1000 Lbs/pulg<sup>2</sup>) mínima. Para ello los tramos de tubo se sellaron en sus extremos y se llenaron con -- agua a la que se hizo alcanzar la presión establecida, por -- medio de una compresora de pistón. Esta prueba debe durar -- un período mínimo de 5 segundos sin que haya fuga, además du -- rante ella se golpeó con un mazo de 0.9 Kg (21 Lbs) cerca de la soldadura y a lo largo del tubo.

Dicha prueba se efectuó durante un tiempo de 8 segun -- dos con los resultados siguientes:

Valor de prueba	Valor garantizado del fabricante	Valor especificado en el pedido
12.73 MPa.	8.81 MPa.	6.89 MPa.

f) Dimensiones y peso.- Como prueba final se veri -- ficó en cada uno de los tramos que las dimensiones y peso es --

tuvierande acuerdo con las especificaciones, no pudiendo variar estas más de lo que marcan las normas ASTM-A-523.

- Peso.- Para nuestro tubo no debe variar más del 5% del peso especificado.

- Diámetro exterior.- No debe variar en 1% -- del especificado.

- Espesor de la pared.- El espesor mínimo de la pared en cualquier punto no debe ser menor de 12.5% ni mayor de 15%.

- Longitud.- Mínima permisible 10.67 mts. (35 pies)

Máxima " 15.2 mts. (50 pies)

Como las terminales del tubo tienen que ser abocinadas para soldarse con anillos de respaldo, se verificó que las dimensiones tanto de dichos anillos como las del abocinado del tubo cumplieran con las especificadas en la norma Fig. 2.2.; lo mismo rigió para las piezas acampanadas para soldaduras en el campo. Fig. 2.3.

## 2.7. PRUEBAS A LA CUBIERTA DEL TUBO EN FABRICA.

Estas pruebas se dividieron en tres fases:

a). Pruebas a la materia prima (Polietileno de alta densidad). A continuación se mencionan las pruebas que se -

Le realizaron, los resultados obtenidos y los valores de norma.

	Obtenido	Norma
Peso específico (densidad)	0.995 gr/cm <sup>3</sup>	0.941 a 0.959 gr/cm <sup>3</sup>
Índice de escurrimiento	0.402 gr/10 min	.15 a 1.0 gr/10 min
Esfuerzo de tensión	237.81 Kg/cm <sup>2</sup> (3396 lb/plg <sup>2</sup> )	224.08 Kg/cm <sup>2</sup> (3200 lb/plg <sup>2</sup> ) <sub>mínimo</sub>
% de alargamiento	740	400 mínimo
% de retención al esfuerzo	103.4	---
% de retención al alargamiento	84.1	---

#### b) Prueba a la cubierta colocada en la tubería.-

Solamente se realizó la prueba de potencial aplicado, siendo el valor de prueba 30 Kv durante 1 min. realizándose al 100% de los tubos.

La tensión de prueba se aplicó al polietileno contra la tubería y sirvió para detectar porosidades en el aislamiento o daños mecánicos.

#### c) Pruebas a la cubierta retirada de la tubería.-

Las muestras a probar se tomaron directamente de los tubos y a continuación se mencionan las pruebas que se realizaron, - los resultados y los valores de norma:

	Obtenido	Norma
- Esfuerzo de tensión	227.87 Kg/cm <sup>2</sup> (3254 lb/plg <sup>2</sup> )	224.08 Kg/cm <sup>2</sup> min. (3200 lb/plg <sup>2</sup> )
- % de alargamiento	790	400 min.
- % de retención al esfuerzo	107.8	--
- % de retención al alargamiento	89	--

Las normas usadas para estas pruebas son:

Peso específico	ASTM D 1505 o D-792
Índice de escurrimiento	ASTM D 1238
Esfuerzo de tensión	ASTM D 638 o D 412
% de alargamiento	ASTM D 638 o D 412

## CAPITULO III

## PRUEBAS DURANTE LA INSTALACION

El proceso de instalación de los cables es bastante complicado tanto por la instalación misma, como por los problemas que ocasiona ésta dentro de zonas tan densamente pobladas como es el caso de la ciudad de México, en donde hay muchas limitaciones en los permisos especiales para las obras necesarias cuando el cable cruza avenidas, vías de tren y pasos a desnivel.

En el caso del Cable San Angel-Coyoacán solo se permitió tener tramos de excavación de 500 mts. de longitud, de modo que los avances de la obra se llevaron a efecto con la coordinación de las partes civil, mecánica y eléctrica.

Las pruebas que se realizaron durante la instalación tuvieron como finalidad garantizar la integridad mecánica y eléctrica del cable, las cuales fueron:

### 3.1 A LAS SOLDADURAS.

Los tubos llevan un extremo abocinado con un ángulo de 5 grados con el objeto de facilitar su unión, en el cual va un anillo de respaldo que facilita la penetración de soldadura y la reparación entre tubos. Estas soldaduras se -



hacen una vez que los tubos se encuentran dentro de la trinchera, y es necesario inspeccionarlas para asegurar que las uniones se encuentran en perfecto estado.

La inspección se puede realizar por medio de rayos X, por el método gamagráfico, u otros.

En esta tubería se empleó el equipo que emite rayos gama. En las gamagrafías se detectaron en general: burbujas, escorias, falta de fusión, fisuras, falta de penetración, grietas, porosidades, etc.

Si se encontraban una o varias de las imperfecciones antes señaladas en cualquier soldadura, según el caso, se rechazaba ésta unión soldada y se hacía nuevamente hasta obtener resultados satisfactorios.

La Tabla 3.1 es un reporte de la inspección gamagráfica realizada por Supervisores Industriales a la tubería del Cable San Angel-Coyoacán y en ella se utilizan los siguientes símbolos:

#### Símbolos (Clave)

A	Acceptable	G.	Grieta
B	Burbujas	I.A.	Inclusiones de arena.
A.B.C.	Nombre Soldador	L	Ligero

E	Escoria	P	Porosidad
E.L.	Escoria en Línea	Q	Quemada
F.F.	Falta de Fusión	-	Reparar, no se acepta
Fi.	Fisura	S	Socavado
F.P.	Falta de Penetración	S.C.	Socavado entre Cordones.
F.S.	Falta de Soldadura	S.P.	Sin Preparación.

TABLA 3.1 REPORTE DE LA INSPECCION GAMAGRAFICA  
A LAS SOLDADURAS.

SUPERVISORES INDUSTRIALES TECNICOS Y CONSTRUCTORES S.A.  
REPORTE DE LA INSPECCION GAMAGRAFICA DE SOLDADURAS

Nombre de la Compañía: CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.

Tipo de obra: Cable 230Kv. Coyoacán-San Angel

NUMERO	CLASIFICACION	OBSERVACION	RESULTADO	NOTA
	CLF C230 KV.			
1933	701 R 1	S	A	Fondeo disp. Disp.
1934		2 S E Q	A	Idem
1935		3 S EL	A	Elect. mal terminado
1936	709 R 1	S E	A	Fondeo disp. Disp.
1937		2 S E Q	-	Idem. Mat. B. Last.
1938		3 S E	A	
1939	733	1 S E	A	Mat. base last. Disp.
1940		2 S EL	A	Idem.
1941		3 S	A	
1942	734	1 S E	A	Fondeo disp. Disp.
1943		2 S E	A	Idem
1944		3 S EL	A	
1945	737	1 S E	A	Mejorar fondeo Disp.
1946		2 S E	A	Fondeo disp. Disp.
1947		3	A	
1948	738	1 S EL	A	Checar tubo se ve /
1949		2 S	A	Mat. base last Disp.
1950		3 EL	A	
1951	739	1 S E	A	Fondeo disp. Disp.

CONT. TABLA 3.1

NUMERO	CLASIFICACION	OBSERVACION	RESULTADO	NOTA
1952	2	S E	A	Fondeo disp. Disp.
1953	3	S	A	Dispareja
1954	740 1	S	A	Dispareja
1955	2	S EL	A	Fondeo disp. Disp.
1956	3	S	A	Dispareja

### 3.2. A LA CUBIERTA DEL TUBO.

Una vez unidos los tubos y colocadas sus mangas -- aislantes en las uniones, fue necesario antes de cubrir con arena la tubería, comprobar la integridad de la cubierta de polietileno, ya que durante el traslado o en la instalación pudo haberse dañado.

La prueba se realizó con un detector de impulsos -- de A.T. que presenta la forma de un cinturón, como puede -- apreciarse en la Fig. 3.1. Este detector se desliza por -- la cubierta y al pasar sobre alguna perforación se establece un arco entre el detector y la tubería conectándose una alarma que al sonar indica la existencia de una perforación o de una grieta, procediendo a repararla de inmediato.

Si alguna falla no se detectara con esta prueba, o más adelante sufriera algún daño la cubierta, esto se detectarfa por medio de la protección catódica y pruebas de pisón, que es lo que se hizo en la práctica. En el capítulo IV se habla con detalle de la localización de fallas.

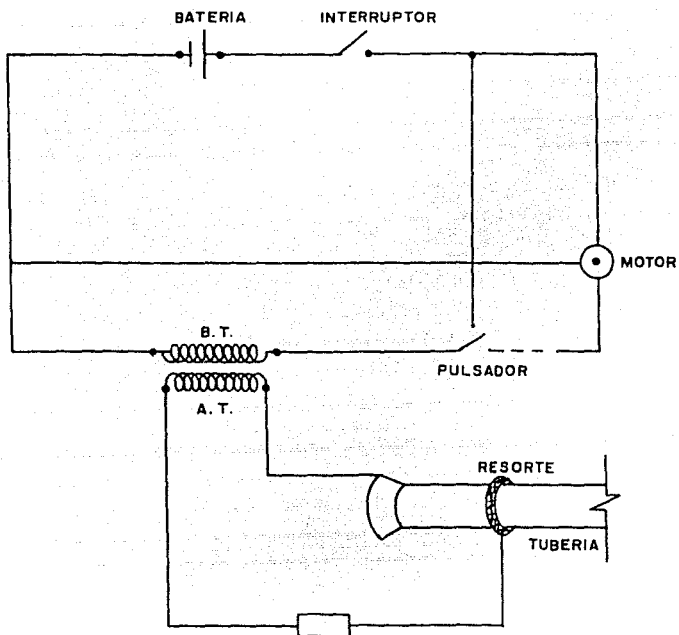


FIG 3.1 DIAGRAMA DEL EQUIPO LOCALIZADOR DE FALLAS  
EN LA CUBIERTA DE LA TUBERIA POR DETECCION  
DE PULSOS

### 3.3. A LA ARENA TERMICA.

Como ya se mencionó, la arena térmica es el disipador de calor que requiere el cable para su buen funcionamiento y su calidad depende, entre otros factores, de su contenido de lama, humedad y de una buena compactación. Es por lo anterior que transportada la arena al lugar en donde se requirió, se efectuaron pruebas para determinar el por ciento de lama, asegurándose que no sufriera contaminación con el polvo, lo que repercutiría en un aumento del porcentaje permisible de lama que es del 9%. Estas pruebas se realizaron en la forma descrita en el inciso 2.3.

Controlado este parámetro se verificó el contenido de humedad, el cual se encontró entre el 10% y el 15% necesario para una buena compactación.

Tanto la humedad como la compactación se fueron -- realizando por capas con sus respectivas pruebas, haciéndose la compactación de la primera capa (20 cms. sobre la parte superior del tubo) en forma manual y el resto del relleno -- con una aplanadora.

La compactación se checó empíricamente haciendo -- punciones a la arena con una varilla a lo largo del terre-

no compactado. Además se realizó la medición de la resistividad térmica exigiendo que fuera menor de  $100 \frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{cm}}{\text{w}}$ , comprobando así que la compactación fuera adecuada.

A continuación se muestran en la Tabla 3.2 los resultados de las pruebas realizadas por el Laboratorio de C. L. y F.C. en las cercanías de la S.E. Coyoacán antes y después de usar la arena térmica, en cuya Tabla se puede observar la disminución de la resistividad con el uso de dicha arena y para mayor claridad de lo expuesto anteriormente se presentan las curvas de resistividad que se obtuvieron en la Fig. 2.5.



TABLA 3.2 PRUEBA DE RESISTIVIDAD TERMICA AL TERRENO NATURAL

$$\rho_T = \frac{(\theta_2 - \theta_1)}{W} K \quad K = 818.63 \quad W = 75 \text{ watts}$$

$$\rho_T = \frac{K}{W} \Delta \theta \quad \rho_T = 10.92 \Delta \theta$$

$$\Delta \theta_1 = 11.5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho_{T1} = 125.58 \text{ ohms } \text{t\u00e9rmicos}$$

$$\Delta \theta_2 = 17.5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho_{T2} = 191.10 \text{ ohms } \text{t\u00e9rmicos}$$

$$\Delta \theta_3 = 9.7 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho_{T3} = 105.92 \text{ ohms } \text{t\u00e9rmicos}$$

$$\Delta \theta_4 = 8.0 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho_{T4} = 87.36 \text{ ohms } \text{t\u00e9rmicos}$$

$$\rho_T \text{ prom} = 127.49 \frac{\text{ }^\circ\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

## PRUEBA DE RESISTIVIDAD TERMICA EN ARENA BIEN COMPACTADA

$$\Delta \theta_1 = 7.0 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho_{T1} = 76.44 \text{ ohms } \text{t\u00e9rmicos}$$

$$\Delta \theta_2 = 8.0 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho_{T2} = 87.36 \text{ ohms } \text{t\u00e9rmicos}$$

$$\Delta \theta_3 = 7.5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho_{T3} = 81.90 \text{ ohms } \text{t\u00e9rmicos}$$

$$\Delta \theta_4 = 8.0 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho_{T4} = 87.30 \text{ ohms } \text{t\u00e9rmicos}$$

$$\rho_T \text{ prom} = 83.27 \frac{\text{ }^\circ\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

### 3.4. DE PRESION A LA TUBERIA.

Aun cuando la tubería que alojará los conductores se ha probado previamente en fábrica y se han realizado pruebas a las soldaduras durante su instalación, es necesario -- realizar otras de presión para comprobar la resistencia mecánica del tubo y que las soldaduras son adecuadas para asegurarse de que no habrá fugas de aceite a través de la mencionada tubería durante la operación del cable.

La prueba de presión se realizó por tramos entre - dos pozos de visita consecutivos bajo la siguiente secuencia: se colocó una brida ciega en uno de los extremos y en el extremo opuesto otra brida con una válvula que permitió la entrada del gas con que se hizo la prueba.

El gas nitrógeno es el más idóneo para estas pruebas pues además de ser barato reúne las características necesarias que son:

a) El gas es manufacturado mediante el proceso de licuefacción del aire.

b) La composición del gas deberá ser como sigue:

Nitrógeno (mínimo) ----- 99.8 % por volumen.

Oxígeno (máximo) ----- 0.2 % por volumen.

Humedad (máximo) ----- 0.002% por peso.

c) Los cilindros son cargados a una presión de --- 154.6 Kg/cm<sup>2</sup> (2200 Psi) a 21.1°C (70°F). Bajo estas condiciones, el cilindro contendrá 6343 dm<sup>3</sup> (224 pies<sup>3</sup>) de nitrógeno a la presión atmosférica. En caso de que los cilindros sean entregados a una temperatura arriba o abajo de 21.1°C la presión medida deberá ser la siguiente:

<u>Temperatura</u>		<u>Presión medida</u>
-17.8°C	(0°F)	127.96 Kg/cm <sup>2</sup> (1820 PSI)
-17.2°C	(10°F)	131.46 Kg/cm <sup>2</sup> (1870 PSI)
- 6.7°C	(20°F)	134.97 Kg/cm <sup>2</sup> (1920 PSI)
- 1.1°C	(30°F)	139.19 Kg/cm <sup>2</sup> (1980 PSI)
4.4°C	(40°F)	143.06 Kg/cm <sup>2</sup> (2035 PSI)
10.0°C	(50°F)	146.92 Kg/cm <sup>2</sup> (2090 PSI)
15.6°C	(60°F)	150.45 Kg/cm <sup>2</sup> (2140 PSI)
21.1°C	(70°F)	154.60 Kg/cm <sup>2</sup> (2200 PSI)
26.7°C	(80°F)	158.17 Kg/cm <sup>2</sup> (2250 PSI)
32.2°C	(90°F)	162.39 Kg/cm <sup>2</sup> (2310 PSI)
37.8°C	(100°F)	165.91 Kg/cm <sup>2</sup> (2360 PSI)

Se introdujo el gas con ayuda de una válvula que cierra o abre el paso a dicho gas y con un manómetro se mi-

dió la presión. Esta presión no fue menor de  $20 \text{ Kg/cm}^2$  ni mayor de  $34 \text{ Kg/cm}^2$ . Se la mantuvo durante 12 horas como mínimo, sin reemplazar el gas que se fugaba, llevándose un registro de la caída de presión.

La longitud de la tubería bajo prueba se aceptó siempre que la fuga de gas no fuese mayor de 28.317 litros ( $1 \text{ pie}^3$ ) por hora a la presión de prueba.

Un ejemplo nos servirá para mostrar la forma en que se acepta o rechaza el tramo de tubería bajo prueba.

Volumen del tubo bajo prueba 27 932.4 lts. (830 mts. de tubo de 8 5/8" de Diam.)

Duración de la prueba 24 horas.

Presión de prueba  $32.90 \text{ Kg/cm}^2$  (470 lbs/plg<sup>2</sup>)

Caída de presión máxima permitida  $\frac{28.317}{27932.4} \times 24 \times 33.04 = 0.8 \text{ Kg/cm}^2$  en 24 hrs.

Lectura mín. aceptable al final de la prueba:

$32.10 \text{ Kg/cm}^2$ .

Cuando el volumen bajo prueba fue pequeño o la pre

sión de prueba bajó, o ambas cosas, la caída de presión permitida fue tan pequeña que no pudo ser detectada por el manómetro (13.5 lbs/plg.<sup>2</sup>), por lo que se amplió el tiempo de prueba hasta que la caída de presión fue lo suficientemente grande para ser notada.

Generalmente, cuando existe alguna fuga y su magnitud es considerable, ésta logra salir a la superficie y es fácilmente observable. Si la fuga es demasiado pequeña y no llega a la superficie, se emplea el siguiente método para localizar el punto exacto de la falla:

Se introduce gas freón a la tubería en pequeñas cantidades revolviéndose con el nitrógeno y manteniendo la presión de prueba. Sobre el terreno, a lo largo de la tubería y al nivel del tubo se introducen electrodos (varillas huecas) y con un detector de gas freón se mide el contenido de éste en cada uno de ellos y cuando en alguno se detecta la presencia de dicho gas, se colocan otros electrodos cada 10 mts. con el objeto de precisar el lugar de la falla, hecho lo cual, se procede a la reparación de la tubería.

