

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**MANTENIMIENTO ESPECIALIZADO EN TRANSFORMADORES DE
POTENCIA**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

LUIS MANRIQUE CAMPOMANES

PROMOCIÓN

1994-2

LIMA-PERU

2003

**MANTENIMIENTO ESPECIALIZADO EN TRANSFORMADORES
DE POTENCIA**

*Dedico este trabajo a:
Mi esposa Dionny, por el apoyo incondicional
y sacrificio,
Mis hijos Karen y Luis que son el motivo de
superación,
Y mi madre por sus consejos.*

SUMARIO

El presente trabajo pretende describir el procedimiento para realizar el Mantenimiento Especializado en Transformadores de Potencia, llamado así por que se hace un análisis minucioso in situ al aceite del transformador en servicio, de acuerdo a los resultados, se mejora las propiedades del aceite a través de la regeneración, dando una mayor vida útil a los transformadores.

En el capítulo I se refiere a la prueba de aislamiento para determinar el factor de potencia, permite detectar humedad y/o contaminación en el sistema de aislamiento del transformador.

En el capítulo II a través de las pruebas físico-químicos, nos permite comprobar el grado de deterioro del aceite, detectando el momento en que se inicia la formación de sedimento y así tomar medidas para evitar el envejecimiento prematuro y el aumento de fallas que puedan causar la pérdida total del transformador.

El capítulo III se trata de un tema importantísimo, ya que cuando el aceite contiene considerables cantidades de agua y lodo, es conveniente utilizar para su recuperación y reutilización una combinación de filtración-evaporización al vacío.

En el capítulo IV indica los precios del mantenimiento y sobre todo el procedimiento, para calcular los materiales que se usan en la regeneración de aceite.

PRÓLOGO

La electricidad es uno de los servicios públicos más versátil con que cuenta actualmente el hombre, debido a que ella interviene la mayoría de las actividades de la sociedad moderna. La eficiencia y continuidad de este servicio, tanpreciado dependerá principalmente, de la operatividad de los TRANSFORMADORES DE POTENCIA(considerado a partir de 2 MVA y con nivel de tensión de 60KV y 220KV) instalados dentro del sistema y esta operatividad dependerá en gran medida, de la importancia que se le asigne al Mantenimiento Preventivo de dichos Transformadores.

Las Pruebas de Mantenimiento Especializado en Transformadores de Potencia son fácilmente justificables si se considera la inversión que representan tales instalaciones y las consecuencias que podría tener una parada imprevista para la red energética o el funcionamiento de una planta. Estos factores adquieren cada vez mayor importancia, a medida que van aumentando las dimensiones de los transformadores. La fiabilidad de los transformadores actuales es elevada, siempre y cuando se les mantenga mediante un programa organizado de pruebas, con el que puede reducirse al mínimo la probabilidad de paradas imprevistas. Es importante

realizar pruebas de Mantenimiento Preventivo del aislante y el aceite dieléctrico de los transformadores.

El perfecto mantenimiento del aceite dieléctrico, al proteger el papel aislante de su deterioro, conduce a la obtención de mayor vida útil de los transformadores eléctricos, minimizando los riesgos de falla.

El presente trabajo ha sido desarrollado con la finalidad que sea un complemento a los profesionales que están ligados a los mantenimientos de los transformadores. La tecnología resumida en este trabajo muestra un significativo avance de la moderna ingeniería de mantenimiento, que implica obtener siempre el mejor desempeño posible, por un mayor tiempo de los bienes de producción, evitando al máximo paradas y reparaciones costosas. Una avanzada tecnología de mantenimiento significa tener reducción de costos, mejor calidad y competitividad para las empresas.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

PRUEBAS ELÉCTRICAS DE CAMPO EN TRANSFORMADORES

DE POTENCIA	03
1.1 Introducción	03
1.2 Equipos y accesorios utilizados	05
1.3 Medición del factor de potencia del aislamiento	06
1.3.1 Ventaja de la prueba factor de potencia	08
1.4 Medición de la capacitancia de los devanados	09
1.5 Medición de la corriente de excitación	11
1.6 Procedimiento de Pruebas Eléctricas	12
1.6.1 Procedimiento del factor de potencia en transformadores de dos y tres devanados	14
1.6.2 Análisis de los resultados de las Pruebas	20

CAPÍTULO II**MANTENIMIENTO DE LOS ACEITES DIELECTRICOS****DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN SERVICIO** 22

2.1	Introducción	22
2.2	Procedimiento para la toma de muestra de aceite in situ	24
2.3	Análisis físico-químico o pruebas de pureza	25
2.3.1	Rigidez dieléctrica del aceite o tensión de ruptura	26
2.3.2	Tensión interfacial	27
2.3.3	Color	28
2.3.4	Acidez o índice de neutralización	29
2.3.5	Densidad	30
2.3.6	Contenido de humedad	31
2.3.7	Factor de pérdidas dieléctricas (factor de potencia, factor de disipación, tangente delta)	33
2.4	Análisis de gases disueltos	34
2.5	Análisis de inhibidor	36
2.5.1	Factores de oxidación del aceite	37
2.6	Análisis de furanos	41
2.7	Análisis de PCB	41
2.7.1	Descontaminación y reciclaje de PCB	43
2.8	Determinación del contenido de lodo	45
2.8.1	Alto nivel de acidez	45
2.8.2	Baja tensión interfacial	46

2.8.3 Intensidad del color	47
2.8.4 Alto contenido de humedad	47

CAPÍTULO III

TRATAMIENTO DE ACEITE DIELECTRICO EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA ENERGIZADO O DESENERGIZADO

3.1 Introducción	51
3.2 Equipos, herramientas y materiales a utilizar	52
3.3 Procedimiento del tratamiento de aceite dieléctrico y regeneración en transformadores de potencia energizado in situ.	56
3.3.1 Medidas de seguridad del tratamiento de aceite dieléctrico	60
3.3.2 Consideraciones del tratamiento de aceite dieléctrico	60
3.4 Secado del aceite dieléctrico por termovació	62
3.4.1 Secado por el procedimiento del aceite en circulación	63
3.5 Regeneración del aceite en transformadores	69

CAPÍTULO IV

COSTOS DEL MANTENIMIENTO ESPECIALIZADO

4.1 Introducción	71
4.2 Precios de mantenimiento	71
4.3 Procedimiento para determinar los materiales a utilizar en una regeneración	75
4.3.1 Cálculo de la cantidad de tierra fuller	75
4.3.2 Cálculo de la cantidad de inhibidor de oxidación (Ionol)	78
4.3.3 Cálculo del aceite de relleno	78
4.3.4 Tiempo necesario para la ejecución del servicio de regeneración	78

CONCLUSIONES	80
ANEXO A	
Archivo fotográfico del procedimiento de pruebas eléctricas en transformadores de potencia	83
ANEXO B	
Protocolos de pruebas eléctricas en transformadores de potencia	92
ANEXO C	
Archivo fotográfico del procedimiento muestra de aceite en transformadores de potencia	101
ANEXO D	
Protocolos de muestra de aceites dieléctricos en transformadores de potencia	109
ANEXO E	
Archivo fotográfico del procedimiento de tratamiento y regeneración del aceite dieléctrico en transformadores de potencia	117
ANEXO F	
Protocolos de regeneración en transformadores de potencia	129
ANEXO G	
Información técnica de equipos con nuevas tecnologías	141
BIBLIOGRAFÍA	167

CAPÍTULO I

PRUEBAS ELÉCTRICAS DE CAMPO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1.1. Introducción

El método más común en el campo para verificar las condiciones de aislamiento en aparatos de alta tensión, es la medición de las características eléctricas fundamentales de la corriente alterna, tomando como referencia el voltaje de prueba de la frecuencia del sistema.

Las características eléctricas fundamentales de aislamiento en corriente alterna incluyen: pérdidas dieléctricas, factor de potencia y capacitancia. En discusiones sobre pruebas de aislamiento, algunas veces se usa el término “factor de disipación”. Para aislamientos de pérdidas bajas los valores de factor de potencia (FP) y factor de disipación (FD) son esencialmente los mismos. La metodología de medición de las características fundamentales de corriente alterna en aislamiento de sistemas de alta tensión es de uso común en todo el mundo.

La designación prueba de aislamiento para determinar el factor de potencia abarca la prueba completa de pérdidas del dieléctrico llevada a cabo con corriente alterna. El factor de potencia es sólo una de diversas características mensurables que pueden

obtenerse mediante la prueba completa de pérdidas del dieléctrico y que se emplean para evaluar la utilidad del aislamiento eléctrico. La prueba de aislamiento para determinar el factor de potencia se utiliza como parte de las pruebas de mantenimiento periódico de transformadores, aisladores bushings, pararrayos. Se trata de una prueba eficaz para detectar riesgos de funcionamiento en dispositivos eléctricos antes de que ocurra un fallo. Brinda la singular capacidad de detectar la presencia de un aislante defectuoso, aunque existan capas de aislante en buen estado en serie con el defectuoso.

Las pruebas de aislamiento para determinar el factor de potencia, aplicadas a dispositivos eléctricos, se realizan mientras el transformador se encuentra fuera de servicio, cuando la medición de la corriente de excitación permite detectar los daños incipientes en el transformador. Los devanados y núcleos de transformadores con frecuencia sufren daños provocados por tomas a tierra accidentales, cortocircuitos y sobrecalentamientos; o bien por motivos mecánicos, a raíz de desplazamientos producidos por corrientes anormales durante cortocircuitos externos contiguos o por daños ocurridos al transportar el transformador. La medición de la corriente de excitación constituye el método más sencillo de detectar este tipo de daños antes de que tenga lugar un fallo. Estando la unidad sin carga, esta corriente excita (tal como lo indica su nombre) el flujo magnético en el núcleo de hierro. Su magnitud depende de la tensión aplicada, de la cantidad de espiras que contiene el devanado y de las dimensiones, la reluctancia y demás características del núcleo. Una corriente excesiva puede deberse a un cortocircuito parcial entre una o más espiras del devanado, o a algún defecto en el circuito magnético, que cambia la reluctancia de dicho circuito.

1.2. Equipos y accesorios utilizados

Los equipos para las pruebas eléctricas deben ser de tecnología moderna, teniendo como características principales ser: digital, portátil, mínimo porcentaje de error (buena precisión), buena salida de corriente a fin de cubrir amplia gama de equipos en diferentes condiciones operativas.

El equipo portátil computarizado para realizar todas las pruebas eléctricas: factor de potencia de arrollamientos, capacitancia, corriente de excitación, factor de potencia de bushings, se realizan con el equipo de pruebas Analizador de Aislamiento, siendo el más conocido la marca DOBLE tipo M-4000, ver anexo G.

El sistema experto contiene más de 3700 reglas incorporando hasta 30 características y parámetros de prueba para determinar una calificación y su explicación. Algunos de estos incluyen: información de los datos de placa, resultados de las pruebas iniciales, anteriores y una tabulación de los resultados de pruebas de equipos similares.

El Analizador de aislamiento acepta voltajes de suministros nominales de 120V (95V-132V) y 240V (190V-264V) sin ninguna modificación especial. También acepta frecuencias de entrada nominales de 50Hz. y 60Hz; sintetizando la señal de voltaje de prueba, las pruebas se pueden llevar a cabo a 50Hz. y 60Hz. simplemente seleccionando la frecuencia de prueba en la pantalla de configuración. Usuarios en países con frecuencia de 50Hz. pueden llevar a cabo mediciones a 60Hz. para poder comparar sus resultados con los resultados de las extensas tabulaciones de datos a 60 Hz. Inversamente, los usuarios en países de 60 Hz. pueden llevar a cabo mediciones a 50 Hz., las cuales pueden ser deseables siempre

que los datos de placa-fabrica suministrados por los fabricantes estén basados en pruebas llevados a cabo a 50Hz.

La técnica de modulación de frecuencia de línea permite mediciones exactas y estables aun bajo las condiciones de interferencia más severas. Puesto que el Analizador de Aislamiento sintetiza la forma de la onda del voltaje de prueba, es entonces inmune a distorsiones, variaciones y armónicos asociados con fuentes de suministros de potencia portátiles.

1.3. Medición del factor de potencia del aislamiento

En este proceso se mide por definición, las pérdidas en vatios que se produce por el paso de la corriente a través del sistema de aislamiento, causada por la corriente de fuga.

El factor de potencia de aislamiento es el coseno del ángulo comprendido entre el vector de la corriente de carga y el vector de la tensión aplicada. En otras palabras, es una medida del componente de energía de la corriente de carga. La cantidad de voltios-amperios de carga y la pérdida del dieléctrico expresada en vatios, para cualquier tensión, aumentan al incrementar la cantidad de aislamiento bajo prueba. No obstante, la relación (factor de potencia) entre los voltios-amperios de carga y la pérdida de potencia permanecen constantes para cualquier cantidad de aislamiento bajo prueba, siempre que este aislamiento sea de calidad uniforme. Esta relación básica elimina el efecto del tamaño de los dispositivos eléctricos en la determinación de los valores normales de aislamiento, simplificando de este modo el problema para el técnico de pruebas. El equipo de prueba de aislamiento para determinar el factor

de potencia mide la corriente de carga y la pérdida de potencia. Con estos valores, se calculan fácilmente el factor de potencia, la capacitancia y la resistencia a la corriente alterna por una determinada tensión de prueba.

El factor de potencia del aislamiento se mide en porcentaje y el valor máximo recomendado para transformadores nuevos es de 0,5%. Los transformadores en servicio que tenga un valor mayor que el 2% deben ser retirados de servicio.

Esta prueba permite detectar humedad y/o contaminación en el sistema de aislamiento del transformador (bushings, celulosa, aceite)

El factor de potencia y la constante dieléctrica a 60 Hz de varios materiales aislantes típicos (además del agua y hielo), ver tabla N° 1.1, son aproximadamente los siguientes:

TABLA N° 1.1: Factor de potencia y constante dieléctrico de materiales aislantes

Material Aislante	% PF a 20°C	Constante Dieléctrica
Aire	0	1,0
Aceite	0,1	2,1
Papel	0,5	2,0
Porcelana	2,0	7,0
Caucho	4,0	3,6
Agua	100,0	81,0
Hielo	1,0	86,4

El hielo posee una resistividad volumétrica de aproximadamente 144 veces la de agua. Esto ilustra por qué no deben efectuarse pruebas para detectar la presencia de

humedad en un aislante cuando la temperatura de los dispositivos es igual o inferior al punto de congelación.

Los factores de potencia normales del aislamiento de los dispositivos montados, ver tabla N° 1.2, son aproximadamente los siguientes:

TABLA N° 1.2: Factor de potencia de los dispositivos

Dispositivos	% PF a 20°C
Aisladores de entrada, condensador y aceite	0,5
Aisladores de entrada con interior de material compuesto	2,5
Transformadores con aceite	1,0-2,0 (nuevos: 0,5)

1.3.1. Ventaja de la Prueba Factor de Potencia

La prueba de aislamiento para determinar el factor de potencia es eficaz para detectar riesgos de funcionamiento en dispositivos eléctricos antes de que ocurra un fallo, porque ofrece las siguientes ventajas:

Puede detectar la presencia de un aislante defectuoso, aunque existan capas de aislante en buen estado en serie con el defectuoso, y realizar pruebas que por lo general, en estas condiciones exhiben una resistencia de aislamiento infinita o muy elevada.

Proporciona una medición de las condiciones de funcionamiento generales del aislante en términos de una relación (el factor de potencia del aislamiento) que no depende de la cantidad de aislante bajo prueba; por ejemplo, los modernos transformadores de potencia en baño de aceite y con aislamiento de papel, si están en buenas condiciones de funcionamiento, tienen a 20°C un factor de potencia

inferior al 1%, cualquiera que sea su marca, tamaño y voltaje. El factor de potencia de un aislante aumenta cuando éste se deteriora; la experiencia muestra que ciertos valores del factor de potencia, considerados anormales, indican riesgo de fallos.

Proporciona una medición de la condición general del aislante de los dispositivos de corriente alterna en condiciones de funcionamiento simuladas a la frecuencia normal, en forma independiente de la duración de la prueba; las pruebas de corriente continua requieren más tiempo y, a excepción de los dispositivos de corriente continua, no simulan las condiciones de funcionamiento normal del aislante. Además los resultados son afectados por la duración de la prueba.

Proporciona datos para un análisis completo de la naturaleza del deterioro del aislante y los riesgos de funcionamiento en términos de pérdida de potencia y corriente de carga del dieléctrico, a tensiones de prueba seleccionadas, a partir de los cuales pueden determinarse el factor de potencia, la capacitancia, la resistencia de corriente alterna y la presencia de ionización (efecto de corona). Todas esas características mensurables del aislante se emplean en los análisis periódicos de los datos de prueba en el terreno.

Proporciona un panorama más completo de las condiciones de operación generales de un aislante, mucho más que ningún otro tipo de prueba.

1.4. Medición de la capacitancia de los devanados

Algunos de las características de un campo electrostático o dieléctrico son también de interés en lo referente a la prueba de aislamiento. Recordemos que la intensidad de un campo magnético es función de la corriente, en tanto que la intensidad de un campo dieléctrico es función de la tensión. Las líneas de flujo magnético alrededor

del conductor tienen la forma de círculos concéntricos, en tanto que las líneas de flujo dieléctrico alrededor de un conductor son radiales. Para la transmisión de energía se requieren tanto el campo electromagnético como el electrostático.

La corriente dieléctrica de un aislante indica la capacidad de éste para permitir el flujo dieléctrico, en comparación con el aire, que se toma como referencia estándar. En las mismas condiciones eléctricas, si un aislante tiene una alta constante dieléctrica, permite el paso de más flujo dieléctrico que uno con constante dieléctrica baja.

Con el objeto de mantener una tensión alterna y un campo dieléctrico a través de un aislante o entre las placas de un capacitor, es necesario que circule una corriente de carga. La corriente de carga de un aislante es, en cierta forma, análoga a la corriente de excitación magnética de un transformador. La cantidad de corriente de carga admitida por un determinado capacitor de aislamiento es función de la tensión y la frecuencia aplicada, y de la capacitancia del capacitor formado por el aislante utilizado. La capacitancia de un capacitor depende de la superficie de sus placas, de la separación entre éstas y de la constante dieléctrica del medio dieléctrico (aislante) que las separa.

La caída de tensión a lo largo de una serie de capacitores varía inversamente a la capacitancia de los capacitores individuales. Puesto que la capacitancia es función de la constante dieléctrica del medio dieléctrico, los diseñadores de dispositivos eléctricos seleccionan, siempre que sea posible, aislantes con constantes dieléctricas que proporcionan la distribución de tensión deseada a través de las secciones de aislamiento, o bien cambian las dimensiones de las placas de los capacitores con el

mismo objeto, como en el caso del bien conocido aislador de entrada con condensador.

Los cambios en la capacitancia normal de un aislante indican al técnico de pruebas la existencia de condiciones anormales, como la presencia de la humedad, secciones de condensador cortocircuitadas en un aislador de entrada, o interruptores en los blindajes de tierra de los aisladores. La capacitancia de un aislante seco no es mayormente afectada por un aumento de la temperatura, sin embargo, para el caso de un aislante húmedo, existe una cierta tendencia de la capacitancia aparente a aumentar con la temperatura.

En la prueba de la medición de la capacitancia de los devanados, permite detectar capas de aislamiento en corto circuito, distorsión de la condición geométrica en los devanados del transformador como consecuencia de esfuerzos electrodinámicos (cortocircuitos, conexiones y desconexiones bruscas, etc.), contaminación por humedad.

1.5. Medición de la corriente de excitación

Las pruebas de corriente de excitación pueden utilizarse para localizar ciertos tipos de desperfectos en transformadores, tales como defectos en las estructuras de los núcleos magnéticos o fallos en el aislamiento que han resultado en circuitos conductores entre las espiras del devanado. Ambos tipos de fallo aumentan la reluctancia aparente del circuito magnético y pueden detectarse por un nivel anormalmente alto de la corriente de excitación requerida para generar un flujo determinado a través del núcleo. Las pruebas de corriente de excitación permiten

asimismo detectar otros problemas, tales como devanados conectados incorrectamente o dispositivos conmutadores de toma defectuosos.

La capacidad limitada de tensión y corriente de un típico equipo de prueba de aislamiento requiere la medición de corrientes de excitación a una fracción de la tensión de funcionamiento, generalmente a 2,5 ó 10 KV. No obstante, es válido comparar las corrientes de excitación de transformadores similares si las medidas se toman en devanados correspondientes y con la misma tensión de prueba.

El procedimiento básico consiste en medir las corrientes de excitación en fases individuales de los devanados de alta tensión de un banco de transformadores energizado o excitado por el equipo de prueba Analizador de Aislamiento. Para las pruebas periódicas en transformadores monofásicas y trifásicas conectados en estrella, cada fase se energiza y se mide por separado; en transformadores trifásicos conectados en triángulo, los devanados se energizan por pares y la corriente de excitación se mide en un devanado del par. Debido a que la corriente de excitación puede no variar linealmente con la tensión, en particular a niveles relativamente bajos, para cada fase debe utilizarse la misma tensión de prueba, con el objeto de permitir comparaciones e interpretaciones válidas de los datos de prueba.

1.6. Procedimiento de pruebas eléctricas

La prueba factor de potencia aplicada a los transformadores es sumamente completa, pues permite detectar la presencia de humedad, carbonización y otros tipos de contaminación del aislante de devanados y de aisladores de entrada, y del aislante líquido, en transformadores de potencia (las deformaciones de los

devanados se descubren por un cambio en la capacitancia, valor que se mide durante la prueba de factor de potencia. Las espiras en cortocircuito o parcialmente en cortocircuito se manifiestan por un valor de corriente anormalmente elevado que se obtiene con la prueba adicional de corriente de excitación). La aparición de deterioros en el aislamiento de devanados y de aisladores de entrada, y en aislantes líquidos puede localizarse mediante pruebas independientes de cada uno de estos componentes, empleando una técnica que no requiere su desconexión física de la red del transformador. Esta técnica también permite la distinción del circuito dieléctrico entre sus componentes principales de aislamiento devanado-tierra y de aislamiento entre devanados, para proporcionar un análisis más eficaz de los resultados de la prueba.

A los efectos de las pruebas, la elección del procedimiento a utilizar depende de la cantidad de devanados distintos que se hallan accesibles. Al realizar las pruebas de transformadores, deben cumplirse las siguientes condiciones:

El transformador debe estar desenergizado y aislado por completo de la red de energía.

La caja que aloja el transformador debe estar debidamente conectada a tierra. Esto merece particular atención cuando se trata de unidades de repuesto.

Todos los bornes de cada devanado, inclusive los puntos neutros, deben conectarse entre sí, con el objeto de poner cada devanado en cortocircuito, para eliminar de las mediciones del aislante todo efecto de inductancia del devanado. Los puntos neutros deben estar desconectados de tierra.

Si el transformador está equipado con un conmutador de toma de carga, éste debe fijarse en una posición distinta de neutro. Algunos modelos de

transformadores cuentan con elementos de protección tipo pararrayos, conectados con el conmutador de toma de carga, que no quedan debidamente en cortocircuito mientras el conmutador está en posición neutro, incluso si los bornes de los devanados del transformador se cortocircuitan exteriormente.

1.6.1. Procedimiento del Factor de Potencia en Transformadores de dos devanados y tres devanados

En la Fig. 1.1 aparece, de modo simplificado, un transformador típico de dos devanados y la serie normalizada de pruebas que se le aplican:

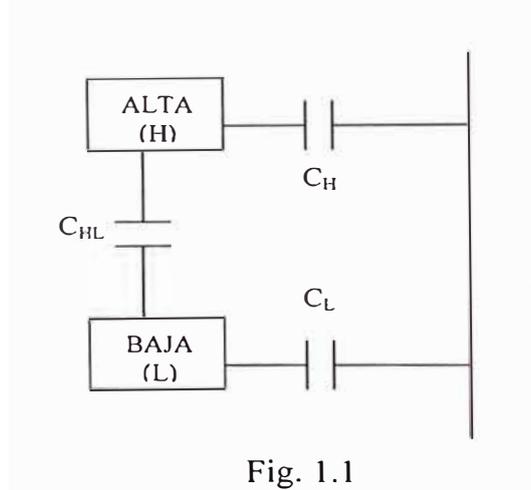


Fig. 1.1

- UST: Método de prueba con muestra desconectada de tierra.
- GST: Método de prueba con muestra conectada a tierra.
- CH: Se refiere a todo el aislamiento entre los conductores de A.T. y las partes conectadas a tierra (es decir, la caja de la cuba y el núcleo magnético), que incluye bushings, aislamiento del devanado, miembros aislantes estructurales y el aceite.
- CHL: Referido a todo el aislamiento del devanado, separadores y aceite entre los devanados de alta y baja tensión.
- CL: Referido a todo el aislamiento entre los conductores de baja tensión y las partes aterradas que incluye bushings, aislamiento del devanado, miembros aislantes estructurales y el aceite.

En la tabla N° 1.3 se consignan la serie normalizada de pruebas (numeradas del 1 al 4), los valores calculados y dos pruebas adicionales, que ilustran la manera de obtener los datos correspondientes a C_H , C_L y C_{HL} , sin necesidad de aislar físicamente las piezas o secciones del transformador.

TABLA N° 1.3: Procedimiento de prueba para transformadores de dos devanados

N° DE PRUEBA	MODALIDAD DE PRUEBA	ENERGIZADO	PUESTO A TIERRA	CON CIRCUITO DE GUARDA	UST	PARAMETROS A MEDIR
1	GST	ALTA	BAJA	—	—	$C_H + C_{HL}$
2	GST	ALTA	—	BAJA	—	C_H
3	GST	BAJA	ALTA	—	—	$C_L + C_{HL}$
4	GST	BAJA	—	ALTA	—	C_L

Calculo de resultados

Prueba 1 menos prueba 2

C_{HL}

Prueba 3 menos prueba 4

C_{HL}

PRUEBAS ALTERNATIVAS PARA LA DETERMINACION DE C_{HL}

5	UST	ALTA	—	—	BAJA	C_{HL}
6	UST	BAJA	—	—	ALTA	C_{HL}

Los datos de prueba se indican en términos de la corriente alterna de carga y la pérdida de potencia a 2,5 ó 10KV, a partir de los cuales se calculan los factores de potencia.

En la Fig. 1.2 ilustra el mismo circuito dieléctrico simplificado para un transformador de tres devanados.

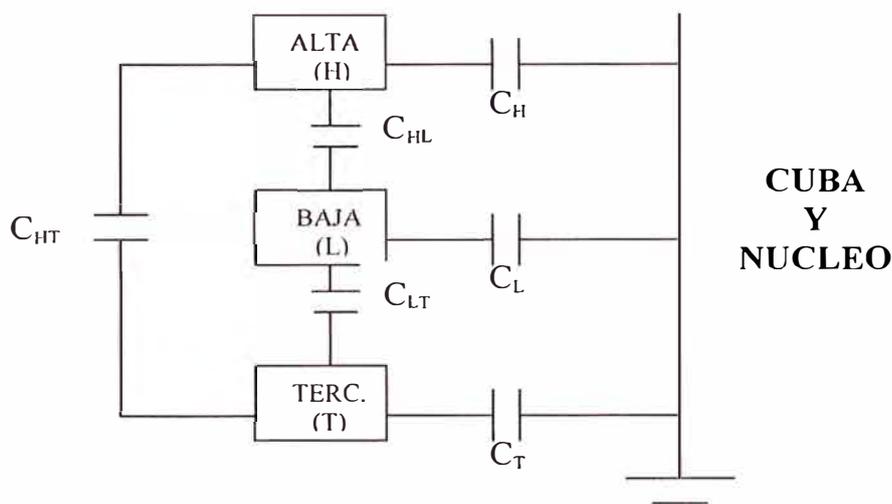


Fig. 1.2

En la tabla N° 1.4 se consignan la serie normalizada de pruebas (numeradas del 1 al 7), los valores calculados y tres pruebas adicionales, que ilustran la manera de obtener los datos correspondientes a C_{HL} , C_{LT} y C_{HT}

TABLA N° 1.4: Procedimiento de prueba para transformadores de tres devanados

N° DE PRUEBA	MODALIDAD DE PRUEBA	ENERGIZADO	PUESTO A TIERRA	CON CIRCUITO DE GUARDA	UST	PARAMETROS A MEDIR
1	GST	ALTA	BAJA	TERC.	—	$C_H + C_{HL}$
2	GST	ALTA	—	BAJA, TERC.	—	C_H
3	GST	BAJA	TERC.	ALTA	—	$C_L + C_{HL}$
4	GST	BAJA	—	TERC., ALTA	—	C_L
5	GST	TERC.	ALTA	BAJA	—	$C_T + C_{HT}$
6	GST	TERC.	—	ALTA, BAJA	—	C_T
7	GST	ALTA, BAJA, TERC.	—	—	—	$C_H + C_L + C_T$

Calculo de resultados

Prueba 1 menos prueba 2
 Prueba 3 menos prueba 4
 Prueba 5 menos prueba 6

C_{HL}
 C_{LT}
 C_{HT}

PRUEBA ADICIONALES DEL AISLANTE ENTRE LOS DEVANADOS

8	UST	ALTA	TERC.	–	BAJA	C _{HL}
9	UST	BAJA	ALTA	–	TERC.	C _{LT}
10	UST	TERC.	BAJA	–	ALTA	C _{HT}

Los datos generados por estas pruebas generales periódicas proporcionan información interesante y sumamente valiosa referente al estado general del aislante devanado-tierra y del aislante entre devanados de los transformadores. Constituyen un indicador muy útil del grado de sequedad del transformador y resultan de provecho para la detección de condiciones de funcionamiento indeseables y riesgos de fallo provocados por humedad, carbonización del aislante, aisladores de entrada defectuosos, contaminación del aceite aislante por materiales disueltos en partículas conductoras, núcleos con conexión a tierra deficiente o sin conexión a tierra, etc.

Las pruebas periódicas se realizan siguiendo la metodología resumida en las figuras 1.1 y 1.2, reduciendo al mínimo la cantidad de aislante comprendida en cada medición, con el objeto de conseguir una óptima sensibilidad.

Las pruebas de los aisladores de entrada pueden realizarse de diversas maneras; ninguno de estos métodos requiere desmontar los aisladores del transformador. La figura 1.3 ilustra un método de prueba sumamente eficaz, que utiliza las derivaciones de potencial, las derivaciones al circuito de prueba del factor de potencia o las bridas divididas con que vienen equipados la mayoría de los aisladores de entrada que actualmente se fabrican. Se trata del método de prueba con muestra desconectada de tierra, denominada UST.

La figura 1.4 ilustra una prueba con circuito de guarda conectado a potencial, realizada en el aislador de entrada de un transformador. Este método se emplea para aisladores de entrada con conductores de toma, en los cuales es posible aislar el devanado del aislador de entrada a la altura del casquete del aislador del aislador, aunque sin llegar al potencial de prueba. El método requiere y se vale de un circuito de guarda aplicado a una corriente igual o muy próxima al potencial de prueba.

La figura 1.5 muestra otro procedimiento para realizar la misma prueba, con un circuito de guarda a tierra o a un potencial próximo a tierra. En el anexo A se puede apreciar en el archivo fotográfico el procedimiento de pruebas eléctricas en transformadores de potencia.

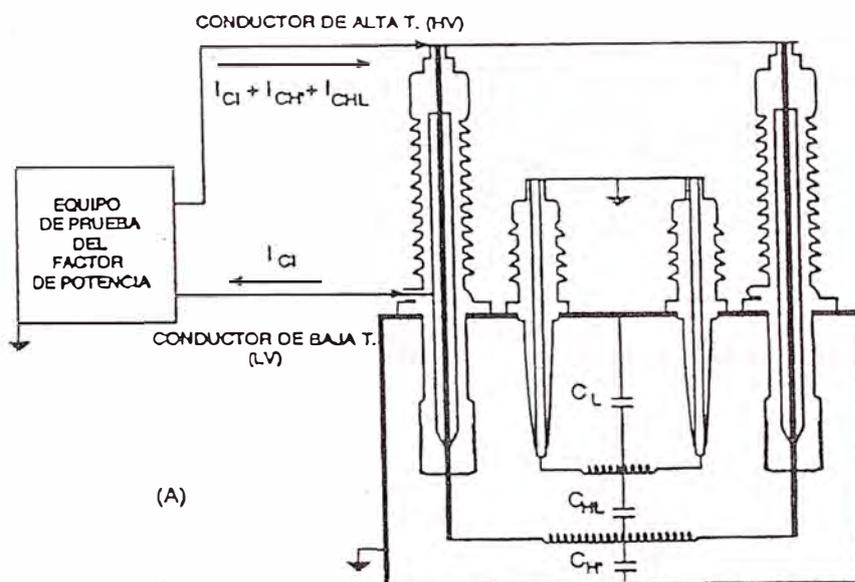


Fig. 1.3: Prueba UST (muestra desconectada de tierra) efectuada en un aislador de entrada de transformador

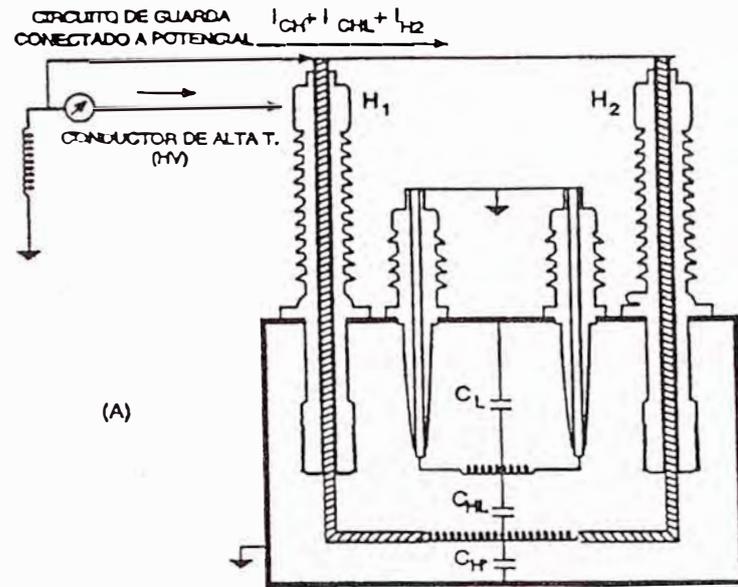


Fig. 1.4: Prueba con circuito de guarda conectado a potencial, efectuada en un aislador de entrada de transformador

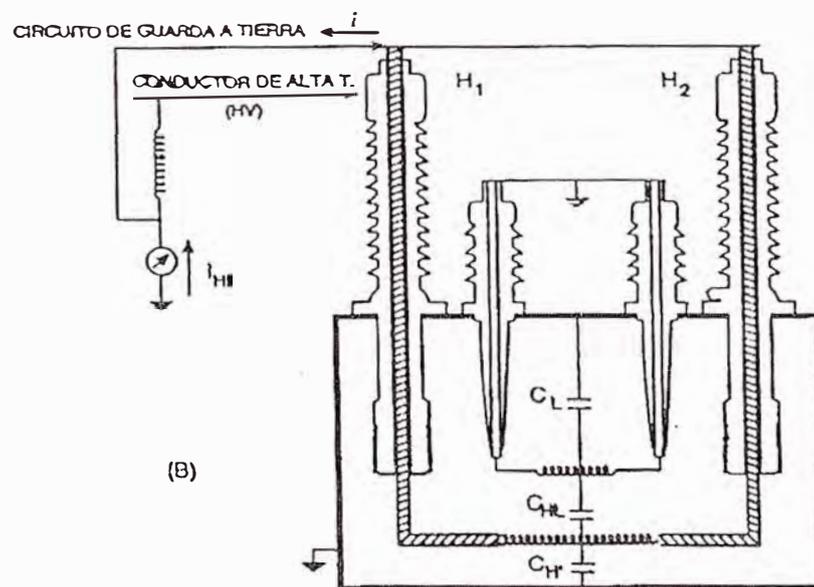


Fig. 1.5: Prueba con circuito de guarda a tierra, efectuada en un aislador de entrada de transformador

1.6.2. Análisis de los Resultados de las Pruebas

El aislante de los transformadores de potencia en baño de aceite actuales deben tener a 20°C, factores de potencia de 0,5% o menos. En caso de valores más elevados, el fabricante debe proporcionar justificativos aceptables y seguridad de que no se deban a un secado incompleto. Si un factor de potencia elevado se debe al empleo de materiales cuyo factor de potencia inherente es superior, debe considerarse su reemplazo por materiales disponibles con factores de potencia más reducidos, que cumplan todos los requisitos eléctricos, mecánicos, térmicos y de compatibilidad con el diseño del transformador.

El aislante de los transformadores de potencia de diseño más antiguo, puede presentar factores de potencia superiores al 0,5%. Los datos deben analizarse en base a las pruebas anteriores de la misma unidad, a comparaciones con resultados de pruebas en equipos similares. La capacitancia (corriente de carga) de C_H , C_L y C_{HL} debe compararse con los datos de fábrica, con los resultados de pruebas anteriores (si los hubiera) y con los resultados de prueba en equipos similares. La capacitancia es una función de la geometría de los devanados y normalmente debe permanecer estable con la temperatura así como con el transcurso del tiempo. Un cambio de capacitancia indica que se ha producido un movimiento del devanado, tal como que el que provocaría un fallo de perforación. Lo más probable es que estos cambios tengan lugar en los aislantes C_L y C_{HL} .

En ocasiones se registran factores de potencia anormales (demasiado elevados o bien demasiados bajos o negativos) para el aislante entre devanados de transformadores de dos devanados. Estos resultados pueden deberse a una conexión indebida a tierra (con alta resistencia) de la cuba del transformador, o al empleo de blindaje

electrostático conectado a tierra entre los devanados del transformador. En este último caso, el blindaje a tierra ocasiona que la capacitancia entre devanados sea prácticamente nula, con la excepción de capacitancias parásitas entre los conductores de aisladores de entrada. Los valores relativamente reducidos de corriente y potencia, que resultan de restar indicaciones de medidores relativamente elevados, están sujetos a error, no son significativos en la práctica y deben descartarse una vez que se haya verificado la existencia del blindaje.

CAPÍTULO II

MANTENIMIENTO DE LOS ACEITES DIELECTRICOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN SERVICIO

2.1. Introducción

El aceite mineral como medio refrigerante y aislante en los transformadores no supone ninguna novedad: de hecho, se ha utilizado ya durante más de un siglo. Si el aceite mineral sigue siendo utilizado como medio aislante en la actualidad, no sólo se deba a que ofrezca el mejor compromiso entre los costos y las prestaciones, sino también a su excelente compatibilidad con el resto de materiales del transformador.

El aceite del transformador contiene información sobre el estado del transformador. Por ello, analizando el aceite en servicio pueden obtenerse tempranas indicaciones de la degradación del papel, puntos recalentados, averías eléctricas y problemas con piezas móviles tales como las bombas.

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

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

La vida útil de un transformador eléctrico está directamente relacionado con la vida de un aislador sólido, es decir, el papel aislante. Una vez deteriorado el papel, la reparación costará casi lo mismo que un equipo nuevo. El papel aislante utilizado en los transformadores es el papel Kraft de fibra larga, que está constituido básicamente de celulosa, un polisacárido cíclico.

La celulosa se degrada por la acción del calor, generando monóxido y dióxido de carbono, lo cuál hace disminuir su peso molecular medio. Igualmente, el papel sufre hidrólisis en medio ácido, lo que afecta también disminuyendo su peso molecular medio, deteriorando sus propiedades eléctricas y mecánicas.

Durante el funcionamiento de un transformador, varios son los factores que contribuyen con el deterioro del aceite aislante, como por ejemplo la humedad, la sobrecarga, el sobrecalentamiento y la falta de mantenimiento.

Con ensayos periódicos podemos comprobar el grado de deterioro del aceite, para tomar las medidas preventivas evitando el envejecimiento prematuro y el aumento de fallas que pueden causar la pérdida total del equipo.