Cabe hacer notar que durante el desarrollo de esta

prueba se deben tomar muchas precauciones, ya que de existir fuga en uno de los tapones colocado en un pozo de visita, el nitrógeno desplazará al oxígeno creando un ambiente peligroso para las personas que se encuentren allí, pudiendo provocar un accidente.

El método descrito es aplicable para cables en servicio cuyo medio de presión es gas.

A continuación se presenta la Tabla 3.3 en donde se muestran los resultados obtenidos para esta prueba en los tramos de tubería que se encuentran entre la subestación y el pozo de visita más cercano.

TABLA 3.3 PRUEBA DE CAIDA DE PRESION

TRAMO	LONGITUD m	VOLUMEN Lis.	FECHA	DURACION hrs	LECTURA INICIAL Kg/cm <sup>2</sup>	PRESION FINAL Kg/cm <sup>2</sup>	CAIDA DE PRESION Kg/cm <sup>2</sup>	CAIDA MAX PERMIT. Kg/cm <sup>2</sup>
SESA - I I	830	27932.4	5/IV/77	24	32.90	32.20	0.70	0.80
SESA - I II	830	27932.4	20/IV/77	138	35.00	34.30	0.70	0.80
1 - 2 I	840	28268.9	10/III/77	24	35.00	34.30	0.70	0.84
1 - 2 II	840	28268.9	22/III/77	48	35.00	34.65	0.35	1.68
2 - 3 I	855	28773.7	3/III/77	92	35.00	34.30	0.70	3.28
2 - 3 II	855	28773.7	7/III/77	38	35.00	35.00	0.00	1.35
3 - 4 I	857	28841.0	8/I/77	24	33.95	33.60	0.35	0.80
3 - 4 II	857	28841.0	16/II/77	24	35.00	34.65	0.35	0.56
4 - SECO I	644	21672.8	24/II/77	24	35.00	33.60	1.40	1.10
4 - SECO II	644	21672.8	22/II/77	24	35.00	33.95	1.05	1.10

### 3.5. DE CAIDA DE VACIO DE LA TUBERIA.

Esta prueba, al igual que la anterior, se realizó en tre pozos de empalme consecutivos y su principal función fue asegurar la estanqueidad de la tubería y la de eliminar la humedad existente en el interior de la misma, para posteriormente proceder a introducir los cables.

La prueba se inició al evacuar con una bomba de vacío el aire de los tramos del tubo, hasta alcanzar una presión de 150 micras de columna de mercurio o menos. Para la medición se empleó un vacuómetro electrónico instalado en el extremo opuesto al de la colocación de la bomba. El bombeo se mantuvo durante cuatro horas en el valor más bajo alcanzado e inmediatamente después se procedió a parar la bomba de vacío. La duración de la prueba fue de 24 horas aproximadamente.

De acuerdo a las especificaciones de Anaconda, la caída de vacío máxima aceptable en una hora es de 75 micrones, medida en el extremo opuesto al de la aplicación de la bomba. Los valores obtenidos durante esta prueba en los diferentes tramos de tubería son los que aparecen en la Tabla No. 3.4 y en ellos se aprecia que los valores alcanzados están muy por debajo del valor máximo especificado.



TABLA 3.4 PRUEBA DE CAIDA DE VACIO A LA TUBERIA

TRAMO	VOLUMEN Lts.	FECHA	DURACION hrs.	PRESION INICIAL μ	PRESION FINAL μ	ELEVACION DE PRESION μ	CAIDA DE VACIO μ/h
SESA - I I	27932.4	19/V/77	24	80	170	90	3.75
SESA - I II	27932.4	26/V/77	24	142	305	163	6.74
1 - 2II	28268.9	14/VI/77	22	140	390	250	10.41
2 - 3 I	28773.7	17/IV/77	24	110	250	140	5.83
2 - 3II	28773.7	28/IV/77	24	80	220	140	5.83
3 - 4 I	28841.0	3/III/77	24	40	105	65	2.70
3 - 4II	28841.0	11/IV/77	24	90	180	90	3.75
4-SECO I	21672.8	10/V/77	24	86	185	99	4.125
4-SECO II	21672.8	2/V/77	24	52	105	53	2.20

### 3.6.- AL ACEITE.

El aceite se transporta de la fábrica al cable en camiones-tanque en condiciones adecuadas de limpieza, bajo presión positiva con nitrógeno de alta pureza, el cual para poder utilizarlo requiere de un preacondicionamiento (proceso de deshidratado y desgasificado), con la finalidad de eliminar al máximo el contenido de gases, humedad y partículas contaminantes. Se debe emplear para este proceso una temperatura del orden de 90°C a 100°C máximo y un vacío menor a 1.0 mm de Hg.

El deshidratado al vacío es un medio eficiente para reducir hasta valores muy bajos el contenido de gases y agua en un aceite aislante. Actualmente hay dos tipos de deshidratadores al vacío para uso general. El principio básico de operación es el mismo para ambos, es decir, el aceite aislante expuesto a un alto vacío y calentado por cortos intervalos.

En un método, la exposición del aceite va acompañada por atomización a través de una boquilla dentro de una cámara de vacío. Con el otro tipo de deshidratador al vacío, el aceite es forzado a fluir sobre una serie de deflectores -

dentro de la cámara de vacío para formar partículas pequeñas de tal manera que una gran superficie sea expuesta al vacío.

Además de eliminar el agua, los deshidratadores al vacío desgasifican el aceite aislante y eliminan los contaminantes más volátiles. Dichos deshidratadores están -- provistos de algunos medios que permitan la recirculación automática del aceite cuando está muy húmedo.

El aceite preacondicionado para introducirlo en -- los cables debe cumplir con las características indicadas para el aceite nuevo cuyos valores se indican a continuación:

Característica	Valor especificado
a) Contenido total de gases disueltos en %	< 1.0
b) Contenido de humedad en p.p.m.	< 30.0
c) Factor de potencia a 1000 V 60 Hz y 100°C en %	< 0.6
d) Resistividad volumétrica a 500 V y 100°C en $\sim \text{cm} \times 10^{12}$	> 0.5
e) Tensión de ruptura dieléctrica a 80°C en KV.	> 30.0
f) Número de neutralización en mg	

Característica	Valor especificado
KOH/g	< 0.05
g) Color	< 2.0

Las características del aceite deben evaluarse de acuerdo a los métodos de prueba indicados en las normas:

CCONNIE 8.8-1 "Aceite aislante no inhibido para transformadores".

CCONNIE 8.8-2 "Aceite aislante, guía para el almacenamiento, control y tratamiento".

ASTM D. 189 "Conradson Carbon Residue of Petroleum Products Test".

A continuación en la Tabla 3.5 se muestran resultados de las pruebas hechas en Condumex, S.A., a una muestra de aceite Sun 6 para el cable San Angel-Coyoacán, tomada -- del tanque de tratamiento:

TABLA 3.5 PRUEBAS AL ACEITE

PRUEBAS	RESULTADOS	ESPECIFICACIONES
Temp. de inflamación, °C	199.5	≥ 199.5
Temp. de combustión, °C	231.5	≥ 232.5
Viscosidad S.U. a 37.8 °C, seg.	* * 937.5	750-800
Densidad a 20 °C, g/cm <sup>3</sup>	0.931	0.921-0.933
Factor de disipación a 100 °C 40 70 Hz	0.0027	≤ 0.006
Tensión de ruptura, KV	33.7	≥ 30.0
No. de neutralización mg KOH/g	0.05	≤ 0.05
Agua, p.p.m.	*	≤ 30.0
Carbón Conradson, %	neg.	≤ 0.05
Temp. de escurrimiento,	-15	≤ -21.0
Azufre libre y corrosivo	neg.	neg.

\* Esta prueba no se efectuó por estar el equipo en reparación.

\*\* El aceite fue aceptado, ya que cumple con sus especificaciones más importantes.

### 3.7. TERMOPARES.

Se llama termopar al conjunto de dos conductores - de distinto material que al unirse en un extremo crean una - f.e.m. en el extremo abierto, siempre y cuando los extremos se encuentren a diferentes temperaturas.

Por medio de un transductor adecuado se puede cono - cer la temperatura del extremo unido. Este principio fue -- descubierto en 1821 por el Físico Aleman Thomas J. Seebeck.

Los materiales más comunes para la elaboración de termopares son:

Cobre (Cu)

Hierro (Fe)

Platino (Pt)

Rodio (Rh)

Iridio (Ir)

Tungsteno (W)

Renio (Re)

Constantano (55% Cu, 45% Ni)

Cromel (89% Ni, 10% Cr, 1% Fe)

Alumel (94% Ni, 2% Al, 1% Si, 2.5% Mn, 0.5% otros)

Los termopares se han clasificado en diferentes ti

pos, los cuales para su fácil identificación se les ha asignado un código de colores como se muestra a continuación:

**TABLA 3.6 CARACTERISTICAS DE TERMOPARES**

TIPO	METAL		RANGO DE RUPTURA	MARGEN DE ERROR	CODIGO DE COLORES AISLAM.		
	+	-			+	-	CUBIERTA
E	Cromel / Constantano		- 670 / 1000 °C	± 1.5 °C	Violeta	Rojo	Violeta
J	Fierro / Constantano		- 270 / 1200 °C	± 2.0 °C	Blanco	Rojo	Negro
K	Cromel / Alumel		- 270 / 1372 °C	± 2.0 °C	Amarillo	Rojo	Amarillo
T	Cobre / Constantano		- 270 / 400 °C	± 2.0 °C	Azul	Rojo	Azul

La selección para el uso de los distintos tipos de termopares se basa principalmente en:

- a) Rango de temperaturas a medir.
- b) Ambiente de trabajo.
- c) Precisión deseada.

En el caso de nuestro cable se seleccionó el tipo "T" (Cobre-Constantano) por sus características adecuadas para este uso.

En el laboratorio se realizaron pruebas a los termopares para verificar las características especificadas.

En el terreno básicamente se inspecciona la corrección

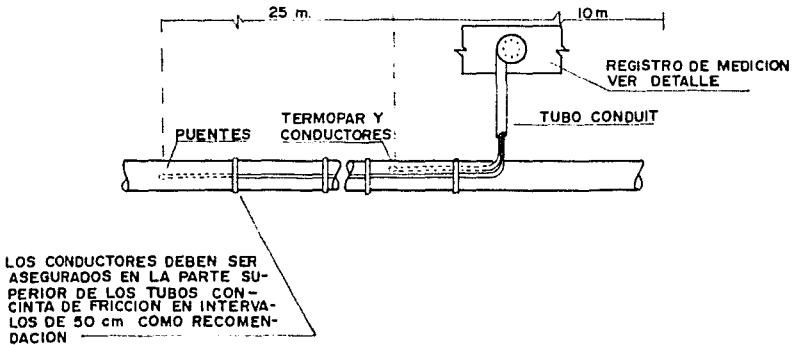
ta colocación de los termopares.

Debido a la dificultad de medir la temperatura del cable directamente en el conductor por la tensión de trabajo, ésta se supervisa a través de termopares instalados en la tubería y en la pantalla.

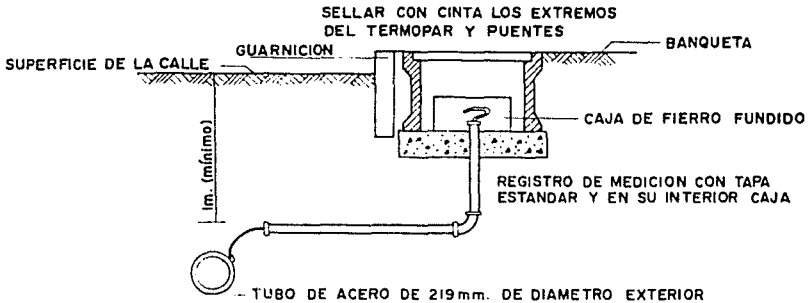
En la tubería se instalaron termopares a lo largo de su ruta en lugares estratégicos, conectándose sus extremos a clavijas fijadas en registros de medición contruidos para este fin como se muestra en la Fig. 3.2.

Las clavijas de los termopares de las pantallas se alojan en los pozos de visita aprovechándose que estos termopares se instalan sobre los empalmes y en lugares adyacentes a éstos.





## P L A N T A



## DETALLE DEL REGISTRO DE MEDICION

FIG.3.2 REGISTRO DE MEDICION PARA LA MEDICION EN TERMOPARES  
Y PUNTES

## CAPITULO IV

## PRUEBAS FINALES

Este capítulo trata lo referente a las últimas pruebas que se le efectúan al cable antes de entrar en servicio, para verificar que se encuentra en condiciones de ser energizado.

## 4.1. ANALISIS CROMATOGRAFICO AL ACEITE SUN # 6.

El Cromatógrafo es un aparato que mide la cantidad de los distintos gases disueltos en el aceite.

Mediante un análisis del contenido de gases en el aceite es posible detectar fallas incipientes, es decir, fallas que no se manifiestan con suficiente intensidad, ya que son muy pequeñas para ser detectadas por alguna prueba dieléctrica y bastante grandes como para hacer que el cable llegue a fallar en un tiempo determinado durante su operación. Entre las fallas más comunes que se pueden detectar por este medio se encuentran: Fallas en el aislamiento y calentamiento excesivo y casos particulares como el encontrado en el cable San Angel Coyoacán donde hubo arcos entre las pantallas del cable y la tubería.

Para observar la tendencia de los gases disueltos -

en el aceite es necesario que esta prueba se realice en el siguiente orden:

- a) Antes de la prueba de resistencia de aislamiento y de alta tensión.
- b) Después de estas pruebas.
- c) Después de la prueba de temperatura.

Las muestras de aceite se toman en las terminales y en los empalmes a través de sus válvulas de muestreo, con jeringas especiales.

#### 4.2. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

La prueba de resistencia de aislamiento sirve para conocer el estado del aislamiento, además puede servir para detectar errores en la construcción de los empalmes, mufas, y conexiones. Es preliminar a la de alta tensión para evitar daños mayores si los hubiera.

Cuando los resultados de esta prueba son satisfactorios se procede a efectuar la de alta tensión.

En la Fig. 4.1. se muestra el equipo empleado para realizarla.

El valor mínimo calculado de resistencia de aisla-

miento para este cable es:

$$R_{\text{mín}} = K \log \frac{D}{d}$$

$R_{\text{mín}}$  = Resistencia mínima en Megaohms/Km.

$K$  = Constante para el aislamiento según tabla 4.1.

$D$  = Diámetro sobre el aislamiento en mm.

$d$  = Diámetro bajo el aislamiento en mm.

TABLA 4.1 CONSTANTE DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

AISLAMIENTO	K (MEGA - OHMS / KM)
PAPEL IMPREGNADO	3000 a 20 °C
PVC BAJO VOLTAJE	150 a 15.6 °C
PVC ALTO VOLTAJE (SINTENAX)	750 a 20 °C
POLIETILENO (NORMAL)	15250 a 15.6 °C
POLIETILENO VULCANIZADO (XLP)	6100 a 15.6 °C
CAMBRAY BARNIZADO (VC)	1000 a 15.6 °C
ETILENO PROPILENO (EP)	6100 a 15.6 °C

De la tabla anterior, para papel impregnado tenemos:

$$K = 3000 \text{ Megaohms/Km a } 20^{\circ}\text{C}$$

De la Fig. 2.... tenemos:

$$D = 66 \text{ mm.}$$

$$d = 27 \text{ mm.}$$

Por lo que:

$$R_{\text{mín}} = 3000 \log \frac{66}{27}$$

$$R_{\text{mín}} = 1164.5 \text{ Megaohms/Km a } 20^{\circ}\text{C}$$

Como la longitud del Cable es: 4200 metros.

$$R_{\text{mín}} = 1164.5/4.2 \text{ Megaohms a } 20^{\circ}\text{C}$$

$$R_{\text{mín}} = 277 \text{ Megaohms a } 20^{\circ}\text{C}$$

Durante la prueba de resistencia de aislamiento, a una temperatura de  $20^{\circ}\text{C}$ , se obtuvieron los valores mostrados en la Tabla 4.2, de donde se observa que estos valores son superiores al valor mínimo calculado, por lo que se procedió a efectuar la prueba de alta tensión.

TABLA 4.2 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

CIRCUITO	FASE	CORRIENTE (mA)	KV	RESISTENCIA (MΩ)
I	A	$2.63 \times 10^{-4}$	1	3800
	B	$1.02 \times 10^{-3}$	5	4900
	C	$1.25 \times 10^{-4}$	1	8000
II	A	$2.7 \times 10^{-4}$	1	3700
	B	$1.0 \times 10^{-2}$	21.5	2150
	C	$1.0 \times 10^{-2}$	24	2400



Fig. 4.1. Equipo empleado para la prueba

de resistencia de aislamiento.

#### 4.3. PRUEBA DE ALTA TENSION.

El objeto de esta prueba es comprobar que el Cable se encuentra en condiciones de operar satisfactoriamente ante los esfuerzos eléctricos a que estará sometido.

Es la prueba más enérgica de todas, ya que se someten los aislamientos a un esfuerzo muy grande y si existe alguna falla en la construcción o en el armado del cable, la posibilidad de que se presente la falla es muy alta.

Esta prueba se puede llamar de "Tensión-Tiempo" ya que es una relación de Alto Voltaje y Tiempo. El voltaje de prueba puede ser de 195 volts por milésima de pulgada de es-

pesor de aislamiento aplicados durante cuatro horas o de 255 volts por milésima de pulgada de espesor de aislamiento aplicados durante 15 minutos, según la Norma de Prueba AEIC.

La fuente para dar el voltaje de prueba puede ser de corriente alterna o de corriente directa, teniendo ésta última un factor de corrección de 2.4 veces para el cable y de 2.2 veces para los accesorios.

Desde luego los equipos de corriente directa son mucho más ligeros y de fácil transporte que sus equivalentes para corriente alterna, por lo que generalmente estas pruebas se efectúan con corriente directa.

El voltaje de prueba es:

Espesor del aislamiento 760 milésimas.

Voltaje 255 volts/mil

Tiempo de prueba 15 minutos.

Factor de Corrección de c.a. a c.d. 2.2 veces (f)

Voltaje Final de Prueba 426 KV

(f) Se tomó el valor de 2.2 porque el Cable fue probado con sus accesorios, (empalmes y terminales).

El equipo de prueba se muestra en la Fig. 4.2.

Las precauciones en esta prueba son necesarias para



Fig. 4.2. Equipo para prueba de Alta Tensión.

TABLA 4.3 PRUEBA DE ALTA TENSION

CIRCUITO	FASE	VOLTAJE KV. Pol(-)	TIEMPO (Min.)	CORRIENTE (ma)
I	A	426.0	15	3.10
	B	426.0	15	2.58
	C	426.0	15	2.35
II	A	426.0	15	1.72
	B	420.0	15	2.65
	C	400.0	15	2.80



evitar accidentes, debido a los fuertes efectos capacitivos, por lo que se recomienda conectar a tierra todos los equipos y accesorios cercanos al cable, así como alejarse lo suficiente del lugar energizado.