2.2. Procedimiento para la toma de muestra de aceite in situ

Para asegurar que las muestras sean representativas del aceite empleado en el equipo a probar, la realización del muestreo deberá seguir estrictas rutinas. En caso contrario, los resultados del análisis pueden conducir a conclusiones falsas sobre el estado, mientras la obtención, transporte y examen de las muestras implicarían una pérdida en cuanto a tiempo y dinero.

La muestra deberá ser recogida por personal especializado, es decir, sea consciente de la sensibilidad de los aceites de transformador y utilice exclusivamente equipos limpios, secos y apropiados.

Las muestras de aceite deberán tomarse normalmente de un “aceite vivo”, es decir, de un aceite en circulación. Utilizar únicamente la válvula de fondo del depósito cuando se vayan a inspeccionar el agua libre y los sedimentos.

Comience el análisis drenando un volumen suficiente de aceite desde la línea de muestreo.

Es especialmente importante limpiar el recipiente de muestreo cuando se va a examinar el contenido de partículas en el aceite.

Enjuagar el contenedor con el líquido del que se van a tomar muestras según los pasos siguientes:

Verter el aceite en el contenedor dejándolo resbalar a lo largo de uno de los lados. Con ello se evitará que el aire se mezcle y quede atrapado en el aceite. Esto es extremadamente importante cuando se tomen muestras bajo condiciones húmedas, donde la saturación del agua puede ser muy rápida. Como alternativa, colocar en el contenedor de muestreo un tubo limpio que llegue desde el transformador hasta el

fondo del contenedor, y dejar que el aceite llene desde el fondo el contenedor hasta rebosar.

Dado que el contenedor ha de ser llenado al 100% de su capacidad, las botellas de vidrio no son apropiadas puesto que la expansión del líquido requiere dejar un pequeño volumen de aire.

Después de tomar la muestra, asegurarse de que el tapón esté limpio, intacto y correctamente fijado al contenedor. Algunos tapones de goma pueden afectar al aceite.

Etiquetar la muestra para que pueda ser fácilmente identificada.

Almacenarla en lugar oscuro o en una caja apropiada, si se han empleado botellas de vidrio o de plástico ligero. El aceite mineral es normalmente muy sensible a la luz ultravioleta y la exposición a la luz puede deteriorarlo. El primer indicio de ello consiste en una reducción de la tensión superficial.

Para análisis cromatográfica deben ser utilizadas jeringas para retirar la muestra de aceite.

Es importante recordar que el aceite retirado antes de tomar la muestra debe ser vertido a un depósito para luego desecharlo según las normas de seguridad y del medio ambiente. En el anexo C se puede apreciar en el archivo fotográfico, el procedimiento de muestra de aceite.

2.3. Análisis físico-químico o pruebas de pureza

La pureza del aceite dieléctrico se mide en función de la ausencia de sustancias extrañas al aceite, las cuales, debido a que son o pueden volverse sustancias polares, alteran drásticamente el comportamiento operacional de dicho aceite. Entre esas

substancias extrañas o contaminantes del aceite se pueden citar: el agua disuelta y/o suspendida, el polvo ambiental, partículas u óxidos metálicos en suspensión, aire u otros gases disueltos y algunos compuestos orgánicos oxigenados que se forman durante el proceso normal e inevitable de envejecimiento de los hidrocarburos.

Las pruebas de pureza son las más indicativas de la calidad de un aceite dieléctrico, tanto en el proceso de producción como durante el tiempo en que el aceite permanece en uso. Dichas pruebas nos permiten detectar posibles contaminaciones, por muy pequeñas que éstas sean, incluyendo aquellas que se forman en el aceite dieléctrico, como resultado del proceso de envejecimiento natural de los hidrocarburos.

2.3.1. Rigidez dieléctrica del aceite o tensión de ruptura

Es la medida de la resistencia que el aceite aislante presenta al impacto eléctrico. Esta prueba es la indicada para comprobar la presencia de agentes contaminantes como el agua, impurezas, fibras celulósicas húmedas, partículas metálicas o conductoras en el aceite, pudiendo existir concentraciones significativas cuando se presenta baja tensión.

La tensión de ruptura es el nivel máximo de diferencia de voltaje alcanzado entre dos electrodos que se mantienen sumergidos en el aceite. Los electrodos son esféricos o hemisféricos a una distancia de 2.5mm y el voltaje se incrementa en pasos de 2 KV/S hasta que salta la chispa. Debido a la baja repetibilidad de cada prueba, el resultado es comprendido como una medida de seis pruebas, el equipo utilizado para esta prueba es el espinterómetro.

Incluso un aceite de bajo refinamiento puede contar con una alta tensión de ruptura, por lo que este método carece de relevancia como indicador del grado de refinamiento del aceite.

La extracción del agua y partículas puede proporcionar a cualquier aceite una tensión de ruptura mayor de 70 Kv. La especificación CEI concreta el nivel mínimo en más de 30 Kv. y si el resultado es inferior a través de este valor, lo único que se precisa es un sencillo tratamiento de desgasificación para incrementar la tensión de ruptura hasta más de 50 Kv.

Para la tensión de ruptura se pueden emplear métodos distintas al CEI 156, ASTM D1816 y ASTM D877. El ASTM D1816 utiliza el mismo tipo de electrodos que CEI 156, por lo que los resultados de ambos pueden ser comparados cuando la distancia de los electrodos sea la misma o el resultado se calcule a la misma distancia. El otro método ASTM D877, no ofrece resultados comparables debido a que emplea distintos tipos de electrodos.

Asimismo, resulta interesante observar que la alta solubilidad de un aceite mantiene, en la solución producida por el inicio de la oxidación del aceite, disueltos parte de los sedimentos, con lo que se reduce la cantidad de partículas libres capaces de menoscabar la tensión de ruptura.

La cantidad total de partículas también puede verse influenciada por la carbonización de las moléculas de aceite que ocasionan las descargas eléctricas parciales. La cantidad de partículas que se forman será afín al resultado del análisis de carbono residual en el aceite de base, siendo los aceites nafténicos superiores a los parafínicos.

2.3.2. Tensión interfacial

Es la medida de la fuerza necesaria para que un anillo plano de platino rompa la interfase formada entre el agua y el aceite. Una disminución de la tensión interfacial

indica la presencia de productos que son el resultado del deterioro del aceite y de contaminantes polares solubles (productos, intermediarios de oxidación).

Cuando dos líquidos tienen una tensión superficial muy diferentes normalmente son insolubles, tal como sucede con el aceite y el agua. En la interfase, o superficie de contacto de dos líquidos insolubles, se sucede una interacción molecular que tiende a modificar la tensión superficial de ambos líquidos en la zona de la interfase: en este caso se habla de tensión interfacial, la cuál casi siempre es referida al agua, como patrón de comparación.

Existen algunas sustancias que son igualmente solubles tanto en el agua como en el aceite y, por tanto, modifican considerablemente la tensión interfacial del agua cuando se disuelven en ella. Estas sustancias, clasificadas como “tensoactivas”, tienen además la propiedad de ionizarse en presencia del agua y cuando se encuentran disueltas en el aceite lo hacen más conductor de la electricidad.

Los compuestos que se forman de la descomposición natural de los aceites dieléctricos de origen mineral son casi siempre de naturaleza tenso-activa, por lo cuál su presencia en el aceite se refleja en una disminución de la tensión interfacial de dicho aceite y, al mismo tiempo, causan un aumento considerable en la humedad de saturación del mismo.

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

2.3.3. Color

El color y la apariencia externa proporcionan una información rápida y valiosa, fácil de obtener in situ. Una persona experimentada advierte inmediatamente la presencia

de anomalías. Si se añade el olor, puede obtenerse una gran información. Un color oscuro puede indicar que el aceite ha comenzado a deteriorarse, lo que además constituye el primer paso en la formación de lodos. La apariencia de un aceite puede revelar la presencia de agua libre e impurezas, tales como fibras o partículas de celulosa. Un olor desagradable puede denotar la formación de un arco eléctrico, lo que ocasiona la descomposición del aceite.

La intensidad de color de las fracciones de petróleo también depende del tipo o de las series de hidrocarburos que predominan en dichas fracciones. Así por ejemplo las fracciones parafínicas e isoparafínicas son blancas y transparentes, color agua. Las nafténicas varían de amarillo claro a amarillo verdoso. Las aromáticas poseen coloraciones que van desde el amarillo rojizo (naranjado) al marrón oscuro.

Por tanto, cuando se ha fijado un color máximo de 0.5 (amarillo claro) para los aceites de transformadores, en realidad se está buscando que el aceite sea predominantemente nafténico.

El color se mide de una escala de 0 a 8, siendo el 8 el más oscuro. Cuando se compara con el aceite no usado, un incremento en la cantidad de color representa la contaminación y el deterioro de la muestra de aceite.

2.3.4. Acidez o Índice de Neutralización

El valor de neutralización indica si el aceite contiene algún material ácido. Un valor alto o en aumento señala que el aceite ha comenzado a oxidarse. Un valor alto podría ocasionar problemas de corrosión, y el ácido puede formar jabones con los iones metálicos del aceite y afectar sus propiedades eléctricas. Además debido a su

estructura polar, estos ácidos incrementan la solubilidad del agua en el papel. También contribuyen a la degradación del papel.

El número de neutralización de un aceite mineral es el número de miligramos de KOH necesario para neutralizar un gramo de dicho aceite. Cuando un aceite se oxida en presencia del agua, los productos de esa reacción son de naturaleza acídica ya que de ella se forman ácidos orgánicos que constituyen sustancias tensoactivas. Por tanto, el número de neutralización de un aceite dieléctrico usado es una indicación de la mayor o menor cantidad de ácidos orgánicos que se han podido formar en dicho aceite durante el tiempo en que han permanecido en uso.

En el mercado de reactivos químicos se pueden obtener ampollas de hidróxido de potasio (KOH) con los cuales puede medirse el número de neutralización en forma rápida y muy fácilmente, por lo cuál dicha prueba se cumple con mucha frecuencia para controlar la calidad de los aceites dieléctricos utilizados en equipos de alta potencia.

En un aceite bien refinado, el valor de neutralización habrá de ser inferior a 0.01 mg KOH/g de aceite, aunque debido a que este método tiene una repetibilidad de 0.03, el requisito mínimo es inferior a 0.03. En cualquier caso, este nivel es demasiado alto para proporcionar indicación alguna sobre las propiedades del aceite. Los aceites bien refinados no contaminados han de apuntar a un valor objetivo inferior a 0.01.

2.3.5. Densidad

En climas fríos es importante especificar la densidad del aceite para evitar, a bajas temperaturas, la aparición de hielos flotantes en el aceite. Esto puede suceder cuando exista agua libre en los transformadores desactivados, ocasionando perturbaciones

durante la puesta en marcha. Los aceites de alto contenido aromático tienen mayor densidad que los aceites con más moléculas nafténicas y parafínicas. La densidad disminuye al aumentar la temperatura, utilizándose el coeficiente estándar $0.00065/^{\circ}\text{C}$ para calcular la densidad a temperaturas distintas de las medidas. El coeficiente variará ligeramente con los diversos aceites, según la estructura y grado del refinado.

2.3.6. Contenido de humedad

En los últimos 60 años la celulosa se ha utilizado como un aislante en la fabricación de los transformadores. La celulosa se eligió por sus propiedades superiores o de balance. Pero la celulosa tiene debilidades; principalmente por su afinidad, por la humedad y por su estabilidad térmica relativamente pobre.

Debido a que la mayor parte del agua en un transformador se encuentra en el aislamiento de la celulosa, la humedad atrapada en el aislamiento de la celulosa puede arruinar la buena condición de los arrollamientos del transformador.

Como se sabe, el agua es muy poco soluble en los aceites dieléctricos, pero aún así, las muy pequeñas cantidades de humedad que dichos aceites pueden contener en un momento dado son suficientes para cambiar drásticamente su conductividad eléctrica.

La solubilidad del agua en los aceites dieléctricos varía con la temperatura, lo cuál nos dice que un aceite caliente es capaz de disolver más agua que un aceite frío. Así por ejemplo, un aceite dieléctrico sometido a una temperatura moderadamente elevada puede disolver, desde la atmósfera, una apreciable cantidad de humedad, la cuál está limitada por la “condición de equilibrio o de saturación de humedad” del

aceite a esa temperatura. Esa condición de equilibrio es diferente para cada temperatura; cuando un aceite que ha logrado su condición de saturación de humedad a una temperatura elevada pasa a una temperatura más baja, también logra dicha condición a esta nueva temperatura y ese exceso de agua contenido en aceite ya no estará en forma de agua disuelta, sino que estará en forma de gotitas de agua suspendidas en aceite. Esas gotitas, al aglomerarse forman gotas más grandes y luego precipitan al fondo del envase que contiene el aceite. Igual cosa puede pasar en los transformadores que se encuentran abiertos a la atmósfera, por los cambios de temperatura que se suceden entre el día y la noche. Conviene mencionar que el agua no es solo perjudicial en los aceites de transformadores por el hecho de que aumenta su conductividad eléctrica, sino que además el agua suspendida es un elemento altamente corrosivo a los metales ferrosos y por ello forma óxido de hierro que posteriormente se disuelven en el aceite y lo hacen más conductor. También el agua suspendido y/o depositada en el fondo de los transformadores propicia el crecimiento de bacterias que contribuyen a acelerar el proceso de degradación de los aceites dieléctricos.

En vista de estos hechos se recomienda drenar frecuentemente los envase de los transformadores, si es posible, en el momento en que la temperatura del equipo se encuentra en su nivel más bajo.

Los aceites con alto contenido de agua pueden hacer espuma al ser desgasificados. No se trata de una espuma real; puede encontrarse espuma estable y real en los sistemas contaminados.

La precisión durante el análisis de humedad es vital; un pequeño error en los niveles de humedad obtenidos en el análisis del aceite pueden llevar a conclusiones erróneas,

esto debido a que las muestras de aceite se pueden contaminar fácilmente por agua atmosférica, durante el muestreo real y luego durante la preparación del análisis, encontrándose así niveles inexactos de humedad.

2.3.7. Factor de pérdidas dieléctricas (factor de potencia, factor de disipación, tangente delta)

Es la medida de la tangente del ángulo de fase (o coseno de su complemento) entre la tensión y la corriente, al aplicarse una diferencia de potencial predeterminado a dos electrodos entre los cuales se coloca el líquido aislante.

El factor de pérdidas dieléctricas depende de la cantidad de iones en el aceite. Aunque un grado normal de refinado proporciona siempre un bajo valor a este parámetro, es extremadamente sensible a los contaminantes. El efecto de las moléculas de este tipo es tan dañino, que bastan unos pocos ppm para disminuir el tangente delta.

El agua no influye sobre esta propiedad por sí sola, pero sumada a productos de oxidación pueden contribuir a la formación de complejos estables, o junto a otras impurezas provocar altos valores del tangente delta.

Cuando comienza el deterioro de un aceite, es posible detectar un incremento del tangente delta al inicio del proceso de oxidación seguido, al cabo de cierto tiempo, por una disminución. Lo que probablemente sucede es que los peróxidos forman complejos junto con los metales, como un primer paso de la oxidación. Los complejos formados tienen fuerte polaridad y alto contenido de iones, ocasionando así un incremento en el factor de pérdidas dieléctricas. Este peróxido será descompuesto en nuevos productos radicales, creadores de oxidación, con un tangente delta más bajo. Después de la etapa inicial de descomposición se forman

productos de oxidación, tales como ácidos y ésteres, lo que ocasiona un nuevo incremento del tangente delta.

El factor de potencia mide la cantidad de corriente que pasa a través del aceite entre dos celdas o electrodos colocados a una distancia predeterminada, cuando son sometidos a una tensión eléctrica también predeterminada. En realidad el factor de potencia mide las pérdidas de corriente que tienen lugar dentro del equipo, cuando se encuentra en operación. Estas pérdidas de corriente son debidas a la existencia de compuestos polares en el aceite y a su vez son la causa de los aumentos anormales de temperatura, que se suceden en los equipos en operación. Por tanto, es conveniente revisar o verificar la calidad de los aceites dieléctricos en los equipos en los cuales se observan temperaturas anormalmente elevadas.

2.4. Análisis de gases disueltos

Estas pruebas se realizan para evaluar el estado físico del transformador en lo que respecta a factores tales como producción de arcos, puntos recalentados y deterioro del papel. La importancia de estas pruebas es cada vez mayor, debido al desarrollo de sofisticados equipos de análisis: cromatografía de líquidos de altas prestaciones, cromatografía de gases, etc.

En los transformadores llenados con aceite, la formación de gases será consecuencia del normal envejecimiento, pero también, y en mayor medida, resultado de las averías. Basándose en los tipos de gases formados, pueden interpretarse las razones de las averías. Se analizan los gases siguientes: hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, monóxido de carbono y dióxido de carbono. Las

cantidades y proporciones entre los gases son utilizadas en la interpretación de los posibles averías, ver tabla N° 2.1, donde se indica las posibles fallas de los gases.

TABLA N° 2.1: Gases principales para diagnóstico de falla

Gas Principal	Fallas (características)
H ₂ /CH ₄ (hidrogeno/metano)	Descargas parciales en el aceite
C ₂ H ₂ (acetileno)	Arco eléctrico en el aceite
C ₂ H ₄ (etileno)	Recalentamiento en el aceite
CO (monóxido de carbono)	Descargas parciales en el papel
CO/CO ₂ (oxido de carbono)	Recalentamiento en el papel

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

Los esfuerzos térmicos y eléctricos anormales en los transformadores van invariablemente acompañados por la degradación de los materiales aislantes. En sistemas de papel aceitado esta degradación va acompañada por la producción de una cantidad de gases los cuales referidos conjuntamente son conocidos como gases de falla.

La cantidad de gas degradado aún por fallas poco rigurosas, es tan pequeña en relación a la cantidad total de aceite en el transformador, que no producen un efecto significativo o detectable en las propiedades físicas o dieléctricas del sistema en

conjunto, sin embargo, los productos de la descomposición permanecen por sí mismos disueltos en el aceite y se distribuyen a través del transformador.

El uso de análisis de gases disueltos en el aceite conduce a proporcionar un procedimiento previsor que permite planear de antemano decisiones de mantenimiento preventivo. Es importante advertir que el uso de este análisis, debe basarse tanto en el conocimiento y en la confiabilidad que se tenga en las pruebas cromatográficas, como en la metodología seguida de su aplicación, porque de lo contrario indicaría tomar decisiones con el riesgo de cometer errores conflictivos y costosos.

2.5. Análisis de inhibidor

Existen dos tipos de aceites en el mercado, inhibidores y no inhibidores. De hecho, todos los aceites son inhibidores, los inhibidores por la adición de fenol retardado (destrucción radical), y los no inhibidores, por los inhibidores naturales (destrucción por peróxido). La gran mayoría de los aceites empleados actualmente en el mundo pertenecen a la categoría de inhibidores, contando con inhibidores fenólicos a distintos niveles.

Los inhibidores de oxidación previenen la formación de los subproductos de oxidación tales como: alcoholes, aldehídos, éteres y acetonas. Estos subproductos causan la formación de ácidos que a su vez precipitan por último el lodo. Los inhibidores se consumen lentamente mientras cumple su función protectora, pero una vez que se han consumido completamente los productos de oxidación comienzan a formarse rápidamente, por lo que el tiempo de servicio esperado del aceite es entonces reducido en gran forma, llegando incluso a tener que retirar la unidad de

servicio debido a que estos productos de oxidación no pueden ser extraídos del todo por los procedimientos normales de recuperación del aceite.

Se ha demostrado que al combinar el aceite con inhibidores antes de que se consuman por completo, hace que su tiempo de servicio sea como la de un aceite nuevo. Por esto es importante que la reinhibición se haga antes que las propiedades de calidad del aceite (tensión interfacial, rigidez dieléctrica, acidez, etc.), comiencen a deteriorarse y esto sólo se puede determinar oportunamente por la medición directa de la concentración del inhibidor.

Si consideramos que los niveles de antioxidación son indicadores sensibles de la condición del transformador, entonces es necesario enfatizar la importancia de controlar periódicamente la antioxidación mediante el análisis periódico del inhibidor. El controlar los inhibidores de oxidación reduce los costos de operación prolongando el tiempo de servicio del aceite y las aislaciones de papel. Por consiguiente, el control del nivel de la antioxidación en el aceite es importante.

2.5.1. Factores de oxidación del aceite

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

a).- Naturaleza o composición del aceite. No todos los hidrocarburos que normalmente se encuentran en los productos o fracciones de petróleo, pueden realizar adecuadamente las funciones que los aceites dieléctricos deben cumplir en los transformadores de potencia, entre los cuales los más importantes son:

Aislamiento y refrigeración de las partes energizadas del equipo.

- Protección de las partes metálicas y de los otros materiales presentes en un transformador de potencia.

Ahora bien, si tomamos en cuenta esas funciones como marco de referencia, podemos afirmar que todos los hidrocarburos puros, cualquiera que sea la serie a la cuál pertenecen, pueden proporcionar una adecuada protección a las partes metálicas y otros materiales del equipo, ya que ellos son compuestos químicamente inertes y de naturaleza apolar. No obstante, una pequeña fracción de los hidrocarburos contenidos en las fracciones de petróleo se encuentran afectados por átomos de otros elementos entre los cuales se encuentran algunos metales, tales como el hierro, el vanadio, el níquel, etc. y elementos no metales entre los cuales los más importantes son el azufre, el oxígeno y el nitrógeno. Todos esos hidrocarburos combinados con átomos de los elementos mencionados afectan de alguna manera la calidad del aceite dieléctrico, debido a que todos ellos son compuestos polares y, en el caso de los compuestos de azufre, oxígeno y nitrógeno, son además altamente corrosivos a los metales. Los compuestos de azufre son corrosivos al cobre y por tanto hacen al aceite dieléctrico incompatible con las partes del transformador que contienen dicho elemento.

Algunas series de hidrocarburos protegen mejor al sistema aislante del equipo y le ofrecen una mayor capacidad de refrigeración que otras. Los hidrocarburos aromáticos poseen:

- Un bajo coeficiente de expansión que dificulta las corrientes de convección dentro del equipo y con ello la función de refrigeración o enfriamiento que le corresponde al aceite dieléctrico.

Una baja estabilidad a la oxidación que causa la degradación prematura del aceite y con ello la formación del lodo dentro del transformador.

Un alto poder de solvencia frente a las lacas y resinas (bajo punto de anilina) que puede fácilmente arruinar el aislamiento de los cables de los arrollados.

Los hidrocarburos parafínicos se solidifican a temperaturas relativamente altas (alto punto de fluidez) y en estas condiciones impiden que el aceite fluya fácilmente y ejerza su función refrigerante; tienen una tendencia muy marcada a emitir gases cuando se les someten a descargas eléctricas, lo cuál es también inconveniente para la operación del transformador.

En resumen los hidrocarburos parafínicos imparten algunas características al aceite que lo hacen poco apropiado para su utilización en los transformadores.

Los más convenientes para producir los aceites dieléctricos son los hidrocarburos isoparafínicos y nafténicos, lo cuál se justifica que en el proceso de producción de éstos se trate de limitar la proporción de hidrocarburos aromáticos y evitar la presencia de parafínicos normales en la composición de dichos aceites.

b).- Disponibilidad de oxígeno. El oxígeno disponible para las reacciones de oxidación que tienen lugar en el aceite dieléctrico proviene: del aire que normalmente está disuelto en dicho aceite y de la electrólisis del agua presente en el equipo.

Cabe indicar que este oxígeno proveniente de la electrólisis del agua es “oxígeno atómico” y por lo tanto muy activo químicamente. Por otra parte, mientras mayor es la cantidad de oxígeno disuelto en el aceite dieléctrico serán más completas, complejas y frecuentes las reacciones de oxidación que se realizan dentro de él.

c).- Presencia del agua y otros catalizadores. Debido a que la electrólisis del agua dentro de un transformador es una fuente de “oxígeno activo” para las reacciones de oxidación que tienen lugar en el aceite dieléctrico. Pero, por otra parte, el agua es un buen catalizador para las reacciones de oxidación que se llevan a efecto en el seno del aceite y sobretodo para aquellas que afectan los metales ferrosos presentes en el equipo (corrosión de la carcasa y del núcleo del transformador).

d).- Nivel de temperatura. El nivel de temperatura a que normalmente opera el transformador es un factor muy importante en la velocidad de oxidación del aceite dieléctrico y mientras más alta es dicha temperatura mayor será la velocidad a la cuál se lleva a efecto la degradación del aceite, ver tabla N° 2.2, donde se indica los valores límites de años de acuerdo a la temperatura del transformador.

TABLA N° 2.2: Número de neutralización versus temperatura

Temperatura de Operación del Equipo	Vida Útil del aceite Dieléctrico*
60 °C	20
70 °C	10
80 °C	5
90 °C	2.5
100 °C	1.25
110 °C	7 Meses

* Tiempo estimado para que el número de neutralización del aceite alcance una acidez equivalente a 0.25 mg KOH/g.

2.6. Análisis de furanos

Los arrollamientos dentro de su transformador están aislados por el papel y el aceite. El aceite actúa como un refrigerante y el papel provee resistencia mecánica a los arrollamientos.

La degradación del papel por pérdida de la fuerza de tensión resulta en el desprendimiento de furanos, fallas internas en el transformador generando gases disueltos en el aceite.

El análisis de gases en el aceite, fue inicialmente la prueba para conocer problemas internos del transformador. La prueba de furanos es usado para detectar daños del papel aislante por calentamiento, oxidación e hidrólisis. Una aproximación gruesa es que por cada 6 a 8 °C de elevación sobre la temperatura normal de operación, la vida de aislamiento es reducido a la mitad.

Furanos producidos desde esas temperaturas son generados de dos maneras: la primera fase es en una área localizado de alto calor y papel dañado; y la segunda fase es de un calentamiento generalizado o completo del sistema total de aislamiento.

La principal función de la prueba de furanos, es para determinar si el papel en un transformador ha sido o está siendo dañado por el calor.

2.7. Análisis de PCB

Debido a sus ventajosas características con respecto al aislamiento eléctrico, conducción térmica, inflamabilidad y resistencia al envejecimiento se empleó PCB (bifenilo policlorado) durante décadas como refrigerante sintético y material dieléctrico en transformadores, cuando se descubrió su impacto negativo sobre el

medio ambiente, ya que es un producto tóxico, químicamente muy estable su uso fue prohibido en muchos países.

Los científicos relacionan al PCB con el cáncer, nacimientos defectuosos, alteraciones nerviosas y problemas dermatológicas. Se descubrió que PCCD (dioxina) y el PCDF (furano), sustancias altamente tóxicas para el hombre y el medio ambiente, se forman del PCB en presencia de oxígeno y a temperaturas entre 300 y 1000 °C.

Después de que transformadores que contenían PCB se incendiaron, se prohibió en 1983 la producción del PCB en Alemania. Además, se crearon una serie de leyes y regulaciones que reglamentan y dan solución a los problemas suscitados por el PCB.

La regulación prohibitiva sobre el PCB limita el funcionamiento y el uso de transformadores que contengan esta sustancia hasta el año 1999. Hasta esta fecha todos los transformadores contaminados con PCB se deben descontaminar de manera que la concentración de PCB sea en forma permanente < 50 ppm. Aquellos transformadores que contengan PCB con más de 50 ppm se deben poner fuera de servicio y desecharse conforme a las reglas imperantes. Esta tarea se llevará a cabo, por motivos de seguridad, solamente por aquellas empresas autorizados para ello.

Hasta hace poco la única forma segura de desechar desperdicios era almacenándolos en vertederos subterráneos. De esta forma materiales como cobre, aluminio, hierro y acero no se aprovechaban. Con ello, se crearon grandes cantidades de desperdicios y desechos que ocuparon el poco espacio aún quedaba disponible en los vertederos. En el caso de un transformador, alrededor de 65% de su peso total es de metal.

El proceso en etapas no solo permite el aprovechamiento ecológico y eliminación de los líquidos contaminados con PCB, sino también la recirculación de metales de

valor en el ciclo de materiales, contenidos en los transformadores. Después de limpiar los materiales de todas las sustancias nocivas, estos se pueden volver a aprovechar como materias primas. De esta forma el medio ambiente se ve aliviado de contaminación y se ahorra espacio en los vertederos.

2.7.1. Descontaminación y reciclaje de PCB

El procedimiento se compone de varias etapas y se ajusta a las características del transformador a tratar. La descontaminación tiene lugar a altas temperaturas en cajas herméticas de tratamiento. Para limpiar el transformador del PCB se emplea un solvente con un alto grado de solubilidad. Una vez que el solvente se ha extraído con una bomba, el transformador se drena y se seca. La calidad del proceso de limpieza está controlado en forma continua por sensores que se encuentran en la succión para el drenado de las cajas de tratamiento. Luego de la limpieza básica se efectúa paso a paso un proceso de desmontaje en el cuál la carcasa libre de PCB, las chapas del núcleo, los elementos de sujeción, los conductores de corriente, los aisladores de cerámica, las bobinas y el enmaderado se separan.

Después de la limpieza básica, principalmente las chapas del núcleo, que se encuentran comprimidas, la madera y el papel muestran todavía una alta contaminación con PCB. Por ello, las chapas de los transformadores y las otras piezas pequeñas que se deben descontaminar se someten a una limpieza intensiva en una máquina de lavar especial altas temperaturas. Para asegurar la calidad en los resultados de la limpieza se toman regularmente muestras durante el proceso. Las chapas limpias del núcleo se vuelven a utilizar para la fabricación de transformadores pequeños, la carcasa de los transformadores, los elementos de sujeción y los

conductores de corriente se clasifican por materiales y se entregan para su tratamiento metalúrgico. Los aisladores de cerámica se emplean como sustancias neutras en la construcción de calles. Con el fin de evitar emisiones, el solvente fluye en un circuito cerrado.

El PCB que se lavó en las etapas de limpieza se separa del solvente por medio de una destilación continua. Los líquidos que contienen PCB se eliminan o se aprovechan en plantas autorizadas. Así por ejemplo de estos líquidos altamente contaminados con PCB se puede producir ácido clorhídrico y cloruro de polivinilo. El aceite contaminado en menor grado se puede aprovechar por medio de un proceso térmico. Finalmente, los líquidos se transportan con la autorización correspondiente en vehículos tanques.

En la última etapa del proceso las bobinas aisladas por papel se granulan y se separan del metal y el papel. En esta etapa junto al cobre sin PCB se obtienen briquetas de papel contaminadas con PCB. El granulado de cobre se emplea como materia prima para la fabricación de electrodos de cobre. El papel y la madera, cuyo peso alcanza entre 2 y 4% del peso total del transformador, se deben eliminar en plantas autorizadas de incineración de la empresa química debido a su alto grado de contaminación con PCB.

Con el proceso en etapas se aprovecha entre el 65 y 98% del peso total del transformador contaminado con PCB. Además hay que recalcar que la contaminación restante de todos los materiales reciclados en la circulación de materiales es, con sólo 2 ppm, extremadamente baja.

2.8. Determinación del contenido de lodo

El transformador de potencia a través del mantenimiento debe operar sin lodo ácido, que se forman por la degradación natural del aceite dieléctrico, la efectividad de este mantenimiento dependerá de la posibilidad de descubrir a tiempo cuando dicho lodo empieza a formarse o cuando su concentración en el aceite alcanza límites en los que ese lodo empieza a depositarse en las partes energizadas del transformador. Entre los indicadores de la presencia de lodo en el aceite se mencionarán los siguientes:

2.8.1. Alto nivel de acidez

La formación de lodo en los aceites dieléctricos se debe a reacciones de oxidación que, en principio, producen ácidos orgánicos y otros compuestos de naturaleza acídica.

Posteriormente esos ácidos se esterifican con radicales de otras moléculas de esos mismos ácidos o de moléculas de hidrocarburos activadas y, por último, los ésteres formados se polimerizan hasta formar las grandes moléculas o “complejos moleculares” que constituyen el lodo. Por lo tanto, una primera indicación de la presencia de lodo será un “alto nivel de acidez” en el aceite. Cuando el número de neutralización de un aceite llega a un valor igual o superior a 0,3 mg de KOH por gramo de aceite, la posibilidad de que exista lodo suspendido en el aceite es casi una certeza, ver tabla N° 2.3, donde se indica los valores de alto nivel de acidez.

TABLA N° 2.3: Número de neutralización versus formación de lodo

N° de Neutralización mgKOH/g	% de Equipos con Presencia de Lodo
0.00 a 0.1	0
0.11 a 0.2	38
0.21 a 0.6	72
Sobre 0.6	100

2.8.2. Baja tensión interfacial

Otra indicación de la presencia del lodo en el aceite dieléctrico lo constituye la reducción de su tensión interfacial. En efecto por cuanto los ácidos orgánicos y los ésteres (lodos) son compuestos tenso-activos, su presencia en el aceite contribuyen a disminuir la tensión interfacial. Se ha podido comprobar que cuando la tensión interfacial del aceite baja a la mitad de su valor original, existen muchas posibilidades de que el aceite haya alcanzado su nivel de saturación de lodo y por lo tanto, al progresar la formación de lodo, una baja adicional de la tensión interfacial, indicará que éste se empezará a precipitar en las paredes energizadas del equipo, ver tabla N° 2.4, donde se indica los valores de tensión interfacial con presencia de lodo.

TABLA N° 2.4: Tensión interfacial versus formación de lodo

Tensión Interfacial dinas/EM	% de Equipos con presencia de lodo
Menos de 14	100
Entre 14 y 16	85
Entre 16 y 18	69
Entre 18 y 20	35
Entre 20 y 22	30
Sobre 24	0

2.8.3. Intensidad del color

La intensidad del color, marrón oscuro o negro, es otra indicación de la presencia de lodo en un aceite dieléctrico. En efecto los ácidos orgánicos que se forman de los hidrocarburos presentes en los aceites dieléctricos, son siempre de color rojizo o marrón oscuro, por lo cuál su presencia en el aceite le imprime un color similar al que ellos poseen.

2.8.4. Alto contenido de humedad

Debido a la considerable higroscopicidad de los ácidos orgánicos y ésteres que conforman el lodo, es posible sospechar su presencia en el aceite dieléctrico cuando éste presenta un alto contenido de humedad. Los ácidos y ésteres que forman el lodo poseen una considerable polaridad que los hace conductores de electricidad, de lo cuál se deduce que la presencia de lodo en el aceite contribuirá a bajar su tensión de ruptura y a subir su factor de potencia. En tal sentido pudiera deducirse que una baja

tensión de ruptura y un alto factor de potencia pudieran considerarse como “indicadores indirectos” de la presencia de lodo en el aceite.

El hecho de considerar a estas últimas características como indicadores indirectos se debe a que tales desviaciones son casi siempre debidas al alto contenido de agua en el aceite y no necesariamente por la presencia en el de ácidos o lodos.

A continuación ver tabla N° 2.5 y tabla N° 2.6 donde se indica las normas ASTM para pruebas de aceites dieléctricos.

TABLA N° 2.5: Normas ASTM para Pruebas de Aceites Dielectricos

TIPO DE PRUEBA	PARAMETRO	METODO ASTM	UNIDAD	LIMITE ACEPTABLE	LIMITE CUESTIONABLE	LIMITE INACEPTABLE
FÍSICAS	COLOR	D1524		≤ 3.5		> 3.5
	INSPECCIÓN VISUAL	D1524		claro		
	GRAVEDAD ESPECÍFICA	D1298		0.84 a 0.91	< 0.84	> 0.91
	SEDIMENTOS	D1698		ninguna		
	TENSIÓN INTERFACIAL	D971	dinas/cm.	≥ 32	28 a 31.9	< 27.9
ELÉCTRICAS	RIGIDEZ DIELECTRICA	D877	Kv	≥ 30	25 a 29	< 25
	RIGIDEZ DIELECTRICA	D1816 < 69 Kv.	Kv	≥ 30	25 a 29	< 25
	RIGIDEZ DIELECTRICA	D1816 > 69 Kv.	Kv	≥ 40	35 a 39	< 35
	Factor de Potencia o Pérdida Dielectrica a 60 Hz.	D924 A 25 °C	%	< 0.1	0.1 a 0.3	> 0.3
		D924 A 100 °C	%	< 2.99	3 a 3.99	> 0.4
QUÍMICAS	INDICE DE ACIDEZ	D974	mgKOH/g	≤ 0.05	0.06 a 0.1	> 0.1
	CONT. DE AGUA	D1533 < 69 Kv.	ppm	≤ 30	30.1 a 34.9	≥ 35
	CONT. DE AGUA	D1533 > 69 Kv.	ppm	≤ 20	20.1 a 24.9	≥ 25
	CONT. DE INHIBIDOR	D2668	%	≥ 0.2	0.19 a 0.11	≤ 0.1
ABSORCIÓN ATÓMICA	CONT. DE METALES	D2675	ppm	ninguna		

TABLA N° 2.6: Normas ASTM para Pruebas de Análisis Cromatográficos de Gases (Método ASTM D3612)

GASES	HIDRÓGENO H ₂	OXÍGENO O ₂	NITRÓGENO N ₂	METANO CH ₄	MONÓXIDO DE CARBONO CO	DIÓXIDO DE CARBONO CO ₂	ETANO C ₂ H ₆	ETILENO C ₂ H ₄	ACETILENO C ₂ H ₂	TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES	TOTAL DE GASES
UNIDAD	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
LÍMITES	<150	0.2 - 3.5% de Gases Totales	1 - 10% de Gases Totales	<25	<500	<10000	<10	<20	<5	<500	

DE FURANOS (MÉTODO ASTM D5837)

UNIDAD	LÍMITE ACEPTABLE	LÍMITE CUESTIONABLE	LÍMITE INACEPTABLE
ppb	<=100	101 a 249	>= 250

DE PCB'S (MÉTODO ASTM D4059)

UNIDAD	LÍMITE ACEPTABLE	LÍMITE CUESTIONABLE	LÍMITE INACEPTABLE
ppm	<=50	51 a 499	>= 500

CAPÍTULO III

TRATAMIENTO DE ACEITE DIELECTRICO EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA ENERGIZADO O DESENERGIZADO

3.1. Introducción

En la actualidad se ha hecho evidente e inaplazable la necesidad de ejercer un estricto control de la calidad de los aceites aislantes, utilizados en los transformadores de potencia. Conviene señalar, que hoy día los aceites dieléctricos deben ser formulados y elaborados para que puedan ser utilizados eficientemente durante periodos estimados entre los 15 y 20 años, siempre y cuando se les use racionalmente. Ese uso racional incluye tratamientos periódicos de filtración y secado, así como también un frecuente control de sus condiciones de operación o funcionamiento.

De acuerdo con los resultados obtenidos durante un programa de control de calidad del aceite se pueden tomar una de las siguientes alternativas:

Proceso de Termovació, Es un proceso fisicoquímico de remoción de humedad, gases y sustancias volátiles presentes en el aceite aislante. Con la aplicación de vacío se reduce la temperatura de ebullición del agua que es retirada durante la fase vapor por la cámara de vacío. En el secado al

aplicarse el vacío a 1 Torr (1 mmHg) fácilmente se obtendrán bajas concentraciones de agua como resultado final y así sucesivamente habrá un aumento significativo de rigidez dieléctrica.

Proceso de Regeneración, Es el proceso químico aplicado en aceites que sufriera deterioro, conteniendo así, ácidos orgánicos, sedimentos, impurezas o agentes externos disueltos. El proceso consiste en hacer pasar el aceite a través de un material absorbente para retener las impurezas. El material absorbente utilizado es la Tierra Fuller, una arcilla que para ser utilizada debía ser secada, triturada, quemada para luego ser lavada con ácidos y agua o tratada con vapor.