Este voltaje se aplicó entre conductor y tierra, observando que el cable tuviera la presión normal en el aceite de  $14 \text{ Kg/cm}^2$  para evitar una posible falla por ionización. Los conductores que no estaban bajo prueba se conectaron a tierra.

Los valores obtenidos en la prueba se dan en la Tabla 4.3., en donde se observa que las fases B y C del circuito II no fueron sometidas al voltaje de prueba, debido a limitaciones en la capacidad del equipo y teniéndose en cuenta que el voltaje faltante era insignificante se aceptó con los valores mencionados.

#### 4.4. PRUEBA DE TEMPERATURA.

Objetivo.- El objetivo principal de la prueba de temperatura es encontrar el gradiente térmico que existe entre conductor y tubería, así como posibles puntos calientes en esta última, y también comprobar que la capacidad de diseño es correcta y que el cable podrá operar satisfactoriamente.

te sin que en alguna de sus partes se excedan las temperaturas máximas establecidas por la norma.

La prueba se divide en dos etapas:

Calentamiento

Enfriamiento.

4.4.1. Calentamiento al Cable.- Consiste en hacer circular una corriente eléctrica a través del cable igual a la corriente máxima de trabajo. El valor de esta corriente es de 730 amperes, que corresponden a un factor de carga del 50% (valor especificado por el fabricante).

Las mediciones de temperatura se efectúan en los conductores, empalmes, pantalla y tubería, y los valores máximos permitidos son 85°C en el conductor y 60°C en la tubería.

Es importante señalar que la temperatura en la tubería no debe superar los 60°C porque es en este punto donde se inicia la migración de humedad en la arena térmica que cubre al cable, provocando la llamada carrera térmica que llevaría a la destrucción del mismo.

La temperatura de la tubería, empalmes y pantallas, se toman directamente de los termopares colocados en los pozos de visita, haciendo recorridos a lo largo de la ruta - -

(ver Fig. 2.4.) con intervalos aproximados de una hora.

Como no es posible medir directamente la temperatura en el conductor, ésta se obtiene por medición del incremento en su resistencia a la corriente directa, utilizando para esto un puente de Kelvin. La toma de lecturas en el conductor se realiza cada cuatro horas, siendo necesario desenergizar el cable, procurando que para ello se emplee el menor tiempo posible.

El calentamiento del cable termina cuando en tres lecturas sucesivas de la temperatura del conductor no haya una diferencia mayor de  $\pm 1^{\circ}\text{C}$ , lo que indica que dicha temperatura se ha estabilizado.

4.4.2. Enfriamiento del Cable.- El enfriamiento comienza en el momento que el cable es desenergizado. En esta parte de la prueba se observa la tendencia de la temperatura del cable a igualar la del medio ambiente. Las mediciones en la tubería, empalmes y pantallas son tomadas en la forma descrita en el inciso anterior, con la única diferencia de que la temperatura en el conductor es registrada cada 15 minutos.

4.4.3. Preparación y pruebas al equipo auxiliar.-

Para proporcionar la corriente de prueba se conectó el Cable al alimentador de 23 KV "GRECO" de la antigua subestación -- San Angel. La Fig. 4.3. muestra el diagrama unifilar del -- equipo empleado para esta prueba.

El equipo empleado fue el siguiente:

Un interruptor de 23 KV

Dos reguladores de voltaje de 23 KV con  $\pm 10\%$  de regulación.

Una S.E. móvil de 30 MVA con relación de 85/23 KV.

Una caseta para el personal y para el equipo de protección y control.

Como el cable se compone de dos circuitos, para probarlo en su totalidad fue necesario colocar un puente entre las terminales de los circuitos I y II localizadas en la Subestación Coyoacán, para poner en serie éstos y conectar a -- tierra las terminales del circuito II localizadas en la Subestación San Angel.

La alimentación del Cable se hizo a través de las -- terminales del circuito I ubicadas en la S.E. San Angel (ver Fig. 4.3.).

Pruebas al equipo auxiliar.-- Estas consis---

ten en verificar la correcta operación del interruptor, los reguladores y la subestación móvil, efectúandoles pruebas de relación de transformación, factor de potencia, resistencia de aislamiento, etc.

También la protección es revisada, mandando disparos al interruptor para comprobar su correcto funcionamiento. En la Fig. 4.4. se muestra el arreglo de la protección, así como el circuito de medición utilizado.

4.4.4. Cálculo de la temperatura del Cable.- La obtención de la temperatura del cable es determinada por la medición de la resistencia a la corriente directa de los conductores en frío y de las mediciones de resistencias efectuadas en el momento de hacer los cortes de temperatura.

Para esto se tomaron mediciones de temperatura en la tubería y de resistencia en los conductores a la temperatura ambiente, las cuales fueron:

Temperatura de la tubería en frío: 20°C

Resistencia entre las fases A y B: 0.5947 ohms a 20°C.

Resistencia entre las fases B y C: 0.5966 ohms a 20°C.

Resistencia entre las fases C y A: 0.6011 ohms a 20°C.

Para medir estas resistencias se usan dos métodos:

FIG. 4.3 DIAGRAMA UNIFILAR PARA PRUEBAS DE TEMPERATURA  
DEL CABLE SN. ANGEL - COYOACAN

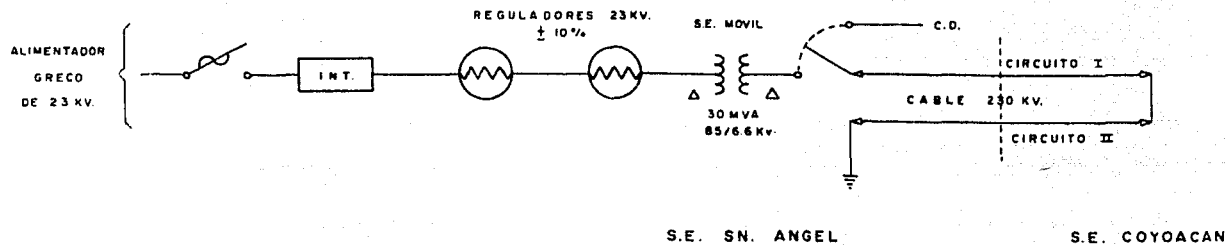
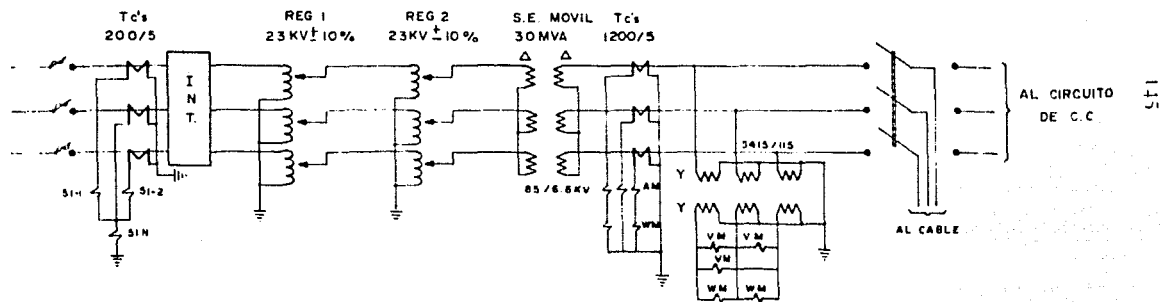


FIG. 4.4 DIAGRAMA TRIFILAR PARA PRUEBA DE TEMPERATURA DEL CABLE  
 SAN ANGEL-COYOACAN



el llamado directo con puente de Kelvin y el indirecto con mediciones de voltmetro, ampermetro y una fuente de C.D.

El arreglo del circuito se presenta en la Fig. 4.5.

Considerando que las resistencias medidas son entre fases y las que se necesitan para cálculos deben ser de fase, se emplean las siguientes fórmulas:

$$R_a = \frac{R_{ab} + R_{ca} - R_{bc}}{2}$$

$$R_b = \frac{R_{ab} + R_{bc} - R_{ca}}{2}$$

$$R_c = \frac{R_{ca} + R_{bc} - R_{ab}}{2}$$

Como resultado de la aplicación de estas fórmulas se obtuvieron los siguientes valores iniciales:

Resistencia de la fase A: 0.2996 ohms a 20°C.

Resistencia de la fase B: 0.2951 ohms a 20°C.

Resistencia de la fase C: 0.3015 ohms a 20°C.

El parámetro que nos interesa (temperatura del conductor al momento del corte) se obtiene despejándolo de la siguiente ecuación:

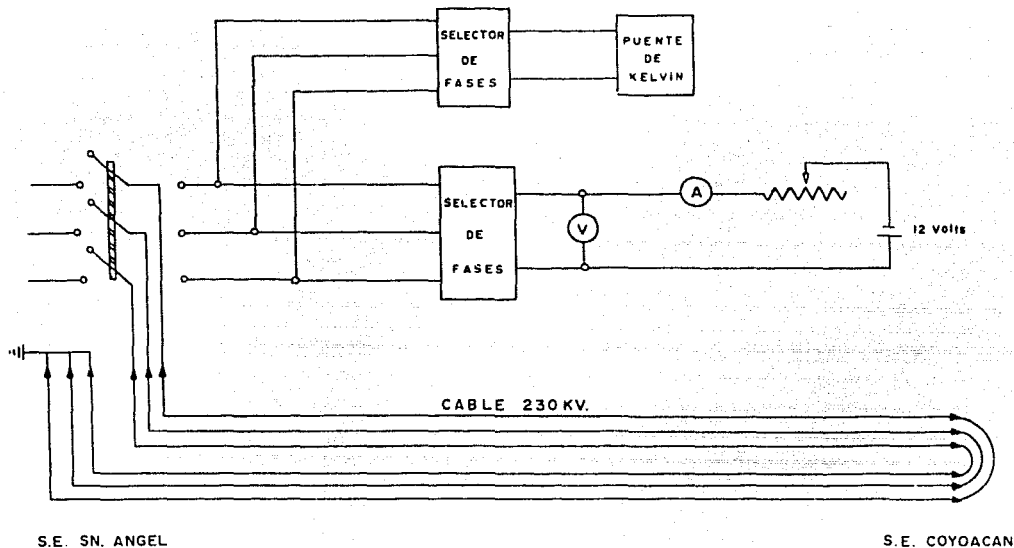
$$R_f = \frac{234.5 + T_f}{234.5 + T_i} \times R_i$$

Despejando  $T_f$  tenemos:

$$T_f = \frac{R_f}{A} - 234.5$$



FIG. 4.5 DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA LA MEDICION DE RESISTENCIA A LA CORRIENTE CONTINUA DEL CABLE DE 230KV. SN. ANGEL - COYOACAN DURANTE LA PRUEBA DE TEMPERATURA



17

Donde:

$$A = \frac{R_i}{234.5 + T_i}$$

$R_i$  ----- Resistencia en frfo.

$T_i$  ----- Temperatura en frfo.

$R_f$  ----- Resistencia en el momento del corte.

$T_f$  ----- Temperatura calculada del conductor al momento del corte.

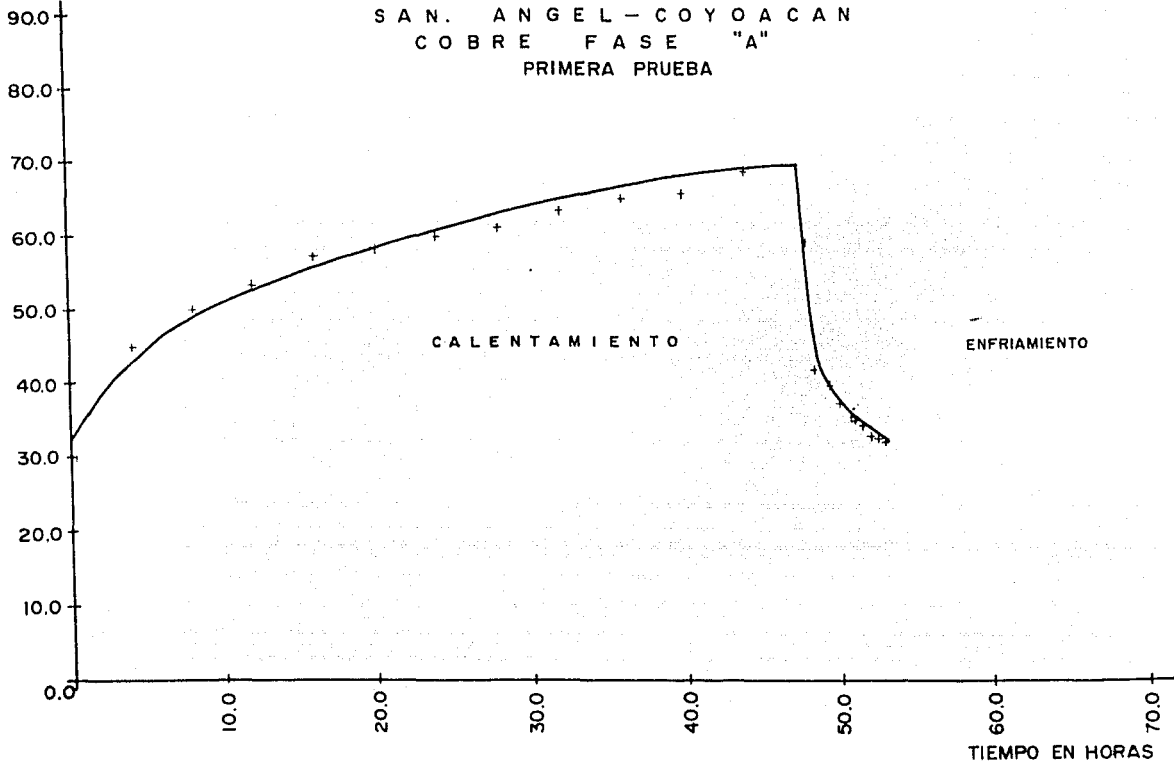
Las curvas obtenidas en las diferentes lecturas, en esta prueba son las mostradas en las Figs. 4.6., 4.7., 4.8., y 4.9.

4.4.5. Desarrollo de la prueba.- La prueba se corrió los días 14 y 15 de julio de 1978. El cable se energizó a las 13:00 hrs. del día 14 con una carga promedio de 730 amperes.

Aunque el día 15 a las 11.00 hrs. se alcanzó una temperatura de 60°C en el registro No. 1 de la tubería, la prueba se continuó, ya que la temperatura en los conductores estaba a punto de estabilizar. A las 13.25 hrs. del mismo día se rompieron varios aisladores soporte de las mufas ter-

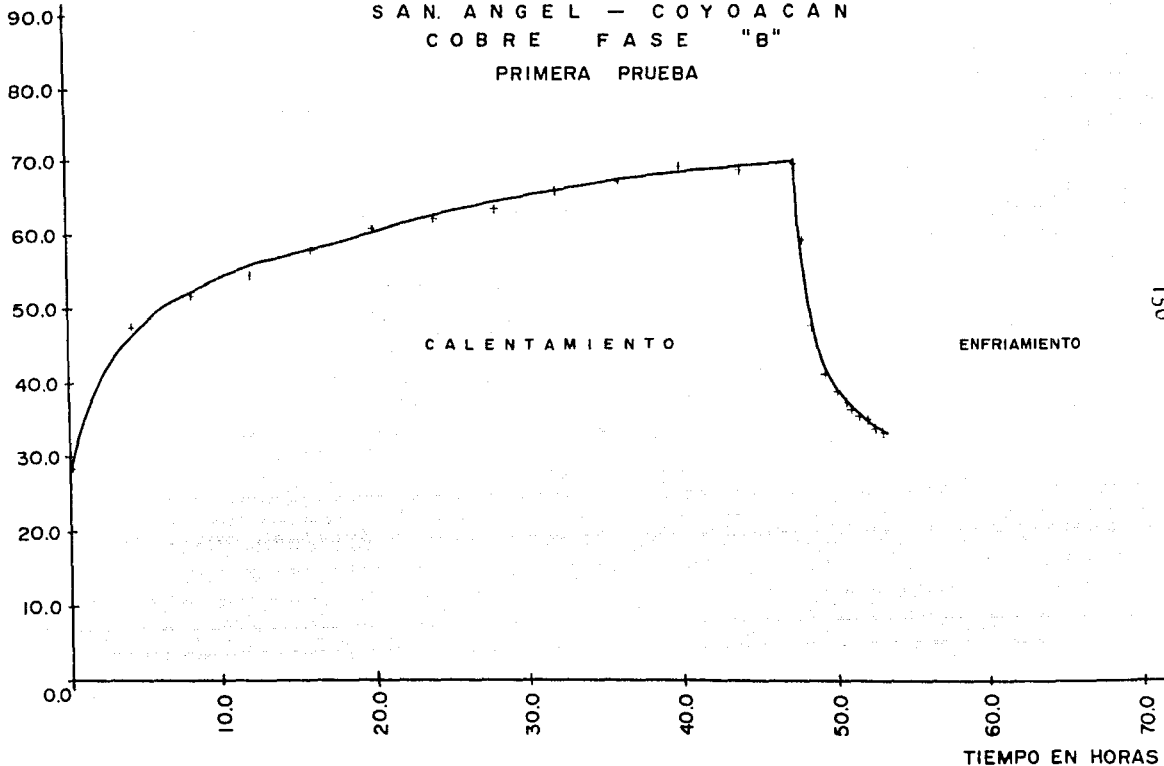
TEMP. °C

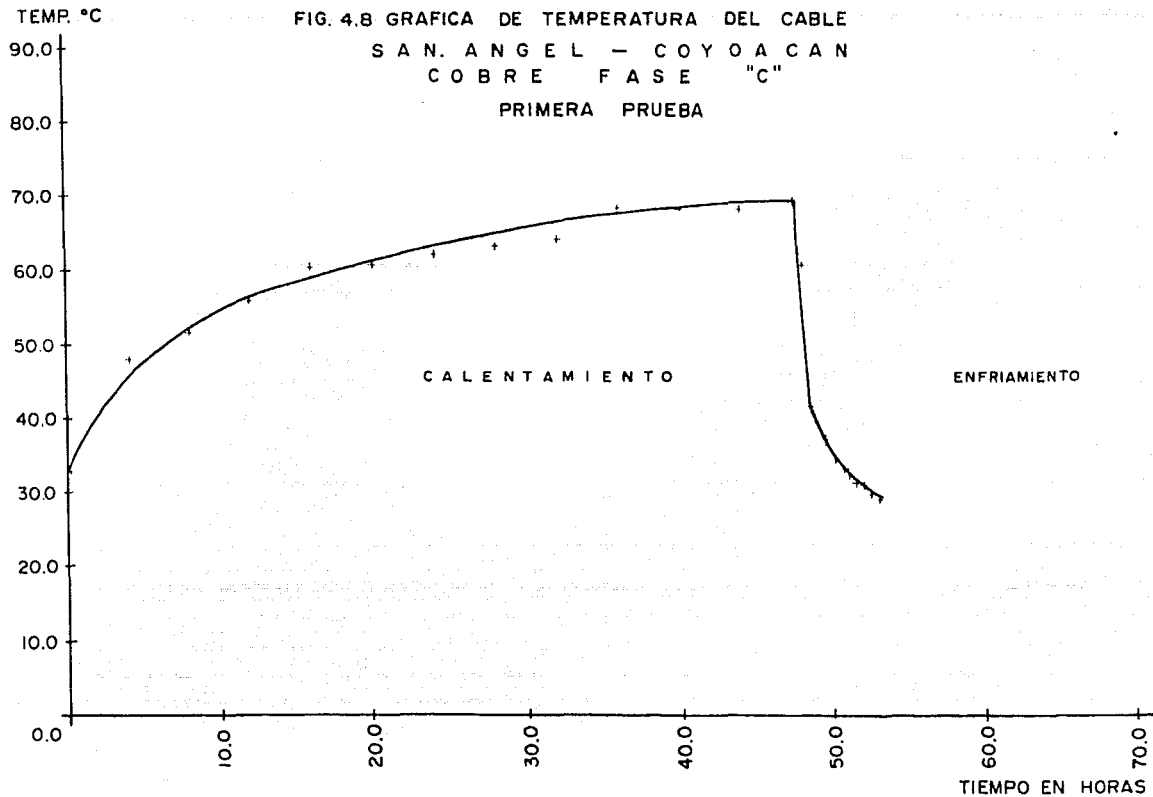
FIG.4.6 GRAFICA DE TEMPERATURA DEL CABLE  
SAN. ANGEL - COYOACAN  
COBRE FASE "A"  
PRIMERA PRUEBA

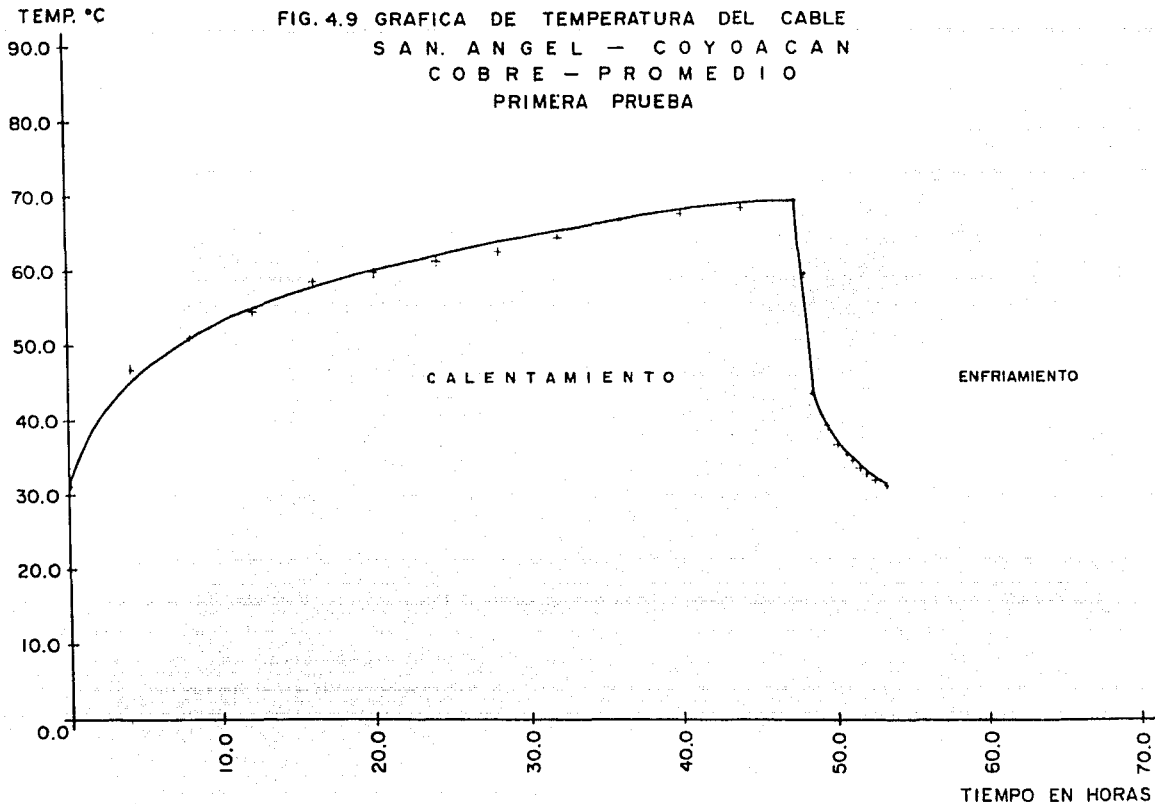


TEMP. °C

FIG.4.7 GRAFICA DE TEMPERATURA DEL CABLE  
SAN. ANGEL - COYOACAN  
COBRE FASE "B"  
PRIMERA PRUEBA







minales en ambas subestaciones, por lo que la prueba fue suspendida.

La Fig. 4.10, muestra uno de los aisladores que sufrieron daños.

El tiempo que duró la prueba fue 49 hrs. aproximadamente, y las temperaturas finales fueron:

Temperatura promedio del tubo en los circuitos I y II	-	51.2°C
Temperatura del conductor fase A	-----	68.6°C
Temperatura del conductor fase B	-----	68.4°C
Temperatura del conductor fase C	-----	68.7°C



Fig. 4.10. Fotografía que muestra los aisladores que sufrieron daño.



4.4.6. Análisis de la falla en la primera prueba - de temperatura.- Este análisis se llevó a cabo con personal de Condumex y de Cfa. de Luz. Posteriormente se solicitó la asesoría de Underground Systems por su gran experiencia en - sistemas de Cable tipo Tubo, después de lo cual se determinó lo siguiente:

La ruptura y el notable desplazamiento de los aisladores pudo deberse a que éstos hubieran estado sometidos a - tensiones mecánicas desde antes de la prueba y que los es- - fuerzos provocados por la expansión normal del tubo se suma- ron a los primeros, provocando así la ruptura.

4.4.7. Segunda prueba de Temperatura.- Antes de - correr esta segunda prueba se procedió a verificar el cable realizando un ciclo completo de las pruebas descritas en la primera parte de este capítulo. Estas pruebas son:

- a) Análisis cromatográfico al aceite.
- b) Resistencia de aislamiento.
- c) Alta tensión.

a) Análisis cromatográfico al aceite. Es necesario- aclarar que este análisis no estaba incluido dentro del programa de pruebas al cable, siendo la falla en la primera prueba - de temperatura la causa de que este análisis se llevara a cabo

en el orden establecido en el primer inciso de este capítulo, - esto es:

- Antes de las pruebas dieléctricas.
- Después de estas pruebas, pero antes de la de temperatura.
- Después de la prueba de temperatura.

También es oportuno mencionar que estos análisis -- cromatográficos al aceite son los primeros en hacerse a cables tipo tubo en México.

Los resultados del análisis cromatográfico al aceite son presentados en las Tablas 4.4., 4.5., 4.6., 4.7., 4.8., 4.9., 4.10. y 4.11.

b) Resistencia de aislamiento.- La prueba de resistencia de aislamiento se repitió antes de efectuar la prueba de alta tensión.

Los valores obtenidos se muestran en la Tabla 4.12. de donde podemos observar que éstos son superiores al mínimo calculado (277 Megaohms a 20°C).

TABLA 4.4 REPORTE DE CANTIDAD DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DEL CABLE SN.ANGEL-COYOACAN

CIRCUITO I GAS	S.E. SN ANGEL				S.E. COYOACAN					
	MUFA			POZO				MUFA		
	A	B	C	1	2	3	4	A	B	C
HIDROGENO	20	685	2369	0	0	0	0	4452	1106	2184
NITROGENO	23712	67233	35698	40226	55720	58769	30485	14062	31102	26484
METANO	75	3	1035	1	0	0	3	4	85	96
MONOX - CARBONO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIOX - CARBONO	893	133	656	21	7	59	0	33	1865	2361
ETILENO	17	0	395	0	0	0	0	0	0	0
ETANO	210	9	128	2	0	0	6	9	143	202
ACETILENO	0	0	194	0	0	0	0	0	0	0
DIAGNOSTICO	Punto Caliente	Normal	Descarga Fuerte	Normal	Normal	Normal	Normal	Descarga Parcial	Punto Caliente	Punto Caliente

Las concentraciones están expresadas en PPM (V/V)

Análisis realizado después de la primera prueba de temperatura

TABLA 4.5 REPORTE DE CANTIDAD DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DEL CABLE SN.ANGEL-COYOACAN

CIRCUITO II G A S	SE. SN. ANGEL				SE COYOACAN						
	MUFA			POZO				MUFA			
	A	B	C	1	2	3	4	A	B	C	
HIDROGENO	197	300	894	0	0	0	0	1797	582	1919	
NITROGENO	46690	25402	66280	51264	52592	37049	77345	44663	34345	54684	
METANO	269	338	902	70	7	5	0	391	104	274	
MONOX-CARBONO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DIOX-CARBONO	1939	1129	2712	1349	27	106	59	2114	2225	1710	
ETILENO	51	77	407	0	0	0	0	62	0	0	
ETANO	830	1012	439	141	10	4	0	1010	207	572	
ACETILENO	0	0	106	0	0	0	0	0	0	0	
DIAGNOSTICO	Punto Caliente	Punto Caliente	Punto Caliente	Punto Caliente	Normal	Normal	Normal	Punto Caliente	Punto Caliente	Punto Caliente	

Las concentraciones están expresadas en PPM (V/V)

Análisis realizado después de la primera prueba de temperatura

TABLA 4.6 REPORTE DE CANTIDAD DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DEL CABLE SN. ANGEL- COYOACAN

CIRCUITO I GAS	S.E. SN. ANGEL				S.E. COYOACAN					
	MUFA			POZO				MUFA		
	A	B	C	1	2	3	4	A	B	C
HIDROGENO	24	7	69	0	0	0	0	0	201	42
NITROGENO	62507	34385	53085	24755	25178	28236	21959	9387	50075	12455
METANO	3	2	1	66	3	1	2	9	22	8
MONOX - CARBONO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIOX - CARBONO	0	0	0	224	0	0	0	0	32	34
ETILENO	0	0	0	9	0	0	0	1	7	2
ETANO	10	5	5	100	6	1	3	17	51	18
ACETILENO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Las concentraciones están expresadas en PPM (V/V)  
 Análisis realizado antes de las pruebas de alta tensión

TABLA 4.7 REPORTE DE CANTIDAD DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DEL CABLE SN. ANGEL-COYOACAN

CIRCUITO II GAS	S.E. SN. ANGEL				S.E. COYOACAN					
	MUFA			POZO				MUFA		
	A	B	C	1	2	3	4	A	B	C
HIDROGENO	39	0	21	14	16	0	0	177	56	133
NITROGENO	43732	37622	53114	21937	28097	15621	24812	27998	15569	56374
METANO	2	4	3	6	12	5	159	43	15	48
MONOX-CARBONO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIOX-CARBONO	0	20	0	0	115	6	0	0	18	0
ETILENO	0	0	0	1	1	0	0	10	4	13
ETANO	7	10	29	8	15	5	178	143	38	134
ACETILENO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Las concentraciones están expresadas en PPM (V/V)

Análisis realizado antes de las pruebas de alta tensión.

TABLA 4.8 REPORTE DE CANTIDAD DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DEL CABLE SN. ANGEL-COYOACAN

CIRCUITO I GAS	S.E. SN. ANGEL							S.E. COYOACAN		
	MUFA			POZO				MUFA		
	A	B	C	1	2	3	4	A	B	C
HIDROGENO	34	41	1	10	2	1	32	34	56	38
NITROGENO	37834	31406	47216	28211	25134	28326	50331	15647	15697	31128
METANO	4	5	0	4	4	3	4	16	4	12
MONOX - CARBONO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIOX - CARBONO	29	22	5	8	46	0	0	75	33	206
ETILENO	1	1	0	0	0	0	0	4	1	2
ETANO	11	12	1	9	7	5	6	37	8	20
ACETILENO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Las concentraciones están expresadas en PPM (V/V)

Análisis realizado posterior a las pruebas de alta tensión

TABLA 4.9 REPORTE DE CANTIDAD DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DEL CABLE SN. ANGEL-COYOACAN

CIRCUITO II GAS	S.E. SN. ANGEL						S.E. COYOACAN			
	MUFA			POZO				MUFA		
	A	B	C	1	2	3	4	A	B	C
HIDROGENO	0	10	100	0	13		0	174	62	53
NITROGENO	47952	34579	34472	34494	18858		59811	27783	13733	21839
METANO	2	3	6	8	6		2	43	17	28
MONOX-CARBONO	0	0	0	0	0		0	0	0	0
DIOX-CARBONO	36	35	42	2	5		0	138	47	60
ETILENO	0	0	2	1	1		0	11	4	6
ETANO	4	9	12	13	9		3	140	42	78
ACETILENO	0	0	0	0	0		0	0	0	0

Las concentraciones están expresadas en PPM (V/V)

Análisis realizado posterior a la prueba de alta tensión



TABLA 4.10 REPORTE DE CANTIDAD DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DEL CABLE SN. ANGEL-COYOACAN

CIRCUITO I GAS	SE SN ANGEL				SE COYOACAN					
	MUFA			POZO				MUFA		
	A	B	C	1	2	3	4	A	B	C
HIDROGENO	49	29	105	0	0	0	0	34	103	31
NITROGENO	37391	43681	46721	31169	40583	23416	43716	21793	12363	9315
METANO	5	4	5	6	4	2	3	10	6	4
MONOX - CARBONO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIOX - CARBONO	79	62	70	102	66	37	63	38	29	28
ETILENO	1	1	1	1	0	0	0	2	1	1
ETANO	13	13	15	9	9	3	5	22	11	8
ACETILENO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIAGNOSTICO	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal

Las concentraciones están expresadas en PPM (V/V)  
 Análisis realizado posterior a las pruebas de temperatura

TABLA 4.11 REPORTE DE CANTIDAD DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DEL CABLE SN.ANGEL-COYOACAN

		SE. SN. ANGEL				SE COYOACAN				
CIRCUITO II GAS	MUFA			POZO				MUFA		
	A	B	C	1	2	3	4	A	B	C
HIDROGENO	23	5	79	9	6	6	4	155	42	196
NITROGENO	40581	59294	62351	24929	21821	27143	92160	24604	21745	105920
METANO	4	3	7	5	8	6	1	42	13	44
MONOX - CARBONO	0	0	0	0	0	0	0	65	0	0
DIOX - CARBONO	39	116	101	75	48	52	93	44	69	78
ETILENO	1	0	2	1	2	1	0	10	3	10
ETANO	12	11	14	9	14	5	0	137	32	110
ACETILENO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIAGNOSTICO	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Punto Caliente	Normal	Punto Caliente

Las concentraciones están expresadas en PPM (V/V)

Análisis realizado posterior a las pruebas de temperatura

TABLA 4.12 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

CIRCUITO	FASE	KV	RESISTENCIA M $\Omega$	TEMPERATURA °C
I	A	I	>10,000	18.4
	B	I	>10,000	18.4
	C	I	>10,000	19.2
II	A	I	8,000	18.4
	B	I	>10,000	15.0
	C	I	6,000	15.0

c) Prueba de alta tensión.- Considerando que esta prueba ya se había efectuado y que la norma permite efectuar pruebas periódicas durante el período de garantía, se escogió el valor de 300 KV de C.D. aplicados durante cinco minutos.

Los resultados de esta prueba son los mostrados en la Tabla 4.13., donde se observa que éstos son satisfactorios.

TABLA 4.13 PRUEBA DE ALTA TENSION

CIRCUITO	FASE	VOLTAJE KV Pol(-)	TIEMPO (Min.)	CORRIENTE (ma)
I	A	300	5	0.75
	B	300	5	0.89
	C	300	5	0.22
II	A	300	5	0.17
	B	300	5	0.90
	C	300	5	0.90

4.4.8. Medición de parámetros.- Al igual que en la primera prueba se midieron los siguientes parámetros:

- Temperatura en la tubería, en la pantalla, en los empalmes de los tres conductores de los dos circuitos.
- Corriente de carga, potencia consumida, tensión de prueba y frecuencia.

Además se incluyó la medición de otros parámetros para determinar las causas de la falla anterior, siendo necesario remover la arena compactada de la trinchera de los tubos ascendentes a la mufa y liberarla de los esfuerzos mecánicos evitando que los aisladores resultasen dañados.

Estos parámetros son:

- Esfuerzos en los aisladores y en los tubos ascen-

dentes con medidores de deformación unitaria - -  
(Strain-Gages).

- Desplazamiento en los tubos ascendentes y en algunos puntos de la tubería (en el trifurcador y pozo No. 1), lo cual se logró mediante la colocación de testigos.
- Temperatura en los tubos ascendentes.
- Presión del aceite de la tubería en los pozos y en los tubos ascendentes.

4.4.9. Desarrollo de la segunda prueba.- Esta se inició el día 6 de enero de 1979 a las 13:00 hrs. y se terminó el día 9 del mismo mes a las 15:30 hrs. con una duración total de 74.5 horas.

La corriente inicial de alimentación fue de 730 amperes, corriente que se mantuvo constante hasta después de 39 hrs. de iniciada la prueba, debido a que se registró una temperatura de 56°C en la tubería a 50 mts. del registro No. 1, en dirección a la subestación San Angel, por lo que la corriente se bajó a 650 amperes.

Seis horas más tarde se bajó nuevamente la corriente a 600 amperes por la misma razón ya mencionada; esta car-

ga se mantuvo hasta el final de la prueba.

Las temperaturas finales registradas en el tubo y en los conductores son:

Temperatura promedio del tubo C I ----- 47.84°C

Temperatura promedio del tubo C II ----- 48.47°C

Temperatura de la fase A del conductor - 59.4 °C

Temperatura de la fase B del conductor - 62.8 °C

Temperatura de la fase C del conductor - 62.2 °C

Las Figs. 4.11., 4.12., 4.13., y 4.14., muestran las curvas correspondientes al calentamiento y enfriamiento tanto del cable como de la tubería.

#### 4.4.10. Conclusión de los resultados obtenidos.-

La segunda prueba de temperatura con los parámetros adicionales que se midieron, determinó las causas exactas de la ruptura de los aisladores, falla que ocurrió durante la primera prueba. También se localizó un punto caliente de la tubería.