3.2. Equipos, herramientas y materiales a utilizar

Los equipos utilizados para un Termovacío y Regeneración son los siguientes:

Planta de regeneración 2000 lt/hr (mínimo)

Equipo de termovacío 2000 lt/hr (mínimo)

Espinterómetro 220V. C.A. 2,5 A, 60Hz. 0 – 60 KV

Revelador de tensión con pértiga 220KV

Guantes aislantes 30KV

Accesorios para toma de muestra de aceite

Maleta de herramientas electromecánicas

Escalera de madera de 14 pasos

Un juego de válvulas reductoras

- Depósitos de aceite dieléctrico
- Depósito para Tierra Fuller
- Cubiertas plásticas para proteger la superficie de trabajo
- Conos de seguridad y cinta de señalización
- Aceite dieléctrico (shell diala D)
- Tierra fuller (solo cuando se realice la regeneración del aceite)
- Inhibidor de aceite (Ionol)
- Trapo industrial
- Cinta teflón

En el equipo de Regeneración se constituyen las siguientes partes:

Bomba de recirculación, la bomba de recirculación debe ser de una capacidad suficiente para mantener el flujo deseado, contra las caídas de presión originados por los filtros y los inyectores que pudieran incluirse en el sistema.

Calentador, el calentador debe estar dimensionado para mantener una temperatura cercana a los 100°C en todo el sistema.

Filtros de arcilla, los filtros de arcilla deben contener una cantidad de arcilla activada suficiente para tratar todo el aceite del transformador, sin tener que remover el material usado en medio de la operación de mantenimiento. Por lo general se requieren de 6 a 12 Kg de arcilla activada por cada 100 Kg, de aceite, cifras que pueden ser utilizadas para calcular el tamaño de los filtros que se incluirán en las plantas de mantenimiento preventivo. Conviene incluir en el sistema un mínimo de 3 filtros, e instalarlos en tal forma que en cualquier momento dos de ellos puedan ser utilizados simultáneamente en serie o en paralelo, mientras el otro permanece en reserva.

Dosificador de inhibidor, el dosificador de inhibidor es una facilidad muy importante dentro de la planta de tratamiento de aceite dieléctrico, pues mediante ella se restituye la cantidad de inhibidor de oxidación que se consumió durante el tiempo en que el aceite permaneció en uso y la que pudo gastarse durante el proceso de mantenimiento del transformador.

Filtros micrométricos, los filtros micrométricos, preferiblemente de porosidad igual o menor de 0,5 micrón se utilizan, en primera instancia, para separar sólidos y gotas de agua que pudieran permanecer suspendidos en el aceite y con lo cuál se prolonga la vida útil de los filtros de arcilla; por tanto, uno de ellos debe instalarse antes de que el aceite llegue a dichos filtros. El otro filtro micrométrico generalmente se instala luego de los filtros de arcilla y después del sistema de inyección de inhibidor, con lo cuál se logra eliminar las partículas que pudieran desprenderse de los filtros de arcilla o de antioxidante no disuelto.

Tanques auxiliares, los tanques auxiliares se utilizan tanto en el inicio como el final de la operación de recirculación del aceite. Dichos tanques son particularmente útiles para la prueba inicial del equipo de tratamiento y para el establecimiento de las condiciones de operación con las cuales se quiere operar dicho equipo, antes de involucrar el transformador en el proceso de mantenimiento. Esto es particularmente importante cuando se trata de transformadores energizados.

La capacidad combinada de los tanques auxiliares debe ser igual o mayor a la del transformador que se desea mantener.

Mangueras, las mangueras flexibles utilizados para conectar la planta de tratamiento con el transformador, deben ser de un material resistente a la acción del aceite caliente y a las máximas presiones utilizadas en el proceso. Su longitud debe permitir

la ubicación de la planta de tratamiento convenientemente alejada del transformador, especialmente cuando se trata de transformadores energizados. Las mangueras deben ser protegidas entre las posibles roturas que puedan ocasionarles los vehículos o equipos móviles que operan en el área.

Instrumentación, los instrumentos indicadores o reguladores de la presión, la temperatura, humedad y la resistencia dieléctrica del aceite deben ser cuidadosamente revisados y calibrados antes de iniciar la operación de mantenimiento y serán sustituidos cuando no ofrezcan la confianza adecuada en sus mediciones.

En los materiales descritos analizaremos el siguiente:

Tierra Fuller, el término tierra fuller hace referencia a una clase natural de arcilla adsorbente más que a una especie mineralógica. El principal constituyente de esta clase es la arcilla attapulgite, principalmente extraída del sur de Georgia y del norte de Florida. Específicamente, se ha descubierto que la arcilla attapulgite brinda resultados satisfactorios en la purificación de los aceites para transformador porque es capaz de adsorber compuestos polares y decolorar el aceite.

La tierra fuller fácilmente adsorbe las impurezas del aceite y grasas. Su uso fundamental es como “arcilla decolorante” en el refinamiento de aceites minerales, vegetales y animales. Su color varía de blanco a marrón y se asemeja a la arcilla verde. En sus inicios fue utilizada en forma de polvo fino para retirar grasa de tejidos y lana. Obtiene su nombre a partir de este proceso que es denominado abatanamiento.

Lo que la hace única a la arcilla attapulgite es su estructura cristalina. Al extraerse, la arcilla es un silicato de aluminio y magnesio hidratado. En el proceso, la arcilla es

triturada, activada al calor, puesta a tierra, tamizada y ensacada. La temperatura de la activación del calor o etapa del secado determina el grado de porosidad interna. Esta porosidad contribuye con el área de la superficie superior de la arcilla y en consecuencia la capacidad de adsorción.

Se debe tener cuidado de no exponer la tierra fuller a la humedad o aire húmedo, ya que puede recoger hasta 25 por ciento de agua en peso. La tierra fuller puede ser secada utilizando temperaturas elevadas, particularmente en vacíos elevados.

3.3. Procedimiento del tratamiento de aceite dieléctrico y regeneración en transformadores de potencia energizado in situ

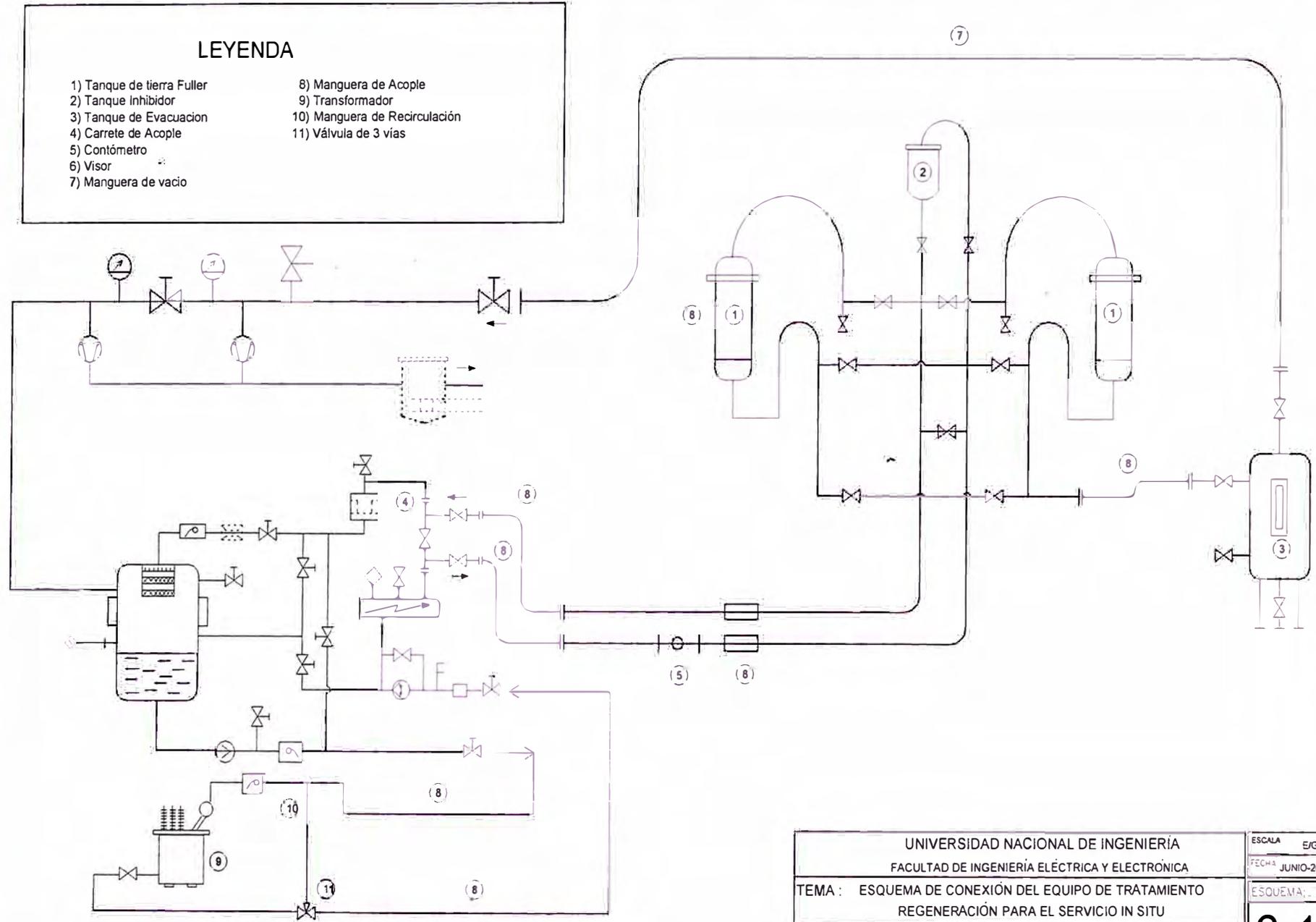
Este trabajo se realiza cuando el transformador se encuentra energizado o desenergizado, para nuestro caso analizaremos el caso más complejo, es decir cuando el transformador de potencia está energizado.

Los equipos de tratamiento, serán instalados lo más próximo posible al transformador, para una intervención rápida en caso de anomalías y de acuerdo al esquema N° 3.1

Después de la ubicación de los equipos de tratamiento y de regeneración, estos serán conectados al sistema de tierra del transformador intervenido.

LEYENDA

- | | |
|----------------------------|-------------------------------|
| 1) Tanque de tierra Fuller | 8) Manguera de Acople |
| 2) Tanque Inhibidor | 9) Transformador |
| 3) Tanque de Evacuación | 10) Manguera de Recirculación |
| 4) Carrete de Acople | 11) Válvula de 3 vías |
| 5) Contómetro | |
| 6) Visor | |
| 7) Manguera de vacío | |



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA	ESCALA E/G
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRONICA	FECHA JUNIO-2003
TEMA : ESQUEMA DE CONEXIÓN DEL EQUIPO DE TRATAMIENTO REGENERACIÓN PARA EL SERVICIO IN SITU	ESQUEMA:
AUTOR: LUIS MANRIQUE CAMPOMANES	3.1

Durante la instalación de la manguera, el personal usará guantes aislantes.

Llenado de aceite a los 03 tanques de tierra fuller, a través del equipo de tratamiento con el fin que el aceite alcance su temperatura de operación.

Antes de iniciar el proceso, cerrar el sistema con aceite dieléctrico (cámara de desgasificación, mangueras y by-pass)

La recirculación del aceite se establece conectando la manguera de succión a la válvula inferior de la cuba del transformador, y la descarga del equipo de termovació al tanque conservador.

Se conecta el by-pass con el fin de eliminar las burbujas que se forman en las mangueras de succión y descarga. Verificar que no existen fugas de aceite en todo el sistema, en caso de existir deben ser corregidos.

El evaporador del equipo de termovació debe estar lleno hasta la mitad del visor.

Verificando que no existan burbujas de aire para la manguera transparente, abrir las válvulas del transformador y cerrar lentamente las válvulas del by-pass.

Se escoge la velocidad de regeneración en función de varios parámetros, siendo el fin principal no generar burbujas dentro del transformador.

Teniendo en cuenta que el transformador está energizado la temperatura del aceite está próxima a la del tratamiento, por lo que necesitamos apenas eventuales entradas del banco de calefacción. Es necesario que los supervisores del servicio mantengan constante observación para no sobrepasar la temperatura límite de trabajo del transformador, ver calibración de relé de imagen térmica y termómetro de aceite.

- La supervisión de temperatura del aceite aislante del transformador, presión de extracción, expulsión, nivel de aceite y presión de la cámara de vacío deben ser periódicas (cada hora) y se anota en una hoja de control.
- El proceso es controlado por las mediciones periódicas de rigidez dieléctrica y tensión interfacial de las muestras de aceite extraídas antes de pasar por los filtros de las cámaras de vacío.
- Se debe controlar muy celosamente el nivel del aceite en el tanque del conservador, el cual tiende a disminuir a medida que se consume tierra fuller, en ese caso se debe rellenar el transformador con aceite para mantener el nivel mencionado. Asimismo, se debe controlar la eventualidad de que el indicador de nivel en el tanque conservador pueda trabarse y dar una indicación falsa.
- Después de finalizar la regeneración se inicia el tratamiento del aceite con adición del inhibidor de oxidación.
- Al finalizar se procede a cerrar primero la válvula ubicada en la parte inferior de la cuba utilizada como succión para desalojar todo el aceite contenido en la manguera, luego se cierra la válvula del tanque conservador que es utilizado para la descarga en este proceso.
- A continuación se retiran las mangueras instaladas en las válvulas aflojando y retirando las abrazaderas, se normalizan las válvulas del transformador, colocando los empaques y las bridas ciegas en su normal posición.
- Al finalizar el servicio de tratamiento se toman muestras de aceite para los análisis respectivos (físicoquímico y cromatográfico)

- Además se levanta un acta de entrega del transformador, donde se indica cualquier anomalía presentada.

3.3.1. Medidas de Seguridad del Tratamiento de Aceite Dieléctrico

Antes de iniciar los trabajos considerar las siguientes medidas de seguridad:

- Realizar una pequeña charla explicando los trabajos a realizar, recordando los riesgos presentes y las medidas de seguridad.
- Verificar que el personal que va a realizar los trabajos tengan los implementos de seguridad en buen estado.
- Delimitar la zona de trabajo.
- Conectar los equipos de tratamiento a un sistema de tierra, para eliminar corrientes estáticas.
- Mantener las distancias de seguridad con relación a los puntos energizados, durante la conexión y desconexión de las mangueras de aceite al tanque conservador.
- Entregar un certificado del destino final de la tierra fuller empleada en la regeneración del aceite.

3.3.2. Consideraciones del Tratamiento de Aceite Dieléctrico

Tener las siguientes consideraciones:

- La velocidad de regeneración deberá adecuarse a ciertos parámetros para no generar turbulencias en la cuba del transformador.
- El equipo de regeneración deberá tener capacidad de recirculación interna, para que de ese modo se elimine la posibilidad del choque

térmico, burbujas sólidas en suspensión y el envío de aceite no tratado a la cuba del transformador.

- La temperatura de regeneración deberá adecuarse a los parámetros mostrados en el aceite a ser tratado.
- Se debe mantener constante el nivel de aceite en la cuba del transformador.
- Inspección del tanque conservador para observar si hay indicios de corrosión. Si lo hubiera eliminar el óxido tratando separadamente el aceite del mismo.
- Es imprescindible el uso de “filtros absolutos”, para eliminar la circulación de partículas mayores a cinco (05) micras (un filtro absoluto de 05 micras, es equivalente a un filtro nominal de 0,3 micras); en el caso de transformadores de potencia de un nivel de tensión 220Kv, esto es un punto crítico.
- La capacidad de vacío del equipo de tratamiento debe ser tal, que permita que el aceite reingresante al transformador, bajo cualquier circunstancia (humedad de la tierra fuller) no tenga más de 10ppm de humedad.
- Es necesario el uso de equipos de prueba de campo, con el fin de controlar y garantizar una regeneración paulatina del aceite dieléctrico. En caso contrario pueden producirse precipitaciones de lodos, no deseables bajo ninguna circunstancia durante el proceso de regeneración.
- Los parámetros a controlarse durante el proceso de regeneración son: acidez, tensión interfacial, rigidez dieléctrica y color, durante un proceso de termovacío sólo es rigidez dieléctrica. Adicionalmente se extraerán

constantemente muestras de la cuba del transformador para controlar la humedad del aceite dieléctrico y por ende la efectividad del equipo de tratamiento.

- Durante la regeneración del aceite aislante, también se realizan ensayos periódicos de tensión interfacial de las muestras retiradas en la entrada y salida del equipo de regeneración para hacer un seguimiento de la eficiencia del proceso y la sustitución de la tierra en los tanques de colado.
- En la regeneración debido a la sustitución del absorbente (tierra fuller), hay pérdida de líquidos aislantes que deberá ser repuesto, y ésta reposición será aproximadamente de 8% del volumen total del aceite a ser regenerado.
- El consumo de tierra fuller varía de acuerdo con las condiciones del aceite a ser regenerado, es decir cuanto más tiempo de deterioro, más tierra fuller será consumida para que los ácidos formados sean removidos.
- Durante el proceso de tratamiento de aceite es necesario controlar la temperatura de aceite y la presión de vacío.
- Antes de iniciar el tratamiento de aceite se debe efectuar la desconexión de la apertura por relé bucholz, y se debe mantener durante todo el proceso.

3.4. Secado del aceite dieléctrico por termovacío

Es un proceso eficaz para el retiro de humedad, gases y sustancias volátiles presentes en el aceite aislante. La mayor parte del aislamiento sólido de un transformador está

constituida de materiales de naturaleza celulósica (papel, cartón, madera, etc.), que tienen una elevada rigidez dieléctrica si están secos.

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

Cuando en un aceite de transformador los ensayos realizados presentan valores aceptables y sólo el grado de humedad es elevado, se puede retirar esta humedad aún teniendo el transformador energizado. Para efectuarlo se usa el secado por termovacío y personal especializado.

3.4.1. Secado por el procedimiento del aceite en circulación

Con este proceso se saca continuamente el aceite por la parte inferior de la cuba del transformador, se le dirige a través de una instalación de preparación y se introduce de nuevo en el transformador. Con cubas de transformador a prueba de vacío se mantendrá constantemente el vacío en el espacio comprendido entre la tapa de la cuba y el nivel del aceite, bajado éste a unos 200-300mm de la tapa.

Este procedimiento lleva consigo el inconveniente de ser de larga duración y que no basta para alcanzar valores altos del grado de sequedad necesario en el aislamiento sólido de la parte activa. Por ello este procedimiento no es generalmente utilizable para el secado de transformadores con tensiones de servicio superiores a los 170Kv; para transformadores con tensiones de servicio más bajas sólo se utilizará este procedimiento de secado.

Para secar un transformador por el método del “aceite en circulación” se procederá como sigue:

- a) Instalación de preparación del aceite a uno o varios escalones provista de calentador auxiliar de gran potencia en la tubería de derivación Fig. 3.1

La potencia de la instalación para la preparación del aceite viene dada por la magnitud del transformador a secar; se utilizan las siguientes reglas prácticas: El débito máximo (litros / hora) que pasará por la cámara de vacío de la instalación de preparación del aceite siempre manteniendo el vacío constante es igual al volumen de aceite (en litros) del transformador a secar, dividido por 10.

La potencia calorífica (en Kw.) Del calentador de aceite en la tubería de derivación es igual al volumen en litros del aceite del transformador dividido por 200.

El débito máximo (litros / hora) en la tubería de derivación es igual al volumen de aceite (litros) del transformador, dividido por 5.

La instalación de preparación del aceite estará prevista de una potente bomba de vacío que permita el mantener la presión residual en la cámara de vacío, y esto aún bajo grandes débitos de aceite (exigido: presión residual inferior a 1 Torr durante la fase final de la operación) y que permita al mismo tiempo la evacuación del espacio vacío sobre el nivel de aceite en transformadores con cuba a prueba de vacío.

- b) Un condensador enfriado por agua entre la bomba de pre-vacío y la bomba de alto vacío (siempre que existan las dos en combinación) así como un recipiente de condensación en el lado de salida de la bomba de vacío Fig. 3.2
- c) Diversos tubos flexibles para las conexiones entre el transformador y la instalación de preparación del aceite. El diámetro de estos tubos flexibles

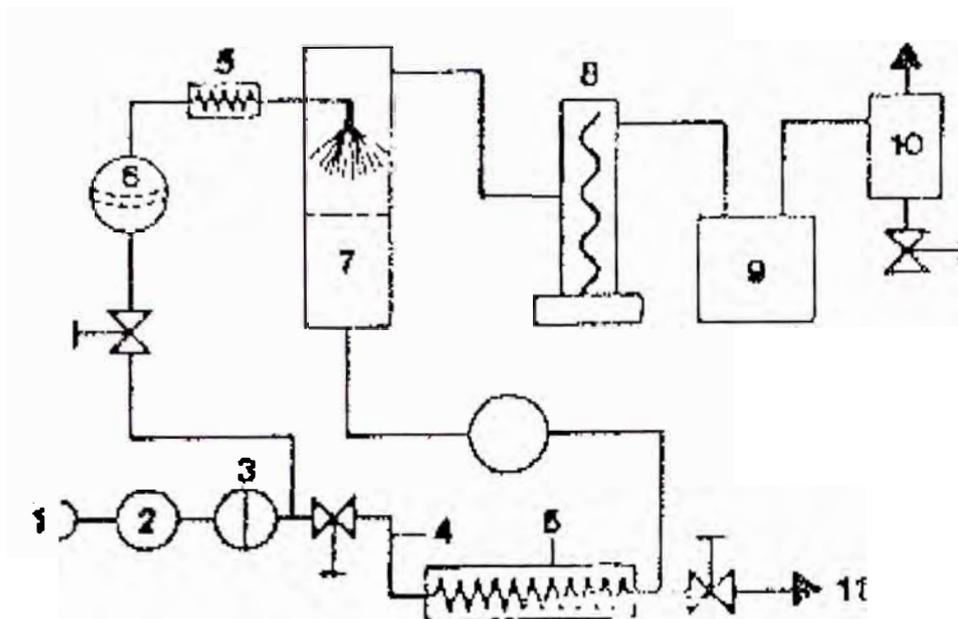


Fig. 3.1: Instalación de preparación del aceite

- 1.- Entrada del aceite.
- 2.- Bomba de relleno.
- 3.- Filtro basto.
- 4.- Tubería de derivación.
- 5.- Calefacción.
- 6.- Filtro prensa.
- 7.- Cámara de desgase y secado.
- 8.- Condensador.
- 9.- Bomba de vacío.
- 10.- Recipiente de escape.
- 11.- Salida del aceite

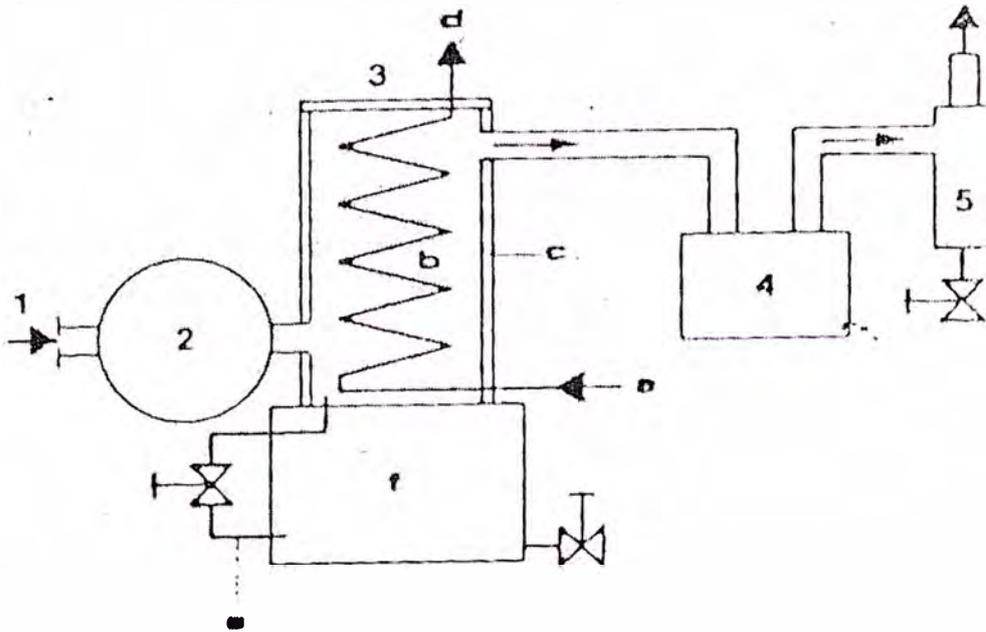


Fig. 3.2: Descomposición de las bombas y condensador

- 1.- Conexión para el vacío.
 - 2.- Bomba de alta vacío.
 - 3.- Condensador.
 - 4.- Bombas de pre-vacío.
 - 5.- Recipiente recogida agua.
-
- a.- Entrada agua de refrigeración.
 - b.- Serpentín.
 - c.- Paredes del refrigerador.
 - d.- Salida del agua de refrigeración.
 - e.- Tubería para el condensado.
 - f.- Recipiente recogida condensado.

será como mínimo de 50mm para transformadores con un volumen de aceite superior a los 10000 litros.

- d) Cerrar las válvulas superiores (válvulas de mariposa) entre el transformador y los radiadores de aceite. Se separarán las baterías de radiadores y se cerrarán herméticamente las válvulas correspondientes del transformador y de la batería.
- e) Conectar el transformador a la instalación de preparación del aceite, aspirar el aceite por la parte inferior del transformador, conducirlo a través de la instalación de preparación, e introducirlo de nuevo en el transformador por la parte superior.
- f) Hacer pasar el aceite por los filtros prensa y la cámara de vacío de la instalación de preparación; desconectar para ello la tubería de derivación y el calentador auxiliar. Esta fase se prolongará hasta que el volumen total del aceite haya circulado dos veces a través de los filtros prensa.
- g) Se procede con la circulación del aceite, esta vez con la tubería de derivación y el calentador de gran potencia conectados: los filtros prensa y la cámara de vacío trabajan en by-pass (conectados en paralelo) con la tubería de derivación. Fig. 3.3 Reglar el calentador hasta que el transformador se haya calentado uniformemente a una temperatura de 70°C. Controlar la circulación del aceite a las 24 horas por medio de una medida de resistencia de la bobina.
- h) Desconectar la tubería de derivación y el calentador auxiliar, reducir la capacidad a un volumen normal. Filtrar y secar el aceite hasta que no se recoja agua alguna de condensación en el recipiente de condensación ni en el

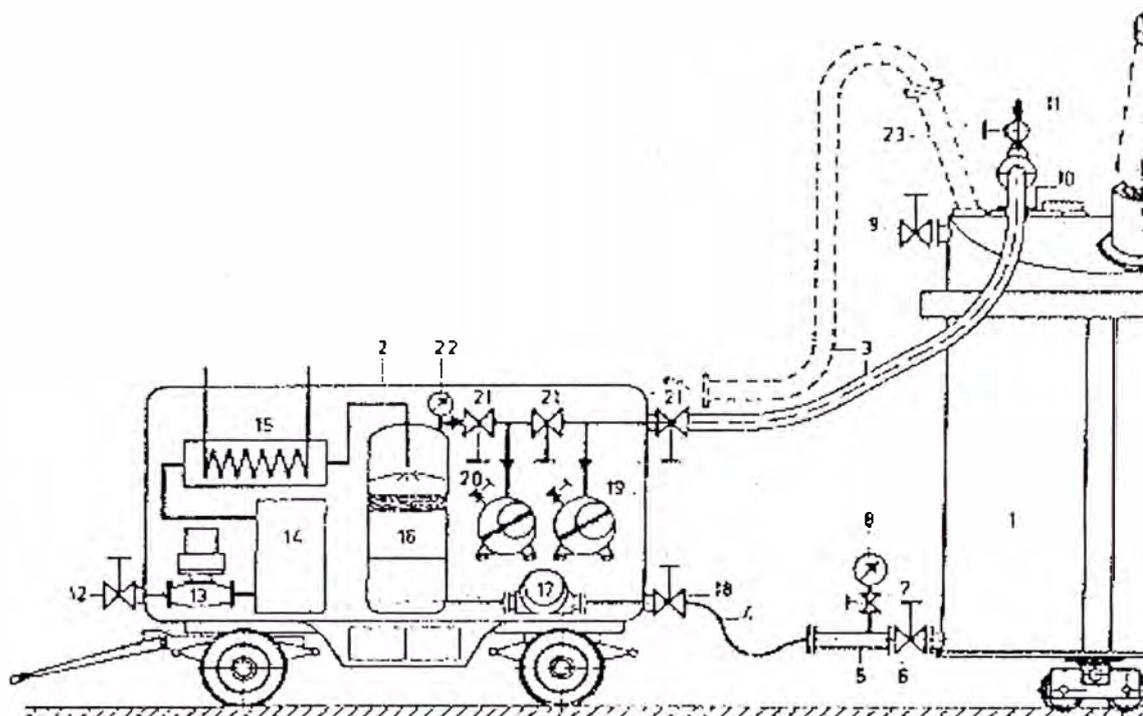


Fig. 3.3: Representación esquemática de la disposición del llenado de aceite

- 1.- Transformador.
- 2.- Instalación de preparación del aceite.
- 3.- Tubería para conexión vacío.
- 4.- Tubería de conducción de aceite.
- 5.- Tubería de llenado de aceite.
- 6.- Válvula inferior para aceite.
- 7.- Válvula de purga.
- 8.- Manómetro.
- 9.- Válvula superior para aceite.
- 10.- Cierre de vacío con mirilla de control.
- 11.- Conexión para medida del vacío.
- 12.- Válvula de entrada aceite.
- 13.- Bomba de reglaje caudal.
- 14.- Filtro.
- 15.- Calefacción.
- 16.- Cámara de desgase y secado.
- 17.- Bomba de llenado.
- 18.- Válvula salida aceite.
- 19.- Bombas de vacío.
- 20.- Válvula de carga de gas.
- 21.- válvula de vacío.
- 22.- Medida del vacío.
- 23.- Válvula de explosión.

lodo de salida de la bomba de vacío.

3.5. Regeneración del aceite en transformadores

El aceite de aislamiento está sometido durante el servicio a un “envejecimiento” debido a su oxidación que no solo empeora sus cualidades químicas y eléctricas, sino que va ligado a un empeoramiento de las cualidades de todo el sistema aislante. Por ello no es suficiente con el sustituir un aceite envejecido por aceite nuevo, ya que los productos que producen el envejecimiento quedan en el aislamiento sólido y presentan un peligro no sólo para la explotación y la seguridad del servicio del transformador (grandes pérdidas dieléctricas) sino que aceleran notablemente el envejecimiento del nuevo aceite. Especialmente en los grandes transformadores, donde juega un papel importante además de la rigidez dieléctrica del aceite su factor de pérdidas y con él, el de todo su aislamiento, se ha comprobado la eficacia de una “regeneración” del relleno de aceite al mismo tiempo que se enjuague de toda la parte activa. Esto especialmente a causa de que en el momento en que deben tomarse medidas contra las elevadas pérdidas dieléctricas, el aceite contiene todavía relativamente pocos productos químicos que provocan su envejecimiento y así todo el método de regeneración queda dentro de límites económicos favorables puesto que se necesitan pocas cantidades de productos de regeneración (tierra fuller) Según el grado de envejecimiento se necesitan entre 60 y 120 Kg de tierra fuller por cada tonelada de aceite.

Se encuentran instalaciones de regeneración a base de tratamiento del aceite con tierra descolorante como tales o combinadas con las clásicas instalaciones de preparación del aceite. En estas últimas instalaciones de regeneración se hace pasar

el aceite precalentado y baja presión a través de recipientes puestos en serie. A fin de controlar el resultado de la regeneración y para establecer si la capacidad de absorción de la tierra fuller está o no sobrepasada, se instalan generalmente aparatos de medida en la entrada y salida del aceite. Como generalmente la tierra fuller presenta un alto grado de humedad a su entrega (10 a 15% de su propio peso), es indispensable un secado del aceite a su salida de la instalación de regeneración.

Es recomendable que el aceite aislante mineral sea regenerado cuando su índice de acidez esté sobre 0,05 mgKOH/g aceite y/o el valor el valor de tensión interfacial sea inferior de 32 mN/m

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

CAPÍTULO IV

COSTOS DEL MANTENIMIENTO ESPECIALIZADO

4.1. Introducción

Debido a que los transformadores de potencia son caros y tienen una vida útil de 30 años aproximadamente, se puede extender la vida de un transformador controlando los factores que causan pérdida de vida a través de un buen mantenimiento especializado. Los recientes desarrollos en un programa de mantenimiento de un sistema de potencia largamente estudiado, han suministrado las bases para un nuevo concepto de las características operativas de los aceites aislantes. Cuando son correctamente mantenidos, se puede conseguir una prolongación de la vida prácticamente ilimitada sin la formación de lodo o de acidez excesiva debida a la oxidación.

4.2. Precios de mantenimiento

En la tabla N° 4.1 se indica los precios de las pruebas eléctricas, en la tabla N° 4.2 se indica los precios de las muestras de aceite y en la tabla N° 4.3 los precios de tratamiento de aceite, termovacío y regeneración.

TABLA N° 4.1: Precios de Pruebas Eléctricas

ACTIVIDAD	UNIDAD	LIMA (\$/.)	ZONAL (\$/.)
FACTOR DE POTENCIA, CAPACITANCIA DE ARROLLAMIENTOS Y CORRIENTE DE EXCITACIÓN TR 220/60 Kv	C/U	250.00	270.00
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN TR 220/60 Kv.	C/U	100.00	110.00
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO TR 220/60 Kv.	C/U	60.00	65.00
FACTOR DE POTENCIA DE BUSHINGS TR 220/60 Kv	C/U	120.00	125.00
RESISTENCIA OHMICA DE ARROLLAMIENTOS TR 220/60 Kv.	C/U	50.00	55.00
FACTOR DE POTENCIA, CAPACITANCIA DE ARROLLAMIENTOS Y CORRIENTE DE EXCITACIÓN TR 60/10 Kv	C/U	240.00	260.00
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN TR 60/10 Kv.	C/U	100.00	110.00
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO TR 60/10 Kv.	C/U	60.00	65.00
FACTOR DE POTENCIA DE BUSHINGS TR 60/10 Kv	C/U	120.00	125.00
RESISTENCIA OHMICA DE ARROLLAMIENTOS TR 60/10 Kv.	C/U	50.00	55.00

TABLA N° 4.2: Precio de Muestra de Aceite

ACTIVIDAD	UNIDAD	LIMA (\$/.)	ZONAL (\$/.)
RIGIDEZ DIELECTRICA (Normas ASTM 877 y 1816)	C/U	50.00	55.00
FACTOR DE DISIPACION O TANGENTE DELTA A 25°C y 100°C (ASTM D924)	C/U	65.00	70.00
TENSION INTERFACIAL (ASTM D971)	C/U	20.00	25.00
INDICE DE NEUTRALIZACION O ACIDEZ (ASTM D974)	C/U	20.00	25.00
CONTENIDO DE HUMEDAD (ASTM D1533)	C/U	30.00	30.00
HUMEDAD RELATIVA	C/U	20.00	25.00
CROMATOGRAFIA DE GASES (ASTM D3612)	C/U	100.00	110.00
ANALISIS DE FURANOS (ASTM D5837)	C/U	100.00	105.00
DETERMINACION DEL CONTENIDO DE LODOS EN ACEITES AISLANTES	C/U	100.00	105.00
DETERMINACION DEL CONTENIDO DE BISFENILOS POLICLORADOS (P.C.B.) (ASTM D4059)	C/U	100.00	105.00

TABLA N° 4.3: Precios de Tratamiento de Termovació y Regeneración del Aceite Dieléctrico

ACTIVIDAD	UNIDAD	LIMA (\$/.)	ZONAL (\$/.)
REGENERACIÓN DE ACEITE ENERGIZADO 220/60 Kv.	Gl.	4.20	4.50
REGENERACIÓN DE ACEITE ENERGIZADO 60/10 Kv.	Gl.	4.60	4.80
TERMOVACÍO ENERGIZADO 220/60 Kv.	Gl.	2.50	2.70
TERMOVACÍO ENERGIZADO 60/10 Kv.	Gl.	2.90	3.10
REGENERACIÓN DE ACEITE DESENERGIZADO 220/60 Kv.	Gl.	3.80	4.00
REGENERACIÓN DE ACEITE DESENERGIZADO 60/10 Kv.	Gl.	4.20	4.40
TERMOVACÍO DESENERGIZADO 220/60 Kv.	Gl.	2.20	2.40
TERMOVACÍO DESENERGIZADO 60/10 Kv.	Gl.	2.60	2.80

4.3. Procedimiento para determinar los materiales a utilizar en una regeneración

Los materiales a utilizar para ejecutar un servicio de reacondicionamiento de los aceites de un transformador depende de los valores de sus análisis físico-químico que son principalmente la rigidez dieléctrica, contenido de humedad, índice de acidez y tensión interfacial. Cuando los valores de la tensión interfacial, índice de acidez y la humedad se encuentra fuera del rango según tabla N° 4.4, se debe emplear Tierra Fuller (regeneración de aceite) para recuperar su tensión interfacial y simultáneamente efectuar su tratamiento bajo termovacío para eliminar en lo posible el contenido de humedad del aceite.

Para efectuar una regeneración es necesario tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- Cantidad de tierra fuller
- Cantidad de inhibidor de oxidación
- Cantidad de aceite de relleno
- Tiempo necesario para la ejecución del servicio

4.3.1. Cálculo de la cantidad de tierra fuller

Consideremos un transformador de potencia en SET CHAVARRIA con los siguientes datos según la tabla N° 4.5

40MVA 220/60Kv. 12000Kg. de aceite Tensión Interfacial T.I. = 26,3dinas/cm.

Existe una relación inversa entre la acidez (NN) y la tensión interfacial (TI). Para una (T.I.) baja corresponde una (NN) alta, o sea es el caso de un aceite envejecido y con

formación de lodos. Una (T.I.) alta corresponde a una (NN) baja, que identifica a un aceite nuevo.

Dividiendo la (TI) entre la (NN) nos da un factor llamado “índice de la calidad del aceite” (ICA)

Un aceite nuevo tiene un ICA de 1500

$$ICA = \frac{TI}{NN} = \frac{45 \text{ (típico de un aceite nuevo)}}{0,03 \text{ (típico de un aceite nuevo)}} = 1500 \quad (4.1)$$

Esta relación provee una base para clasificar los aceites en (07) categorías de acuerdo al grado de envejecimiento del mismo.

TABLA N° 4.4: Clasificación del aceite de acuerdo al envejecimiento del aceite

Clasificación del aceite	NN	TI	ICA	lb.tierra fuller/gl.aceite
Bueno	0,00 - 0,10	30 - 45	300 – 1500	0,0 – 0,6
Aceptable	0,05 - 0,10	27,1 - 29,9	271 – 600	0.6 – 0,8
Marginal	0,11 – 0,15	24 – 27	160 – 318	0,8 – 1,0
Malo	0,16 – 0,40	18 – 23,9	45 – 159	1,0 – 1,25
Muy malo	0,16 – 0,40	14 – 17,9	22 – 44	1,25 – 1,5
Extremadamente malo	0,66 – 1,5	9 – 13,9	6 – 21	1,5 – 1,7
Condición desastrosa	1,51 ó más	-	-	-

Nota importante: Tabla válida para aceites con una viscosidad cinemática a 40°C igual o menor de 10cSt. Ejemplo: Shell Dialla D, Shell Diala AX, etc.

Para el ejemplo del transformador $ICA = 26,3/0,03 = 876,67$

Correspondería 0,6 lb. de tierra fuller por galón de aceite.

12000 Kg. de aceite equivale a 3623,32 gl. de aceite

$3623,32 * 0,6 = 2174$ lb. de tierra fuller

4.3.2. Cálculo de la cantidad de inhibidor de oxidación (Ionol CP)

La dosificación recomendada por el fabricante está en el rango de 0,2% a 0,3% por peso de aceite.

Nosotros consideramos para efectos prácticos 0,25%

$12000 \text{ Kg} * 0,0025 = 30 \text{ Kg}$ de ionol

4.3.3. Cálculo del aceite de relleno

La cantidad de aceite de relleno está relacionado directamente con la cantidad de tierra fuller utilizada en el proceso de regeneración.