- Ruptura de los aisladores.- Los tubos ascendentes al estar con arena compactada en su trinchera se encontraban fijos, por lo que transmitieron fuerzas de empuje de la tubería directamente sobre los aisladores hasta romperlos,

FIG. 4.II GRAFICA DE TEMPERATURA DEL CABLE  
SAN. ANGEL - COYOACAN  
COBRE FASE "A"  
SEGUNDA PRUEBA

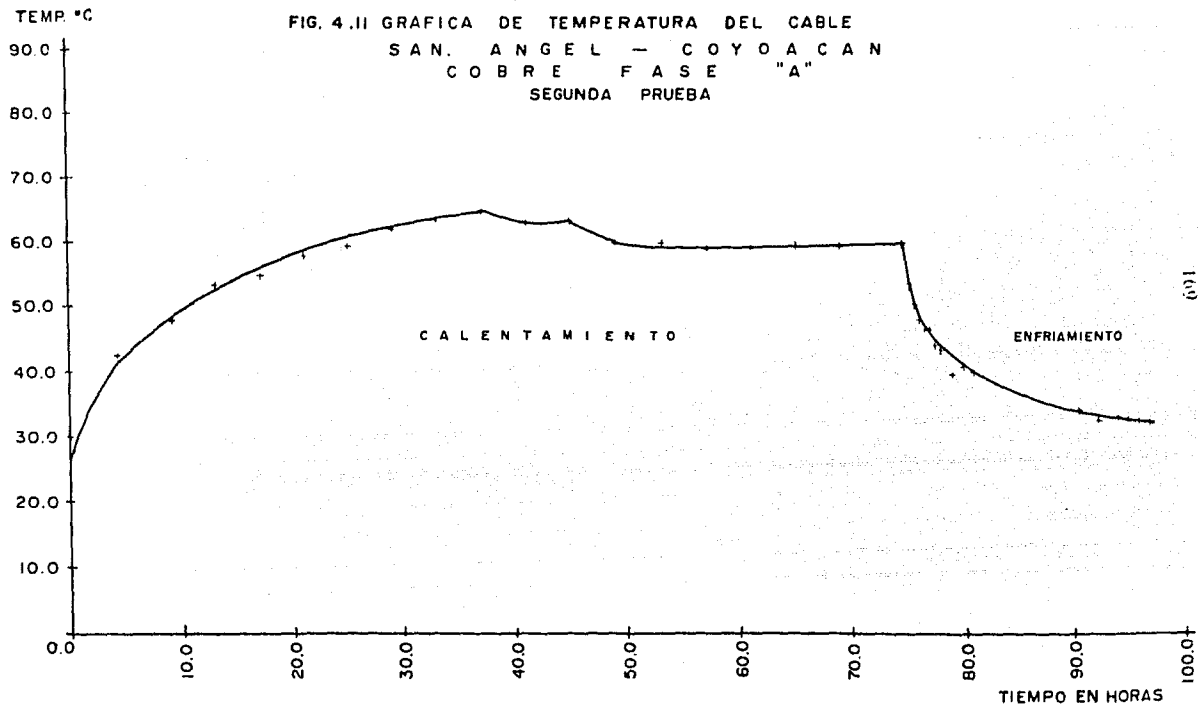


FIG. 4.12 GRAFICA DE TEMPERATURA DEL CABLE  
SAN. ANGEL — COYOACAN  
COBRE FASE "B"  
SEGUNDA PRUEBA

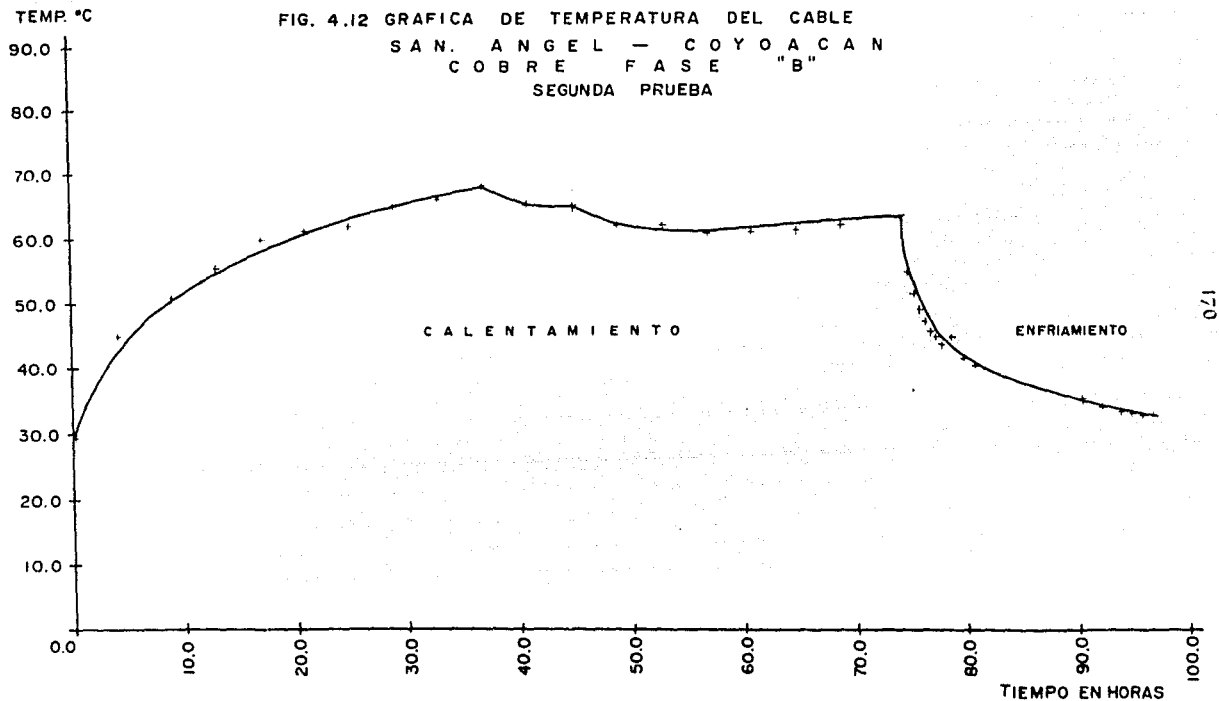
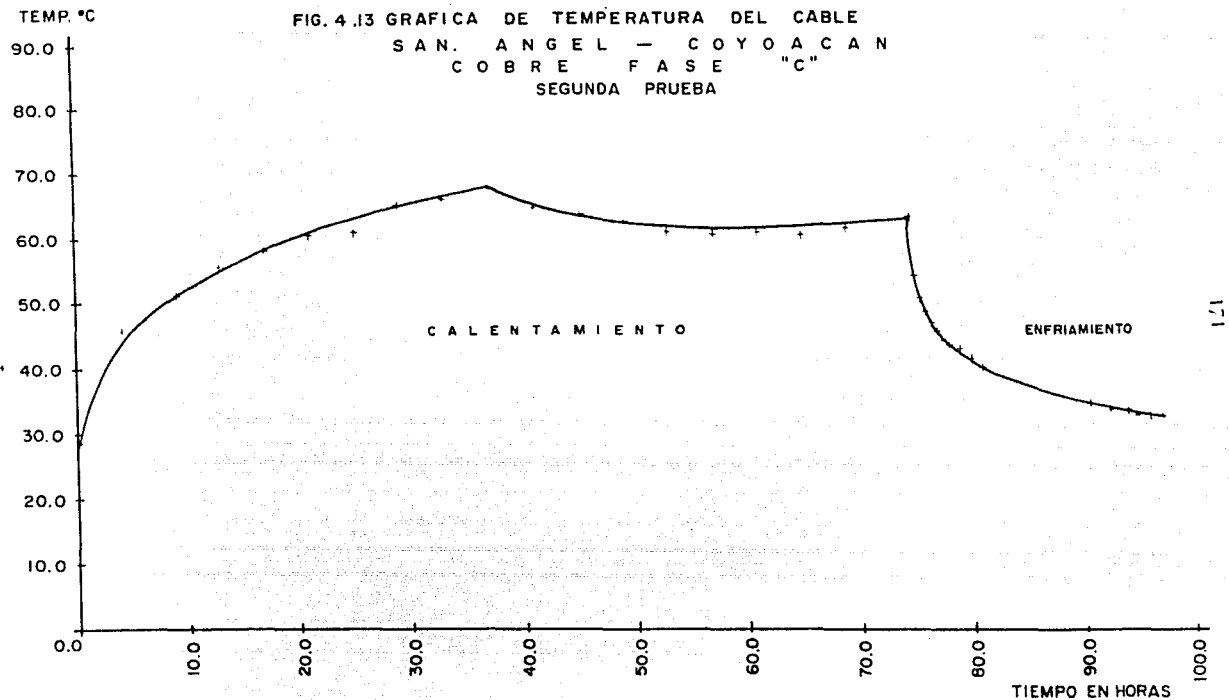
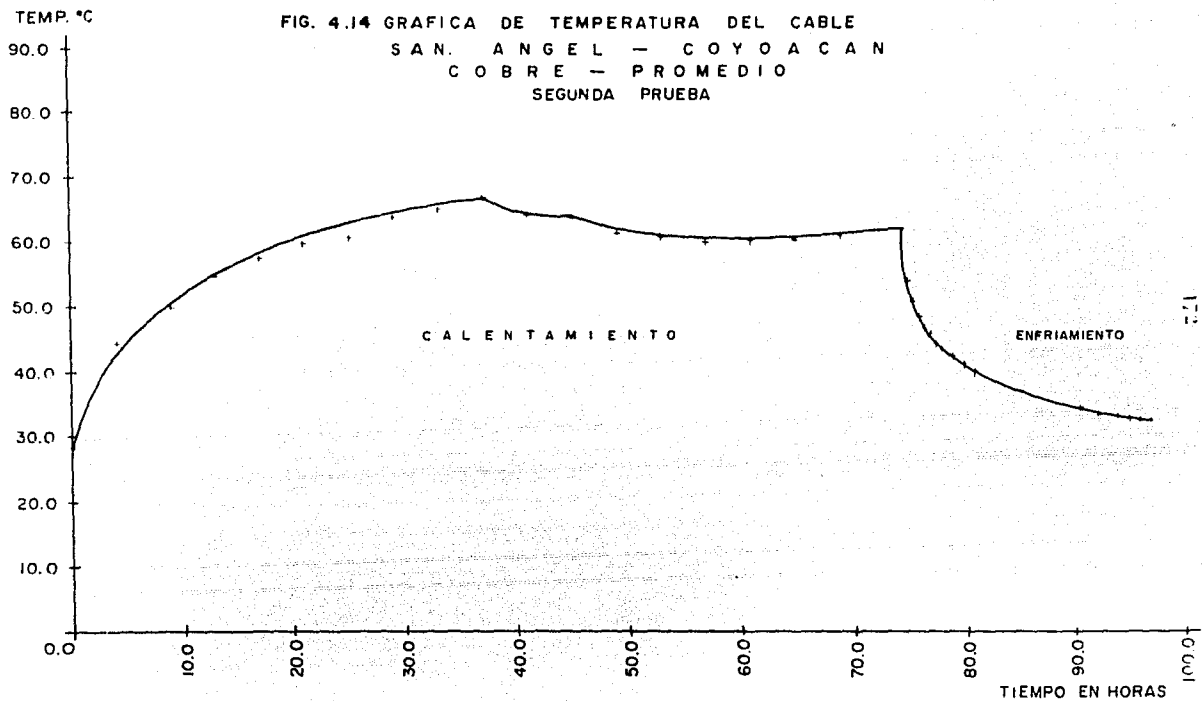




FIG. 4.13 GRAFICA DE TEMPERATURA DEL CABLE  
SAN. ANGEL — COYOACAN  
COBRE FASE "C"  
SEGUNDA PRUEBA





además que a este esfuerzo se le adicionó el esfuerzo cíclico de tensión y compresión a los aisladores debido a los cambios de temperatura ambiente.

Al quitar la arena compactada de la trinchera de los tubos ascendentes, éstos se libraron de los esfuerzos mecánicos iniciales, sirviendo como juntas de expansión. Para evitar este fenómeno se decidió anclar la tubería en ambas subestaciones antes de los tubos ascendentes.

- Las deformaciones unitarias en los tubos ascendentes son insignificantes.

- Los tubos ascendentes no tuvieron calentamiento excesivo.

- Los manómetros demostraron el buen funcionamiento del sistema de bombeo del aceite.

- Localización del punto caliente en la tubería.-

Los termopares colocados provisionalmente a los lados del registro No. 1, delimitaron el punto caliente en una pequeña zona, encontrándose éste a una distancia aproximada de 200 mts. de la subestación San Angel.

#### 4.5. DETERMINACION DE PARAMETROS DE CORTO CIRCUITO.

Es necesario conocer las impedancias de secuencia -

positiva, negativa y cero del cable, para calcular las corrientes de corto circuito que se generan cuando se presenta una falla.

El cálculo de la corriente de corto circuito se utiliza para determinar las características del interruptor, -- así como los ajustes de los dispositivos de protección que -- deberán emplearse para evitar sobrecorrientes y esfuerzos mecánicos que deterioren en forma permanente las instalaciones.

Estas mediciones se efectúan después de la prueba -- de temperatura, aprovechando que el equipo necesario para ob -- tenerlas se encuentra instalado.

4.5.1. Impedancia de secuencia positiva.- La impedancia de secuencia positiva  $Z_1$  se mide por medio de un corto circuito trifásico a tierra. Las conexiones requeridas -- para esta prueba son similares a las señaladas en el inciso 4.4.3. La Fig. 4.15 muestra el diagrama trifilar.

El circuito monofásico equivalente de la red de secuencia positiva se muestra en la Fig. 4.16.

De la figura 4.16 para  $Z_f$  igual a cero:

$$Z_1 = \frac{E_{a_1}}{I_{a_1}}$$

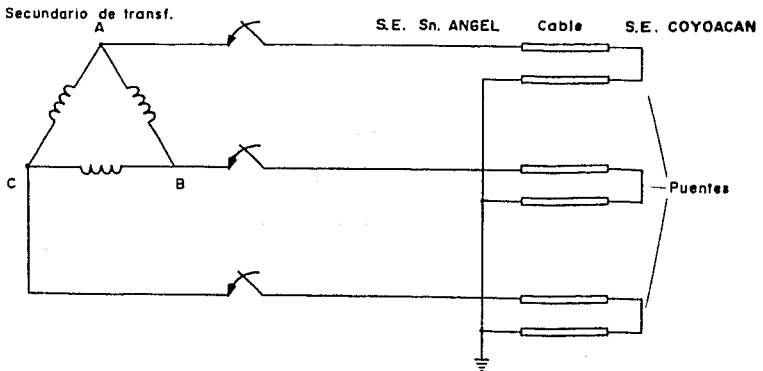


FIG. 4.15 DIAGRAMA TRIFILAR PARA OBTENER LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA (+)

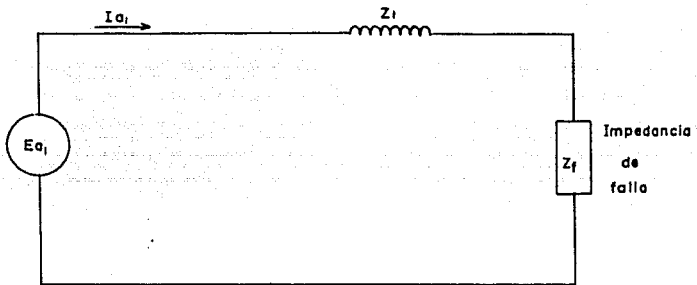


FIG. 4.16 CIRCUITO MONOFASICO EQUIVALENTE DE LA RED DE SECUENCIA (+)

Donde:

$E_{a_1}$  Tensión de la fase A

$I_{a_1}$  Corriente de la fase A

$Z_f$  Impedancia de la falla

Los valores de prueba son:

$$V_{AN} = 948.0 \text{ volts.}$$

$$W_A = 147.96 \text{ KW}$$

$$V_{BN} = 975.0 \text{ volts.}$$

$$W_B = 120.6 \text{ KW}$$

$$V_{CN} = 948.0 \text{ volts.}$$

$$W_C = 198.0 \text{ KW}$$

$$I_A = 580.9 \text{ amps.}$$

$$I_C = 624.0 \text{ amps.}$$

$$I_B = 609.5 \text{ amps.}$$

A continuación se indica el procedimiento utilizado para calcular la impedancia de secuencia positiva.

$$V_{pn} = \frac{948 + 975 + 984}{3} = 969.0 \text{ Volts.}$$

$$I_p = \frac{580.8 + 609.5 + 624.0}{3} = 604.8 \text{ Amps.}$$

$$Z_1 = \frac{969.0}{604.8} = 1.602 \text{ } \Omega \text{ x fase a } 22.92^\circ\text{C}$$

$$W_T = W_A + W_B + W_C = 147.96 + 120.6 + 198.0 = 466.56 \text{ KW}$$

$$P_T = 3 \times 969 \times 604.8 = 175.815 \text{ KVA}$$

$$\cos \theta = \frac{\text{KW}}{\text{KVA}} = \frac{466.56}{175.815} = 0.2654$$

$$\theta = 74.61^\circ$$

$$\text{Sen } \theta = 0.9641$$

$$\text{Como } Z_1 = R_1 + j X_1$$

$$R_1 = Z_1 \cos \theta = 1.602 \times 0.2654 = 0.4252 \text{ ohms a } 22.92^\circ\text{C}$$

$$R_{25^\circ\text{C}} = 0.4252 \times \frac{234.5 + 25}{234.5 + 22.92} = 0.4286 \text{ Ohms por fase.}$$

$$X_1 = Z_1 \text{ Sen } \theta = 1.602 \times 0.9641 = 1.5445 \text{ ohms por fase.}$$

$$Z_1 = 0.4286 + j 1.5445 = 1.6028 \text{ } \angle 74.49^\circ \text{ ohms a } 25^\circ\text{C}$$

Como cada circuito tiene una longitud de 4.2 Kms.

$$Z_1 = 0.1908 / 74.49 \text{ Ohms/Km a } 25^\circ\text{C}$$

4.5.2. Impedancia de secuencia negativa.- Las impedancias de secuencia negativa y positiva en un cable son iguales, sin embargo si se desea medir la impedancia de secuencia negativa ésta se obtiene de un corto circuito bifásico como puede observarse en el diagrama trifilar de la Fig. 4.17.

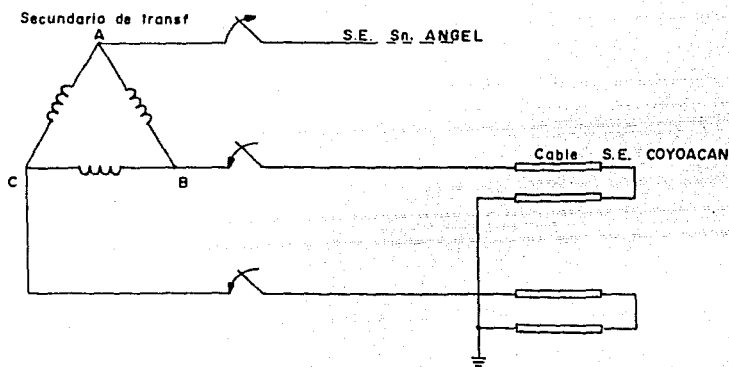


FIG. 4.17 DIAGRAMA TRIFILAR PARA OBTENER LA IMPEDANCIA DE SEC. (-)

El circuito monofásico equivalente mostrado en la Fig. 4.18 presenta las redes de secuencia positiva y negativa en paralelo.