La merma del aceite es equivalente a aproximadamente 75% del peso de la tierra fuller utilizada

$2174 \text{ lb.} * (0,453 \text{ Kg./} 1 \text{ lb.}) = 984,82 \text{ Kg.}$ de tierra fuller

$984,82 \text{ Kg.} * 0,75 = 738,62 \text{ Kg.}$ de aceite

$738,62 / 0,875 = 844,14 \text{ lts.}$ de aceite

$844,14 / 3,785 = 223,02 \text{ gl.}$ de aceite de relleno

$223,02 / 55 = 4,05$ cilindros de aceite

4.3.4. Tiempo necesario para la ejecución del servicio de regeneración

Para el transformador se consideran dos (02) diferentes tiempos:

- Tiempo de regeneración, está en función del tiempo de residencia y el estado del aceite ha ser tratado.

En el caso del aceite del transformador de Chavarría, para una óptima utilización de la tierra fuller y la obtención de una mínima merma del aceite de relleno, se ha considerado un flujo promedio de 1000 lt/h, equivalente a un tiempo de regeneración:

$$13714,28 \text{ lt} / 1000 = 13,7 \text{ horas por pasada}$$

Nosotros consideramos 3 pasadas

- Tiempo de secado

$$13714,28 \text{ lt} / 2000 \text{ lt/h} = 6,85 \text{ horas por pasada}$$

Nosotros consideramos 3 pasadas.

CONCLUSIONES

1. Las pruebas de factor de potencia en el terreno efectuadas en aceite permiten detectar la presencia de humedad y otros contaminantes, además determinar si la condición del aceite es responsable del alto factor de potencia en transformadores.
2. Cuando el aceite presenta el contenido del agua muy elevado (generalmente sobre 75ppm), ocurre la impregnación de los materiales celulósicos del transformador por la humedad siendo necesario un completo secado del transformador.
3. La mayoría de las fallas incipientes en los transformadores generalmente se manifiestan por un aumento considerable de la temperatura, la degradación acelerada del aceite dieléctrico y/o la producción de cantidades anormales de gases combustibles, nitrógeno y dióxido de carbono.
4. El perfecto mantenimiento del aceite aislante mineral, al proteger el papel aislante de su deterioro, conduce a la obtención de mayor vida útil de los transformadores eléctricos, minimizando también los riesgos de fallas.

5. La oxidación del aceite se ve influenciada por dos parámetros principales: oxígeno y temperatura.
6. Las pruebas físico-químicas son las más indicativas de la calidad de un aceite dieléctrico, tanto en el proceso de producción como durante el tiempo en que el aceite permanece en uso.
7. La precisión durante el análisis de humedad es vital, un pequeño error en los niveles de humedad obtenidos en el análisis del aceite pueden llevar a conclusiones erróneas, esto debido a que las muestras de aceite se pueden contaminar fácilmente por agua atmosférica, durante el muestreo real y luego durante la preparación del análisis, encontrándose así niveles inexactos de humedad.
8. La cromatografía es una herramienta muy valiosa en el mantenimiento predictivo, puesto que con una correcta evaluación de los gases de falla puede diagnosticarse con cierta precisión, lo que puede estar pasando dentro del transformador.
9. El controlar los inhibidores de oxidación reduce los costos de operación prolongando el tiempo de servicio del aceite y las aislaciones de papel. Por consiguiente, el control del nivel de la antioxidación en el aceite es importante.
10. El nivel de temperatura a que normalmente opera el transformador es un factor muy importante en la velocidad de oxidación del aceite dieléctrico y mientras más alta es dicha temperatura mayor será la velocidad a la cual se lleva a efecto la degradación del aceite.
11. Los parámetros a controlarse durante el proceso de regeneración son: acidez, tensión interfacial, rigidez dieléctrica y color; durante un proceso de termovaciación es la humedad y rigidez dieléctrica.

12. Es necesario el uso de equipos de prueba de campo, con el fin de controlar y garantizar una regeneración paulatina del aceite dieléctrico. En caso contrario pueden producirse precipitaciones de lodos, no deseables bajo ninguna circunstancia durante el proceso de regeneración.
13. El proceso a ser utilizado para la regeneración, dependerá de las condiciones en que se encuentre el aceite. Si el aceite presenta un elevado contenido de humedad, este debe ser deshidratado hasta valores aceptables para luego ser regenerado.
14. Una avanzada tecnología de mantenimiento significa tener reducción de costos, mejor calidad y competitividad para las empresas.

ANEXO A:
ARCHIVO FOTOGRÁFICO DEL PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS
ELÉCTRICAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA



Foto A1: Equipo portátil computarizado para realizar Pruebas Eléctricas DOBLE M – 4000

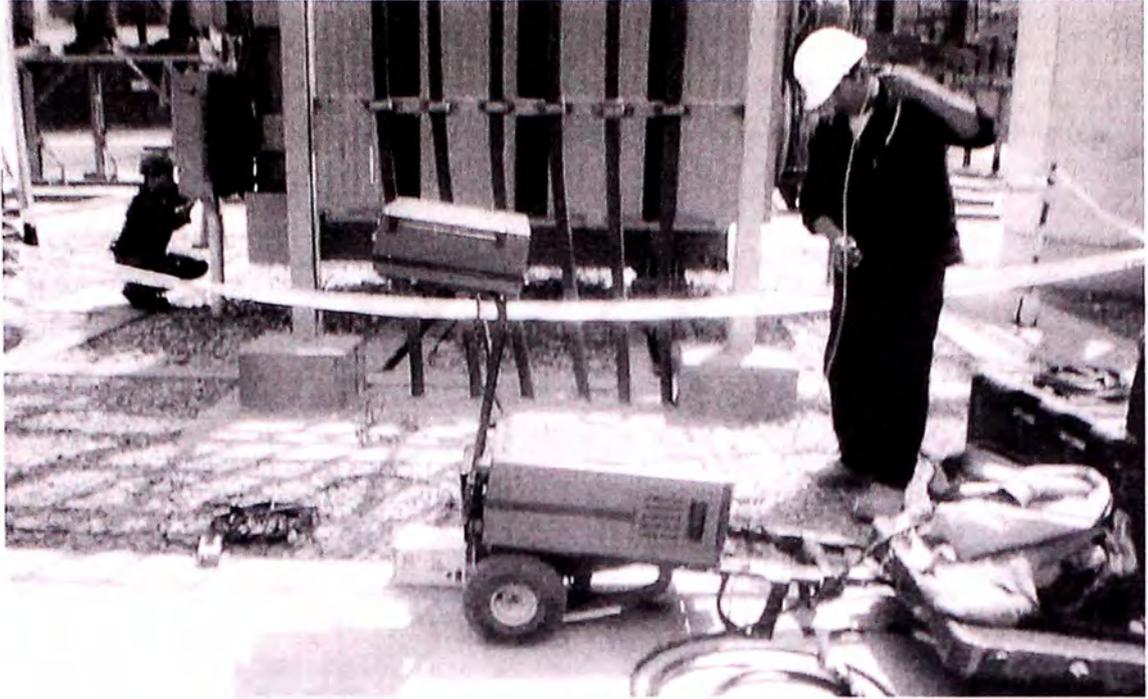


Foto A2: El Transformador debe estar desenergizado y conectado a tierra para realizar las Pruebas Eléctricas.



Foto A3: El Analizador Automático de Aislamiento.

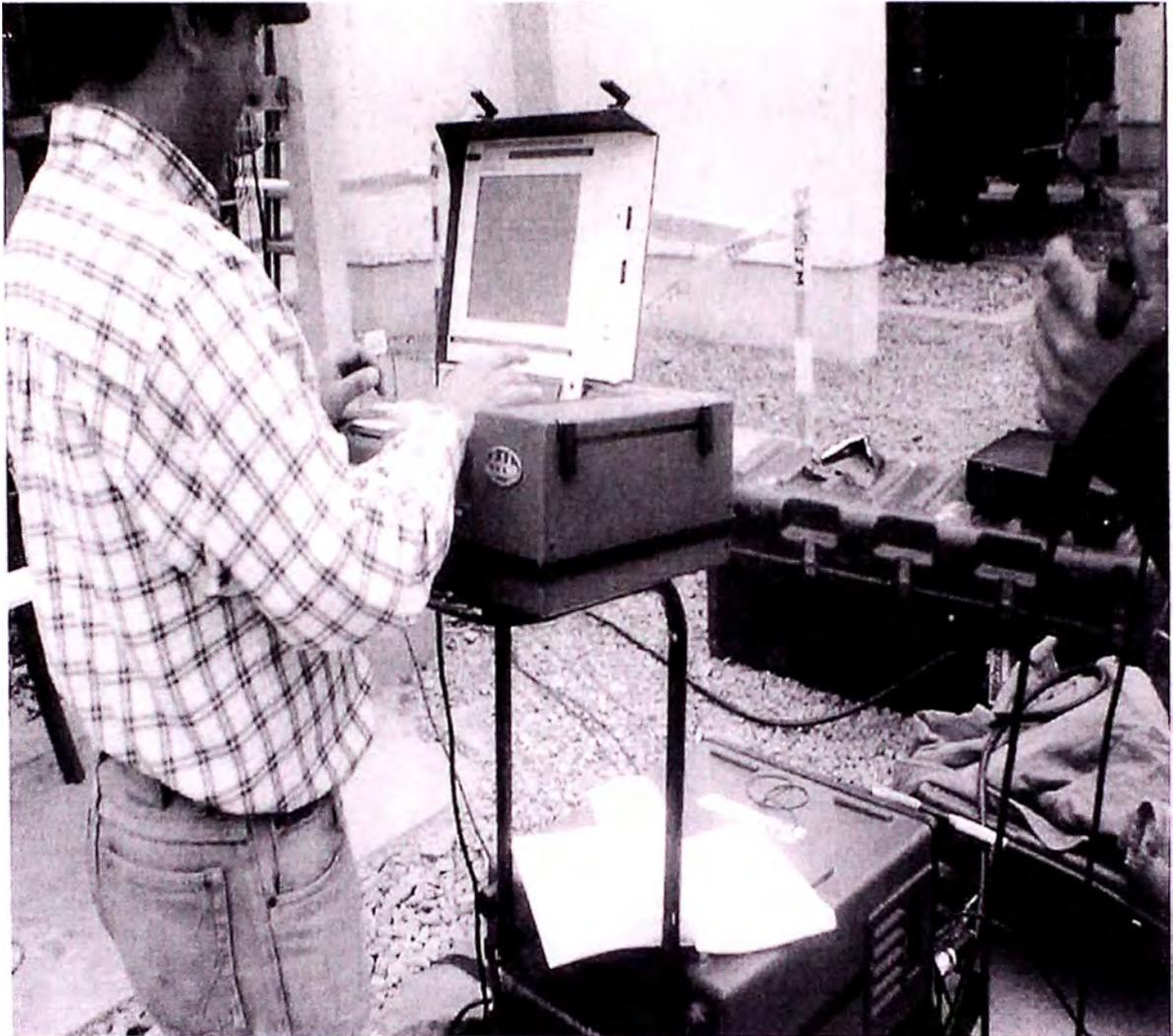


Foto A4: Ejecución de la Prueba Factor de Potencia.



Foto A5: Aplicación de la Prueba Corriente de Excitación.

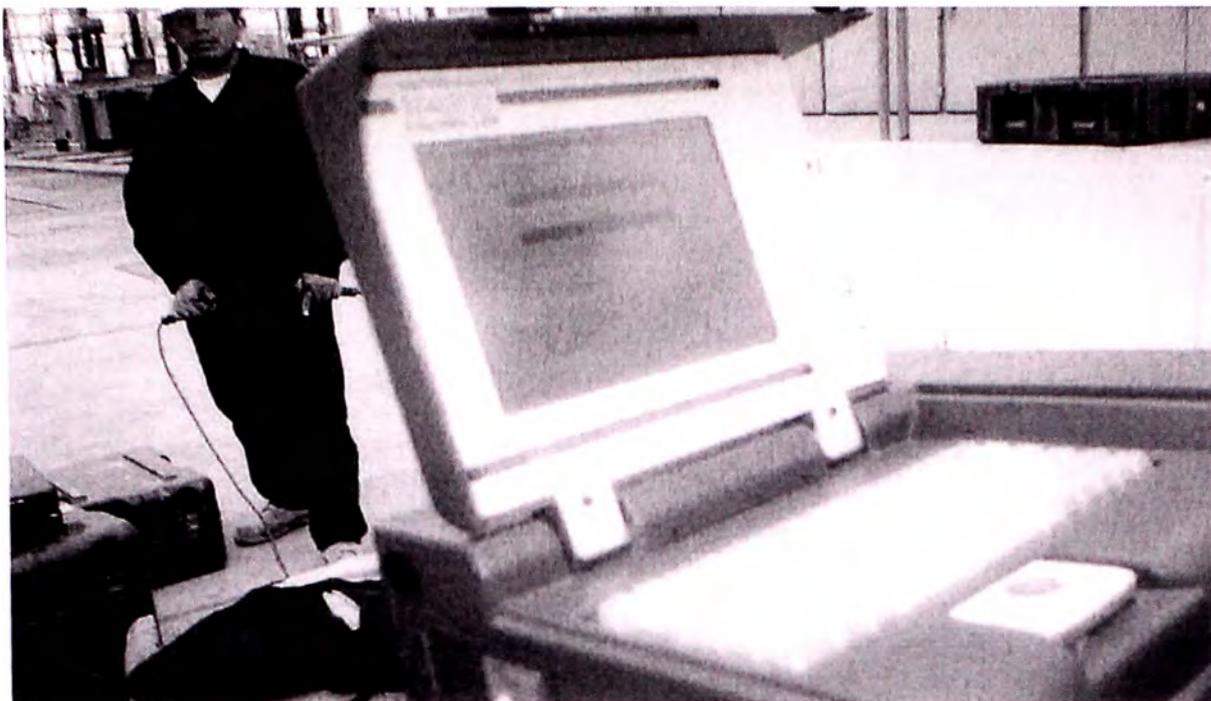


Foto A6: Aplicación de inyección de voltaje con los switch de seguridad.

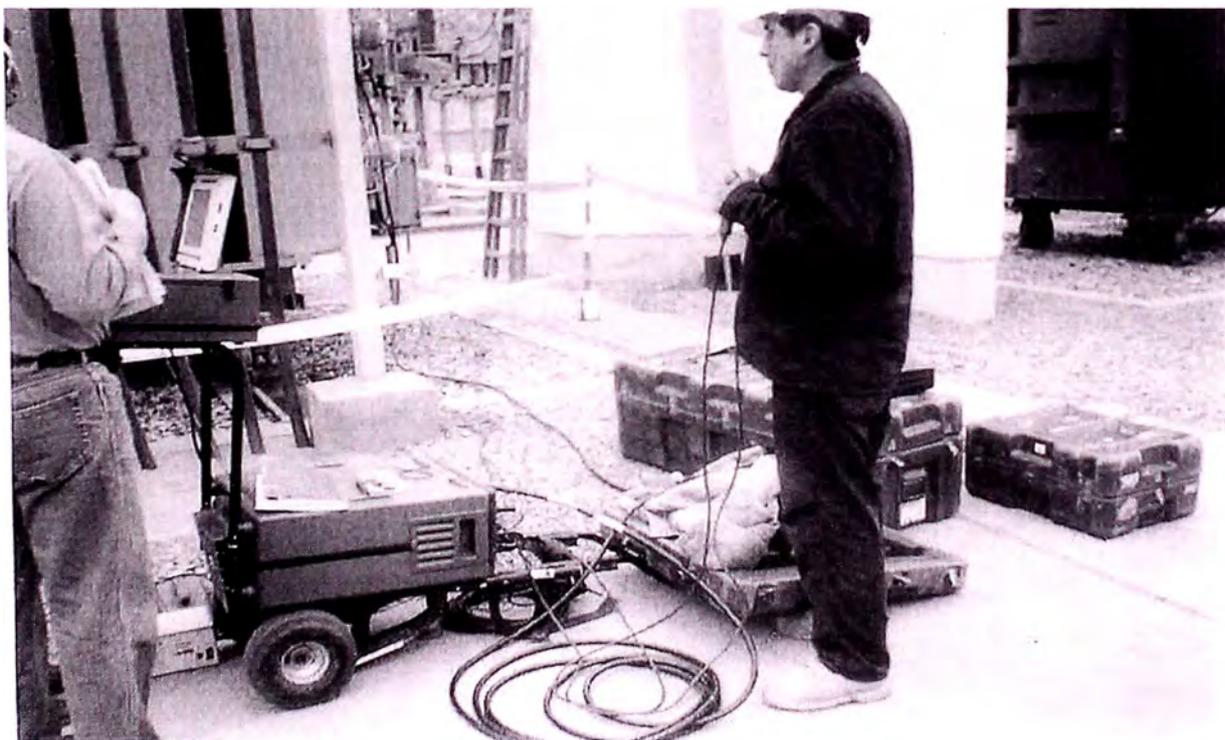


Foto A7: Bloqueo de la ejecución de la Prueba.



Foto A8: Imprimiendo los resultados del Factor de Potencia y Corriente de Excitación.



FotoA 9: Luz Estroboscópico para Señalización.

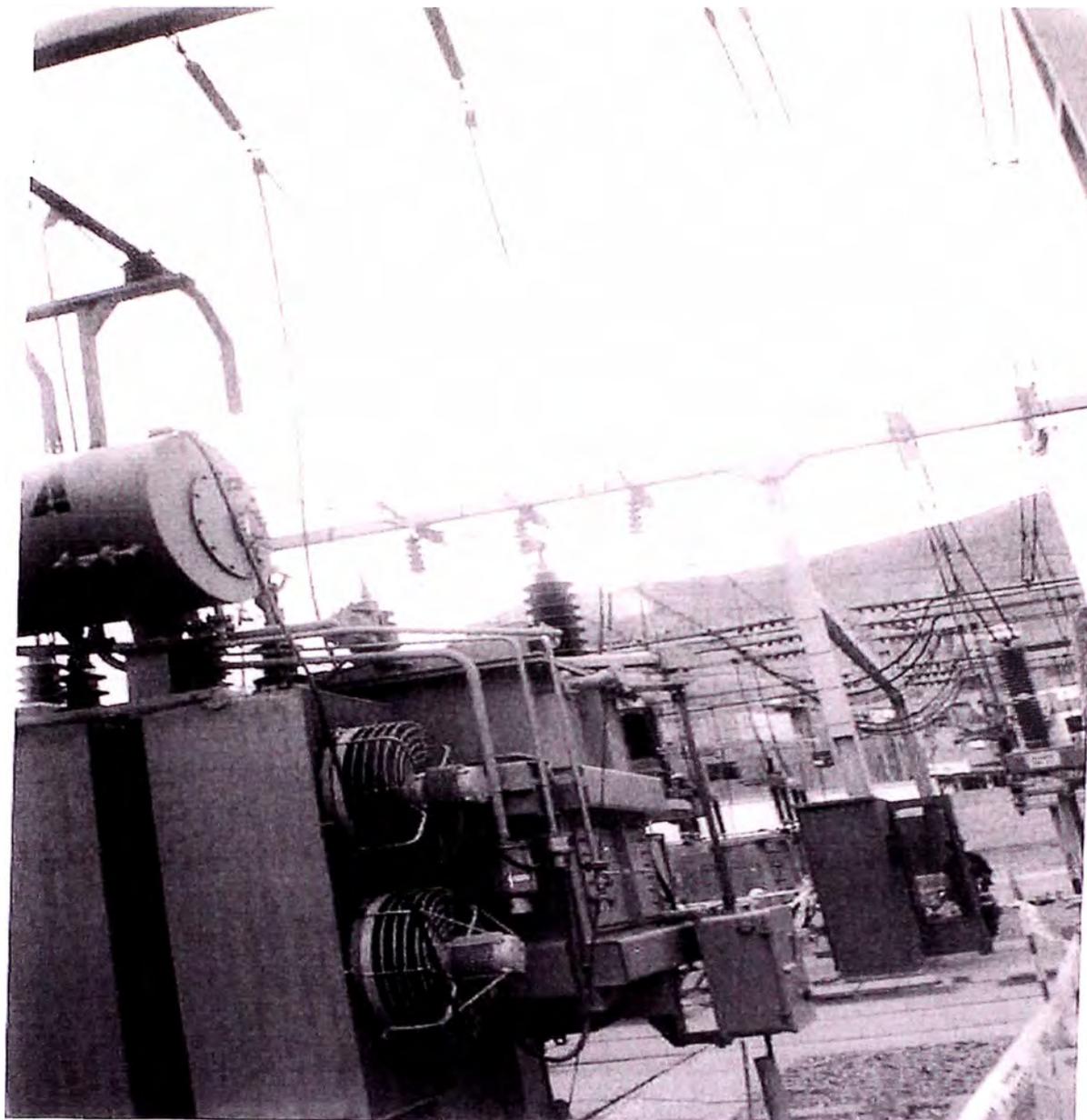


Foto A10: El cable de Prueba de Alta Tensión (HV) se conecta al devanado de Alta Tensión (H) y un conductor de Baja Tensión (LV) se conecta al devanado de Baja Tensión (L).

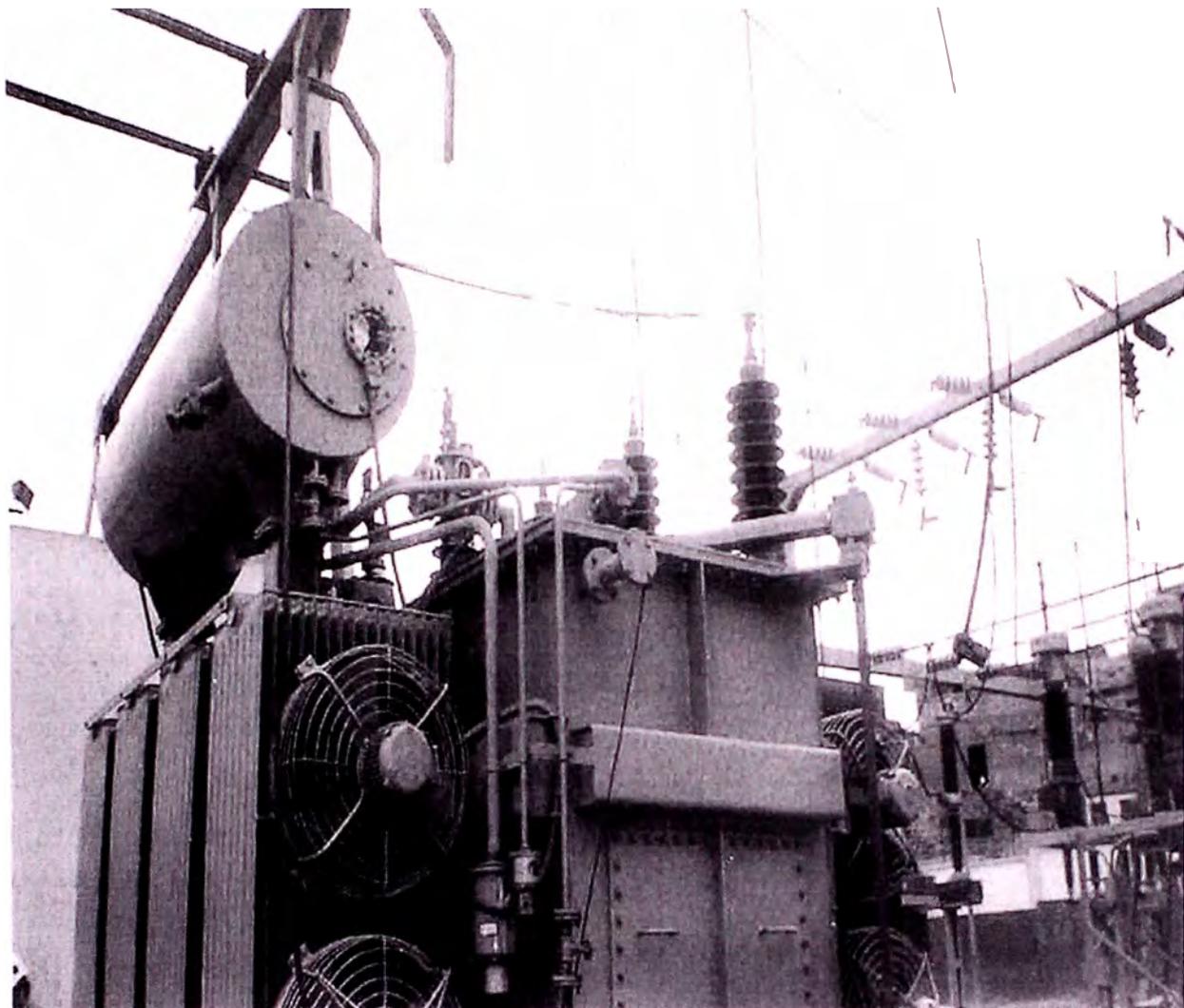


Foto A11: El cable de Prueba de Alta Tensión (HV) se conecta al devanado de Baja Tensión y el conductor de Baja Tensión (LV) al devanado de Alta Tensión.

ANEXO B:
PROTOCOLOS DE PRUEBAS ELÉCTRICAS EN TRANSFORMADORES
DE POTENCIA

Lima, 19 de noviembre de 2002

Sres.: **EDELNOR S.A.A.**

Atte.: Ing. Maurino Punto

Asunto: Pruebas eléctricas de Tangente delta a Transformador de Potencia
58,000 ± 9x983 / 10000 kV., – Trafo II

Ref.: Orden de Trabajo N° 1617

cc. Ing. Marcos Liñán

De nuestra consideración:

Adjuntamos el informe con relación al servicio realizado el 12 de Noviembre del presente, en la SET. Chavarría. Previa a las pruebas se realizó el mantenimiento de limpieza del equipo referido. La supervisión de EDELNOR estuvo a cargo del Ing. Marcos Liñán.

1. DATOS DEL TRANSFORMADOR

Espécimen	Transformador trifásico de dos devanados
Fabricante	DELGROSA
N° de serie	161330T1
Año de fabricación	1996
Potencia nominal (MVA)ONAN	25 MVA
tipo	TIPO TC-CH-ONAF
Relación de Tensiones nominales (kV)	58 / 10.5 kV
Amperios (A)	248.9/1436.2
Tensión de CC (Vcc)	9.65%
Norma	IEC
Configuración	YNd5. Neutro accesible
Nivel de Aislamiento (kV)	AT. 325/140. BT. 75/20
Tipo de Enfriamiento	ONAF
Frecuencia	60 Hz.
Altura de Operación	1000 msnm.

TABLA 1

2. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO PARA UN TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS.

El procedimiento de prueba estándar se resume en la siguiente tabla

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Factor de Potencia de los arrollamientos – aislamiento general (overall)

V_{prueba} – arrollamiento de AT. = 2, 5, 10.0 kV.

V_{prueba} – arrollamiento de BT. = 2, 5, 10.0 kV.

Condiciones ambientales de las pruebas:

Fecha	Condiciones ambientales			Factor de corrección
	T_{aire}	T_{ace}	HR%	
12/11/02	30	40	53	0.65

Arrollamiento	Aislamiento %FP @ 20°C	Condición
C_H	0.16	Buena
C_{HL}	0.14	"
C_L	0.19	"
C_{LH}	0.14	"

TABLA 3

Transformadores de potencia nuevos y/o modernos :
 % FP. (@ 20°C) \leq 0.5%.

Capacitancia de los arrollamientos

Arrollamiento	Capacitancia (pF)	Condición
C_H	2228.3	Referencial
C_{HL}	6837.0	"
C_L	7232.0	"
C_{LH}	6837.0	"

TABLA 4

Comentarios: Los resultados de la tabla 4 son valores referenciales.

Corriente de excitación

Modos de prueba

D: Actual values, line frequency modulation, 60 Hz

CONEXIONADO EN LADO DE ALTA – Conexión estrella, neutro accesible

Nº de Prueba	Modalidad de prueba	Energizar	Puesto a Tierra	Con Circuito de Guarda	UST	Parámetro a medir
1	GST	Alta	Baja	---	---	$C_H + C_{HL}$
2	GST	Alta	---	Baja	---	C_H
3	GST	Baja	Alta	---	---	$C_L + C_{HL}$
4	CST	Baja	---	Alta	---	C_L
5	UST	Alta	---	---	Baja	C_{HL}
6	UST	Baja	---	---	Alta.	C_{HL}

TABLA 2

C_H : Se refiere a todo el aislamiento entre los conductores de AT., y las partes aterrizadas (i.e., núcleo magnético y tanque de alojamiento) que incluyen bushings, aislamiento del devanado, miembros aislantes estructurales y el aceite.

C_{HL} : Referido a todo el aislamiento del devanado, separadores, y aceite entre los devanados de Alta y Baja Tensión.

C_L : Referido a todo el aislamiento entre los conductores de BT., y las partes aterrizadas que incluyen bushings, aislamiento del devanado, miembros aislantes estructurales y el aceite.

Corriente de excitación

Las pruebas de corriente de excitación pueden utilizarse para localizar ciertos tipos de desperfectos en Transformadores, tales como defectos en las estructuras de los núcleos magnéticos ó fallos en el aislamiento que han resultado en circuitos conductores entre las espiras del devanado. Ambos tipos de fallo aumentan la reluctancia aparente del circuito magnético y pueden detectarse por un nivel anormalmente alto de la corriente de excitación requerida para generar un flujo determinado a través del núcleo.

EQUIPO DE PRUEBA

Analizador Automático de Aislamiento M4000-DOBLE

	Instrumento	Controlador
Modelo	: M4100	M4200
Fabricante	: Doble Engineering Co.	Doble Engineering Co.
Nº Serie	: 0196000691	099400299
Voltaje	: 220 V	115-230 V
Voltaje de salida	: 0 – 12 kV.	_____
Frecuencia	: 60 Hz.	60 Hz.
Corriente de Salida	: 300 mA.	_____

Posición LTC	Corriente de excitación (mA)			Condición
	R-N	S-N	T-N	
V.prueba = 10.0 kV–Modo de prueba UST, Modo D				
1	67.13	49.14	69.11	Referencial
15	86.49	62.54	87.78	"
27	108.4	78.83	110.1	"
V.prueba = 2.0 kV–Modo de prueba UST, Modo D				
1	20.05	14.55	21.37	Referencial
15	25.61	18.86	26.20	"
27	32.37	23.82	33.36	"

TABLA 5

El patrón mostrado en la tabla 5 es el esperado tanto en la prueba de 2.0 y 10.0 kV., estos valores son referenciales debido a que no tenemos datos de pruebas similares realizados anteriormente.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Factor de Potencia de arrollamientos – Overall Test

El FP indicado en la tabla 3 para los arrollamientos en general indican su estado en *Buena condición*. No se tiene información de pruebas similares realizadas anteriormente.

Capacitancia de arrollamientos

Los valores de la tabla 4 serán referenciales debido a que no se posee información de pruebas anteriores.

Las variaciones de capacitancia no deberán excederse en 5% con relación a su valor anterior ó inicial.

Corriente de excitación

El Patrón obtenido en la tabla 5 es el esperado, igualmente como no se tiene resultados de pruebas anteriores, estos serán referenciales para futuras pruebas.

Los resultados indican buen estado del aislamiento general y los de Capacitancia y corriente de excitación se considerarán como valores referenciales.

Se recomienda realizar las pruebas de FP sobre un período máximo de un año. Así mismo se recomienda complementar las pruebas de FP con el análisis físico – químico del aceite y el análisis cromatográfico

Nameplate Info

Date (DD/MM/YY) : 12/11/02 Time : 12:45
Company : EDELNOR S.A.A
Location : SET CHAVARRIA
Equipment : TRAFD DE POTENCIA 60/10 KV
Special ID : TRAFDII
Circuit Designation :

Administrative Info

Checked by : Tested by :
Controller No. : Sheet No. :
Instrument No. :

Test Conditions

Weather : Partly Cloudy Air Temperature : 30 °C
Humidity : 53 % Oil Temperature : 40 °C

Test Results

No	Serial No. / Test ID	L C	Circ. Desc.	kV	mA	Watts	Meas. %PF	Corr. Fact.	Corr. %PF	Cap./ Ind.	R T
1	CH + CHL	D	GND-RB	2.000	6.838	0.030	0.22	1.00	0.22	9070 pF	
2	CH + CHL	D	GND-RB	5.000	17.09	0.191	0.22	1.00	0.22	9068 pF	
3	CH + CHL	D	GND-RB	10.00	34.20	0.808	0.24	1.00	0.24	9070 pF	
4	CH	D	GAR-RB	2.000	1.682	0.009	0.25	1.00	0.25	2230.2 pF	
5	CH	D	GAR-RB	5.000	4.203	0.049	0.23	1.00	0.23	2229.0 pF	
6	CH	D	GAR-RB	10.00	8.404	0.201	0.24	1.00	0.24	2228.3 pF	
7	CHL	D	UST-RB	2.000	5.157	0.022	0.21	1.00	0.21	6839 pF	
8	CHL	D	UST-RB	5.000	12.89	0.140	0.22	1.00	0.22	6839 pF	
9	CHL	D	UST-RB	10.00	25.78	0.560	0.22	1.00	0.22	6837 pF	
10	CL + CLH	D	GND-RB	2.000	10.61	0.056	0.26	1.00	0.26	14072 pF	
11	CL + CLH	D	GND-RB	5.000	26.53	0.340	0.26	1.00	0.26	14072 pF	
12	CL + CLH	D	GND-RB	10.00	53.08	1.423	0.27	1.00	0.27	14075 pF	
13	CL	D	GAR-RB	2.000	5.454	0.030	0.28	1.00	0.28	7234 pF	
14	CL	D	GAR-RB	5.000	13.63	0.194	0.28	1.00	0.28	7233 pF	
15	CL	D	GAR-RB	10.00	27.27	0.784	0.29	1.00	0.29	7232 pF	
16	CLH	D	UST-RB	2.000	5.157	0.022	0.22	1.00	0.22	6839 pF	
17	CLH	D	UST-RB	5.000	12.89	0.143	0.22	1.00	0.22	6839 pF	
18	CLH	D	UST-RB	10.00	25.78	0.570	0.22	1.00	0.22	6837 pF	

LC (Line Configuration) Parameters:

A = Ref. to 10 kV, Line Frequency Modulation, 60 Hz
B = Ref. to 10 kV, Line Frequency Modulation, 50 Hz
C = Ref. to 10 kV, Line Sync Reversal
D = Actual Values, Line Frequency Modulation, 60 Hz

E = Actual Values, Line Frequency Modulation, 50 Hz
F = Actual Values, Line Sync Reversal

Sheet Note

MARCA DELCROSA RT: 58.5/10 KV CONFIG. YNd5 60 HZ AÑO 1996 N/S 161330T1 POTENCIA 25 MVA TIPO TO-CH-ONAF Vcc: 9.65% ALTURA 1000 msnm AMP.: 248.9/1436.2 ENF.: ONAF ACEITE SHELL DIALA D

Air Temperature and Humidity

The M4000 for Windows Clipboard contains no temperature information

Nameplate Info

Date (DD/MM/YY) : 12/11/02 Time : 01:34
 Company : EDELNOR S.A.A
 Location : SET CHAVARRIA
 Equipment : TRAFO DE POTENCIA
 Special ID : TRAFO 2
 Circuit Designation :

Administrative Info

Checked by : Tested by :
 Controller No. : Sheet No. :
 Instrument No. :

Test Conditions

Weather : Partly Cloudy Air Temperature : 32 °C
 Humidity : 44 % Oil Temperature : 40 °C

Test Results

No	Serial No. / Test ID	L C	Circ. Desc.	kV	mA	Watts	Meas. %PF	Corr. Fact.	Corr. %PF	Cap./ Ind.	R T
1	POS 1 EXC R-N	D	UST-RB	2.000	20.05	30.568	76.24	1.00	76.24	409.77	H
2	POS 1 EXC R-N	D	UST-RB	10.00	67.13	602.82	89.74	1.00	89.74	899.2	H
3	POS 1 EXC S-N	D	UST-RB	2.000	14.55	22.196	76.28	1.00	76.28	565.0	H
4	POS 1 EXC S-N	D	UST-RB	10.00	49.14	440.63	89.59	1.00	89.59	1221.3	H
5	POS 1 EXC T-N	D	UST-RB	2.000	21.37	31.634	74.01	1.00	74.01	369.77	H
6	POS 1 EXC T-N	D	UST-RB	10.00	69.11	616.53	89.11	1.00	89.11	849.5	H
7	POS15 EXC R-N	D	UST-RB	2.000	25.61	38.470	75.09	1.00	75.09	314.25	H
8		D	UST-RB	10.00	86.49	764.35	88.32	1.00	88.32	656.1	H
9	POS 15 EXC S-N	D	UST-RB	2.000	18.86	28.049	74.34	1.00	74.34	421.26	H
10		D	UST-RB	10.00	62.54	553.38	88.42	1.00	88.42	911.0	H
11	POS 15 EXC T-N	D	UST-RB	2.000	26.20	39.064	74.56	1.00	74.56	304.49	H
12		D	UST-RB	10.00	87.78	773.11	87.98	1.00	87.98	638.2	H
13	POS 27 EXC R-N	D	UST-RB	2.000	32.37	48.823	75.42	1.00	75.42	250.04	H
14		D	UST-RB	10.00	108.4	959.33	88.45	1.00	88.45	526.1	H
15	POS 27 EXC S-N	D	UST-RB	2.000	23.82	35.599	74.73	1.00	74.73	335.82	H
16		D	UST-RB	10.00	78.83	698.04	88.50	1.00	88.50	724.9	H
17	POS 27 EXC T-N	D	UST-RB	2.000	33.36	49.611	74.37	1.00	74.37	238.34	H
18	POS 27 EXC T-N	D	UST-RB	10.00	110.1	972.21	88.14	1.00	88.14	511.6	H

LC (Line Configuration) Parameters:

- A = Ref. to 10 kV, Line Frequency Modulation, 60 Hz
- B = Ref. to 10 kV, Line Frequency Modulation, 50 Hz
- C = Ref. to 10 kV, Line Sync Reversal
- D = Actual Values, Line Frequency Modulation, 60 Hz

E = Actual Values, Line Frequency Modulation, 50 Hz
F = Actual Values, Line Sync Reversal

Sheet Note

ANEXO C:
ARCHIVO FOTOGRÁFICO DEL PROCEDIMIENTO MUESTRA DE
ACEITE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

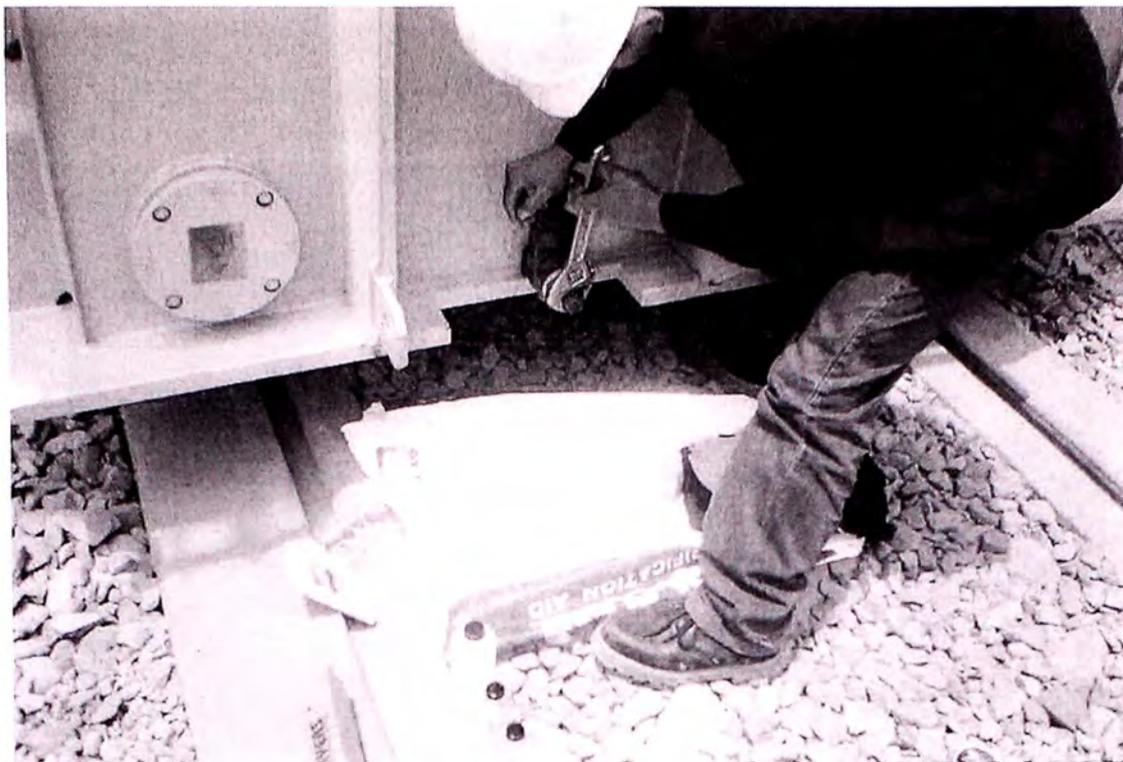


Foto C1: Se procede a retirar la tuerca de la válvula inferior del Transformador de Potencia.