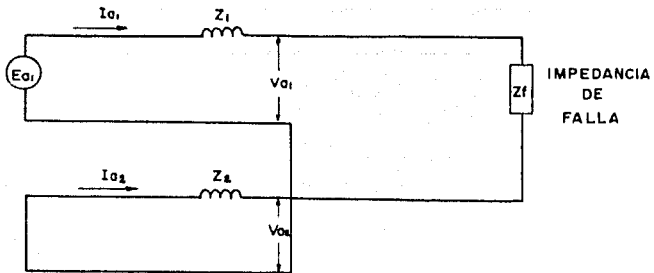


FIG. 4.18 CIRCUITO MONOFASICO PARA OBTENER LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA NEGATIVA

De la figura 4.18 para  $Z_f$  igual a cero:

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + Z_2}$$

$$Z_2 = \frac{E_{a1}}{I_{a1}} - Z_1$$

Donde:

$E_{a1}$  ----- Voltaje entre fases.

$I_{a1}$  ----- Corriente de fase.

Los valores de prueba son:

$$V_{AB} = 1680.0 \text{ Volts}$$

$$I_A = 511.2 \text{ Amps.}$$

$$W_A = 229.31 \text{ Mw.}$$

Desarrollando el cálculo.



$$Z_2 = \frac{V_{AF}}{I_A} - Z_1 = \frac{1680}{511.2} - 1.602$$

$$Z_2 = 1.684 \text{ ohms a } 22.92^\circ\text{C}$$

$$P_t = 1680 \times 511.2 = 858.816 \text{ KVA}$$

$$\cos \theta = \frac{\text{KW}}{\text{KVA}} = \frac{229.32}{858.316} = 0.2670$$

$$\theta = 74.51^\circ$$

$$\text{Sen } \theta = 0.9637$$

$$R_2 = Z_2 \cos \theta = 1.684 \times 0.2670 = 0.4496 \text{ ohms a } 22.92^\circ\text{C}$$

$$R_2 = 0.4496 \times 1.008 = 0.4532 \text{ ohms por fase a } 25^\circ\text{C}$$

$$X_2 = Z_2 \text{ Sen } \theta = 1.684 \times 0.9637 = 1.622$$

$$Z_2 = 0.4532 + j 1.622 = 1.684 \text{ /74.38 ohms a } 25^\circ\text{C}$$

$$Z_2 = 0.200 \text{ /74.38 Ohms/Km a } 25^\circ\text{C}$$

Como se observa las impedancias  $Z_1$  y  $Z_2$  son casi iguales.

4.5.3. Impedancia de secuencia cero.- La impedancia de secuencia cero de un cable trifásico es igual a la impedancia monofásica del mismo por lo que ésta se puede determinar de la siguiente manera.

Para esta prueba es necesario dotar al secundario del transformador de una fuente de tierra, ya que su conexión es en delta. También se coloca un puente entre las tres fases a la entrada del circuito para poner los conductores en paralelo y aterrizándolos en el extremo de salida pa-

ra cerrar el circuito y efectuar la prueba monofásicamente -  
como se indica en la Fig. 4.19.

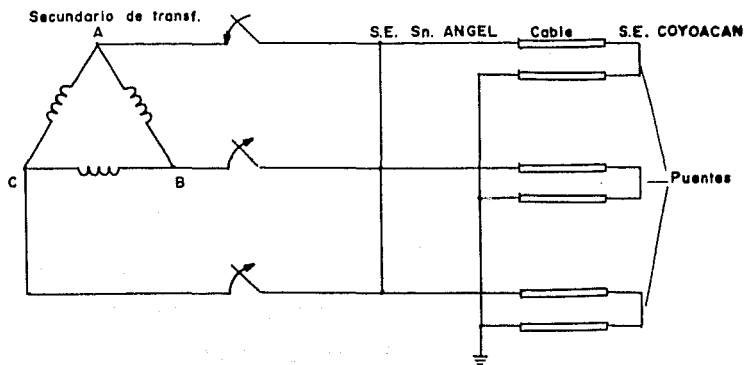


FIG. 4.19 DIAGRAMA TRIFILAR PARA OBTENER LA IMPEDANCIA DE SEC. (0)

La fórmula es:

$$\frac{Z_o}{3} = \frac{V}{I}$$

V ----- Tensión al neutro.

I ----- Corriente de Línea.

Los valores de prueba son:

$$V_{CN} = 1.734 \text{ Volts.}$$

$$I_C = 516 \text{ Amps.}$$

$$W_C = 766.8 \text{ KW.}$$

Desarrollando el cálculo:

$$Z_o = 3 \frac{V_{CN}}{I_G} = 3 \times \frac{1734}{516} = 10.08 \text{ ohms por fase}$$

$$P_T = 1734 \times 516 = 894.744 \text{ KVA}$$

$$\cos \theta = \frac{KW}{KVA} = \frac{766.8}{894.744} = 0.8570$$

$$\theta = 31.020^\circ$$

$$\text{Sen } \theta = 0.5153$$

$$R_o = Z_o \cos \theta = 10.08 \times 0.8570 = 8.638 \text{ } \Omega \text{ a } 22.92^\circ\text{C}$$

$$F.C. = 1.008$$

$$R_o \text{ a } 25^\circ\text{C} = 8.638 \times 1.008 = 8.707 \text{ ohms por fase}$$

$$X_o = Z_o \text{ Sen } \theta = 10.08 \times 0.5153 = 5.195 \text{ ohms.}$$

$$Z_o = 8.707 + j 5.195 = 10.13 \text{ } \angle 30.82^\circ \text{ } \Omega \text{ x fase}$$

$$Z_o = 1.2 \text{ } \angle 30.82^\circ \text{ ohms/Km x fase.}$$

#### 4.6 PROTECCION CATODICA.

La protección catódica es una forma de proteger a la tubería que aloja al cable contra la corrosión, lo que se logra mediante la impresión de una corriente en la tubería - haciendo de esta manera al metal un cátodo, o bien enlazándolo a un ánodo de sacrificio. La efectividad de esta protección se basa en tener la tubería a un potencial inferior - al de tierra.

4.6.1.1. Formas de la corrosión.- La corrosión se

puede presentar por diferentes causas, dependiendo de la naturaleza de los metales o aleaciones, como pueden ser:

- a) La presencia de materia extraña en la superficie.
- b) La homogeneidad de su estructura.
- c) La naturaleza del medio corrosivo.
- d) Factores del medio ambiente como la presencia de oxígeno y su homogeneidad.
- e) La temperatura.
- f) Velocidad de movimiento.
- g) Algunos otros como: esfuerzos, escalas de óxido, superficies porosas, efectos galvánicos entre metales, diferentes corrientes de fuga de fuentes externas.

4.6.1.2. Naturaleza electro-química de la corrosión.- La corrosión puede tomar alguna de las formas anteriores. El mecanismo de ataque en presencia de alguna solución puede involucrar un proceso electroquímico.

El término ánodo es usado para describir la porción de la superficie de un metal que presenta corrosión y desde el cual salen los electrones para entrar a la solución que -

sirve como conductor.

El término cátodo es usado para describir la superficie del metal desde el cual los electrones dejan la solución para entrar en éste.

La solución capaz de conducir un flujo eléctrico se llama electrolito.

Lo anterior se observa más claramente en la Fig. -- 4.20.

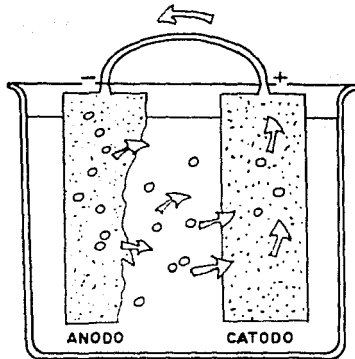


FIG.4.20 FLUJO DE CORRIENTE ENTRE EL ANODO Y EL CATODO EN UNA CELDA CORROIDA

4.6.1.3. Acción Galvánica.- Es el resultado de la corriente generada cuando dos metales de diferente estructura química están en contacto. La dirección de esta corriente está determinada por la diferencia de potencial entre estos metales.

4.6.1.4. Series Galvánicas.- Las series galvánicas son una tabulación de acuerdo a los potenciales de varios metales, según la Tabla 4.14, de serie electromotriz -- que se muestra a continuación.

TABLA 4.14 TABLA DE SERIE ELECTROMOTRIZ

ELECTRODO	POTENCIAL (Volts)
SODIO	-2.712 extremo anódico
MAGNESIO	-2.340
ALUMINIO	-1.670
ZINC	-0.760
CROMO	-0.710
FIERRO	-0.440
NIQUEL	-0.250
ESTAÑO	-0.136
PLOMO	-0.126
HIDROGENO	0.000
COBRE	+0.345
PLATA	+0.800
PLATINO	+1.200
ORO	+1.680 extremo catódico

4.6.2. Protección contra la corrosión.- Para proteger la tubería del cable contra la corrosión se toman dos medidas, la primera es la cubierta aislante de polietileno y la segunda es la protección catódica que actúa cuando la primera sufre un daño.

4.6.2.1. Pruebas a la cubierta del tubo.- La cubierta del tubo como ya vimos se prueba durante su fabricación, durante su instalación y por último cuando se ha terminado con la instalación del cable.

Esta prueba consiste en aplicar un voltaje de corriente directa contra tierra como se muestra en la fig. 4.21.

El valor mínimo calculado de la resistencia óhmica de la cubierta de polietileno que se localiza entre el tubo y tierra se obtiene de la siguiente manera:

$$R = \frac{K}{A} \quad A = \pi \times D \times L$$

Donde:

R ----- Resistencia en Ohms.

K ----- Constante del polietileno 10 Mega-  
ohms/pie<sup>2</sup>

A ----- Area del polietileno.

D ----- Diámetro exterior de la tubería.

$$R = \frac{10 \times 10^6 \left(\frac{1}{3.28}\right)^2}{\pi \times 0.219} = 1350 \times 10^3 \text{ Ohms/Km.}$$

$$R = 1350 \text{ Ohms/Km.} \quad 1/3.28 \text{ conversión de } \text{pié}^2 \text{ a } \text{m}^2$$

Como el cable San Angel-Coyoacán tiene una longitud de 4.2 - Kilómetros.

$$R = \frac{1350}{4.2} = 322 \text{ Ohms.}$$

Si la cubierta no tiene esta resistencia como mínima, significa que está dañada en alguno o varios puntos.

Para localizar las fallas en el polietileno se emplea un sistema de corriente directa pulsante, estos pulsos se producen por medio de un contacto que abre y cierra el -- circuito eléctrico aplicado entre la tubería y tierra, el -- efecto se detecta en el terreno por medio de un pisón, por -- lo que esta prueba se conoce como "prueba de pisón".

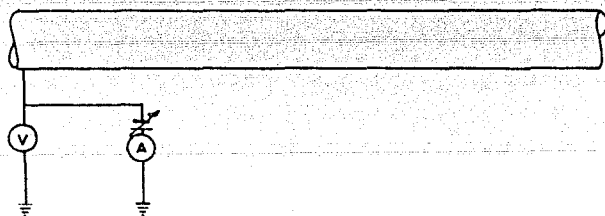


FIG. 4.21 DIAGRAMA DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA OHMICA A LA CUBIERTA DE LA TUBERIA



Procedimiento de prueba. Un voltmetro de muy alta impedancia o uno de vacfo se conecta a un electrodo clavado a tierra y a una media celda (se define en un inciso posterior). Si la falla está cercana se detecta el voltaje pulsante a una escala menor que la del voltaje aplicado, y cuando la lectura sea máxima estaremos sobre la falla del polietileno, como se muestra en la Fig. 4.22.

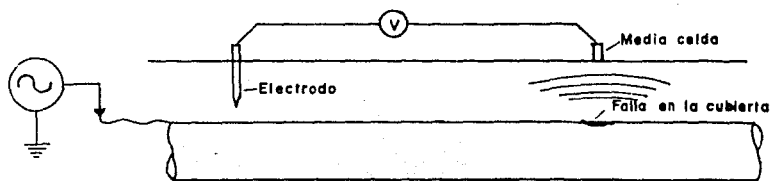


FIG. 4.22 LOCALIZACION DE FALLAS EN LA CUBIERTA DEL TUBO

4.6.2.2. El otro medio de proteger el Cable se logra con una protección catódica de corriente impresa con rectificador, la cual consiste en una fuente de corriente alterna que se convierte a directa por medio de un rectificador de Selenio y que hace circular una corriente por una resistencia de 0.004 ohms colocada en paralelo con el rectifica--

don y conectada a la tubería del cable tal como se muestra - en el diagrama de la Fig. 4.23.

Nunca se debe conectar la terminal positiva al cable ya que puede corroerse rápidamente la tubería.

La corriente que circula por la resistencia provoca una caída de potencial que se mantiene prácticamente invariable y que al estar en paralelo con el tubo del cable le imprime un potencial, de aquí el nombre de "Corriente Impresa".

El voltaje que se debe imprimir al tubo es Negativo y debe ser menor (más negativo) que el potencial natural del terreno para que éste sea el ánodo y el tubo el cátodo, quedando así protegido contra cualquier tipo de corrosión.

4.6.2.3. Potencial Natural.- El potencial natural de una tubería enterrada es aquel que existe entre dicha tubería y tierra.

Para medirlo se usa un Voltmetro de Alta impedancia y una media celda. La media celda o electrodo de referencia es un dispositivo que nos ayuda a medir el potencial que - - existe entre el tubo y tierra y debe ser de hidrógeno, sin -- embargo se puede usar cualquiera de los que muestra la - - -

Tabla 4.15 y solamente habrá que referirla al electrodo de - hidrógeno.

**TABLA 4.15 VALORES DE POTENCIAL DE ELECTRODOS DE REFERENCIA (MEDIA CELDA) REFERIDOS AL ELECTRODO DE HIDROGENO**

MEDIA CELDA	POTENCIAL (Volts)
CALOMEL SATURADO	+ 0.2415
CALOMEL NORMAL	+ 0.2800
PLATA: CLORURO DE PLATA	+ 0.2222
COBRE: SULFATO DE COBRE (Saturado)	+ 0.3160
HIDROGENO	+ 0.0000

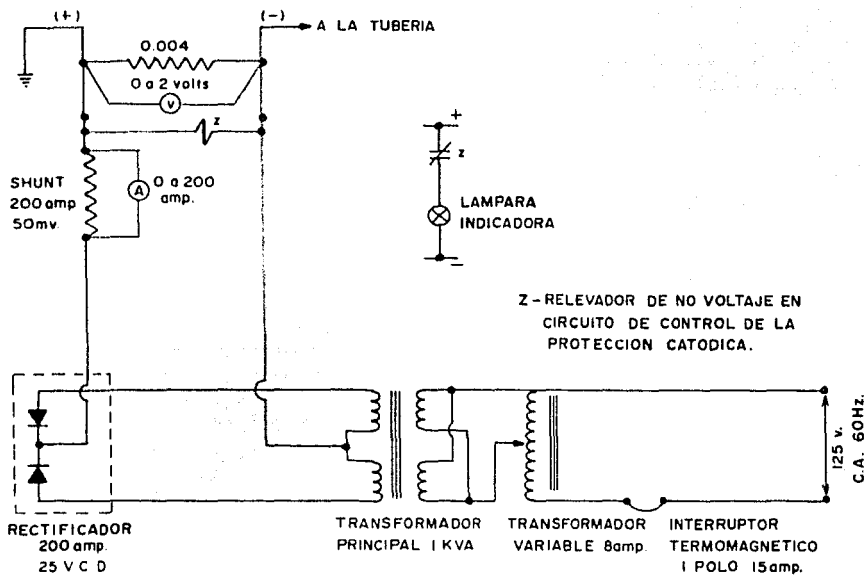


FIG. 4.23 DIAGRAMA ELEMENTAL DE LA PROTECCION CATODICA.

La más usada para tuberías enterradas es la de Sulfato de Cobre Saturado ( $\text{SO}_4 \text{ Cu/Cu}$ ) y para corregir habrá que sumarle el valor de + 0.316 al obtenido en el voltmetro.

4.6.3. Corrientes de fuga o corrientes parásitas.- Este problema se presenta en las zonas urbanas siendo las más comunes las originadas por sistemas de tranvías, generadores de corriente directa, máquinas de soldar y las mismas protecciones catódicas. Ver Fig. 4.24 y Fig. 4.25.

En la Fig. 4.24 se muestra cómo las corrientes parásitas provocadas por un tranvía pueden ocasionar circulación de corrientes por la tubería, pudiendo provocar una corrosión electrofónica en ésta.

En el caso del Cable San Angel-Coyoacán, se presentó este problema en la Av. Revolución donde circulan tranvías.

La medida tomada para este caso fue colocar diodos entre la tubería y la vía del tranvía con el objeto de dar una trayectoria de retorno de baja resistencia y directa a las corrientes parásitas hacia la vía. Ver Fig. 4.26.

El banco de diodos consta de 4 diodos semikron SKR-

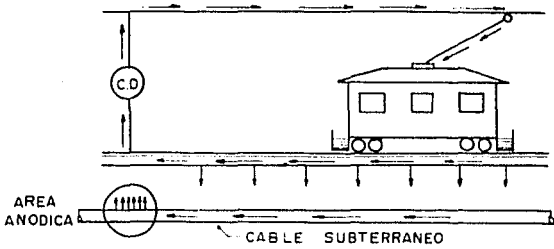


FIG. 4.24 CIRCULACION DE CORRIENTES PARASITAS EN LA TUBERIA DEL CABLE

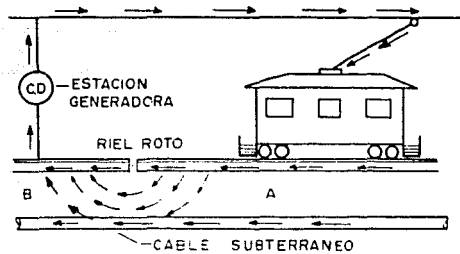


FIG. 4.25 CIRCULACION DE CORRIENTES PARASITAS EN LA TUBERIA DEL CABLE

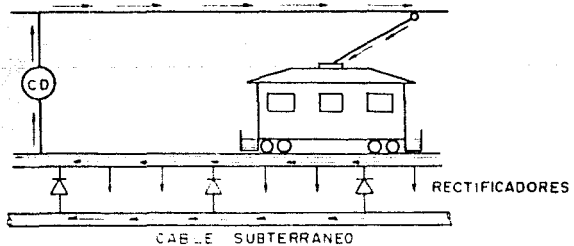


FIG. 4.26 PROTECCION CONTRA CORRIENTES PARASITAS

70 por circuito.

Durante la construcción de los ejes viales en la -- Ciudad de México se eliminó la circulación de tranvías en es ta zona desapareciendo el problema.

4.6.4. Anodo de sacrificio.- La tubería se puede proteger contra la corrosión utilizando ánodos de sacrificio los cuales están contruídos de metales más activos de la -- serie galvánica que el metal que se va a proteger.

Los ánodos más usados son de Zinc, Magnesio y Alumi nio.

## CAPITULO V

## PUESTA EN SERVICIO Y MANTENIMIENTO

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A. (en liquidación), atiende el Sistema Central que proporciona el -- servicio de energía eléctrica en el Distrito Federal, en -- gran parte de los Estados de México, Morelos e Hidalgo y -- parcialmente a los Estados de Puebla, Guerrero y Michoacán, -- con una población servida de 14 millones de habitantes, que -- representa una proporción elevada con respecto a la pobla-- ción total de la República Mexicana.

Usualmente las plantas generadoras se encuentran -- alejadas de los centros de consumo, es por esto que se ha -- ce necesario contar con los centros de control, para que la -- energía sea proporcionada con un alto grado de eficiencia y -- continuidad, lo cual implica regular el voltaje y controlar la -- frecuencia.

Los elementos de control de la energía desde su ge-- neración, transmisión y distribución, son las subestaciones.

En el sistema de la Compañía de Luz y Fuerza del -- Centro existen los siguientes tipos de Subestaciones:

- a) Subestaciones de Distribución de 85/6 KV.



- b) Subestaciones de Distribución de 85/23 KV.
- c) Subestaciones de Distribución de 230/23 KV.
- d) Subestaciones de Subtransmisión de 230/85 KV.
- e) Subestaciones de Transmisión de 400/230 KV.

A continuación se da una breve descripción de cada uno de los tipos de estas subestaciones:

- a) Subestaciones de Distribución de 85/6 KV.

Este tipo de subestaciones se generalizó en la década de los años cincuenta; posteriormente, debido al crecimiento del Sistema de Distribución de la Compañía de Luz y al aumento de la densidad de carga se hizo necesario utilizar una tensión de distribución más elevada y en 1964 se adoptó la tensión de 23 KV.

- b) Subestaciones de Distribución de 85/23 KV.

Durante muchos años se utilizó la tensión de 20 KV. como tensión de subtransmisión para alimentar subestaciones de 20/6 KV. y como tensión de distribución para clientes industriales importantes, como se mencionó antes. En 1964 se adoptó como tensión de distribución preferente la de 23 KV.

Las antiguas instalaciones de 20 KV. pueden operar-

se a 23 KV. sin ningún cambio, ya que tanto el nivel de aislamiento de las instalaciones existentes, como las derivaciones son adecuadas para esta tensión.

c) Subestaciones de Distribución de 230/23 KV.

A partir de 1970 se empezaron a instalar en el Sistema, subestaciones para alimentar el Sistema de Distribución de 23 KV. directamente desde la red de Transmisión de 230 KV.

d) Subestaciones de Subtransmisión de 230/85 KV.

Estas subestaciones tienen como función reducir el voltaje para alimentar el Sistema de Subtransmisión de 85 KV. La primera de ellas puesta en servicio, fue la Subestación de Los Remedios que entró en 1963.

e) Subestaciones de Transmisión de 400/230 KV.

El crecimiento del Sistema Central hace necesario superponer a la red de 230 KV un Sistema de 400 KV. capaz de transmitir la energía cada vez mayor, procedente de las plantas generadoras, e inyectarla en lugares adecuados a la red de 230 KV.

### 5.1. SUBESTACIONES SAN ANGEL-COYOACAN.

Estas subestaciones se mencionan en particular ya -

que están interconectadas con el Cable de 230 KV., el cual es tema de este Seminario de Investigación. Son las primeras subestaciones compactas en SF<sub>6</sub> (hexafluoruro de azufre) instaladas en el Sistema de la Compañía de Luz y en la República Mexicana.

5.1.1. Subestaciones compactas en SF<sub>6</sub>. Estas subestaciones tienen la importante característica que todas sus componentes van blindadas en ductos y aisladas de éstos por medio de gas SF<sub>6</sub> lo que permite reducir sus dimensiones considerablemente pudiéndose adaptar a un espacio mínimo, en comparación con el que necesitan las subestaciones normales. Esta reducción de superficie es de 1/5 hasta 1/25 siendo mayor la relación a mayor tensión.

Otras ventajas que tienen las subestaciones compactas en relación a las normales son:

a) Riesgos de incendio.

En las subestaciones blindadas el riesgo de incendio es mínimo ya que el SF<sub>6</sub> que se usa como dieléctrico no es inflamable.

b) Seguridad.

En estas subestaciones ninguna persona tiene ac-

ceso directo a las partes de Alta Tensión.

c) Interferencia.

Su blindaje las hace a prueba de radio interfe--  
rencias, siendo además muy silenciosas.

d) Protección contra medios ambientales.

Las componentes de estas Subestaciones no están  
expuestas a contaminación ambiental, descargas atmosféricas,  
lluvias, niebla, etc.

e) Estética.

Su forma compacta es fácilmente adaptable a la -  
arquitectura del lugar.

5.1.2. Subestación San Angel. Esta subestación se  
localiza en la parte sureste de la Ciudad de México; está in-  
tegrada al anillo de 230 KV por medio de la línea "Sur 1" --  
que la une con la subestación "Coapa" y la línea "Aguilas 1"  
que la une con la subestación "Los Remedios". Alimenta por -  
medio del Cable de 230 KV con dos circuitos a la subestación  
"Coyoacán" y alimentará por medio de las líneas "Angel 1" y  
"Angel 2" a la "Nueva Tacubaya" aún en proyecto.

Para la distribución de energía en su zona de in- -  
fluencia cuenta con tres transformadores de potencia trifási

cos de 60 MVA y una relación de 230/23 KV que forman los Bancos 221 A, 221 B y 221 C, los cuales distribuyen la energía por medio de 12 alimentadores de 23 KV.

5.1.3. Subestación Coyoacán. Esta subestación se localiza en un predio sumamente pequeño ya que en esta zona no hay terrenos grandes disponibles y gracias al SF<sub>6</sub> que -- permite subestaciones con elementos mucho más pequeños que -- los convencionales para la misma capacidad, se logró obtener una instalación adecuada.

Para la distribución de energía en su zona de consumo cuenta con tres transformadores de potencia trifásicos de 60 MVA y una relación de 230/23 KV que forman los Bancos 221 A, 221 B y 221 C, los cuales distribuyen la energía por medio de 12 alimentadores de 23 KV.

5.1.5. Pruebas Dieléctricas de Alta Tensión a las Subestaciones San Angel-Coyoacán. Debido a las características especiales de estas subestaciones es necesario efectuar pruebas dieléctricas de Alta Tensión a sus componentes antes de ponerlas en servicio.

Hay dos maneras de efectuar esta prueba:

a) Prueba de potencial aplicado con Alta Tensión de

corriente directa.

b) Prueba de potencial aplicado con Alta Tensión de corriente alterna.

Las pruebas con corriente directa al SF<sub>6</sub> no están normalizadas y pese a que son las más fáciles de ejecutarse tienen la desventaja de que el SF<sub>6</sub> se polariza fuertemente y la presencia de partículas contaminantes conduce a una falla de las partes bajo prueba, lo cual no es deseable por ningún motivo. Por tal razón es necesario efectuar las pruebas con Alta Tensión de corriente alterna cuya única dificultad es que no se dispone del equipo con suficiente capacidad para hacer una prueba completa de la subestación. Esto se soluciona probando las subestaciones por partes, lo que se puede hacer fácilmente dado que la configuración de las mismas se presta para seccionarlas en varias partes independientes, como se muestra en los diagramas de las Figs. 5.1 y 5.2. Lógicamente estas pruebas tendrán una mayor duración y consecuentemente un mayor costo ya que se tendrán que ejecutar maniobras de preparación especiales, sección por sección, para que puedan ser efectuadas.

Para la prueba se utilizó un equipo con las siguien

**A PARTIR DE**

**ESTA PAGINA**

**FALLA  
DE**

**ORIGEN**



FIG. 5.1 DIAGRAMA DE LA S.E. SN. ANGEL  
CAPACITANCIAS Y CORRIENTES  
CALCULADAS PARA LA PRUEBA  
DE POTENCIAL APLICADO.

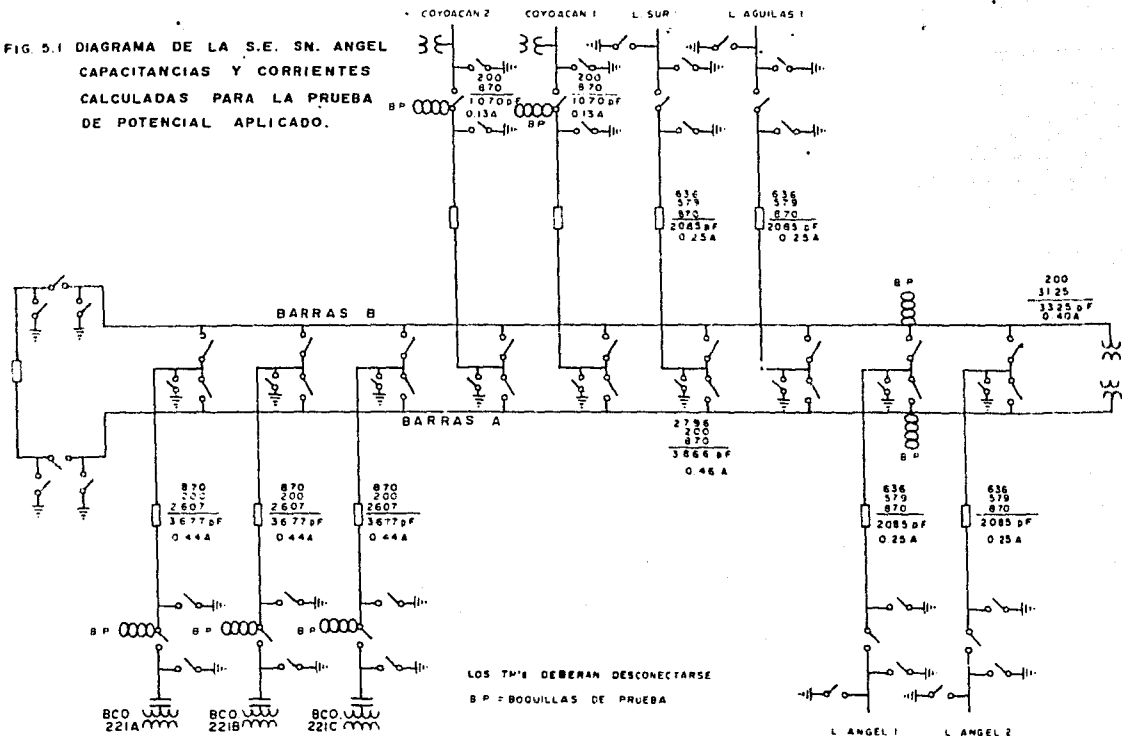
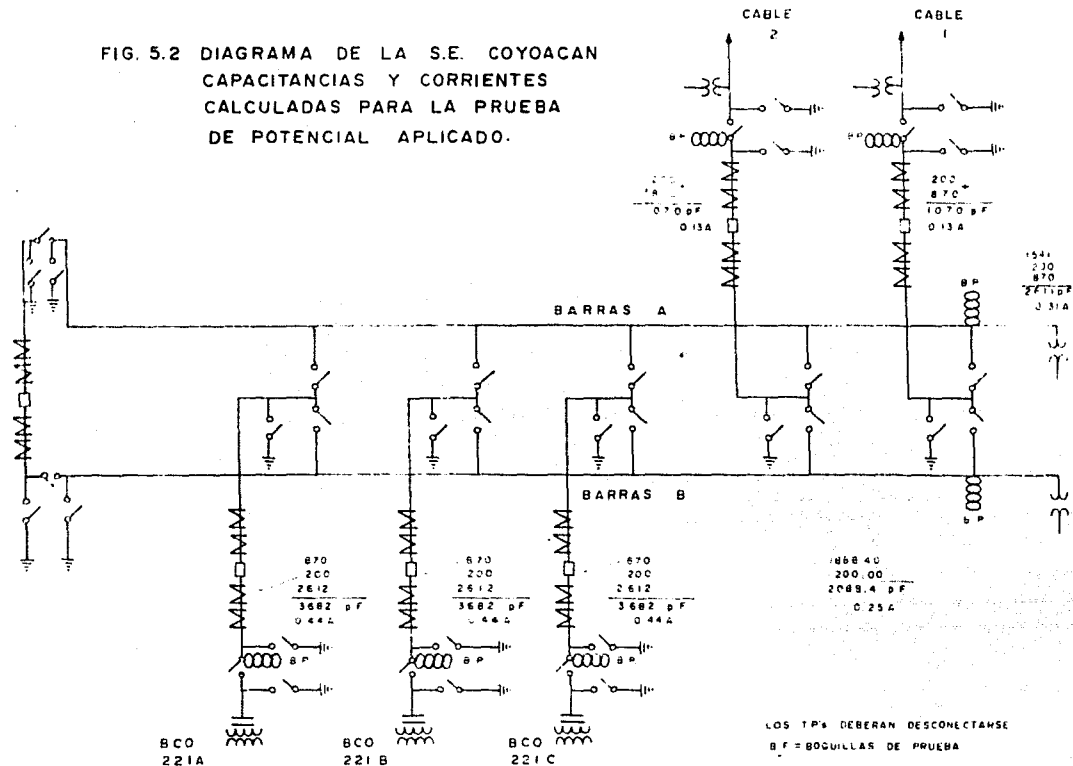




FIG. 5.2 DIAGRAMA DE LA S.E. COYOACAN  
CAPACITANCIAS Y CORRIENTES  
CALCULADAS PARA LA PRUEBA  
DE POTENCIAL APLICADO.



tes características:

Marcas:	Balteau
Tipo:	CB-330 (Cascada)
Relación de transformación:	1 Elemento 220x440/330000 V. 2 Elementos 220x440/660000 V.
Frecuencia:	60 Hz.
Potencia:	16.5 KVA en permanencia 33 KVA 1 hora servicio 1 hora reposo 66 KVA 10 minutos servicio 30 minutos reposo 132 KVA 2 minutos servicio 30 minutos reposo

Este equipo puede sobrecargarse hasta una capacidad de 156 KVA. con un minuto de servicio y una hora de reposo, lo que permite disponer de corrientes de prueba del orden de 0.25 amperes por módulo o 0.50 amperes con un arreglo de dos módulos en paralelo, este último arreglo es el que se empleó durante la prueba y se muestra en la Fig. 5.3.. Esto permite probar equipos con capacitancias de hasta 4167 pF a 330 KV.

Como los valores de las capacitancias del equipo son

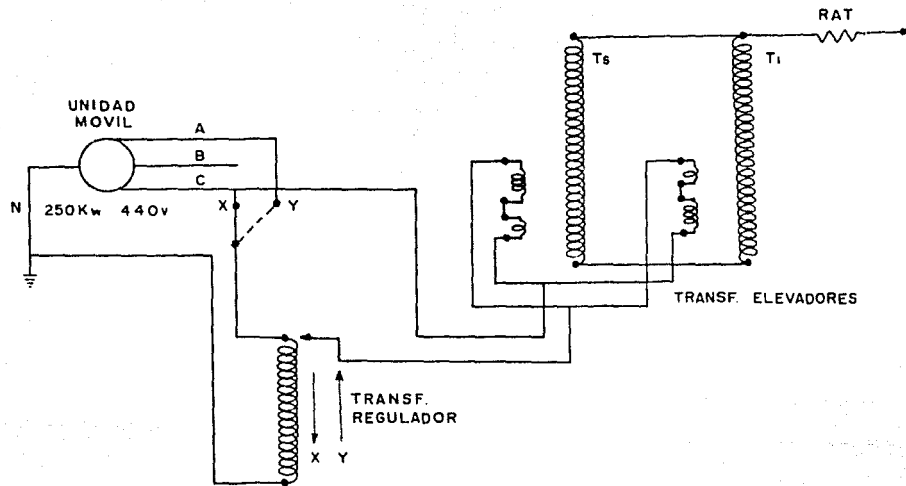


FIG 5.3 ARREGLO PARA LA PRUEBA DE ALTA TENSION EN LAS  
S.E's SN. ANGEL Y COYOACAN

importantes para seccionar la subestación adecuadamente durante la prueba, se efectuaron mediciones en los circuitos "Angel 1" y "Angel 2" de la Subestación San Angel, las que arrojaron los siguientes valores de capacitancias que se tomaron como parámetros:

Boquillas	636 pF
Buses	62.46 pF/m
Interruptores	870 pF
Transf. Potencial	600 pF
Boquillas prueba	200 pF

#### Preparación y condiciones de Prueba.

La preparación especial para las partes consta de la instalación de boquillas de prueba, desconexión física de todos los elementos que no están bajo prueba, los que tendrán que ser aterrizados.

Es muy importante que todos los secundarios de los transformadores de corriente estén cortocircuitados y puestos a tierra para evitar tensiones elevadas.

En la Tabla 5.1. se dan las tensiones y los tiempos de prueba aplicados en todas las secciones:

TABLA 5.1 TENSIONES Y TIEMPOS DE PRUEBA

50 KVA	Durante	30 minutos
75 KVA	"	30 "
115 KVA	"	30 "
140 KVA	"	30 "
230 KVA	"	5 "
320 KVA	"	1 "

En determinadas secciones resultaron algunas fallas durante la prueba consistente en arcos de fase a tierra a través del  $SF_6$ , debidas a detalles no previstos durante el armado de los componentes, los cuales se fueron corrigiendo hasta pasar la prueba satisfactoriamente.

## 5.2. AISLANTE GASEOSO $SF_6$ (HEXAFLUORURO DE AZUFRE).

El  $SF_6$  fue fabricado por primera vez en París, Francia en 1900, pero las investigaciones para su aplicación en equipos eléctricos comenzaron en 1950 en los Estados Unidos y en 1953 apareció en el mercado el primer interruptor en hexafluoruro de azufre.

El  $SF_6$  se fabrica comercialmente por electrólisis a partir del azufre y el fluor. Su formación se expresa por la ecuación exotérmica siguiente:



Además del  $SF_6$  se forman ciertos fluoruros de azu--

fre de menor valencia como: tetrafluoruro de azufre ( $SF_4$ ), - difluoruro de azufre ( $SF_2$ ), decafluoruro de azufre ( $S_2F_{10}$ ), lo mismo que impurezas debido a la presencia de humedad, aire y ánodos de carbono dentro de la celda electrolítica del fluor.

La estructura molecular del  $SF_6$  es la de un octaedro regular, en donde, los 6 átomos de Fluor se encuentran - colocados simétricamente en los vértices y el átomo de azu-- fre ocupa el centro. Los seis enlaces presentan un carácter fuertemente covalente, lo cual explica la estabilidad excep-- cional de este gas.