Foto C2: El punto de extracción de la muestra se limpia cuidadosamente con trapo.

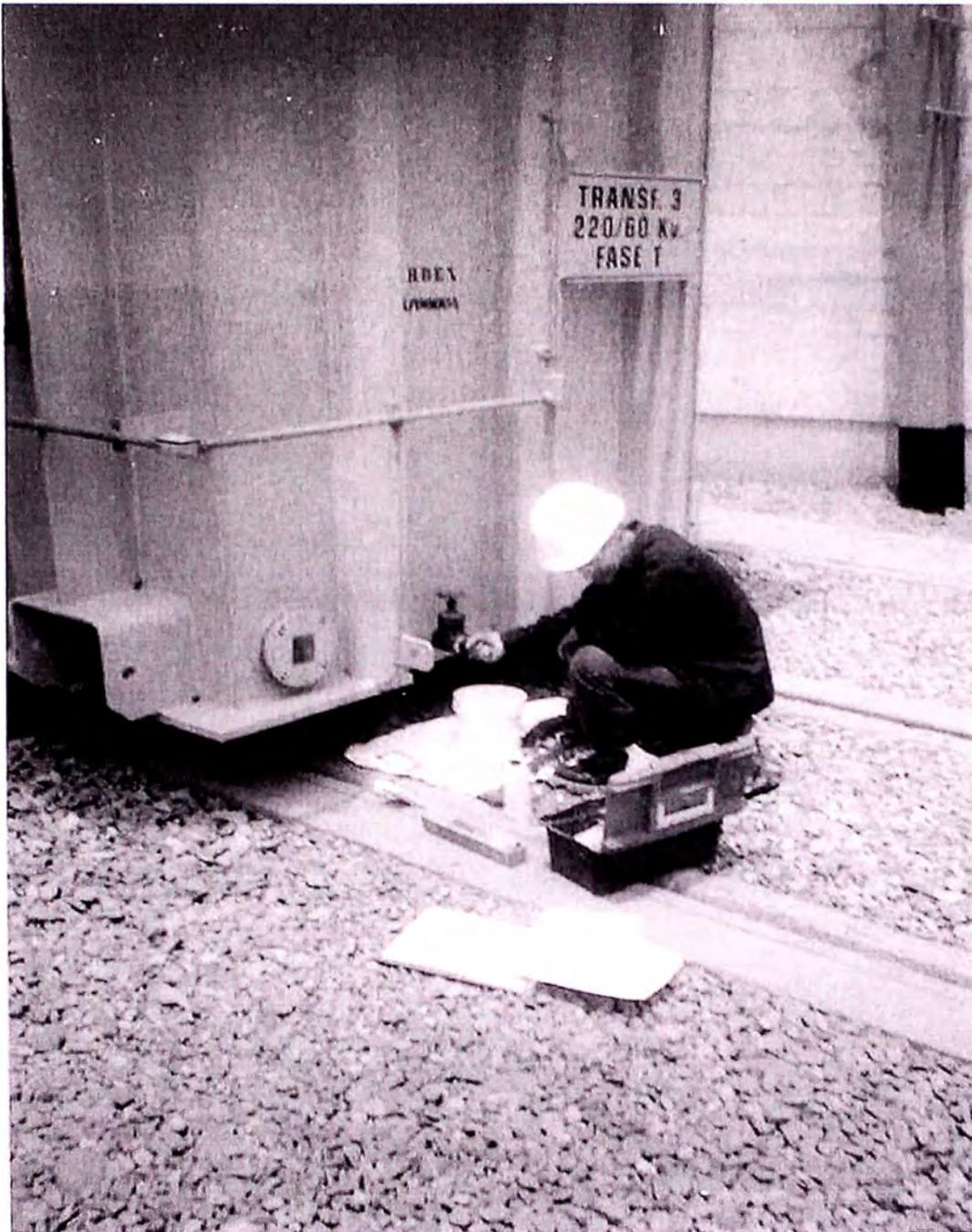


Foto C3: Se utiliza un recipiente para evitar derramar el aceite al piso.



Foto C4: Se deja drenar aceite libremente, para limpiarla internamente.



Foto C5: Se acopla la brida a la válvula.

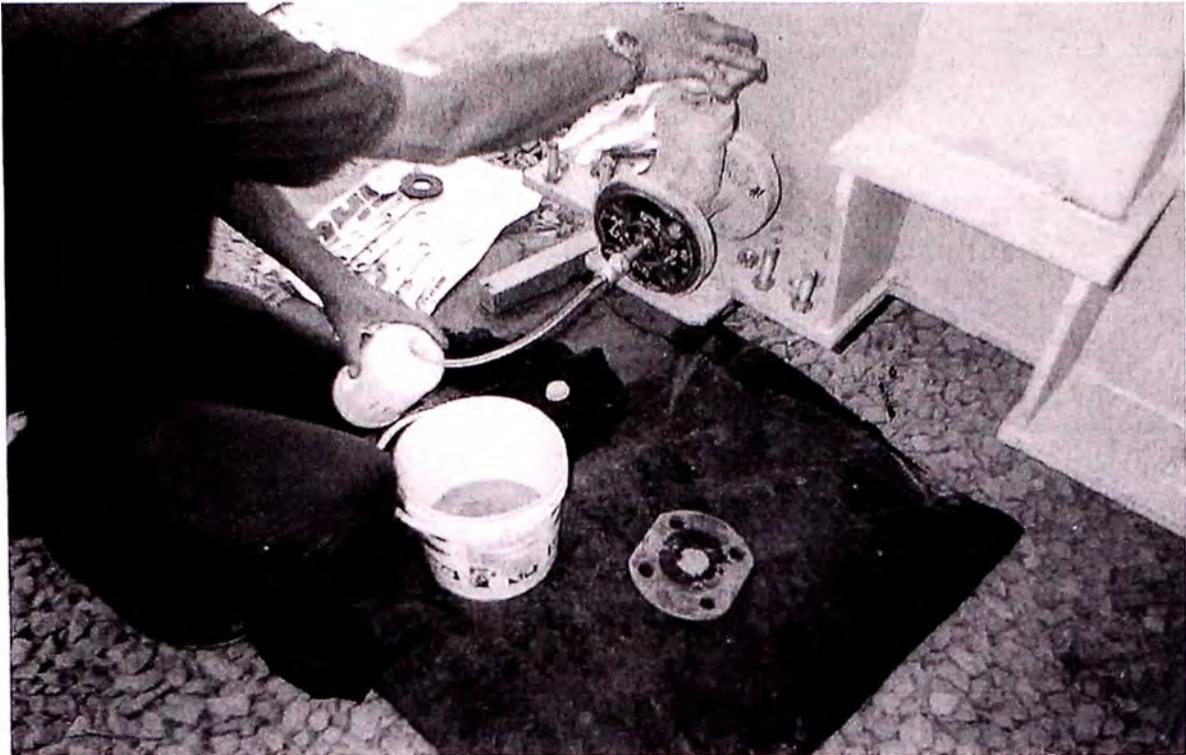


Foto C6: Se limpia el recipiente con el mismo aceite del Transformador.



Foto C7: Enjuagar el frasco que sirve para realizar las Pruebas Físico – Químico.



Foto C8: Al enjuagar 02 veces se efectúa el llenado completo del frasco de muestra.

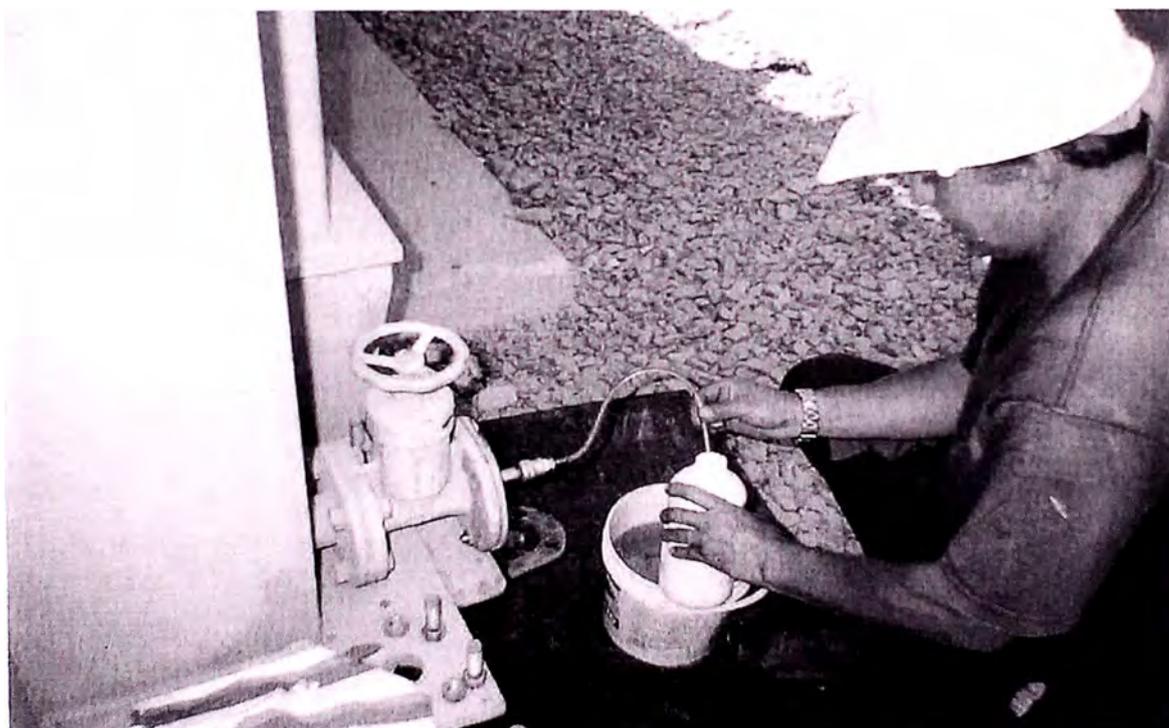


Foto C9: Se coloca un tubo limpio desde el Transformador hasta el fondo del frasco y deja que el aceite llene al 100%



Foto C10: Para los Análisis Cromatográficos se usan jeringas.



Foto C11: Se enjuaga la jeringa con el aceite del transformador y se efectúa el llenado.



Foto C12: Muestra de aceite para verificar la humedad, Físico-Químico.

ANEXO D:
PROTOCOLOS DE MUESTRA DE ACEITES DIELECTRICOS EN
TRANSFORMADORES DE POTENCIA



FIELD COPY REPORT OF TRANSFORMER SURVEY

DATE _____

TC # _____

TECHNICIAN _____
 CUST. NUMBER _____
 CUST. NAME _____
 CITY/STATE _____
 SUB. NAME _____
 UNIT # _____
 OTHER _____
 MFG. _____
 DATE OF MFG. _____
 S/N _____
 KVA _____
 PRI. _____
 SEC _____
 NAMEPLATE WEIGHT _____
 TRANS. CLASS _____
 IMPEDENCE _____
 PHASE/CYCLE _____
 GALLONS _____

LOCATION

- | | |
|------------------------------------|----------------------------------|
| <input type="checkbox"/> Indoor | <input type="checkbox"/> Outdoor |
| <input type="checkbox"/> Basement | <input type="checkbox"/> Ground |
| <input type="checkbox"/> Mezzanine | <input type="checkbox"/> Roof |
| <input type="checkbox"/> Platform | <input type="checkbox"/> Pole |
| Floor # _____ | Height _____ ft. |

EQUIPMENT TYPE

- | | |
|--|---------------------------------------|
| <input type="checkbox"/> Vacuum LTC | <input type="checkbox"/> LTC Comp. |
| <input type="checkbox"/> Transformer | <input type="checkbox"/> Precipitator |
| <input type="checkbox"/> OCB | <input type="checkbox"/> Rectifier |
| <input type="checkbox"/> Regulator | <input type="checkbox"/> Switch |
| <input type="checkbox"/> Furnace Transformer | |
| <input type="checkbox"/> _____ | |

LIQUID TYPE

- | | |
|-----------------------------------|----------------------------------|
| <input type="checkbox"/> Oil | <input type="checkbox"/> RTemp |
| <input type="checkbox"/> Askarel | <input type="checkbox"/> Wecosol |
| <input type="checkbox"/> Silicone | <input type="checkbox"/> Iralic |
| <input type="checkbox"/> _____ | |

TESTS TO BE RUN

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Furan | <input type="checkbox"/> ICP |
| <input type="checkbox"/> Liquid Screen | <input type="checkbox"/> Askarel Screen |
| <input type="checkbox"/> Inhibitor Content | <input type="checkbox"/> PCB |
| <input type="checkbox"/> Power Factor | <input type="checkbox"/> OLTT |
| <input type="checkbox"/> Karl Fischer _____ Temp. | <input type="checkbox"/> Sil Pack |
| <input type="checkbox"/> GC# _____ Synge | |

Radiators	Y	N
Fans	Y	N
Water Cooled	Y	N
Oil Pumps	Y	N
Top FPV _____ in.	V	P
Bottom FPV _____ in	V	P
Other Access _____		

Conservator	Y	N	
LTC Compartment	Y	N	
Bussing Loc.	T	S	E
Free Breather	Y	N	N2S
Hose Length _____			
Service On-Line	Y	N	
Power Available	Y	N	

VISUAL INSPECTION

LEVEL	TEMP	P/V	PAINT	LEAKS	Y	N
High			Good	Where: _____		
Norm.			Fair	_____		
Low			Bad	_____		

LAB USE ONLY
LIQUID SCREEN TEST DATA

ACID IFT DIEL. COLOR SP. GR. VISUAL SEDIMENT

DATOS DEL EQUIPO	
SUBESTACIÓN	
CIRCUITO	
FASE	
MARCA	
Nº FABRICA	
TIPO	
POTENCIA (MVA)	
TENSIÓN PRIMARIA (kV)	
TENSIÓN SECUNDA. (kV)	
PESO DEL ACEITE (kg)	
PESO TOTAL (kg)	
TIPO DE ENFRIAMIENTO	

DATOS DEL SERVICIO	
FECHA PROGRAMADA	
FECHA REALIZADA	
HORA :	
CONTRATISTA	
PERSONAL CONTRATISTA	
SUPERVISOR EDELNOR	
HUMEDAD RELATIVA (%)	
TEMP. AMBIENTE (°C)	
TEMP. ACEITE (°C)	
TEMP. BOBINADO (°C)	
CARGA DEL Tr. Pot. (MVA)	

PRUEBAS SOLICITADAS					
	SI	NO		SI	NO
1. Análisis Físicoquímico	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5. Factor de Potencia	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2. Análisis Cromatográfico	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6. Contenido de Metales	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3. Análisis de Furanos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	7. Contenido de Inhibidor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4. Análisis de PCB	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	8.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA					
	SI	NO		SI	NO
1. Válvula de extracción de muestra presenta fuga de aceite	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4. Aceite sobrante almacenado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2. Area de extracción de muestra presenta manchas de aceite	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3. Muestra etiquetada	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

OBSERVACIONES:

Firma Supervisor EDELNOR

Firma de CONTRATISTA

NOMBRE :

NOMBRE:

Elaborado:

Editada : 31-Jul-02

Aprobado :

Sección Mantenimiento SET's

Revisada : 15-Ago-02

EXPLOTACIÓN TRANSMISIÓN

PROCEDIMIENTO DE EXTRACCION DE MUESTRA DE ACEITE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

SET :

CIRCUITO :

1.- Identificación en Garita de Control (Previa confirmación/autorización del Supervisor de EDELNOR S.A.)

1.1.- El Supervisor de EDELNOR S.A. deberá comunicarse con el Centro de Control para comunicar sobre la actividad a desarrollarse

1.2.- Señalizar con conos y limitar la zona donde se va a realizar el trabajo

2.- Ubicación del punto de extracción de aceite.

3.- Toma de datos de características técnicas del equipo (serie, marca, otros) con supervisión del Técnico de EDELNOR S.A.

4.- Preparación de Herramientas y/o Equipos.

5.- Controles e Inspecciones visuales de accesorios del Transformador (Nivel de Aceite, Silicagel, Pérdidas de Aceite, otros.)

6.- Ejecución de Trabajos

6.1.- Control del estado de botellas y jeringas.

6.2.- Evacuar cierta cantidad de aceite en un recipiente, previo al muestreo definitivo

7.- Limpieza de la Zona.

7.1.- El Aceite residual de la muestra será recepcionado por el Supervisor de EDELNOR S.A. en un recipiente adecuado para ser posteriormente entregado a Recuperos.

8.- El Supervisor de EDELNOR S.A. Comunicará al Centro de Control la culminación del trabajo y su retiro de la SET.

9.- Hora de Retiro : _____

10.- Fecha de Toma de Muestra : _____

SUPERVISOR
CONTRATISTA

SUPERVISOR
EDELNOR S.A.

October 30, 2002

Martin Farfan
RQF/Edelnor
JR. Jorge Chavez 158
Brena Lima Peru

Dear Martin,

Thank you for the opportunity we were given recently to test the dielectric fluids from 13 transformers at your facility in Brena Lima Peru. Enclosed are the results of the testing that was performed.

If you have any questions concerning these results or any of the other information included in this package, please contact your S. D. Myers, Inc. sales representative, Jill Cole @ (800) 444-9580, Extension 3385.

This package of results contains the following sections:

- This cover letter.
- A Test Survey Recap report (summary of recommendations).
- Rainbow test masters with current results and past history for all samples tested as part of this order.
- Documentation concerning how test results are interpreted, testing intervals, and sludge free operation.
- A corporate overview and TMI schedule.
- A service report card for your comments and grade of our service.

We appreciate your confidence in S. D. Myers, Inc. and are grateful that we are able to respond to your needs for quality electrical system maintenance services in this fashion. Our goal is to help you institute those testing and maintenance programs that will cost effectively extend the useful life of your electrical equipment – a goal we have successfully pursued with our customers since 1965.

The S. D. Myers, Inc. representative listed above should be able to answer any questions you may have about the enclosed. If our laboratory personnel can help you further, please do not hesitate to contact me directly at Extension 3481 or via e-mail at our website, www.sdmyers.com.

Very Truly Yours,

Dan Roberts

Dan Roberts
General Laboratory Supervisor



*Transformer
and Rewind
Solutions*



*Engineered
Products*



*Substation
Services*

SDMYERS

SUBSTATION SOLUTIONS

PHONE

TEST SURVEY RECAP

CUST#	ROF/EDELNCR	BRENA LIMA PERU,										10/30/02	
#	SUBSTATION NAME	SIZE KVA	GALLONS LIQUID TYPE	PCB CLASS	PCB DATE	LST	GC	KF	ICP	PF	IH	FR	SERVICE PRODUCT
1	CHAVARRIA	25000	OIL	NON-PCB	5/08/01	AC	CU	AC	AC	AC	UN		SEE FURAN DATA / RETEST 6 MO.
5	ZAPALLAL	17200	OIL	NON-PCB	7/18/01	AC	AC	AC	UN	AC			HOT OIL CLEAN+ REPAIR/PAINT: SEE VISUAL DATA
6	INFANTAS	25000	3150 OIL	NON-PCB	7/18/01	AC	AC	AC	AC	AC	AC		ACCEPTABLE DATA-RETEST 1 YEAR
7	CHAVARRIA	40000	1290 OIL	NON-PCB	7/18/01	AC	AC	AC	AC	AC	CU		RETEST ONE YEAR
8	CHAVARRIA	40000	1290 OIL	NON-PCB	7/18/01	AC	AC	AC	AC	AC	CU		RETEST ONE YEAR
11	CHAVARRIA	25000	55 OIL	NON-PCB	7/ 8/01	AC	AC	CU	AC	UN	AC	UN	SEE FURAN DATA / RETEST 3 MO.
	CHAVARRIA	48000	5190 OIL	NO DATA		AC	AC	AC	AC	AC	UN	AC	REINHIBIT
58	CHAVARRIA	48000	5190 OIL	NO DATA		AC	AC	AC	AC	AC	UN	AC	REINHIBIT
59	CHAVARRIA	48000	5190 OIL	NO DATA		AC	AC	AC	AC	AC	UN	AC	REINHIBIT
71	ZAPALLAL	17200	OIL	NO DATA		AC	AC	CU	AC	AC	AC		RETEST ONE YEAR
72	ANCON	6000	OIL	NON-PCB	9/26/02	AC	AC	CU	AC	CU	AC	AC	RETEST ONE YEAR
73	PUENTE PIEDEA	25000	2550 OIL	NO DATA		AC	AC	AC	AC	AC	AC		ACCEPTABLE DATA-RETEST YEAR
74	VENTANILLA	25000	3120 OIL	NO DATA		AC	AC	AC	AC	AC	AC	AC	ACCEPTABLE DATA-RETEST YEAR
75	MARANJAL	25000	3900 OIL	NON-PCB	9/26/02	AC	AC	AC	AC	AC	UN	AC	REINHIBIT
76	CAUDIVILLA	25000	3120 OIL	NO DATA		AC	AC	AC	AC	AC	AC	AC	ACCEPTABLE DATA-RETEST YEAR
77	CAUDIVILLA	25000	3120 OIL	NON-PCB	9/26/02	AC	AC	AC	AC	AC	UN	AC	REINHIBIT
78	INFANTAS	25000	OIL	NO DATA		CU	CU	CU	AC	UN	AC	UN	HOT OIL CLEAN+ SEE FURAN DATA / RETEST 3 MO. 6 MONTH GAS-IN-OIL RETEST

* Classification per 40CFR761. State or local classification may differ

ACTS 4:12

DMYERS

SUBSTATION SOLUTIONS

CUST# 52000500

ROF/EDELNOR

BRENA LIMA PERU,

10/30/02

▼ SUMMARY OF RESULTS ▼

TOTAL GALLONS OF LIQUID	37165
TOTAL UNITS NON-PCB	9
TOTAL UNITS CONTAMINATED	0
TOTAL UNITS PCB	0
TOTAL W/O SCHI PCB TEST	3
TOTAL REQUIRING SERVICE	6
TOTAL KVA	439400
ESTIMATED VALUE OF UNITS	\$10,766,800.00

A good estimate of the average cost for annual transformer maintenance is 6 pct of replacement value. Based on the above estimated value of units, average annual maintenance for these units would be \$646,008.00

A number of your transformers require service. If you did not receive a comprehensive study and proposal to solve these various problems in this package of test results, please contact your S.D. Myers, Inc. representative.

CUSTOMER- ROF/EDELNOR
SUB NAME- SET CHAVARRIA

CITY- BRENA LIMA PERU,
UNIT# -TRAFO 1-T

LOCATION- OUTDOOR/
OTHER - FASE "T"

NAMEPLATE DATA

MF EFACEC EQUIP TYPE - TRANSFORMER
DA MFG - 00/77 TRANS CLASS
S 16623S IMPEDENCE - 11.60%
KV 40,000 PHASE/CYCLE - 1/60
PF 220,000 LIQUID TYPE - OIL
SE 60,000 GAL LIQUID - 3600
WT HT- 127890 OTHER ACCESS-

ADDITIONAL EQUIPMENT

RADIATORS - YES CONSERVATOR- YES
FANS - YES LTC COMPARTMENT- NO
H2O COOLED - NO BUSHING LOC- TOP
OIL PUMPS - NO FREE BREATHER- NO
TOP FPV HOSE LENGTH-
BOTTOM FPV - SERVICE ON-LINE- YES
INSULATION - POWER AVAILABLE- YES

VISUAL INSPECTION

DATE	LEVEL	TEMP	P/V	PAINT	LEAKS
09/10/2002	NORMAL	58	N.R.	GOOD	NONE
09/20/2002	NORMAL	56	N.R.	GOOD	YES
11/14/2002	NORMAL	63	N.R.	GOOD	NONE
03/18/2003	NORMAL	69	N.R.	GOOD	NONE

FIELD SERVICE

DATE SERVICE

LIQUID SCREEN TEST DATA

DATE	SERVICE	ACID	IFT	DIEL	DIEL	COLOR	SP. GR.	VISUAL	SEDIMENT
				877	1816				
09/10/2002		.030 AC	32.0 AC	33 AC		2.00 AC	.860 AC	CLEAR AC	NONE AC
09/20/2002		.010 AC	42.9 AC	44 AC		1.00 AC	.855 AC	CLEAR AC	NONE AC
11/14/2002		.010 AC	39.1 AC	47 AC	54 AC	1.00 AC	.860 AC	CLEAR AC	NONE AC
03/18/2003		.020 AC	38.2 AC	50 AC	52	1.50 AC	.860 AC	CLEAR AC	NONE AC

INHIBITOR CONTENT

DATE	% BY WEIGHT
09/10/2002	.362 % AC
09/20/2002	.643 % AC

LIQUID POWER FACTOR

DATE	25 C	100 C
09/10/2002	.077% AC	1.530% AC
09/20/2002	.010% AC	.347% AC
11/14/2002	.028% AC	.831% AC
03/18/2003	.049% AC	1.140% AC

NOTE - STUDIES SHOW THAT A LEVEL OF .3% INHIBITOR IS OPTIMUM FOR PRESERVATION OF IN-SERVICE TRANSFORMER OILS. OILS WITH A LEVEL BELOW .08% ARE CONSIDERED TO BE UNINHIBITED.



ABBREVIATIONS: AC — ACCEPTABLE QU — QUESTIONABLE UN — UNACCEPTABLE

CUST-RQF/EDELNOR

ID#- 5200050

DATE PRINT

MFG- EFACEC

KVA- 40,000

PRIMARY- 220,000

SUB NAME- SET CHAVARRIA

UNIT #-TRAFO 1-T

S/N- 16623S

GAL- 3,600

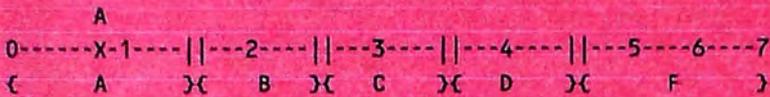
SECONDARY- 60,000

LOCATION- OUTDOOR/

ARL FISCHER TESTING MOISTURE CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	TEMP	PPM	PERCENT SATURATION	PERCENT DRY WEIGHT	AGING FACTOR	GRADE
09/10/2002	25C	15	27	2.47	33X	B
09/20/2002	25C	< 10	6	1.5	2X	A
11/14/2002	40C	11	11	.78	5X	A
03/18/2003	43C	< 10	5	1.5	2X	A

PERCENT MOISTURE BY DRY WT.



FURAN ANALYSIS EXPRESSED IN PPM

DATE 5H2F 2FOL 2FAL 2ACF 5M

ANALYZING YOUR TRANSFORMER OIL OR SILICONE FURAN CONTENT WILL HELP DETERMINE THE AMOUNT OF INSULATION DEGRADATION.

GAS-IN-OIL ANALYSIS GAS CHROMATOGRAPHY EXPRESSED IN PPM

DATE	HYDROGEN	OXYGEN	NITROGEN	METHANE	CARBON MONOXIDE	CARBON DIOXIDE	ETHANE	ETHYLENE	ACETYLENE	TOTAL COMBUSTIBLE	TOTAL GAS
09/10/2002	ND	17699	57513	5	416	6821	ND	42	ND	463	82496
09/20/2002	ND	4870	12912	ND	6	86	ND	ND	ND	6	17874
11/14/2002	ND	17231	49184	ND	243	2085	ND	ND	ND	243	68743

RECOMMENDATION * RETEST 1 YEAR

B-THE ANALYSIS OF THIS SAMPLE SHOWS NO SIGNIFICANT INCREASE IN THE COMBUSTIBLE GAS VOLUME.

ICP METALS-IN-OIL EXPRESSED IN PPM

DATE	ALUMINUM	IRON	COPPER
09/20/2002	ND	ND	ND
03/18/2003	ND	ND	ND

RECOMMENDATION * RETEST 1 YEAR

THERE IS NO SIGNIFICANT CHANGE IN THE TEST DATA. THEREFORE, THE DATA DOES NOT SUGGEST A CAUSE FOR CONCERN AT THIS TIME.

PCB CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	1242	1254	1260	OTI
03/18/2003		3		

COLOR LABEL - GREEN CLASS NON-P

Results in mg/kg
ND means "none detected"
(<2 mg/kg per ASTM D4059)

ANEXO E:
ARCHIVO FOTOGRÁFICO DEL PROCEDIMIENTO DE TRATAMIENTO
Y REGENERACIÓN DEL ACEITE DIELECTRICO EN
TRANSFORMADORES DE POTENCIA

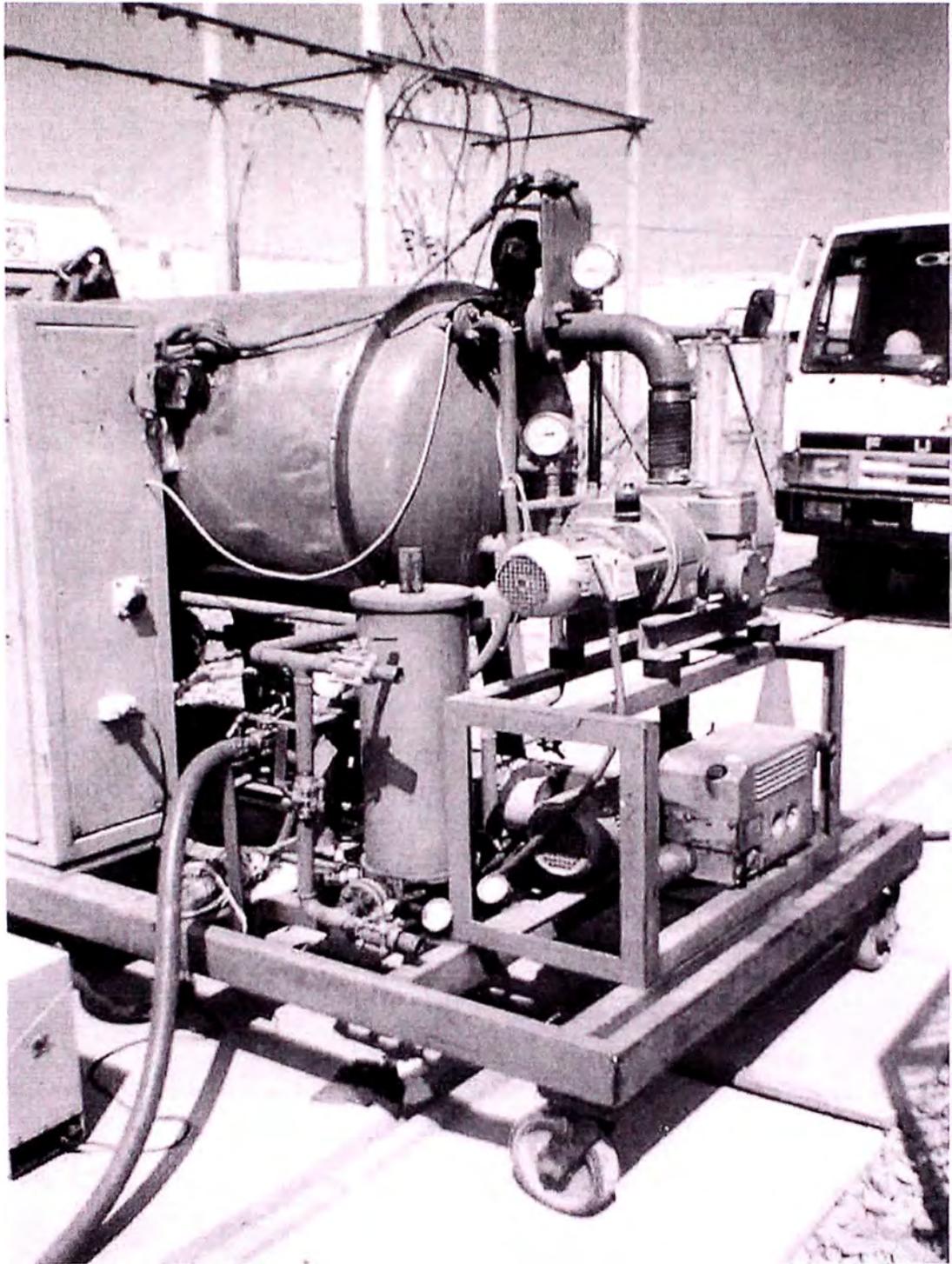


Foto E1: Equipo de Termovacío.

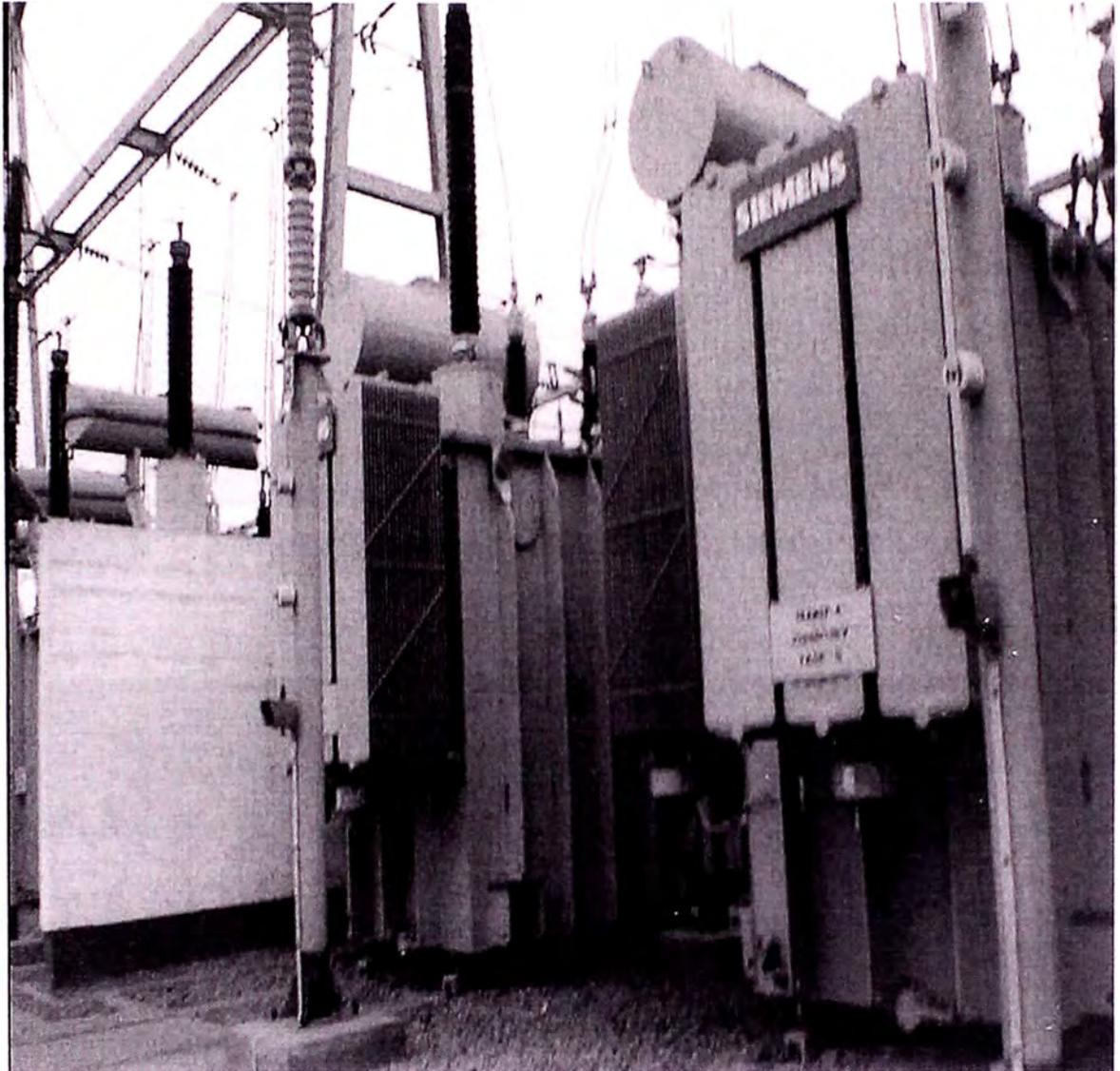


Foto E2: EL Transformador de Potencia se encuentra energizado, conectar los equipos de Tratamiento a un sistema de Tierra.

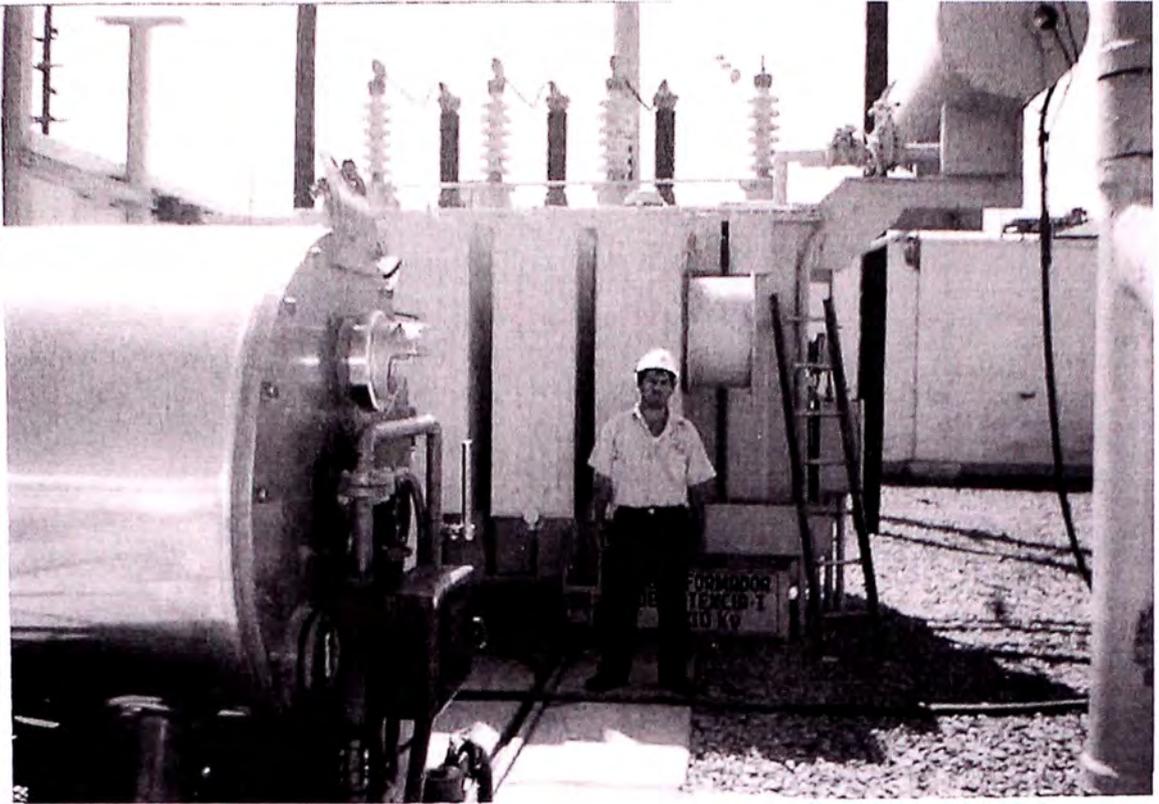


Foto E3: El equipo de Tratamiento se instala lo más cercano al Transformador.