El gas hexafluoruro de azufre en su estado puro es inodoro, incoloro y no tóxico, es un gas inerte química y ff-- sicamente. El  $SF_6$  se transporta en forma líquida en cilin-- dros de acero, a una presión de  $21.7 \text{ Kg/cm}^2$  a  $21.1^\circ\text{C}$  ( $310$  - psig a  $70^\circ\text{F}$ ).

5.2.1. Características.- Dentro de sus caracterís-- ticas más importantes se tienen las siguientes:

a) Alta rigidez dieléctrica.

A presión atmosférica, el  $SF_6$  tiene una rigidez dieléctrica dos o tres veces mayor que el aire y su relación

se incrementa con el aumento de presión hasta un cierto límite, después del cual decae a tres atmósferas el valor dieléctrico que es cercano al del aceite usado en transformadores. La rigidez dieléctrica no se afecta por la frecuencia.

b) Habilidad para extinguir el arco eléctrico.

Debido a su gran electronegatividad que le hace absorber los electrones libres que se desprenden durante la formación de un arco eléctrico, el  $SF_6$  provee un ambiente adecuado para la extinción del mismo.

El  $SF_6$  en condiciones similares es unas cien veces más efectivo que el aire para interrumpir arcos de gran potencia.

c) Estabilidad e inercia química.

El  $SF_6$  es una de las sustancias poco degradables, puede calentarse sin descomposición hasta  $500^{\circ}C$  (la selección de materiales de construcción es necesaria para usos en sistemas que tienen una temperatura superior a  $200^{\circ}C$ , ya que la presencia de ciertos metales a estas temperaturas, disminuye las propiedades dieléctricas del gas  $SF_6$ ). No es soluble en agua, no es atacado por los ácidos, y el hidrógeno, el cloro y oxígeno no ejercen acción sobre él.

## d) Conductividad térmica.

La conductividad térmica del  $SF_6$  es inferior a la del aire, pero su coeficiente global de transferencia de calor, tomando en cuenta en particular la convección, es excelente.

## e) Calor específico.

El calor específico del  $SF_6$  en relación con la unidad de volumen es 3.7 veces más grande que el del aire y en razón de su masa específica representa alrededor de 5 veces la del aire. Esto trae como consecuencia importante, la reducción del calentamiento del equipo eléctrico.

## f) Conductividad sónica.

La velocidad del sonido en el gas  $SF_6$  representa alrededor de un tercio de la velocidad en el aire, lo que lo hace ser buen aislante acústico.

## g) Productos de arqueo.

Los productos de arqueo son una de las desventajas del gas  $SF_6$  ya que son productos tóxicos. Estos gases -- son generalmente fluoruros de azufre de más bajo peso molecular, lo que se debe considerar para las medidas de seguridad que se apliquen cuando haya que dar mantenimiento al equipo.



Los interruptores en SF<sub>6</sub> deben estar provistos de un sistema de recirculación y un cartucho absorbedor para mantener el gas seco y remover los productos de arqueo originados por las operaciones del mismo.

5.2.2. Aplicaciones. Debido a sus excelentes propiedades el SF<sub>6</sub> tiene diversas aplicaciones como dieléctrico gaseoso y está siendo usado actualmente en la industria en equipos tales como:

- a) Interruptores de muy Alta Tensión.
- b) Buses de fase aislada.
- c) Mini-Subestaciones.
- d) Transformadores.
- e) Cuchillas desconectadoras.
- f) Cables de energía.
- g) Tubos de micro-onda.
- h) Equipos de rayos X.
- i) Otras aplicaciones con Alta Tensión.

### 5.3. TOMA DE CARGA.

Para que el cable San Angel-Coyoacán pueda tomar carga, es necesario realizar antes algunas maniobras y pruebas como son:

5.3.1. Excitación en vacío.- Es decir, se alimenta al cable por la subestación San Angel sin tomar carga en la subestación Coyoacán, con el objeto de efectuar un faseo para comprobar la correcta secuencia de fase y así evitar -- un posible corto circuito al interconectar al sistema.

5.3.2. Efecto Ferranti.- En este proceso de energización en vacío se presenta el efecto Ferranti, el cual consiste en que al no tener carga el cable y por la alta capacidad del mismo, provoca que el voltaje de salida en la subestación Coyoacán sea mayor que el voltaje de entrada en la subestación San Angel. Este voltaje de salida no debe rebasar un cierto valor especificado por el fabricante, ya que -- si así lo hiciera dañaría el equipo.

5.3.3. Faseo.- El faseo consiste en excitar los -- bancos por el lado de Alta Tensión (230 KV), y el lado de baja tensión (23 KV) se compara con una señal de referencia -- del mismo voltaje, la cual es un alimentador ya instalado y que representa al sistema actual. Al comparar las dos señales, en este caso de voltaje, se mide el ángulo que hay entre ellas, el cual debe ser cero para que estén en fase; -- esto se hace comparando las tres fases entre sí. Una vez que

se ha efectuado el faseo satisfactoriamente podemos afirmar - que hay correspondencia de fases, de ángulos y de secuencia.

Cuando se ha llevado a cabo el faseo, el cable está listo para entrar en operación, es decir transportar la energía necesaria que se utilizará en la subestación Coyoacán.

#### 5.4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO AL CABLE.

Mantenimiento preventivo son las pruebas que se realizan durante la vida de operación del cable. Estas se ejecutan con el objeto de detectar algún posible deterioro en el sistema y evaluar las condiciones en que se encuentra.

En los cables tipo tubo este mantenimiento es escaso y se debe a que son altamente confiables proporcionando - continuidad en el servicio, ya que en éstos, el mejor mantenimiento preventivo es el estricto control de calidad de sus componentes en todas sus fases de fabricación y montaje. Sin embargo, como ningún aislamiento es eterno y se va deteriorando con el uso, es conveniente efectuar pruebas periódicas - siendo las más comunes las siguientes:

5.4.1. Pruebas de resistencia de aislamiento.- Estas pruebas deben hacerse por lo menos una vez al año e ir -

registrando los resultados de las mediciones efectuadas en una gráfica, la cual se inicia cuando el cable es nuevo y se va complementando a través de pruebas periódicas que permiten prever posibles fallas a medida que aumenta la corriente de aislamiento, e indican al personal de mantenimiento cuál es el estado real de los cables bajo su control.

El procedimiento para realizar estas pruebas es el mismo que se utiliza en las pruebas de aceptación, el cual fue descrito en el Capítulo IV.

5.4.2. Pruebas de alta tensión.- Estas pruebas tienen como finalidad asegurar que el aislamiento esté en condiciones de operar satisfactoriamente ante los esfuerzos eléctricos típicos de los sistemas de potencia.

Deben efectuarse cada seis meses mientras dure la garantía del fabricante, y posteriormente siempre que el cable sea puesto fuera de servicio por periodos largos deberá ser sometido a pruebas de alta tensión sin rebasar el 85% del voltaje aplicado en la fábrica.

El procedimiento para realizar estas pruebas es el mismo que se utiliza en las de aceptación y ya fue descrito en el capítulo IV.

### 5.5. MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

Cuando un cable en operación falla es necesario localizar con precisión el defecto y de ser posible repararlo con rapidez, ya que dependiendo el tipo de falla se pueden presentar otros problemas posteriores. Ver Fig. 5.4.

Las fallas más comunes que pueden ocurrir en un cable a presión tipo tubo son:

#### a) Fallas en la cubierta del tubo.-

Son las que pueden ocurrir con más frecuencia ya que la cubierta es la que está más expuesta a resultar dañada, ocasionando la falla de la protección catódica y exponiendo el tubo a corrosión que, si se descuida, puede producir fuga de aceite. El método para la localización de estas fallas ya se describió en el capítulo IV. El método descrito llamado Del Pisón también puede ser utilizado para localizar rutas de cables de los cuales no existen planos y no se observen claramente dichas rutas.

#### b) Fallas en el aislamiento de los conductores.-

Las únicas que pueden ocurrir en el aislamiento de los conductores son las de fase a tierra. La falla entre fases no puede ocurrir debido a que entre éstas se interpo-

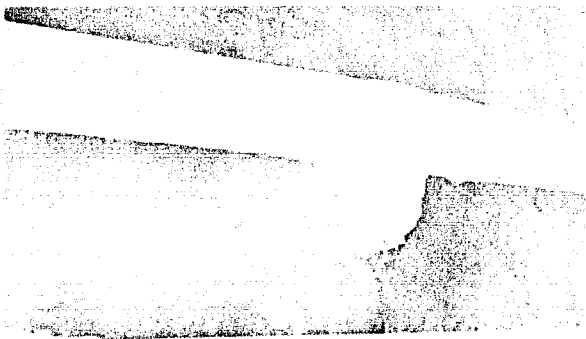


Fig. 5.4. Falla de la tubería de un cable de 85 KV por hundimiento del sub suelo.

nen las pantallas de las fases y éstas van conectadas a tierra.

La determinación de la fase que está dañada se hace mediante la prueba de resistencia de aislamiento.

Una vez determinada dicha fase se procede a localizar el lugar exacto, para lo cual los métodos e instrumentos que se utilicen requieren de una baja resistencia óhmica en el punto de localización. Es necesario, por lo tanto, franquear la falla con el equipo adecuado para tener una mínima resistencia óhmica en el punto donde la misma se presenta.

Esto se logra aplicando un alto voltaje de corriente directa hasta lograr un arco que quemé la falla y permita el paso de la corriente. El Laboratorio de la C.L. y F. cuenta con un equipo que puede generar hasta 900,000 voltios con una corriente de 15 mA de C.D.

Una vez franqueada la falla el método de localización exacta más adecuado para nuestro cable es el de reflexión de impulsos o de radar.

Principio de operación.- Un impulso de corriente directa es transmitido a través del cable bajo prueba. El impulso viaja a lo largo del cable hasta que encuentra una al-

teración de la impedancia característica lo que causa una reflexión del pulso, que retorna por el cable y es registrado en la pantalla de un osciloscopio con un tiempo de base adecuado, detectándose tanto el pulso de entrada como el reflejado. La distancia a la falla desde el punto de prueba se determina por medio de lapsos medidos en microsegundos, entre la transmisión del pulso y la recepción de su reflexión, siendo esta distancia proporcional al tiempo de reflexión.

Con la siguiente fórmula podemos calcular la distancia desde el punto de medición al lugar de la falla:

$$d_1 = \frac{1}{2} t_1 P$$

$d_1$  = Distancia a la falla.

$t_1$  = Tiempo de reflexión.

$P$  = Velocidad de propagación del pulso.

La velocidad de propagación de un pulso en cables de diferente construcción se conoce mediante las características del cable.

Este método requiere que el operador posea una considerable destreza para interpretar las curvas en la pantalla del osciloscopio, siendo conveniente tener una gráfica -



del cable operando normalmente para comparar estas curvas.

5.5.1. Reparación del cable.- Una vez localizada la falla se procede a su reparación aplicando el método de congelamiento del aceite en los dos extremos del cable que va a ser reparado; con esto se evitará tener que vaciar el aceite que contiene, lo que resultaría muy costoso y riesgoso.

El método de congelado está especificado para efectuarse a presión reducida del aceite, y como en nuestro cable la presión en algunos puntos es muy elevada debido al desnivel existente, se tendría que aplicar este método en varios puntos para reducir la presión del aceite causada por la gravedad.

Especificaciones para congelado de un cable tipo tubo con alta presión de aceite por medio de hielo seco.

A. Estas especificaciones son aplicables al aceite en condición estática y a presión reducida. El congelado del aceite SUN 6 puede hacerse mediante hielo seco o por medio de nitrógeno líquido el cual es más costoso, consecuentemente éste solo será usado cuando la urgencia justifique el gasto adicional.

B. Trinchera.- Se excava una trinchera de 3.65 --

mts. (12') de largo con un mínimo de espacio alrededor del tubo de 60 cms. (2'). Se escoge una porción recta del tubo a una distancia mínima de 15 mts. (50') de la localización donde va a ser reparado el cable. Los cordones de soldadura deben quedar 60 cms. (2') fuera de la tina de congelado debido a que el cambio de temperatura puede afectarlos.

La excavación debe ser apuntalada en todas sus partes y el punto de congelado protegido con una caseta hecha sobre la excavación con suficiente espacio y bastante ventilación.

C. Preparación del tubo.- La cubierta del tubo será retirada completamente a todo lo largo de la tina de congelado más 30 cm. (1') fuera de la misma. La pintura anticorrosiva no es necesario que se remueva, colocando un termopar a 7.5 cms. (3") de cada lado del borde de la tina de congelado y sobre el tubo, asegurándolo con cinta de asbesto. También se colocan termómetros sobre el tubo a 7.5 cms. (3") de los termopares.

D. Aplicar cinta de asbesto de 7.5 cms. (3") de ancho por 3 mm (1/8") de espesor como aislamiento térmico sobre ambos lados de la tina de congelado, la cinta de asbesto

deberá cubrir los termopares y el bulbo de los termómetros.

E. Para iniciar el congelado se mantendrá una presión de aceite de  $0.351 \text{ Kg/cm}^2$  ( $5 \text{ lbs/pulg}^2$ ); esta presión puede ser la natural por desniveles del terreno, considerando que una diferencia de altura de 30 cms. (1') provoca una presión de  $0.03 \text{ Kg/cm}^2$  ( $0.43 \text{ lbs/pulg}^2$ ).

F. Se pone alcohol desnaturalizado en la tina hasta alcanzar un cuarto de su altura; se llena y se compacta la tina con hielo seco en trozos y después se añade alcohol hasta cubrirla, tapándola con una tela de asbesto; esta operación se efectúa en forma alternada cada dos horas hasta lograr una temperatura de  $-45$  a  $-55^\circ\text{C}$  lo cual se lleva aproximadamente de seis a ocho horas.

G. El tubo no puede ser abierto o cortado hasta que el tapón de aceite congelado alcance la temperatura prescrita anteriormente, la que se debe mantener durante las maniobras de corte del tubo, corte y empalme del cable y soldado del tubo.

H. Al terminar los trabajos y manteniendo el congelado se hace un vacío en la tubería de 150 micrones como máximo, durante 24 horas, efectuándose posteriormente el llenado

do de aceite hasta igualar las presiones en ambos lados del punto de congelado, porque una diferencia de presión mayor de  $0.7 \text{ Kg/cm}^2$  (10 Psi) puede originar que el tapón congelado se mueva y dañe el aislamiento del cable.

I. Para descongelar el aceite se retira el hielo seco y se espera a que se descongele por sí solo, lo cual dura aproximadamente seis horas.

J. Una vez descongelado el aceite se procede a restituir la cubierta del tubo antes de ser tapada la trinchera.

## CONCLUSIONES.

El suministro de energía eléctrica en la zona central de la República Mexicana es atendida por la Cfa. de Luz y Fuerza del Centro, S.A.. En este sistema se encuentran instalados 15 cables de energía tipo tubo desde 1951 a la fecha, siendo mínimas las interrupciones en el servicio por fallas en éstos.

Las fallas más frecuentes han ocurrido en la cubierta de la tubería, por ser la parte expuesta del cable a agentes externos como son obras viales, excavaciones para drenajes, ductos telefónicos, suelos corrosivos y tuberías de petroleos Mexicanos. Fallas cuya reparación se logra sin interrumpir el servicio.

Por lo que se concluye que la transmisión de energía eléctrica por este sistema es altamente confiable, aspecto importante para la continuidad en el servicio.

Esta confiabilidad no es el resultado de una mera casualidad, se debe fundamentalmente al cumplimiento de un riguroso programa de pruebas que se inician desde el control de calidad de la materia prima que va a formar parte en la elaboración del cable, así como de las denominadas de asegura

miento de calidad una vez que ha sido fabricado y de las realizadas en el campo durante su instalación, aspecto tratado ampliamente en el desarrollo de este trabajo.

La prueba de temperatura es sin duda la más importante, tanto por la cantidad de parámetros que intervienen en ésta, así como por los resultados que se obtienen, ya que con éstos sabemos la capacidad real del cable, lo cual sólo se puede conocer aproximadamente mediante cálculos teóricos, ya que intervienen factores variables como son:

Resistividad del relleno térmico, Resistividad Térmica del terreno natural, compactación, condiciones climatológicas.

Un ejemplo clásico de la importancia de esta prueba es la efectuada a los cables Nonoalco - Buen Tono y Jamaica - Buen Tono que alimentan de energía al servicio de transporte colectivo (Metro) ya que con la ampliación de este servicio, se necesitó proporcionar más capacidad de la prevista originalmente.

Con esta prueba se determinó la carga máxima disponible y se ahorró en consecuencia, la instalación de otras fuentes de energía.

Por último agradecemos las facilidades que nos brindó la empresa Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A. y -- muy especialmente al personal del Departamento del Laboratorio y de la Gerencia de Construcción para llevar a cabo este Seminario.

## BIBLIOGRAFIA

1. Specifications for Impregnated - Paper - Insulated Cable High-Pressure pipe type. Association of Edison Illuminating Companies, 1974.
2. Electrical Transmission and Distribution Reference Book. Westinghouse Electric Corporation.
3. Underground Systems Reference Book. Edison Electric Institute.
4. Power Cables their Design and Installation. C.C. Barnes 2a. Edition 1966 Chapman and Hall LTD London.
5. Cables Subterráneos I y II José Ramírez V. Ediciones CEAC, S.A. 1974.
6. Aceite aislante para transformadores e interruptores. Raúl Mendez A. Edición 1978.
7. Memorias Técnicas. Condumex, S.A. 1976, 1977.



## 8. Basic Corrosion Course

Nace National Association of Corrosion Engineers.

## 9. Code of Practice for Cathodic Protection.

British Standards Institution 1973.

10. Cable subterráneo de potencia trifásico, 230 KV 50/60 Hz. con tres cables monofásicos de alta presión, equipo de bombeo y accesorios. LYF CA - 13 - 1974.

11. Cable subterráneo de potencia de 3 cables de 1000 MCM -- de sección circular para 230 KV 50/60 Hz, entre las S E.'s San Angel y Coyoacán. LYF CA - 13 ANCO.

12. Tensile properties of plastics, Test for ASTM D 638-77.

13. Flow rates of thermoplastics by extrusion plastometer, - Measuring. ASTM D 1238-73.

14. Aceites aislantes para cables

CCONNIE S.S.1.

ASTM D 189

LAB - NOAI LyF

15. Basic characteristics of SFG S.A. Brown Doble Engineering Company, 1962.

16. Le SFG Donnees Phisiques et Chemiques.

A Fihman

Analyses de electricite de France, 1976.

17. Testing of gas insulated substation and transmission --  
systems.

H.W. Gray Bill T-70 TP 1970.

IEEE Transactions on power apparatus and systems.

18. Instructions for SF<sub>6</sub> gas insulated systems.

I.T.E. Instructivo fabricante.