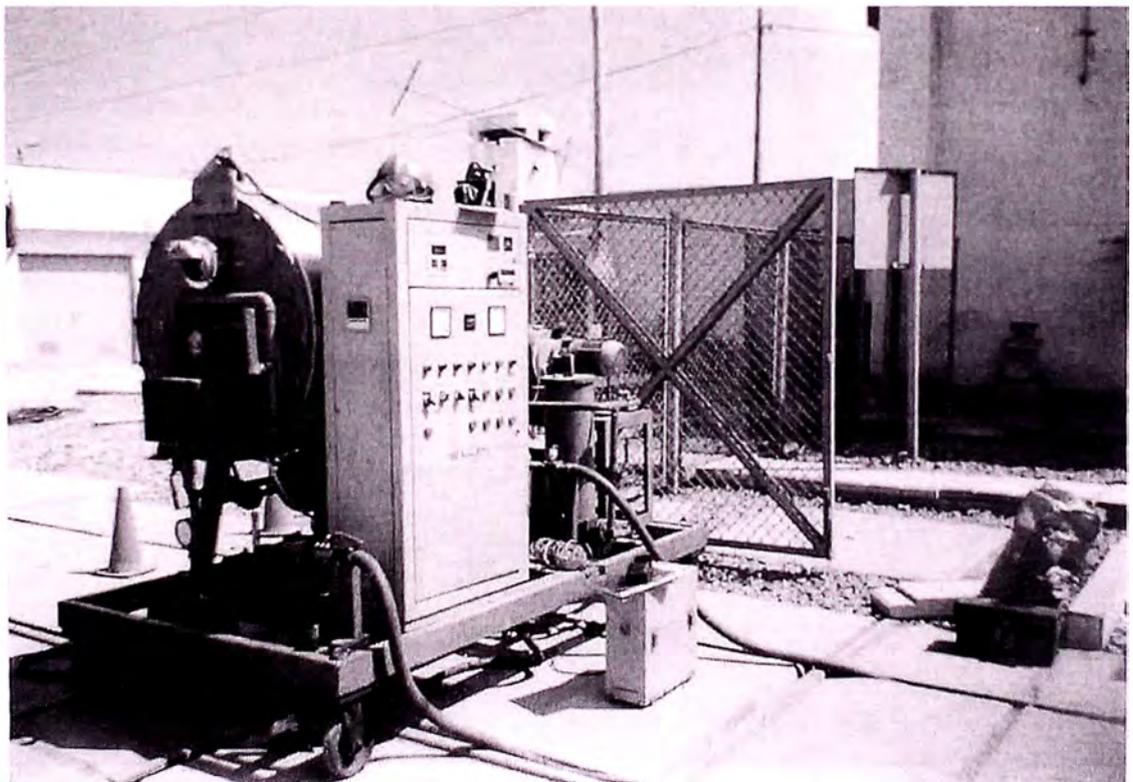


Foto E4: Se instalan dos mangueras al Equipo de Termovació.

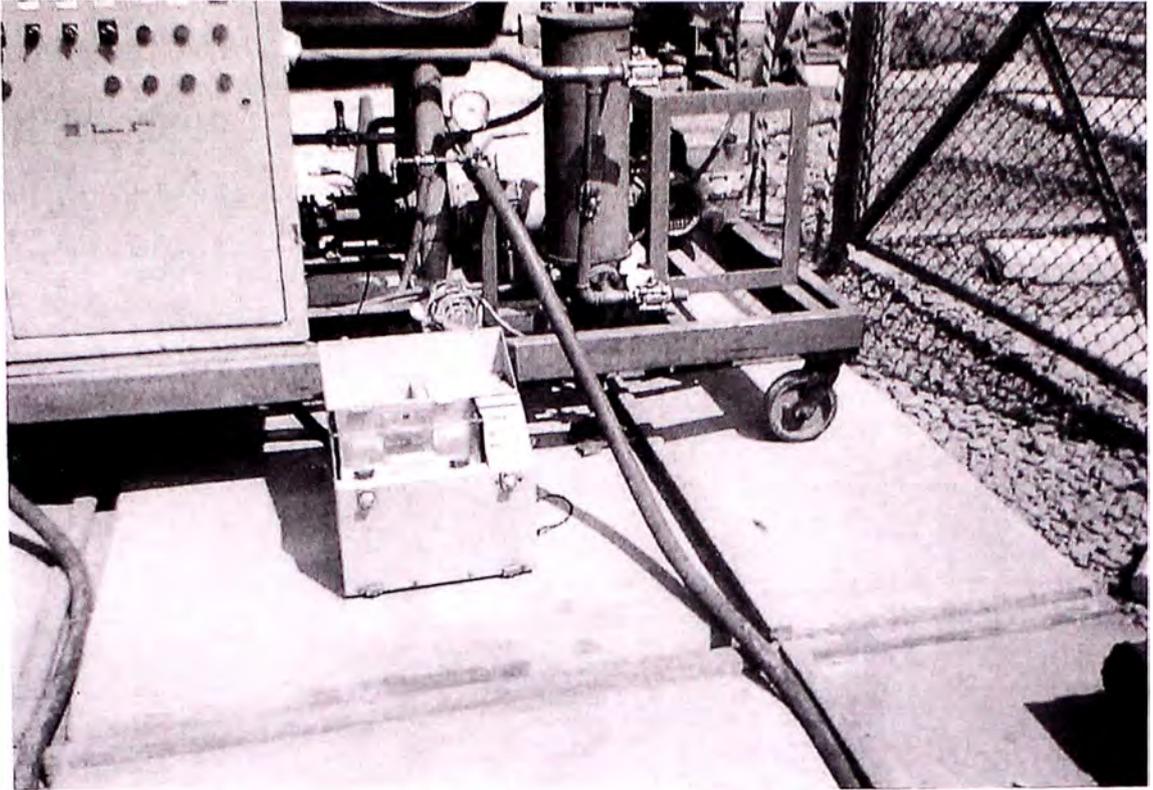


Foto E5: La manguera debe ser de material resistente a la acción del aceite caliente.



Foto E6: Se coloca un recipiente para no ensuciar con aceite las piedras por seguridad del medio ambiente.

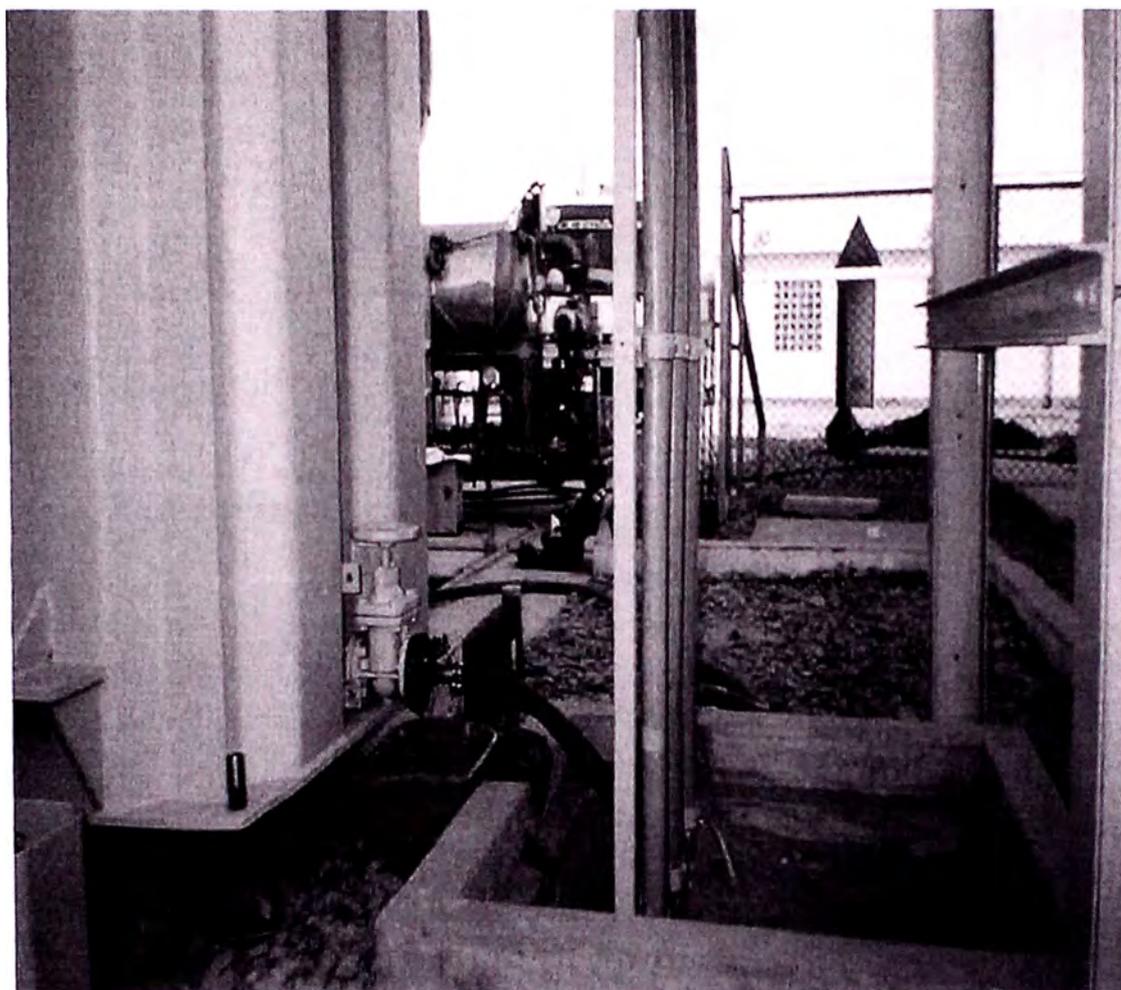


Foto E7: La recirculación del aceite se establece conectando la manguera de succión a la válvula inferior de la cuba del Transformador.



Foto E8: Se conecta la manguera de descarga al Tanque Conservador.

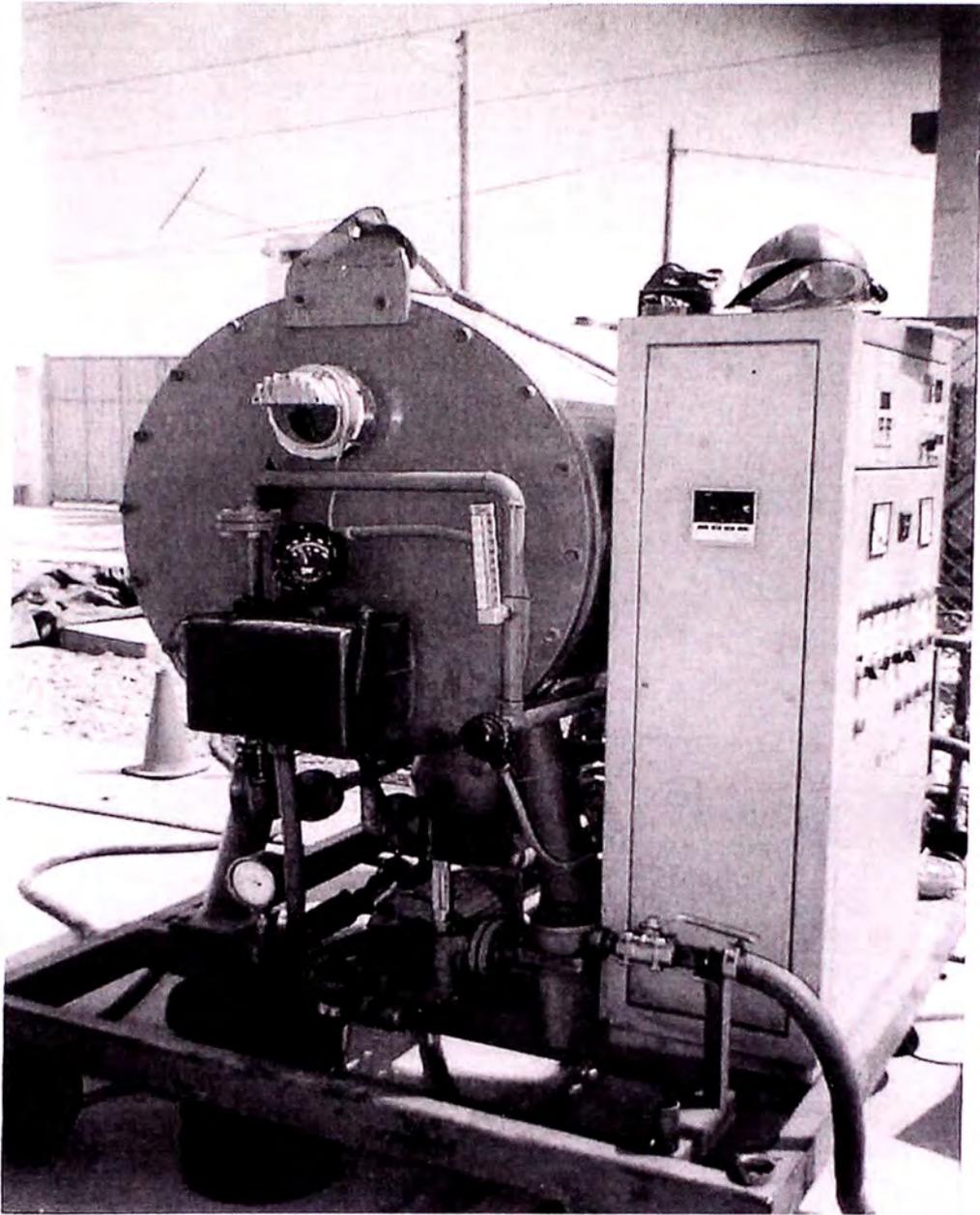


Foto E9: Durante el Proceso de Termovacío controlar la Temperatura del aceite, la Presión de vacío y el evaporador del Equipo debe estar lleno hasta la mitad del visor.

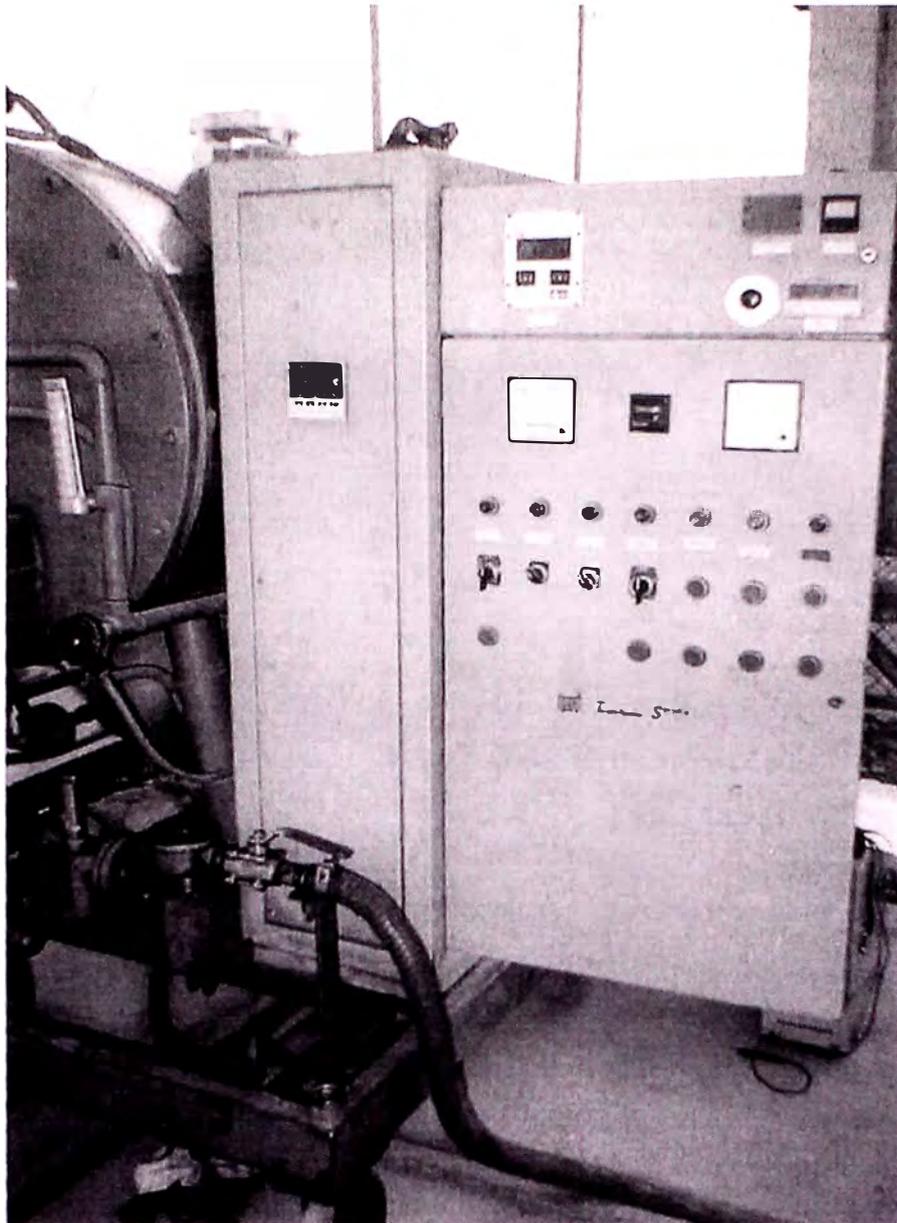


Foto E10: Panel de Instrumentación del Equipo de Termovacío.

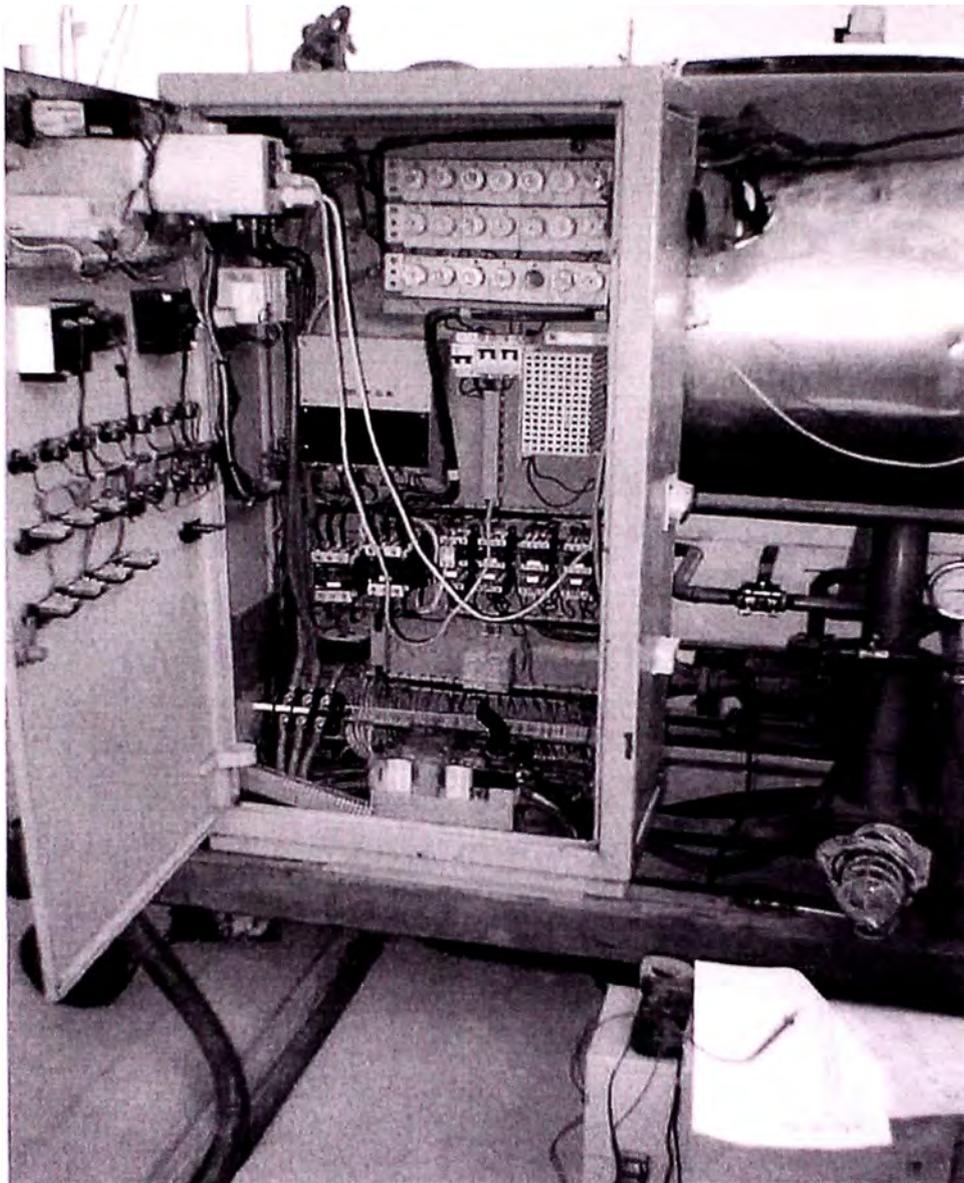


Foto E11: Las señales de disparo del Relé Buchholz y el nivel de aceite se conectan a través de dos sensores del PLC de la máquina.

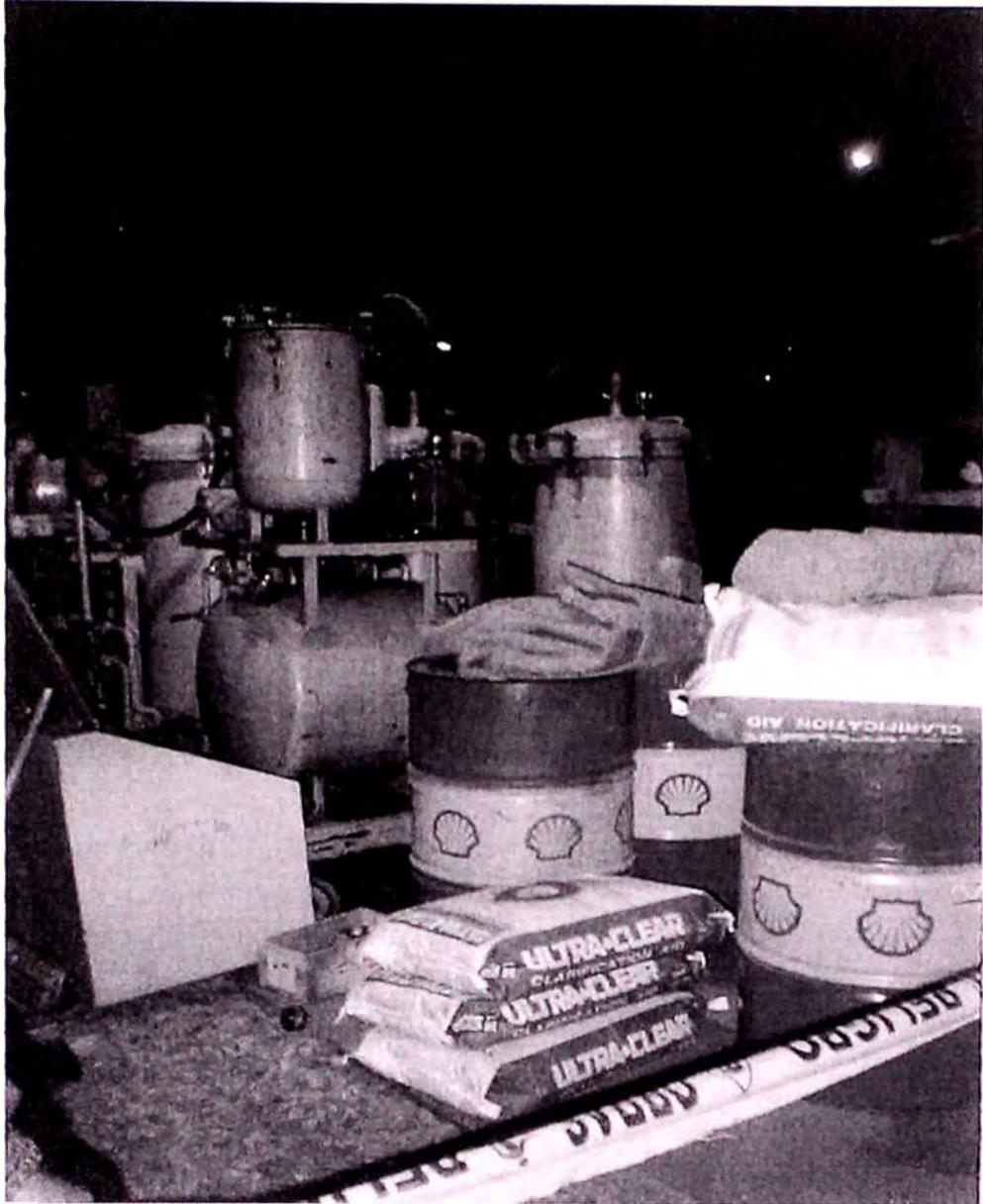


Foto E12: Equipo de Regeneración.



Foto E13: Tierra Fuller que han sido retirado del Equipo de Regeneración.

ANEXO F:
PROTOSCOLOS DE REGENERACIÓN EN TRANSFORMADORES DE
POTENCIA



INFORME TECNICO N°021/2002

CLIENTE : EDELNOR S.A.A.

ATENCION : Ing° Maurino Punto/ Ing° Javier Matias

REFERENCIA : SERVICIO DE REGENERACION EN CALIENTE DEL ACEITE DIELECTRICO DE UN TRANSFORMADOR EFACEC N° 16623 S, 40 MVA, 220/60/10 KV, 12 TON. DE ACEITE, 1977, UBICADO EN SET CHAVARRIA.

RELATOR : ING° ALBERTO VADILLO Q.

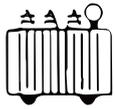
FECHA : 19.09.02

10.09.02

9:25

Iniciamos el Servicio de la referencia, con la acta de recepcion del transformador, siendo lo más resaltante lo siguiente:

- Extracción de muestra de aceite para análisis físico químico y cromatográfico, antes del inicio del servicio en presencia del Sr. Huayanay.
- Extracción de muestra de aceite para análisis en campo; incluye: rigidez dieléctrica, tensión interfacial, color, gravedad específica, antes de iniciar el servicio.
- Conexión de manguera de aceite y conexión eléctrica al equipo de termovacio, en presencia del personal de Edelnor.
- Se desactiva apertura Buchholz por iniciativa de Edelnor.
- Cambio de empaque a indicador de nivel de aceite en tanque de expansión, efectuado por personal de Edelnor.
- Revisión y mantenimiento de tubería de sobrepresión especialmente la unión universal, en la tubería de retorno a tanque de expansión, realizada por personal de Edelnor.
- Desecador de silicagel tiene parte superior ligeramente saturada, chequear hermeticidad del transformador ó del mismo desecador.
- Area de trabajo cercada con cintas de seguridad.



CONDICIONES DEL TRANSFORMADOR

- $T_{\text{aceite}} = 53^{\circ}\text{C}$
- $T_{\text{arroll}} = \text{---}$
- Nivel de aceite del transformador normal.
- La manguera de succión del equipo de tratamiento, se conecta a la válvula situada en la parte inferior de la cuba y la manguera de descarga a la válvula situada en la parte inferior del tanque de expansión.

CONDICIONES DEL EQUIPO DE TRATAMIENTO

En la regeneración

$T_{\text{salida}} = 75^{\circ}\text{C}$

Flujo = 1000 l/h

En el tratamiento final

$T_{\text{salida}} = 70^{\circ}\text{C}$

Flujo = 2250 l/h

De nuestras hojas de campo se puede observar lo siguiente:

- Variación de la temperatura de aceite en el transformador, durante la regeneración y termovacio: $52^{\circ}\text{C} - 57^{\circ}\text{C}$.
- Cantidad de vueltas de regeneración :
 $56094 \div 13559 = 4.14$ vueltas
- Cantidad de vueltas de termovacio final

1ra. Etapa : 12.09.02(14:00) – 13.09.02 (16:00)

$54492 \div 13559 = 4.01$ vueltas

2da. Etapa : 18.09.02

$14700 \div 13559 = 1.08$ vueltas.

3era. Etapa : 19.09.02

$(30351 - 14700) \div 13559 = 1.15$ vueltas

Nº vueltas totales = 4.01 + 1.08 + 1.15 = 6.24 vueltas



ANALISIS DE ACEITE EN CAMPO DURANTE EL SERVICIO

DESCRIPCION	ANTES	DESPUES
Rigidez dieléctrica ASTM D 1816 (2mm) KV	46.6	60
Tensión interfacial ASTM D 971 dinas/cm	24.0	43
Humedad ASTM D 1533 (ppm)	14	<12
Color ASTM D 1524	2.5	< 1
Gravedad específica ASTM D 1298 (g/cm ³)	0.86	0.86

MATERIA PRIMA UTILIZADA

- Aceite de relleno 6.5 cilindros.
- Tierra Fuller 60 bolsas
- Ionol 30 Kg.

Se efectúa la entrega del transformador mediante el acta correspondiente:

- Extracción muestra de aceite para análisis físico químico y cromatográfico.
- Durante el presente servicio no hubo alarma, ni apertura de protecciones.
- Se solicita a personal de Edelnor que reponga la apertura Buchholz.
- Ligera fuga de aceite por indicador de nivel de aceite en tanque de expansión.
- El transformador es entregado en buenas condiciones, sin fugas de aceite en las partes intervenidas.
- Personal de Edelnor efectuó reparación provisional en tubería de sobrepresión; unión universal en tubería de retorno a tanque de expansión, con el fin de lograr hermeticidad.
- Se entrega la zona de trabajo limpia, sin derrames de aceite.
- Se cumplieron con las normas de seguridad de Edelnor.

Observaciones

- Reparar fuga de aceite por indicador de nivel en tanque de expansión.
- Chequear hermeticidad en el transformador con el fin de eliminar saturación de la silicagel en la parte superior del desecador.



Transformer Service S.A.

TRANSFORMER SERVICE S.A.

ACTA DE RECEPCION / ENTREGA

FECHA: 19.09.02

Cliente Edelmar

Subestación Set Chavarría

Tipo de Equipo Transformador de potencia

Marca/Año de Fabric. Efacec/1977

No. de Serie 16F23S

KVA 40,000

KV. 220/60/10

Fases/Hz. 1 φ / 60

Gl. / Kg. Marca aceite 12Tm / Shell dielad

Temperatura de Trabajo:

T aceite 53°C °C T arroll — °C

Nivel de aceite:

Cuba OK Conmutador —

Silica Gel:

Cuba OK Conmutador —

Protecciones:

Nivel aceite
Tanque de expansión Alarma Desconexión

Buchholz Alarma Desconexión desactivada

Temperatura de aceite Alarma Desconexión

Temperatura de arrollamiento Alarma Desconexión

Observaciones

- Extracción de muestra de aceite para análisis físico-químico y eronatógrafico
- Durante el presente servicio no hubo alarma ni apertura de protecciones.
- Se solicita a personal de Edelmar q' repare la alarma Buchholz.
- El transformador es entregado en buenas condiciones, sin fugas de aceite en las partes intervenidas.
- Muy ligera fuga de aceite por indicador de nivel de aceite en tanque de expansión.
- Se entrega zona de trabajo limpia, sin derrame de aceite.
- Reparación hermética de unión universal ubicada en tubería de sobrepresión.
- Se cumplieron con las normas de seguridad de Edelmar.

Enfriamiento:

Radiadores Ventiladores
Enfr. por agua Bombas de aceite

Fugas

Bushings AT SI NO
MT SI NO
BT SI NO

Válvula de sobrepresión SI NO

* Tanque conservador SI NO

Buchholz SI NO

Radiadores SI NO

Observaciones * ligera fuga por indicador.

Nivel en tanque conservador OK

Clase de Servicio

Tratamiento SI NO
(deshumecido, desgasificado y filtrado)

Regeneración SI NO
(deshumecido, desgasificado y filtrado con Terra Fuller)

Engrasado SI NO

Fecha de inicio del Serv. 10.09.02 (925)

Fecha de finaliz del Serv. 19.09.02 (1600)

Análisis en campo al finalizar el servicio

Rigidez dieléctrica ASTM D1816 40 KV.

Acidez ASTM D974 — mgKOH/g.

Tensión Interfacial ASTM D971 43 dinas/cm.

Humedad ASTM D1533 < 0.2 ppm.

Grav. específica ASTM D1298 0.960 g/cm3

Color ASTM D1524 < 1

Persona Responsable del servicio

Cliente Sr. Miguel Huayanay Arauco

TRANSFORMER SERVICE S.A. Ing. Alberto Jodillo Q.

TRANSFORMER SERVICE S.A.

CLIENTE



Transformer Service S.A.

TRANSFORMER SERVICE S.A.

ACTA DE RECEPCION / ENTREGA

FECHA : 10.09.02

Cliente Edelnor

Subestación Set Chavarría

Tipo de Equipo Transformador de potencia

Marca/Año de Fabric. Efacec/1977

No. de Serie 166235

KVA 40.000

KV. 220/60/10

Fases/Hz. 1 Φ / 60

Gl. / Kg. Marca aceite 12 Ton / Shell diala D)

Temperatura de Trabajo:
T aceite 53 °C T arroll - °C

Nivel de aceite:
Cuba OK Conmutador -

Silica Gel:
Cuba CU Conmutador -

Protecciones:
• Nivel aceite Alarma Desconexión

• Buchholz Alarma Desconexión desactivada

• Temperatura de aceite Alarma Desconexión

• Temperatura de arrollamiento Alarma Desconexión

Observaciones

Enfriamiento:
Radiadores Ventiladores
Enfr. por agua Bombas de aceite

Fugas:
• Bushings AT SI NO
MT SI NO
BT SI NO

• Válvula de sobrepresión SI NO

* Tanque conservador SI NO

• Buchholz SI NO

• Radiadores SI NO

Observaciones * Muy ligera fuga de aceite por indicadores de nivel de aceite en tanque de expansión.

Clase de Servicio:
Tratamiento SI NO (deshumecido, desgasificado y filtrado)
Regeneración SI NO (deshumecido, desgasificado y filtrado con Tierra Fuller)
Energizado SI NO

Fecha de Inicio del Serv. 10.09.02 (925)
Fecha de finaliz. del Serv. _____

Análisis en campo antes de iniciar el servicio:
Rigidez dieléctrica ASTM D1816 46.6 KV.
Acidez ASTM D974 - mgKOH/g.
Tensión Interfacial ASTM D971 24 dinas/cm.
Humedad ASTM D1533 14 ppm.
Grav. específica ASTM D1298 0.860 g/cm3
Color ASTM D1524 2.5

- Extracción de muestra de aceite para análisis físico químico y cromatográfico en presencia del Sr. Huaymay.
- Conexión de mangueras de aceite y conexión eléctrica al equipo de termovajeo en presencia del Sr. Huaymay.
- Se desactiva apertura Buchholz por iniciativa de Edelnor.
- Cambio de empaque a indicador de nivel de aceite en tanque de expansión efectuado por personal de Edelnor.
- Al no haber trabajo con cintas de seguridad:
- Descontar de Silicagel tener la parte superior ligeramente saturada, chequear hermeticidad del transformador y del mismo desactivar.
- Revisión de tubería de sobrepresión especialmente la válvula universal en su tubería de retorno a tanque de expansión, realizada por personal de Edelnor.

Persona Responsable del servicio
Cliente Sr. Miguel Huaymay Sanchez

TRANSFORMER SERVICE S.A. Inq. Alberto Saalim P.

[Signature]
TRANSFORMER SERVICE S.A.

[Signature]
CLIENTE

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TRANSFORMADOR N° 16623 S

1 VUELTA = 13559 litros

FECHA: 10.09.02

TRATAMIENTO DE ACEITES DIELECTRICOS

HORA	TEMPERATURA TRANSF./AMB. °C	PRESIÓN DE ENTRADA bar.	VACIO EVAPORADOR mbar.	TEMPERATURA ENTRADA °C	TEMPERATURA SALIDA °C	CONTOMETRO litros	OBSERVACIONES
01:00							
02:00							
03:00							
04:00							
05:00							
06:00							
07:00							
08:00							
09:00		2.0	0.9	32	75.0	0	
10:00		1.8	2	42	74.9	654	
11:00		1.5	2	43	75.0	1709	
12:00		1.6	2	44	75.0	2520	
13:00		1.6	2	44	74.9	3625	
14:00		1.5	2	44	75.0	4675	
15:00	56	2.0	2	44	75.0	5622	
16:00	56	1.6	2	44	75.0	6517	
17:00	56	1.6	2	44	74.9	7528	
18:00	57	1.6	2	44	75.0	8640	
19:00	57	1.6	2	44	74.9	9763	
20:00	56	1.6	2	38	75.0	10752	
21:00	54	1.9	2	38	69.7	11873	
22:00	52	1.8	2	38	74.9	12875	
23:00	51	1.6	2	38	75.0	13869	
00:00	53	1.6	2	40	74.9	14957	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TRANSFORMADOR N° 16623 S

1 VUELTA = 13559 litros

FECHA: 11.09.02

TRATAMIENTO DE ACEITES DIELECTRICOS

HORA	TEMPERATURA TRANSF./AMB. °C	PRESIÓN DE ENTRADA bar.	VACIO EVAPORADOR mbar.	TEMPERATURA ENTRADA °C	TEMPERATURA SALIDA °C	CONTOMETRO litros	OBSERVACIONES
01:00	53	1.6	2	40	74.8	15985	
02:00	53	1.6	2	40	75.0	17025	
03:00	53	1.4	1	38	73.9	18100	
04:00	52	1.1	2	40	74.9	19208	
05:00	52	1.2	2	40	75.0	20315	
06:00	52	1.2	2	40	74.9	21331	
07:00	54	1.1	2	42	75.0	22421	
08:00	55	1.2	2	42	74.8	23398	
09:00	55	1.2	2	44	74.9	24453	
10:00	55	1.2	2	46	74.9	25504	
11:00	55	1.2	2	46	74.9	26630	
12:00	54	1.2	2	40	75.0	27644	
13:00	53	1.4	1	40	74.9	28646	
14:00	54	1.4	2	44	74.9	29680	
15:00	55	1.4	2	42	75.0	30720	
16:00	55	1.4	2	42	75.0	31710	
17:00	57	1.4	2	44	74.9	32820	
18:00	57	1.4	2	44	75.0	33875	
19:00	57	1.4	2	44	75.0	34879	
20:00	53	1.4	2	44	74.9	35940	
21:00	53	1.7	2	42	74.8	37045	
22:00	52	1.7	2	40	75.0	38158	
23:00	52	1.7	2	38	74.9	39320	
00:00	52	1.7	2	38	74.9	40344	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TRANSFORMADOR N° 16623 S

1 VUELTA = 13559 litros

FECHA: 12.09.02

TRATAMIENTO DE ACEITES DIELECTRICOS

HORA	TEMPERATURA TRANSF./AMB. °C	PRESIÓN DE ENTRADA bar.	VACIO EVAPORADOR mbar.	TEMPERATURA ENTRADA °C	TEMPERATURA SALIDA °C	CONTOMETRO litros	OBSERVACIONES
01:00	52	1.6	2	40	74.9	41570	
02:00	52	1.6	2	40	75.1	42690	
03:00	53	1.6	2	40	75.0	43835	
04:00	53	1.6	2	40	75.0	44931	
05:00	51	2.0	1	40	75.0	46027	
06:00	52	2.0	2	40	75.0	47160	
07:00	52	2.0	2	40	74.9	48181	
08:00	52	1.6	2	40	75.0	49246	
09:00	53	1.6	2	41	75.0	50280	
10:00	55	1.2	2	44	75.0	51325	
11:00	54	1.5	2	42	75.0	52622	
12:00	57	1.5	2	46	75.0	53860	
13:00	57	1.5	2	45	74.9	54838	
14:00	57	1.5	2	47	74.9	56094	
15:00	58	1.5	1	42	69.9	1950	
16:00	57	1.2	1	40	70.0	5987	
17:00	56	1.2	0.9	40	70.0	6120	
18:00	56	1.2	0.9	40	70.0	8428	
19:00	56	1.2	0.9	40	70.0	10450	
20:00	55	1.2	0.9	38	70.0	12305	
21:00	54	1.4	0.8	38	70.0	14618	
22:00	54	1.4	0.8	38	70.0	16770	
23:00	53	1.4	0.8	38	70.0	18812	
00:00	53	1.4	0.8	38	70.0	21028	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TRANSFORMADOR N° 16623 S

1 VUELTA = 13559 litros

FECHA: 13.09.02

TRATAMIENTO DE ACEITES DIELECTRICOS

HORA	TEMPERATURA TRANSF./AMB. °C	PRESIÓN DE ENTRADA bar.	VACIO EVAPORADOR mbar.	TEMPERATURA ENTRADA °C	TEMPERATURA SALIDA °C	CONTOMETRO litros	OBSERVACIONES
01:00	52	1.4	0.8	38	70.0	23120	
02:00	52	1.4	0.8	38	70.0	25473	
03:00	53	1.4	0.8	38	70.0	27645	
04:00	56	1.4	0.8	38	70.0	29809	
05:00	57	1.4	0.8	40	70.0	31931	
06:00	57	1.4	0.8	40	70.0	34140	
07:00	57	1.4	0.8	44	70.0	36630	
08:00	57	1.2	0.8	40	69.9	38650	
09:00	55	1.2	0.8	37	70.0	40562	
10:00	55	1.2	0.8	38	70.0	42680	
11:00	56	1.3	0.8	38	69.9	44871	
12:00	57	1.3	0.9	38	70.0	47005	
13:00	57	1.3	0.9	38	70.0	49609	
14:00	55	1.3	0.9	38	70.0	51532	
15:00	56	1.3	0.9	38	70.0	53841	
16:00	56	1.3	0.8	38	70.0	54492	
17:00							
18:00							
19:00							
20:00							
21:00							
22:00							
23:00							
00:00							

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TRANSFORMADOR N° 16623 S

1 VUELTA = 13559 litros

FECHA: 18.09.02

TRATAMIENTO DE ACEITES DIELECTRICOS

HORA	TEMPERATURA TRANSF./AMB. °C	PRESIÓN DE ENTRADA bar.	VACIO EVAPORADOR mbar.	TEMPERATURA ENTRADA °C	TEMPERATURA SALIDA °C	CONTOMETRO litros	OBSERVACIONES
01:00							
02:00							
03:00							
04:00							
05:00							
06:00							
07:00							
08:00							
09:00							
10:00							
11:00	57	1.1	2	44	70.0	0	
12:00	57	2.1	1	46	68.4	1090	
13:00	57	3.1	1	46	70.0	3250	
14:00	57	3.1	1	44	63.8	5516	
15:00	57	3.1	1	42	70.0	7420	
16:00	57	3.1	1	42	70.0	9445	
17:00	57	3.1	0.9	40	70.0	11585	
18:00	57	1.8	0.8	38	70.0	13700	
19:00	57	1.8	0.6	38	70.0	14700	
20:00							
21:00							
22:00							
23:00							
00:00							

TRANSFORMADOR N° 16623 S
 1 VUELTA = 13559 litros

FECHA: 19.09.02

TRATAMIENTO DE ACEITES DIELECTRICOS

HORA	TEMPERATURA TRANSF./AMB. °C	PRESIÓN DE ENTRADA bar.	VACIO EVAPORADOR mbar.	TEMPERATURA ENTRADA °C	TEMPERATURA SALIDA °C	CONTOMETRO litros	OBSERVACIONES
01:00							
02:00							
03:00							
04:00							
05:00							
06:00							
07:00							
08:00	52	1.5	1	30	62.0	14700	
09:00	54	1.4	0.8	42	69.9	16419	
10:00	54	1.4	0.8	44	70.0	18474	
11:00	56	1.4	0.8	40	70.0	20824	
12:00	56	1.4	0.8	40	70.0	21980	
13:00	56	1.4	0.8	42	70.0	24511	
14:00	56	1.4	0.8	42	69.8	26383	
15:00	56	1.4	0.8	42	70.0	28291	
16:00	56	1.4	0.8	42	70.0	30351	
17:00							
18:00							
19:00							
20:00							
21:00							
22:00							
23:00							
00:00							

ANEXO G:
INFORMACIÓN TÉCNICA DE EQUIPOS CON NUEVAS TECNOLOGÍAS

4000



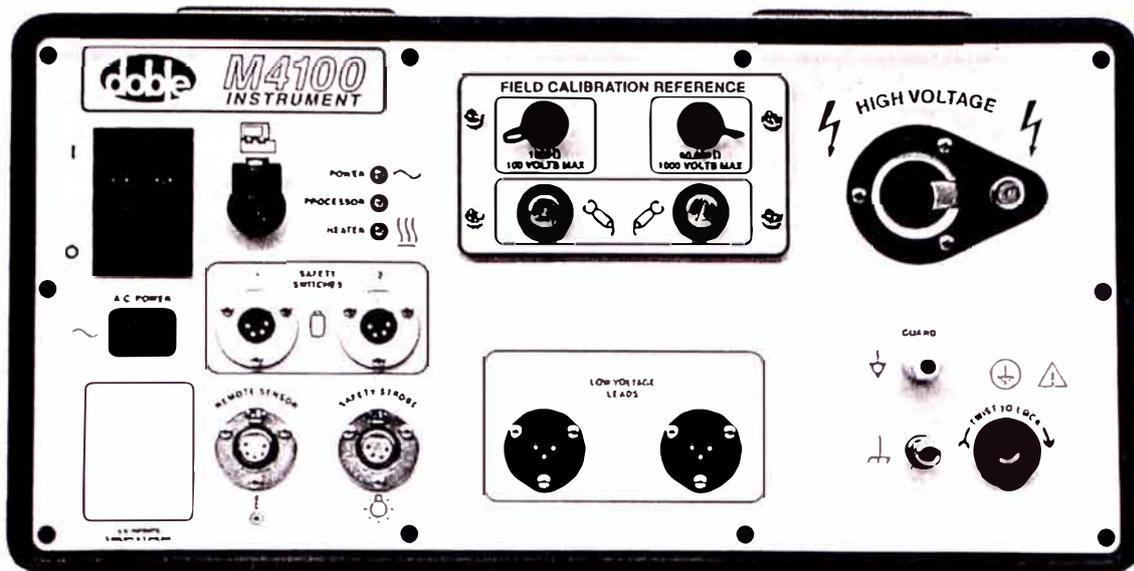
AUTOMATED INSULATION ANALYZER

Measures

- Voltage
- Total Current for Capacitive, Inductive, or Resistive Loads
- Power Loss
- Power Factor/Tan Delta
- Capacitance
- Inductance
- Resistance

Options

- Transformer Leakage Reactance and Loss
- Transformer Turns Ratio
- Doble Test Assistant Software[®] DTA
 - *Embedded Expert System*
 - *Apparatus Templates*



The M4000, together with Doble Test Assistant* (DTA) expert system, was specially developed as a result of feedback from power system executives that their personnel must be empowered to do quality work, though their numbers and experience levels are tending to decrease. Although you may have expert testers now, the situation could be significantly different only a few short years from now.

Easy to use "smart" instruments, with expert system software to help interpret the results (in effect, raising a "flag" for all test results outside the norm), will make your test program more efficient reducing the likelihood that expensive extra outages will be required in the future due to testing mistakes and mis-diagnoses.

Smart technology results in additional benefits, both subtle and profound. For example, with the M4000 design here is less likelihood that excess test voltage will be accidentally applied to specimens. However, to cite an example with more fundamental consequences, in-service failures (which might be the result of calculation errors and mis-diagnoses of test results), also will be less likely to occur when using the "system" approach involving the M4000 in combination with DTA.

Ruggedness, translated into the ability of the instrument to perform consistently despite rough handling and transportation, is another aspect to consider. If the instrument or its associated test leads should fail after the apparatus has been cleared for test, considerable time and effort will have been lost and a second outage may be required. Doble experience in the area of field testing has resulted in the development of rugged and reliable instruments - and test leads!

While in no way intending to minimize the importance of lower voltage apparatus to system reliability, all EHV insulation (at least) should be tested with the Doble M4000. With our new Line Frequency Modulation technique for rejecting interference, many low capacitance EHV specimens (e.g., breaker columns) will be quickly and easily tested without having to disconnect sections of bus and grounding adjacent modules. This alone will save considerable time, effort, and expense, in addition to the fact that the test results will be more accurate and reliable than ever before in locations of unusually severe interference.

In summary, doing more with less means that field-test engineers must work smarter and more efficiently than before. This requires that they be provided with the optimum tools to do the job.

The M4000 10-kV Portable Automated Insulation Analyzer is the new generation of test equipment for determining the insulation quality of high voltage power apparatus in the field. The new M4000 Insulation Analyzer is now:

- Automated with Windows™ software for easy operation.
- More accurate and sensitive, for testing apparatus under conditions of high electrostatic and electromagnetic interference, due to shielding features and the new Line Frequency Modulation Measurement Technique.
- Easier to move and position using the M4300 Transport Option.
- Able to test apparatus over greater range (300 mA maximum current; 12-kV maximum test voltage).
- Simple to operate: select the test mode, select the voltage, press the safety switches, rate the test voltage, observe the display, print the report.

Software Features

Windows™ software

Measures the power factor of all impedances (capacitive, resistive, and inductive).

Measures and records ambient temperature and relative humidity.

Automatic time and date recording.

Measures tan delta or power factor

Software configuration for 50 or 60 Hz.

Measures actual or equivalent 10-kV values.

Digital displays of all parameters.

Real-time analog bar graph display of V, I, and W.

Select series or parallel specimen model.

Doble Test Assistant® (DTA) option, software program with Expert System Analysis (see sample test form, back of brochure).

Software Test Procedures, Apparatus templates, and Help

M4100 Instrument Features

Rugged construction built to travel in back of van or trucks over unpaved road.

Built-in calibration and diagnostics

Turns Ratio can be measured

Short-Circuit Impedance of transformers can be measured (using M4100 Leakage Reactance Interface) Instrument.

Line-Frequency Modulation Measurement Technique maintains high accuracy even under the most severe conditions of electrostatic and electromagnetic interference.

Test frequency is independent of power-line frequency (stable readings with no loss in performance when used with portable generators).

Stable, noise free, test voltage electronically synthesized.

300 mA maximum current at 10-kV; 12-kV maximum test voltage.

Accurate measurements with voltage as low as 25 volts.

Built-in field status diagnostics with supplied software.

Uses internal resistance standard reference; the same Doble 10-kV insulation test instrument standard since the early 1950s.

Resonating Inductor option extends the capacitance range of test specimens to 1 μ F at 10 kV.

Safety Features

Test instrument and voltage supply are commonly grounded.

Strobe light flashes when voltage is applied.

Audible warning indicator sounds at the start of a test.

Circuitry protects apparatus from damage and personnel from injury.

M100 Technical Specifications

Power Specifications

Output Voltage	Output Power 3 kVA
Range: 0 to 12 kV	Input Power 95–132, 190–264 V ac, autoselectable
Distortion: 2% total harmonic distortion for linear loads. Compares with normal building 120 V ac outlets	47 to 63 Hz with no loss in performance when used with portable generators. 20 A max. at 110 V, 10 A max. at 220 V
Output Current 100 mA continuous at 10 kV 300 mA intermittent at 10 kV	

Measurement Accuracy and Range

Test Frequency	Capacitance
Range: 45 to 70 Hz	Range: 0 to 2.7 μ F auto ranging
Resolution: 0.1 Hz	Resolution: 0.1 pF
Accuracy: \pm 1% of reading	Accuracy: \pm 0.5% of reading, \pm 1 pF
Test Voltage	Inductance
Range: 25 V to 12 kV	Range: 132 H to 1000 kH at 10 kV
Resolution: 1 V	Resolution: 0.001 mH
Accuracy: \pm 1% of reading, \pm 1V	Accuracy: \pm 1.5% of reading
Test Current:	Watts
Range: 0 to 5.0000 A auto ranging 0 to 50.0 A when corrected or referred to 10 kV	Range: 0 to 2 kW, actual power 0 to 100 kW when corrected or referred to 10 kV
Resolution: 0.0001 mA (0.1 μ A)	Resolution: 0.5 mW
Accuracy: \pm 1% of reading, \pm 1 μ A	Accuracy: \pm 2% of reading at 10 kV \pm 0.03% of VA, \pm 0.5 mW
Power Factor:	Temperature Measurement
Range: 0 to \pm 100.00% PF (\pm 0 to 1.0000)	Range: -20° C to $+50^{\circ}$ C
Resolution: 0.01% PF (0.0001)	Accuracy: \pm 4 $^{\circ}$ C
Accuracy: \pm 1% of reading \pm 0.04% PF (0.0004)	

Maximum Interference Conditions

Electrostatic at Line Frequency	15 mA, rms, maximum current into any lead or cable. Specifications applicable (typically) to maximum ratio of interference current to specimen current of 20:1.	Electromagnetic at Line Frequency	500 μ T, at 60 Hz, in any direction
--	---	--	---

Environmental

Temperature	Electrostatic Discharge	Meets I.E.C. 801-2(1984)
Operating: -20° C to $+50^{\circ}$ C	Surge Withstand Capability	Meets ANSI/IEEE C37.90.1
Storage: -40° C to $+70^{\circ}$ C	Shock and Vibration	ASTM D999.75 transport shock test
Humidity 80% to 90%, non-condensing		

Dimensions and Weights

Instrument: 10-1/4"H x 20"W x 25-1/4"D approx. 100 lbs.	Accessory Case: 20" x 12" x 9" (cable bag 26lbs.; 60' HV cable 18 lbs.)
Oil Cell: 9" x 8" x 8" approx. 6 lbs.	Manual Bag: 18" x 12" x 3"
	Transport: 48-1/2" x 20-1/2" W x 19-1/2" D 33-1/2 lbs (optional)

M100 Technical Specifications

Performance Specifications

Output Voltage

Range: 0 to 12 kV

Distortion: 2% total harmonic distortion for linear loads. Compares with normal building 120 V ac outlets

Output Current 100 mA continuous at 10 kV
300 mA intermittent at 10 kV

Output Power 3 kVA

Input Power 95–132, 190–264 V ac, autoselectable
47 to 63 Hz with no loss in performance when used with portable generators. 20 A max. at 110 V, 10 A max. at 220 V

Measurement Accuracy and Range

Test Frequency

Range: 45 to 70 Hz

Resolution: 0.1 Hz

Accuracy: $\pm 1\%$ of reading

Test Voltage

Range: 25 V to 12 kV

Resolution: 1 V

Accuracy: $\pm 1\%$ of reading, $\pm 1V$

Test Current:

Range: 0 to 5.0000 A auto ranging
0 to 50.0 A when corrected or referred to 10 kV

Resolution: 0.0001 mA (0.1 μ A)

Accuracy: $\pm 1\%$ of reading, $\pm 1 \mu$ A

Power Factor:

Range: 0 to $\pm 100.00\%$ PF (± 0 to 1.0000)

Resolution: 0.01% PF (0.0001)

Accuracy: $\pm 1\%$ of reading
 $\pm 0.04\%$ PF (0.0004)

Capacitance

Range: 0 to 2.7 μ F auto ranging

Resolution: 0.1 pF

Accuracy: $\pm 0.5\%$ of reading, ± 1 pF

Inductance

Range: 132 H to 1000 kH at 10 kV

Resolution: 0.001 mH

Accuracy: $\pm 1.5\%$ of reading

Watts

Range: 0 to 2 kW, actual power
0 to 100 kW when corrected or referred to 10 kV

Resolution: 0.5 mW

Accuracy: $\pm 2\%$ of reading at 10 kV
 $\pm 0.03\%$ of VA, ± 0.5 mW

Temperature Measurement

Range: -20°C to $+50^{\circ}\text{C}$

Accuracy: $\pm 4^{\circ}\text{C}$

Maximum Interference Conditions

Electrostatic at Line Frequency 15 mA, rms, maximum current into any lead or cable. Specifications applicable (typically) to maximum ratio of interference current to specimen current of 20:1.

Electromagnetic at Line Frequency 500 μ T, at 60 Hz, in any direction

Environmental

Temperature

Operating: -20°C to $+50^{\circ}\text{C}$

Storage: -40°C to $+70^{\circ}\text{C}$

Humidity 80% to 90%, non-condensing

Electrostatic Discharge

Meets I.E.C. 801–2(1984)

Surge Withstand Capability

Meets ANSI/IEEE C37.90.1

Shock and Vibration

ASTM D999.75 transport shock test

Dimensions and Weights

Instrument: 10–1/4" H x 20" W x 25–1/4" D approx. 100 lbs.

Oil Cell: 9" x 8" x 8" approx. 6 lbs.

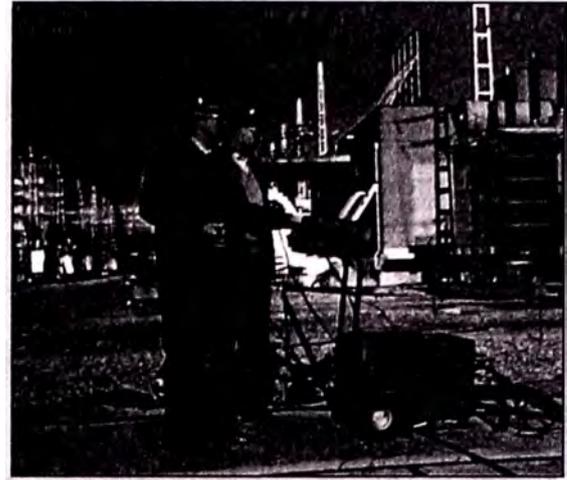
Accessory Case: 20" x 12" x 9" (cable bag 26 lbs.; 60' HV cable 18 lbs.)

Manual Bag: 18" x 12" x 3"

Transport: 48–1/2" x 20–1/2" W x 19–1/2" D 33–1/2 lbs (optional)



M4000 test equipment and accessories assembled for field transportation.



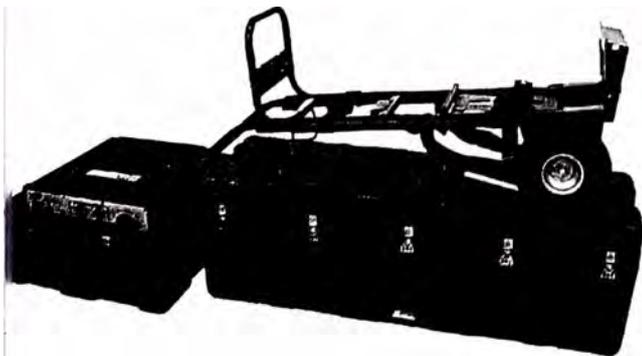
M4000 assembled for testing in the field

The M4000 Transport's rugged construction is specifically designed to ensure smooth easy travel over all field conditions.



The safety and protection of the M4000, Transport and Accessories can be ensured through the Doble-designed and NSTA approved Transit Cases. Every component of the Transit Case is specifically designed to individually house and protect each component of the M4000 Insulation Analyzer. The Doble Transit Cases are constructed from the best materials offered for reliability and travel safety.

- *High-density plastic molded shell for durability.*
- *Tight seal rubber gaskets to lock out the elements*
- *Custom configured shock absorbing foam rubber lining.*
- *Alloy metal hinges and recessed twist-lock fasteners.*
- *Alloy metal recessed snap-back carry handles.*



DTA Field System
 File Edit Operations Test Layout

Two Winding Transformer - Overall Tests

Location: Substation #1 Special Id: Aux: #1
 Serial No: 824098489082 CCT Desig: Main #1 Date: Mar 01 2000

	N	I	Test Connections	Test KV	Equiv. 10kV mA	watts	% FWR meas	FCTR corr	corr fctr	WND meas C(pF)	INS RTG	
1			HIGH LOW	10	18.060	0.410			1.13	4736		CH + CHL
2			HIGH LOW	10	8.940	0.300	0.34	0.38	1.13	2330		CH
3			HIGH LOW	10	9.250	0.184	0.20	0.23	1.13	2415		CHL (UST)
4			Test 1 minus Test 2		9.120	0.110	0.12	0.14	1.13	2406		CHL
5			LOW HIGH	2.5	29.100	0.640			1.13	7540.0		CL + CHL
6			LOW HIGH	2.5	19.840	0.400	0.20	0.23	1.13	5100		CL
7			LOW HIGH	2.5	9.250	0.600	0.65	0.73	1.13	2400		CHL (UST)
8			Test 5 minus Test 6		9.260	0.240	0.26	0.29	1.13	2440		CHL
9			CH minus Bushing C1 Meas		7.940	0.280	0.35	0.40	1.13	1930		CH'
10			CL minus Bushing C1 Meas		18.840	0.396	0.21	0.24	1.13	5000		CL'

ID Screen Bushing Jump To Prev Date Next Date Save Exit

Expert System Analysis Output

Line: 6

ov_1300I13
 The current has increased or decreased by more than 5% from the initial test. This may indicate that the winding is mechanically damaged. Contact your supervisor or Doble. If the SHIELD was detected during the initial test, this may indicate shield connection problem.

Limits Close

Expert System Analysis Output

Line: 7

ov_1300I13
 The current has increased or decreased by more than 5% from the initial test. This may indicate that the winding is mechanically damaged. Contact your supervisor or Doble. If the SHIELD was detected during the initial test, this may indicate shield connection problem.

ov_1300WV
 The CHL power factor has at least doubled since the previous test. This condition may be related to:

1) moisture contamination, or
 2) deterioration of the CHL insulation.

Test an oil sample from each compartment. Repeat tests at several test voltages. Contact your supervisor or Doble.

Limits Close

Note the Expert System's Investigate "I" rating and explanation screens

Using Doble's DTA Expert System and the M4000 Automated Insulation Analyzer, efficiency and accuracy of apparatus insulation field tests are improved. External interference is eliminated, measurement is automatic, and results are analyzed according to 3700 rules, and then stored in the relational database for scheduling, inventory, and comparative analysis.

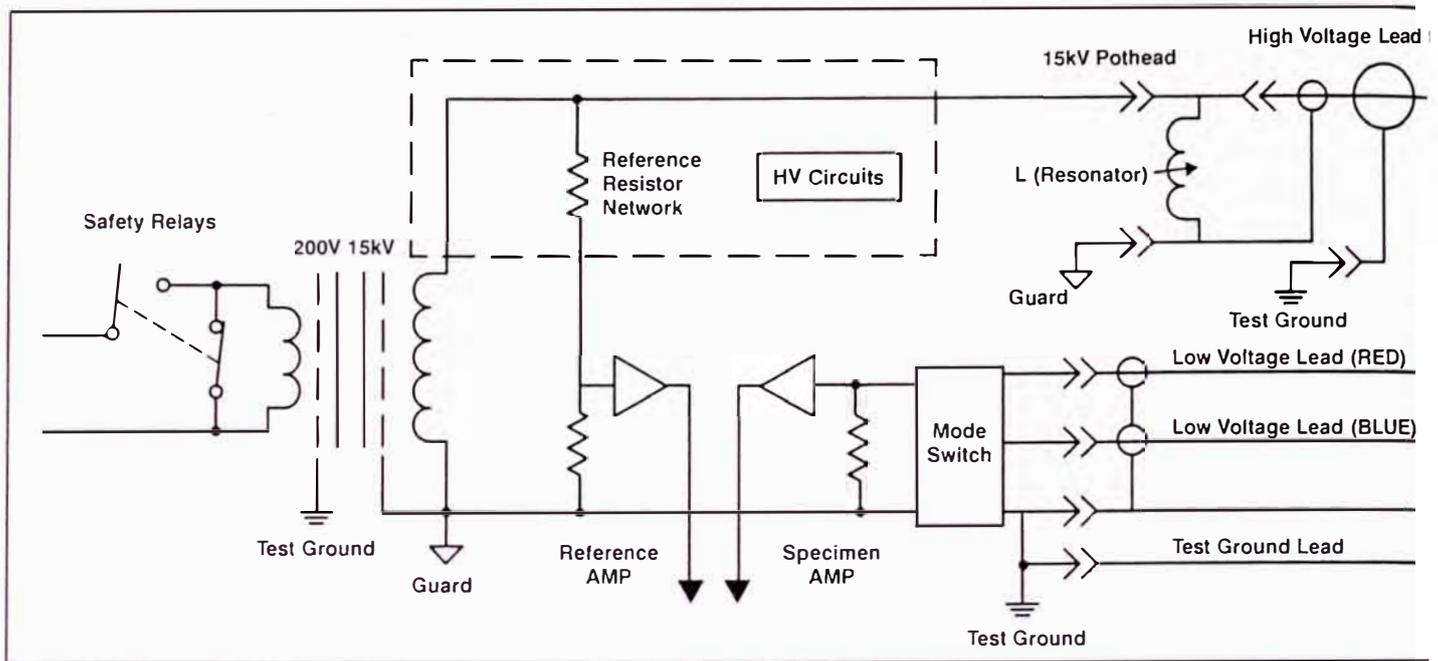
Doble Test Assistant® (DTA) is a comprehensive software system designed to enhance test-crew productivity, improve the accuracy of test data used by maintenance engineers for decision making, and provide computerized apparatus nameplate and test data for inventory control, equipment scheduling, and statistical analysis.



Type C 10-kV Resonating Inductor



.....
**THE M4000 INSULATION ANALYZER AND
TYPE C RESONATING INDUCTOR**



Simplified Schematic Diagram of Type M4000 Insulation Analyzer and Type C Resonating Inductor

The Doble Type C Resonating Inductor (i.e. Resonator) is an iron-core reactor with an adjustable air gap, capable of resonating capacitance of approximately 0.05 to 1.0 microfarads at 10 kV 60Hz (0.07 to 1.4 microfarads at 10kV 50 Hz). It is designed to extend the charging current range of the Doble Type M4000 Analyzer at voltages to 12 kV, while minimizing the input current requirement. It permits testing relatively long cable lengths, large rotating machines, and other high capacitance specimens. The ultimate range of the Resonator depends not only on the capacitance and total losses of the specimen being energized. The maximum resonating range of $1\mu\text{F}$ is attainable on low-loss specimens such as paper insulated cables and capacitors. However, the maximum range for other insulation systems such as rotating-machine insulation may be

somewhat lower, depending upon the insulation losses.

The simplified schematic diagram above illustrates the use of a Resonating Inductor in conjunction with the Doble type M4000 Analyzer. Note that the Resonator electrically shunts the test specimen and measuring circuit; however, the measuring circuit is arranged to measure only the specimen test parameters. The current taken by the Resonator is returned to its source without affecting these measurements.

The Resonator is contained in a metal housing measuring 24 x 17 x 15 inches and weighing approximately 185 pounds. It is equipped with a tuning control and counter, cor-clamping arrangement, calibration chart (charging current vs. counter-dial setting) and high-voltage cable receptacle

For more information, contact: **Doble Engineering Company**
 85 Walnut Street
 Watertown, MA 02472-9107 USA
 T. 617.926.4900
 F. 617.926.0528
 www.doble.com



M4110 Leakage Reactance Interface



Detect transformer winding distortion easily with the M4110 Leakage Reactance Interface

- Patented* Test Method to detect Transformer Winding Distortion
- Easy Comparison of Baseline Data to Future Test Data
- Measurement Comparable to Factory Nameplate Data
- Good Repeatability of Test Results
- Simple to Use

Leakage reactance measurement is a test that is used to perform and serves as a reliable indicator of transformer winding distortion. Winding distortion, caused by the mechanical forces of an overcurrent event, can lead to immediate failure. Although a transformer can remain in service with partially deformed windings, its reliability is reduced. Winding distortion is not readily picked up by other AC field tests and should therefore be included during maintenance testing. The test is also recommended during acceptance testing, to uncover damage incurred during shipment.

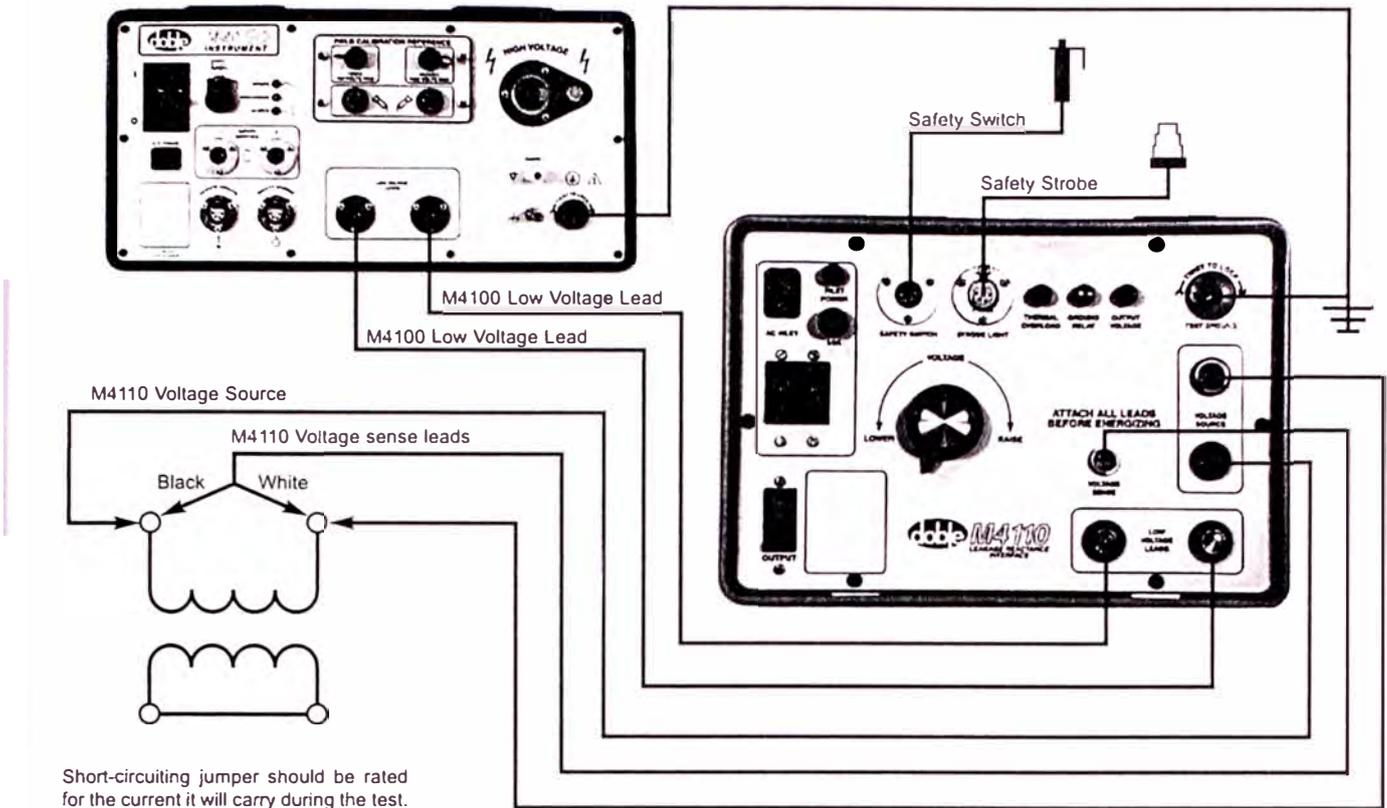
If the winding in a transformer is short-circuited, the test voltage is applied to another winding, the magnetic flux path includes the space between and within the windings. Reactance measured under these conditions is determined by the reluctance of the space, and is referred to as leakage reactance. Leakage reactance is sensitive to winding distortion and insensitive to temperature or presence of contamination. The M4100 instrument, together with

the M4110 Leakage Reactance Interface, performs the leakage reactance measurement on transformers of any size and various winding configurations. The three-phase Leakage Reactance measurement can be compared to the short-circuit impedance nameplate value obtained at the factory. Individual phases can also be tested. The M4110 Leakage Reactance Interface contains the circuitry necessary to convert the voltage and current measured during a Leakage Reactance test on a transformer into a form that can be measured by the M4100 Instrument. It also contains a variac to obtain the proper test voltage.

When using this interface, the standard M4000 safety switch and safety strobe are used. The required current and voltage cables are provided for connection to the transformer, along with the necessary software.

*U.S. Patent 5,818,245. Australian Patent AU-52 105/93. European Patent Pending

M-100 Instrument and M4110 Leakage Reactance Interface Test Connections



M-110 Specifications

Impedance Measurement:	Range: 0.1 to 700 ohms	
Inductance:	<i>Inductance Range</i> (@ 60 Hz at less than 10% Power Factor) 250 μ H to 1.8 H	<i>Accuracy</i> 1% of reading or \pm 10 μ H
Resistance:	<i>Resistance Range</i> (greater than 90% Power Factor) 0.1 to 700 ohms	<i>Accuracy</i> 1% of reading or \pm 10 milliohms
AC Input Requirements:	120 or 240 V at 10 A (50/60 Hz)	
Source Output Capability:	<i>240 V rms Input</i> 0-280 V rms Output Voltage 2.6 kVA Output VA Continuous	<i>Accuracy N.A.</i> Short time overload current (120/240 V input) 25 A rms 4-8 minutes before thermostat shuts output off
	<i>120 V rms Input</i> 0-280 V rms Output Voltage 1.2 kVA Output VA Continous	
Physical:	<i>Dimensions</i> 12"H x 10"D x 13.5"W (31 cm H x 25 cm D x 34 cm W)	<i>Weight</i> 35 lbs. 15.9 kG

For more information, contact: **Doble Engineering Company**
 85 Walnut Street
 Watertown, MA 02472-9107 USA
 T. 617.926.4900
 F. 617.926.0528
 www.doble.com



DTA Doble Test Assistant®

Two Winding Transformer - Overall Tests

N	ENG	GND	GAH	UST								
	HIGH	LOW			10	35.960	0.903			1.01	9540	
	HIGH	LOW			10	12.220	0.353	0.29	0.29	1.01	3243	G
	HIGH	LOW			10	23.720	0.554	0.23	0.23	1.01	6293	G
	Test 1 minus Test 2					23.740	0.550	0.23	0.23	1.01	6297	G
	LOW	HIGH			8	94.390	7.359			1.01	25038	
	LOW	HIGH			8	70.670	6.838	0.97	0.98	1.01	18744	I
	LOW	HIGH			8	23.720	0.581	0.24	0.24	1.01	6293	G
	Test 5 minus Test 6					23.720	0.521	0.22	0.22	1.01	6294	G
	CH minus Bushing CI Meas					8.301	0.190	0.23	0.23	1.01	2203.6	G
	CL minus Bushing CI Meas					64.961	6.476	1.00	1.01	1.01	17229	G

- Insulation condition assesment with expert System analysis feature
- Corrective action recommendations
- Built-in apparatus Templates and Test procedures
- Apparatus performance limits Correction factors
- Data Archiving, Reports, Trending and Historical comparisons with relational database

Doble Test Assistant (DTA) Software and its expert system analysis feature, together with the Doble M4000 Automated Insulation Analyzer is the most advanced automated system for testing and analyzing the power factor (tan delta) of high-voltage apparatus in the industry.

DTA, a Windows™ program, automatically collects M4000 test data, calculates power factor (tan delta), analyzes test results with expert system software and stores test results in its database. DTA compares test data to previous data and Doble's published test data limits, applies temperature correction curves, compares tests among similar units and provides ratings and messages explaining the ratings. On-screen test procedures provide apparatus diagnostic guidance for users in the field.

DTA contains standardized test procedures that provide consistencies so that, regardless of the tester, the same test will be performed in a similar format and is clear and easy to understand.

DTA provides expert system analysis of each test result, including an insulation rating (I-investigate, D-deteriorated, G-good, etc.) with an explanation as to how the rating was acquired.

The expert system also provides a list of recommended investigative procedures if questionable test results are obtained. These investigative tests can quickly confirm the existence of a problem, if there is one, eliminating the need for a second outage to investigate questionable results.

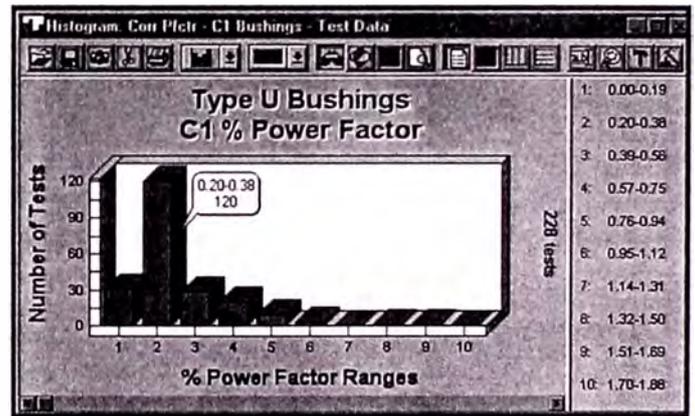
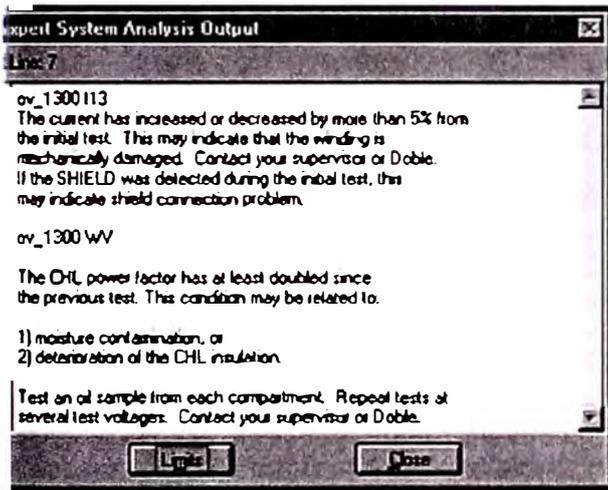
The DTA database, with nameplate data and results, provides a complete inventory of all tested apparatus, useful for analysis across apparatus types and for finding apparatus when manufacturers issue service advisories. DTA also stores field diagnostic test data including turns ratio test, insulation resistance measurements, insulating fluid tests, dew point and moisture content of SF6 gas, etc. DTA file management capabilities include: copying, moving, and archiving test data.

DTA contains reference data on an extensive list of apparatus as well as extensive on-line help.

TA and M4000 testing can greatly increase the reliability of power systems and safely extend the useful life of apparatus, Doble's goal since its founding in 1920.

N													
N	1787088	364	.26	10	1.342	0.033	0.25	0.25	1.01	355.90	G		
				10					1.00				
				10					1.00				
	2145633	485	.33	10	1.810	0.066	0.36	0.36	1.01	480	G		
	3955710191	445	.25	10	1.681	0.085	0.51	0.51	1.00	445.90	D		
N	3044830189	464	.25	10	1.754	0.126	0.72	0.72	1.00	465.10	D		

The DTA expert system validates test results for proper use of the M4000 and rates insulation as I – investigate, D – deteriorated, and G – good, as shown in the Ratings (INS RTG) column on the right of the test screen shown above.



The DTA expert system's knowledge was developed from a data base of over 5 million test results and over seventy years of Doble Client Service experience. It contains more than 3,700 rules and incorporates up to 30 test characteristics. It also has embedded temperature correction parameters that automatically adjust test results to a 20 C base.

When the expert system finds insulation ratings other than "Good," it recommends corrective actions as shown on the above screen.

DTA consists of Field and Office modules. Field supports all field testing operations. DTA Office takes test results from the field systems and incorporates them into its relational database. DTA Office has capabilities for querying the database, and generating reports for determining trends, maintenance scheduling, and apparatus inventory. DTA Office also provides a safe backup of data that can be shared across a network. DTA Software also allows users to send and receive DTA files, and query the DTA database remotely over telephone lines.

For more information, contact: **Doble Engineering Company**
 85 Walnut Street
 Watertown, MA 02472-9107 USA
 T. 617.926.4900
 F. 617.926.0528
 www.doble.com



Doble Test Assistant™

VERIFIES FIELD MEASUREMENTS

ANALYZES TEST RESULTS

- ▶ **Historical Data**
- ▶ **Trends**
- ▶ **Performance Limits**
- ▶ **Correction Factors**

DETERMINES INSULATING RATINGS

RECOMMENDS CORRECTIVE ACTION

ARCHIVES RESULTS

GENERATES REPORTS

- ▶ **Apparatus Performance Trends**
- ▶ **Inventory**
- ▶ **Maintenance Scheduling**



Doble Engineering Company

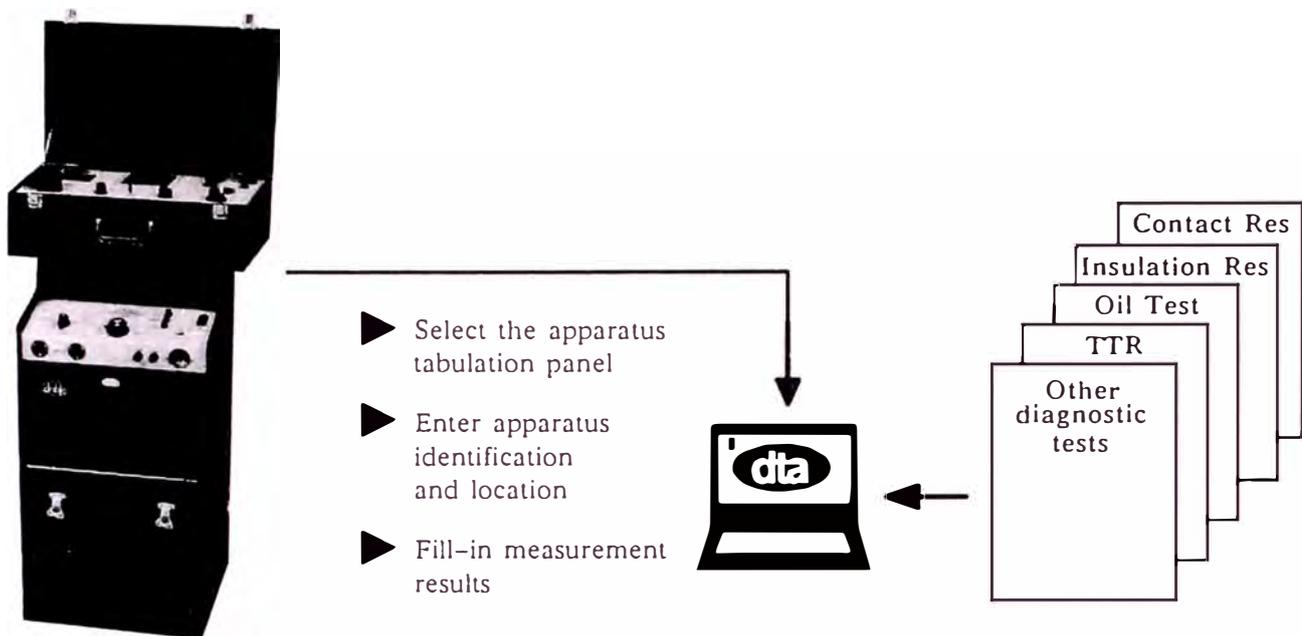
85 Walnut St. Watertown, MA. 02172 Phone (617) 926 4900 FAX. (617) 926 0528

INTRODUCTION

Since the 1930's Doble Engineering has been evaluating the condition of apparatus insulation using test instruments and application methods which produce uniform, repeatable test results. Using these test results and applying analytical methods developed over many years, the insulation quality rating can be established. When deterioration is detected, corrective measures can be applied, extending apparatus life and minimizing in-service failures.

dta combines Doble's sixty year knowledge base of field test results, analyses, corrective procedures and apparatus life information. **dta** is a unique, expert system which extends Doble's expertise to maintenance engineers in the field.

In the field, measurements from 10 kV Doble sets, and results from other diagnostic instruments are entered into the **dta** program. **dta** includes standardized tabulation panels for each apparatus type for easy, fill-in-the-blanks entry. **dta** processes the measurement information and determines the insulation rating.



The expert system validates basic measurement results for proper use of the Doble set, then...

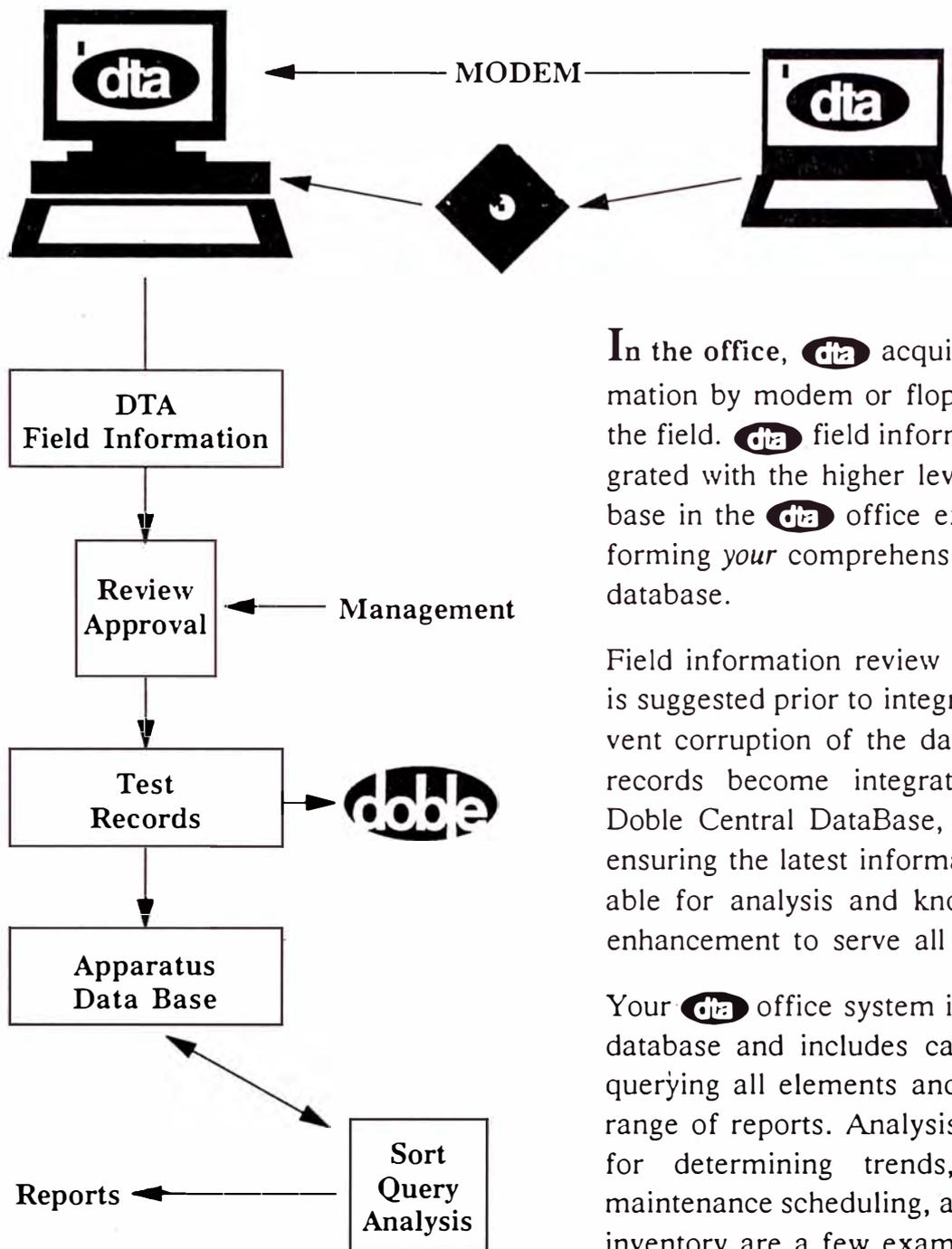
- ▶ calculates test results, including correction factors
- ▶ analyzes results, including historical information and performance limits
- ▶ reports the insulation rating
- ▶ recommends corrective action
- ▶ stores all information for later retrieval.

The **dta** field system runs on standard portable or laptop PCs equipped with 286/386 processor, hard disk mass storage, and floppy disk for convenient transfer of test results. Fast transfer of test results to the office via modem is recommended for more detailed analysis of apparatus performance.



Doble Test Assistant™

An Expert System for Insulation Analysis



In the office, **dta** acquires test information by modem or floppy disk from the field. **dta** field information is integrated with the higher level knowledge base in the **dta** office expert system, forming *your* comprehensive apparatus database.

Field information review and approval is suggested prior to integration, to prevent corruption of the database. Test records become integrated with the Doble Central DataBase, after review, ensuring the latest information is available for analysis and knowledge base enhancement to serve all Clients.

Your **dta** office system is a relational database and includes capabilities for querying all elements and providing a range of reports. Analysis of test data for determining trends, equipment maintenance scheduling, and apparatus inventory are a few examples.

For more detailed information, contact your Principal Engineer in Client Service at Doble.
Call: (617) 926-4900 FAX (617) 926-0528



Doble Engineering Company

85 Walnut St. Watertown, MA. 02172 Phone (617) 926 4900 FAX. (617) 926 0528

APPLICATION NOTE: CONTROLLING THE M4100 INSTRUMENT WITH A PORTABLE COMPUTER

▪ Introduction

M4000 users that want to control the M4100 instrument can do so through a portable computer running M4000 software.

An optional M4100 to PC interface cable is provided in M4000 accessory cases (contact your Doble engineer if you do not have one). The user must install M4000 software on a portable computer running Windows 3.1, Windows 95, or Windows NT workstation 4.0 (it is not known if this procedure will work with Windows NT 3.51). Optional DTA software can also be installed on the computer as required.

IMPORTANT NOTE: Doble does not guarantee that all computers will work with M4000 software and hardware, particularly when non-U.S. english versions of Windows operating systems are used .

DO NOT perform the COMM LOOPBACK TEST under the diagnostics menu of the M4000 software program. The COMM LOOPBACK TEST was designed to work with the M4200 controller only.

▪ Procedure

1. Confirm that the PC has an available RS232 9 pin serial communications port. Most computers have two serial ports. Some portable computers have an installed modem, which takes up one serial port. If the user does not have an additional serial port, or has a serial port that is taken by another serial device, then he must install another serial port on the portable PC or free up one of the existing serial ports for use by M4000 software.

2. Once the user has confirmed that a serial port is available, M4000 software installation can proceed. To install the software, the user must run the setup.exe program from the M4000 setup disk (disk 1). The user then follows the on-screen prompts to complete installation of M4000 software.

3. Once M4000 software has been installed successfully, re-boot the computer, and attempt to run a test.

4. If the test is completed successfully, DTA Field System For Windows software may be installed in accordance with the directions in the DTA Field System Instruction Manual.

5. If you receive an application error, a general protection fault (GPF), or error 137-communications error, then chances are good there is a serial port communications conflict. The following procedure should then be used:

Try different settings in your `doble.ini` file (**make sure you open the `doble.ini` file located in the `\Windows` directory, not the `doble.ini` file located in the `\Doble\DTA` or `\Doble` directory**) as follows:

APPLICATION NOTE: CONTROLLING THE M4100 INSTRUMENT WITH A PORTABLE COMPUTER

1. Open the doble.ini file (located in your default windows directory, usually C:\Windows) with any ordinary text editor (notepad.exe, etc.).
2. Go to the following M4000 Communications section in the file (enclosed in brackets) and change set the CommPort line to equal zero (this works in most cases), for example:

```
[M4000 Communications]  
CommPort=0
```

3. Save and close the file, and try to run an M4000 test.
4. If CommPort=0 does not work, try CommPort=1, CommPort=2, CommPort=3, and CommPort=4 in sequential order, saving the doble.ini file each time the CommPort setting is changed.
5. If you still can't run an M4000 test, then an available serial communications port probably isn't available in your portable computer. Proceed to step 6.
6. It is possible that a serial communications port is not available in your portable computer as explained previously. The user should free up a communications port or install an additional serial port.

The following information may help you free up a serial communications port:

- The Windows Control Panel System Information Icon can help you determine the configuration of your computer's serial communication ports. The Windows default comm port settings are sufficient for operation of M4000 software.
- You may have a software communications application (one that loads automatically from the windows startup folder on system boot-up) that causes a conflict. Drag any applications from your startup folder onto the Windows desktop so that you have an empty startup folder, shut down and turn off the computer, remove any PCMCIA cards, and re-start the computer. Now try and run an M4000 test. If you can run a test, then one of the applications in your start-up folder, or a PCMCIA card, is causing a conflict with the serial port.
- You may need to install and configure an additional PCMCIA serial port. Contact your Information Technology (IT) group or your company's technical support group for assistance.

RECOMMENDED PC SPECIFICATIONS FOR OPERATION OF THE M4100 INSTRUMENT, M4000 SOFTWARE, AND DTA FIELD SYSTEM SOFTWARE^{1,2}

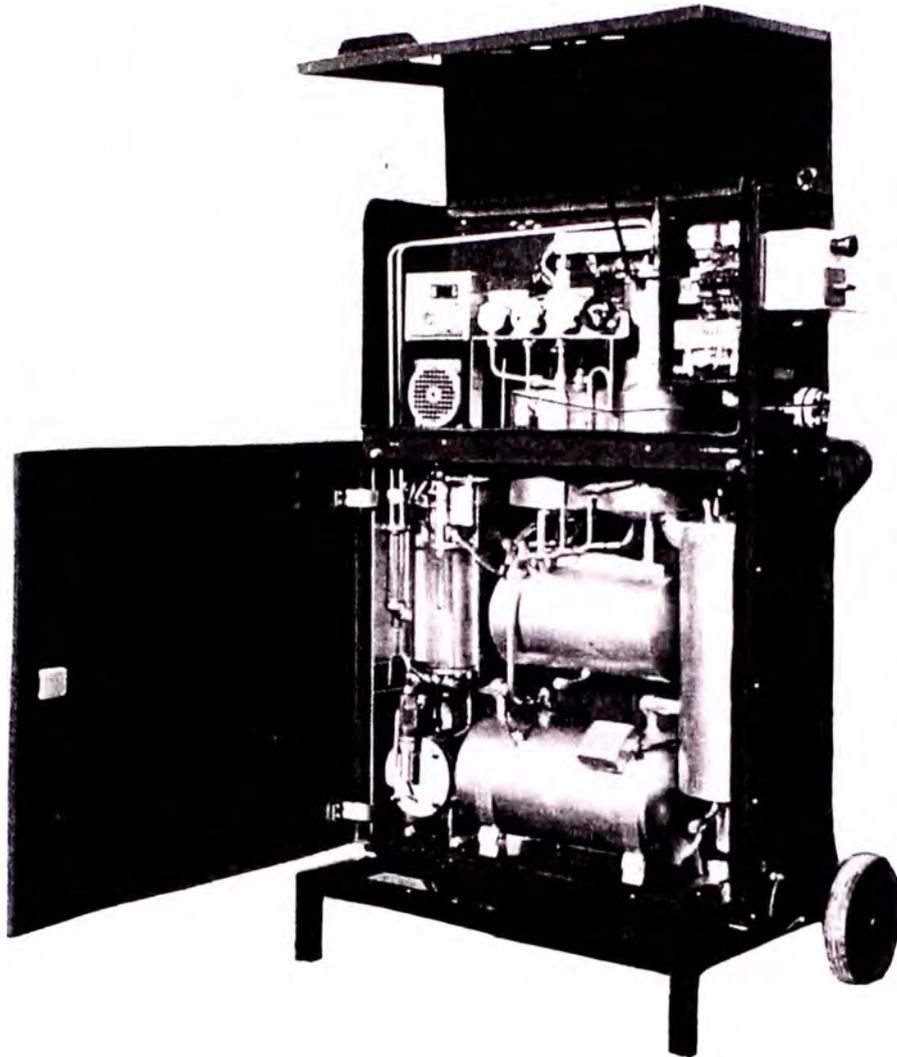
FEATURE	SPECIFICATION	NOTES
Operating System (OS)	Windows 95 or Windows 98 (U.S. English Versions)	
Processor	486 DX with 100 Mhz clock speed	Minimum performance for satisfactory operation of DTA Field System And M4000 For Windows. For ICES Clients, Doble will verify operation of Doble software on the Client's PC if the PC is shipped to Doble
Memory	16 MB (megabytes)	
Hard Drive	500 MB (100 Megabytes of Free Hard Disk Space)	Minimum Requirements
Floppy Drive	3.5", 1.44 MB	
Display	Active Matrix Color or Monochrome LCD	Display viewable outdoors in all lighting conditions ² Passive Matrix displays should be used indoors only
Mouse	Microsoft Mouse or compatible pointing device	
Ports	Available RS 232 serial port for M4100 interface cable	
Printer	Portable Printer	Microsoft Windows 95 and Windows 98 compatible ²
CDROM or DVD-ROM drive		Optional ²
Modem	PCMCIA Modem	Optional ²

IMPORTANT NOTE: Users **MUST** test their PC's with the M4100 instrument to ensure that it will work properly. Doble does not guarantee that all computers will work with M4000 software and hardware, due to the wide assortment of available computers on the market. In this case, users must use either the M4200 controller or find a substitute computer that can control the M4100 instrument.

These specifications should be used as a guide when selecting a computer to control the M4100 instrument. M4000 users have different requirements depending upon their unique operating environments. Laptop purchases should be made based upon the in-service operating environment that the unit will see, i.e., users should take into account how the unit is handled (roughly or carefully), the temperature and humidity that it will see, and whether it will be used indoors or outdoors (Active Matrix Screen for outdoor use).

Portable Printers: Portable printer purchases should be made based upon the in-service operating environment that the unit will see, i.e., users should take into account how the unit is handled (roughly or carefully), the temperature and humidity that it will see, and whether it will be used indoors or outdoors. The unit should be Windows 95/98 compatible.

ON POWER DEHYDRATION OF TRANSFORMERS



SEPARATOR VS-05

**A COST-EFFECTIVE ALTERNATIVE TO ANY POWER
TRANSFORMERS DEHYDRATION AND/OR DEGASSING
MINIMUM SUPERVISION OR MAINTENANCE
NEGLIGIBLE ENERGY CONSUMPTION**

DRYING OF TRANSFORMERS

The presence of moisture in the transformer, to whatever degree, does actual harm to insulation which is, in fact, permanent damage. Drying methods only substantially reduce the rate of deterioration.

The on-power separation technology has evolved over the past 30 years to gain widespread acceptance.

Many separators are commercially available (often called purifiers, degasifiers or dehydrators) with an excellent track record of applications.

Our line of separators is designed to solve all insulation treatment problems for power transformers with the highest level of reliability and economy.

Main features of our separators:

- Moisture and gas content can be reduced to the level of a new transformer
- Improvement of the reliability of the transformer
- No jeopardizing effects on the insulation system under process
- No disconnection of the transformer under treatment, normally not even during installation of our separator
- No impact on gas-in-oil analysis
- No impact on the insulating oil properties
- Simple monitoring of the progress of drying out of the transformer
- Installation and service with minimum manpower and energy
- Reliable and rugged (e.g. gear pump instead of vacuum pump) components ensure a service without requiring any additional maintenance
- Application of unique, advanced and patented technologies like "hydraulic piston" and "bubble bed" moisture separation

HOW MUCH MOISTURE IS "TOO MUCH" MOISTURE ?

Moisture enters the transformer either through an external contamination, or it is generated internally by the oxidation of insulants. In either case, practically all the water present in the transformer is contained in the solid insulants because the cellulose has strong affinity to water (i.e. it is hygroscopic).

Figure 1 shows the equilibrium relationship between the water content in oil and cellulose at different operating temperatures.

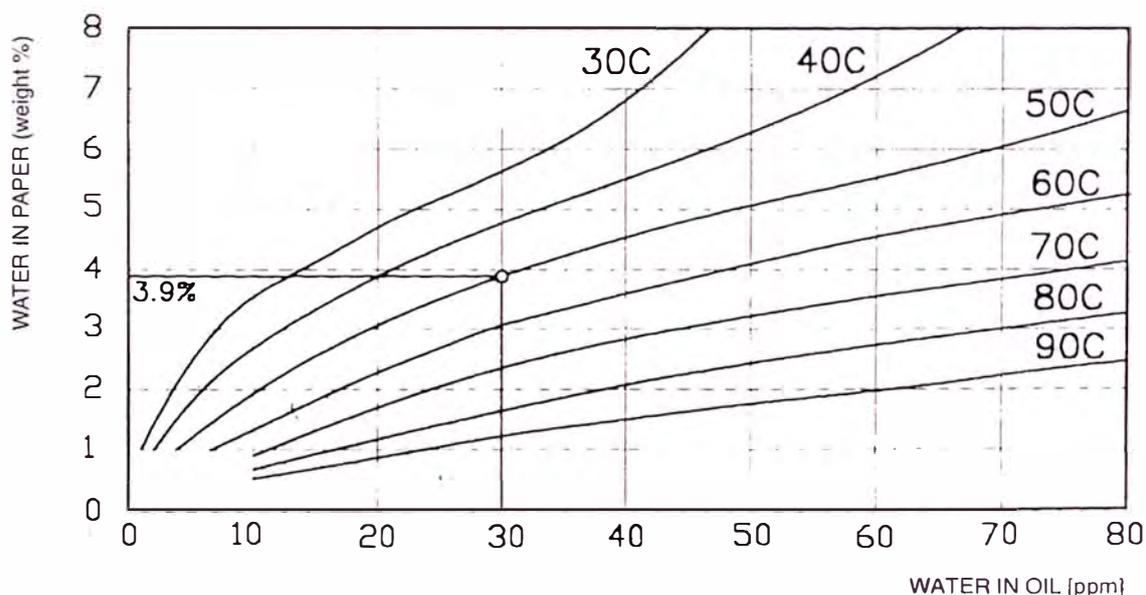


FIG. 1 MOISTURE EQUILIBRIUM CHART

For example with transformer at 50°C at the time of oil sampling, 30 ppm of water in the oil means there 3.9% weight percent of water in the paper.

The effect of moisture on the transformer is summarized in Table 1.

In order to avoid a deterioration of solid insulants the moisture content should be kept below about 3.3 %.

If the moisture level is suspected to be in excess of 3 %, the transformer should be dehydrated as a matter of preventive maintenance.

Knowing mass of paper in your transformer and having the results of oil analysis, mass of water absorbed in the solid insulants is readily estimated from the equilibrium curves in Figure 1.

Table 1

% water in paper	Transformer condition
0.5	new properly dried transformer
2.0	acceptable condition
3.3	paper starts to deteriorate
4.5	flashover possible at 90°C
7.0	flashover possible at 50°C
8.0	who knows ?

Example: 10 MVA transformer, 700 kg cellulose, 6000 kg oil, 30 ppm water in oil at 50°C, 3.9 % water in solid insulants

total amount of water in the solid insulants: 700 x 0.039 = 27.3 kg

total amount of water in oil : 6000 x 0.000030 = 0.18 kg

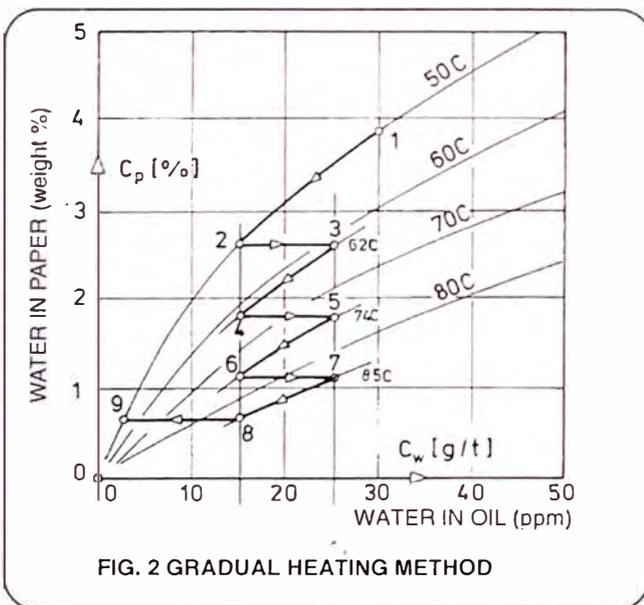
If one wishes to reduce the moisture to acceptable 2% boundary then : 700 x (0.039 - 0.02) = 13.3 kg water or more, must be removed from the transformer.

WHAT IS A GRADUAL HEATING METHOD ?

Regardless of how efficient any method of oil dehydration might be, the water removal from the transformer is ultimately governed by slow diffusion of moisture from cellulose. The diffusion is accelerated by high temperatures.

The Figure 2 shows us again equilibrium relationship between water on oil and cellulose at different temperatures.

Superimposed is an example of dehydration sequence on a transformer with 30 ppm of H₂O in oil at 50°C (corresponding to about 3.9% H₂O in cellulose).



When the separator is activated (point 1), the dehydration then proceeds along 50°C isotherm (points 1 to 2).

The daily output of water decreases gradually with the changing quasi-equilibrium moisture content in the oil.

By the time it becomes too small, the output can be safely raised by means of slightly increasing the transformer temperature (typically 5 to 10°C, point 3).

This accelerates the diffusion and thus the H₂O content in oil (point 3), although the latter is always below the starting concentration (point 1).

The dehydration then proceeds along of 62°C isotherm.

This gradual, stepwise heating of transformer can be repeated several times up to highest specification-permitted temperature (points 4 to 8). The dehydration proceeds until a desired H₂O content in cellulose is attained (less than 1% in our example).

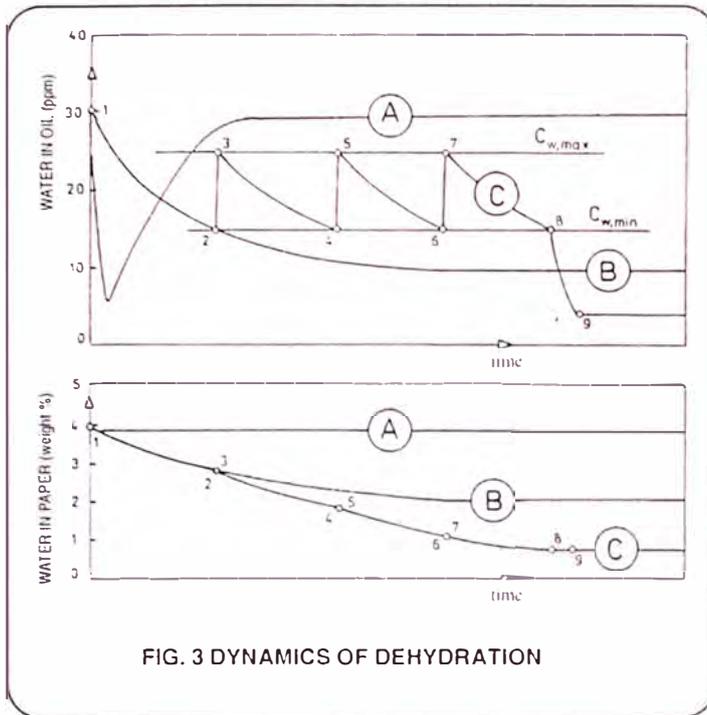
The transformer is then returned to its normal operation temperature (point 9) and the separator may be removed or reset to its degassing mode to prevent any subsequent contamination.

Any risk of thermal oil and cellulose ageing is actually reduced as soon as the separator is connected to the transformer. This is because most oxygen present in the insulation system is invariably removed by the same processes which remove the moisture.

The separator can be connected to the transformer while it remains on power. These features make the VS technology ideally suited not only for the corrective maintenance (i.e. temporary dehydration), but above all for the preventive maintenance (i.e. regular oil treatment to prevent moisture build-up).

The effect of dehydration on the insulation system is illustrated in the following diagrams (Fig. 3).

Values on X and Y scales depend on size of transformer, its initial level of contamination and its operating temperature range. However the trends are generally applicable.



A vacuum separator dehydration at constant operating temperature of the transformer (B) yields steady but slow reduction in the total water content.

A gradual heating of the transformer (C) considerably reduces the drying time.

Either mode of vacuum separator application is far more effective than any oil replacement, routine oil treatment or regeneration (A).

This is because the oil filling rapidly returns to its equilibrium H_2O concentration if the moisture in paper is not reduced by the treatment.

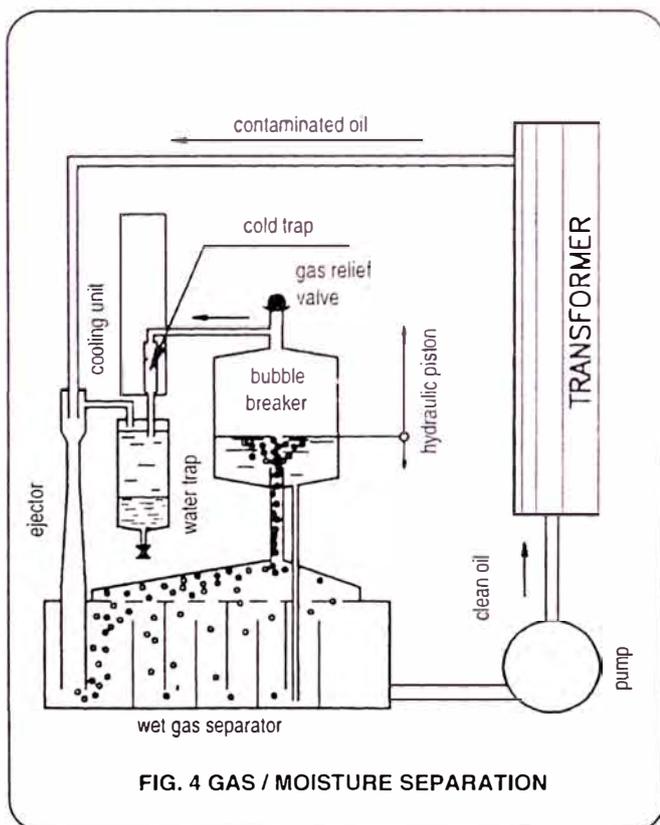
Legend

- A .. routine oil treatment
- B .. VS operates at constant transformer temperature
- C .. VS operates with gradual heating of transformer

HOW ARE VAPOURS AND GASES SEPARATED FROM OIL ?

Vacuum, temperature and large interfacial surface are essential for efficient separation.

The Figure 4 illustrates the separation process employed.



Contaminated oil is locally adjusted to an optimum temperature and the hot oil is expanded along with a portion of previously separated gas to produce bubbles with a large interfacial area (bubble bed).

Dissolved gases and vapours diffuse into the bubbles which are then agglomerated and collected.

The diffusion of water vapour is enhanced by minimizing the partial pressure of H_2O in the gas phase. This is achieved by sub-cooling the carrier gas prior to mixing it with the contaminated oil to condense and freeze-out all traces of moisture.

Note that only a simplified schematics is show here for clarity.

The separator contains additional components (see Fig. 7) to prevent the carrier gas from re-entering the transformer as well as other fail-safe devices to prelude any possibility of damage the transformer due to any electrical or mechanical malfunction.

WHAT IS A HYDRAULIC PISTON ?

The hydraulic piston is created by rising and falling oil level due to the cyclic operation of a robust gear pump.

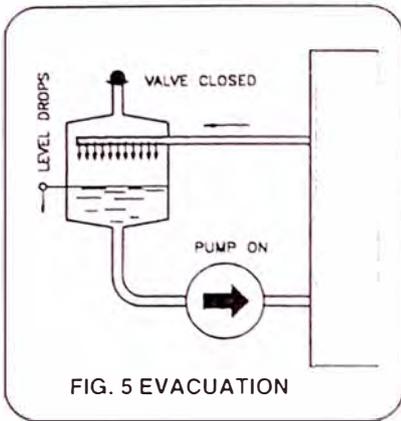


FIG. 5 EVACUATION

The first stage (*evacuation*) is schematically shown on the left (Fig.5). The oil is drawn from the apparatus at a rate that is larger than the inflow of contaminated oil from the transformer.

The sinking oil level creates the basic vacuum necessary to separate gases and vapours from the liquid phase into the void.

The second stage (*compression*) is schematically shown on the right (Fig.6).

The gear pump is switched off when the oil level drops to set point and the liberated gas-vapour mixture is gradually compressed by the inflow of contaminated oil (i.e. by the rising oil level).

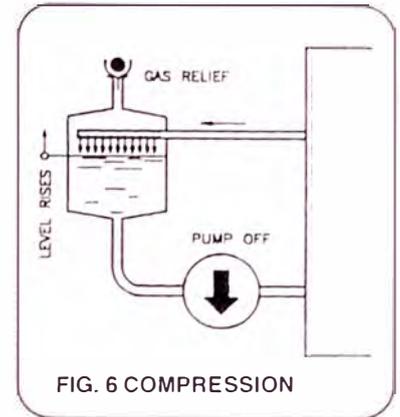


FIG. 6 COMPRESSION

When the pressure rises to the atmospheric value, the gases and vapours are relieved via a non-return valve for further processing and the pump is switched on to repeat the evacuation stage.

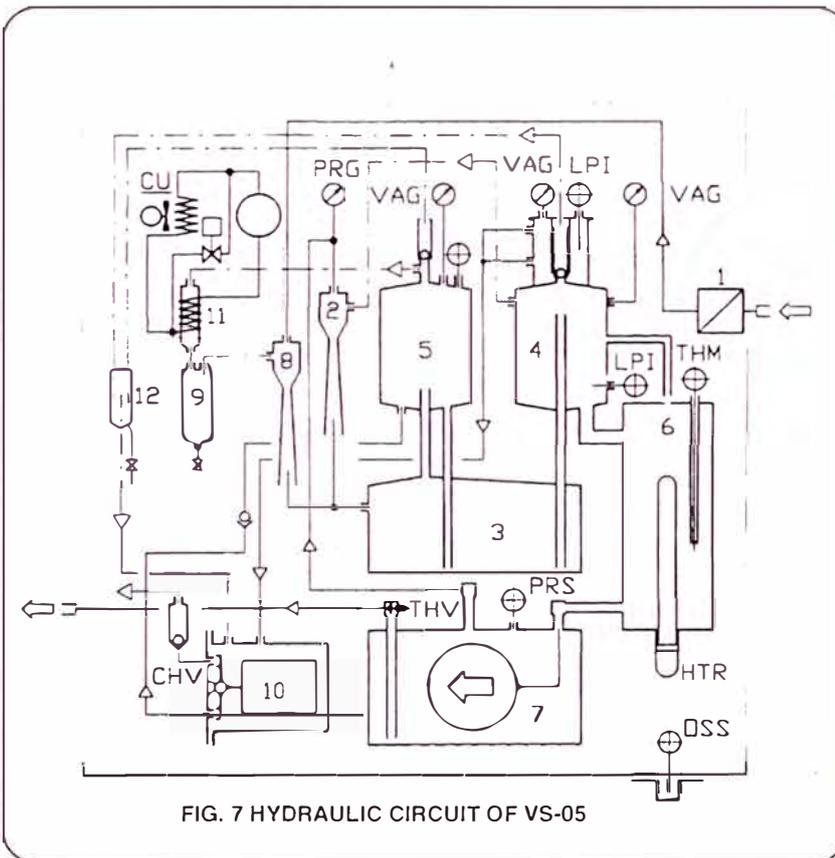


FIG. 7 HYDRAULIC CIRCUIT OF VS-05

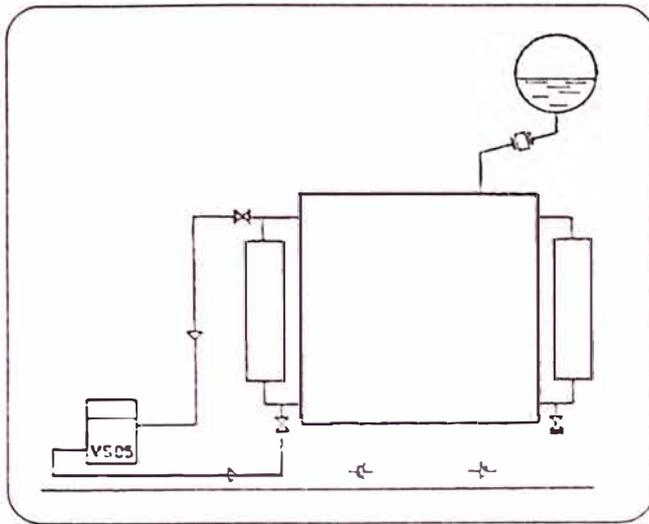
Legend

- 1 inlet filter
- 2 inlet ejector
- 3 wet gas separator
- 4 main chamber
- 5 auxiliary chamber
- 6 safety chamber
- 7 sealed gear pump
- 8 process ejector
- 9 water trap
- 10 collector
- 11 cold trap
- 12 auxiliary water trap
- LPI level pickup
- THM thermostat
- HTR heater
- VAG vacuum gauge
- PRG pressure gauge
- PRS pressure sensor
- OSS oil spill sensor
- THV throttle valve
- CHV check valve
- CU cooling unit

VS-05 SPECIFICATIONS

Power supply voltage	400 (460,575) V
Power supply frequency	50 (60) Hz
Power consumption	750 W
Oil throughput	10 m ³ per day maximum
Outlet water content in oil	10 ppm nominal, 5 ppm minimum
Dimensions	915 x 310 x 1350 mm
Dry weight (without oil)	148 kg
Operating weight (oil filled)	180 kg maximum

INSTALLATION



The separator can be connected to all types of transformers (i.e. open as well as sealed units).

It should be located in a close proximity of the transformer.

The mobile mounting platforms for the installation of VS-05 and supplementary treatment (e. g. preheating, ultra-filtration) are available.

The separator is regularly connected to the transformer using 1/2 inch hoses or 1/2 inch pipelines.

The oil should be drawn from the top of transformer (i.e. the warmest oil) and it should be returned to the bottom of transformer (i.e. to promote mixing of dry oil with the moist oil inventory).

ECONOMIC CONSIDERATIONS

The capital cost of separator is low, comparable to the cost of routine oil regeneration and well below the cost of any other denaturation method (e.g. OIL SPRAY).

The power consumption is equivalent to a few light bulbs, and the only labour cost is for periodic monitoring and disposal of removed water.

These features make the vacuum separator technology ideally suited for permanent protection of your insulation systems.

For a few dollars per day, the moistening and deterioration of insulants are arrested as soon as vacuum separator is activated, and the properties of both solid and liquid insulants improve rapidly and measurably.

They are then continuously maintained at low moisture (and oxygen) content to extend the operating life of your transformer.

Our dealer can evaluate your specific conditions and recommend alternatives best suited to your needs.

We can also supply you with a user-friendly methodology of dehydration process using the vacuum separator to facilitate your own technical and economic assessments.

BIBLIOGRAFÍA

1. J. T. Kelly y R. H. Parrish ‘Guía para el mantenimiento de los transformadores’, S.D. Myers, 1981.
2. NYNAS “Manual de aceites de transformador”, 1999.
3. CEI 422 “Guía para el mantenimiento y supervisión de los aceites de transformador en servicio”.
4. Richard I. Lowe “Prueba de transformadores”, 1995.
5. DOBLE ENGINEERING COMPANY “Mantenimiento preventivo y predictivo de subestaciones alta tension”, 1997.
6. Schuler, R. H. “Experience with maintenance testing of water-cooled generator stator winding insulation” minutes of the thirty-eighth annual international conference of doble clients, 1971
7. TRAF0 EQUIPAMENTOS ELÉCTRICO “Manual de instrucciones”, 1999.
8. Morgan Schaffer “Transformer Gas Análisis”, 2002
9. Understanding Conditioning Amplifiers, J. A. Jodice, L. A- Allfather, Bob Ryan, “Paper presented at first international conference on digital power system simulators”, texas 1995.