

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO Y CROMATOGRÁFICO DEL
ACEITE DIELECTRICO PARA DIAGNOSTICAR LA FALLA DE
UN TRANSFORMADOR DE HORNO ELÉCTRICO 38/42 MVA**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO-ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR
ARTURO JOEL CANCHAYA SALINAS**

**PROMOCIÓN
2011-2**

**LIMA-PERÚ
2014**

Agradecimiento

Agradezco de manera especial a mi alma mater la UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA, ella me dio las herramientas necesarias para desarrollar el presente trabajo, a la empresa SIDERPERU por brindarme la oportunidad laboral, a mis profesores y familiares por todo el apoyo brindado en mi formación profesional.

Dedicatoria

El presente trabajo está dedicado a mamá Rica, papá Uchi (mis abuelitos), mis padres, mis hermanos y a mis tíos, por todo el apoyo incondicional.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1	Antecedentes	2
1.2	Formulación del problema	3
1.2.1	Problema principal	3
1.2.2	Problemas secundarios	3
1.3	Objetivos	4
1.3.1	Objetivo principal	4
1.3.2	Objetivos secundarios	4
1.4	Hipótesis del trabajo	4
1.4.1	Hipótesis principal	4
1.4.2	Hipótesis secundarias	5
1.5	Alcances	5

CAPÍTULO II

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1	Presentación de la planta de acería de SIDERPERU	6
2.1.1	Esquema de la planta	7
2.2	Descripción de los procesos productivos	8
2.3	Descripción del producto final de la planta de acería	13
2.4	Horno eléctrico	14
2.4.1	El esquema del horno eléctrico	14
2.4.2	Principio de operación	15
2.4.3	Características eléctricas del horno de arco eléctrico	18
2.4.3.1	Eficiencia eléctrica	18
2.4.3.2	Reactancia de operación	19
2.4.3.3	Potencia eléctrica del horno	22
2.4.3.4	Factor de potencia	26
2.4.4	Sistema de abastecimiento de energía eléctrica H.E.	27
2.4.5	Compensador estático	28
2.4.6	Ubicación y funcionamiento del compensador estático	29

2.5	Transformador para horno de arco eléctrico	30
2.5.1	Características nominales de servicio	31
2.5.2	Circuito externo secundario	34
2.5.3	Disposición de los devanados	35
2.5.4	Enfriamiento de transformador	37
2.5.4.1	Enfriamiento de transformador para hornos de arco eléctrico	38
2.5.5	Condiciones de sobrecarga	38
2.5.6	Regulación de tensión bajo carga	41
2.5.6.1	Filtrado del aceite del variador del tap	42
2.5.7	Protección del transformador	43
2.5.7.1	Relevador buchholz	44
2.5.7.2	Relevador de flujo contrario (RS 1000)	45
2.5.7.3	Relevador de temperatura	46
2.5.7.4	Dispositivo de alivio de presión	46
2.5.7.5	Relevador de sobre presión	47
2.5.7.6	Relevador de corriente	47
2.5.7.7	Relevador de voltaje	47

2.5.7.8	Control de presión de agua de enfriamiento	48
2.5.7.9	Transformador de corriente	48
2.5.7.10	Transformadores de potencia	48
2.6	Fallas en los transformadores	49
2.6.1	Corto circuito externo	49
2.6.2	Fallas internas	50
2.6.3	Falsos contactos	50
2.6.4	Corto circuito entre espiras	50
2.6.5	Sobretensiones por descarga atmosférica	50
2.6.6	Sobrecarga	51
2.6.7	Degradación de aceite dieléctrico	51
2.7	Aceite dieléctrico	52
2.7.1	Concepto y características de un aceite dieléctrico	52
2.7.2	Tipos de aceite de transformador	54
2.7.2.1	Policloruro de bifenilo (PCB/Askarel)	54
2.7.2.2	Aceite siliconado	54
2.7.2.3	Aceite mineral	55

2.7.2.4	Aceite vegetal	55
2.8	Pruebas del aceite dieléctrico	56
2.8.1	Normativa que rigen las pruebas	56
2.8.2	Descripción de las pruebas físicas y químicas	56
2.8.2.1	Color e inspección visual	57
2.8.2.2	Rigidez dieléctrica	59
2.8.2.3	Acidez o número de neutralización	61
2.8.2.4	Tensión interfacial	63
2.8.2.5	Gravedad específica	67
2.8.2.6	Sedimentos	68
2.8.2.7	Factor de potencia	69
2.8.2.8	Contenido de humedad	71
2.8.3	Descripción de las pruebas cromatográficas	73
2.8.3.1	Análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico	73
2.8.3.2	Gases de falla	74
2.8.3.3	Método para detección de gases	78
2.8.3.4	Método de interpretación	78

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

3.1	Características del transformador Tamini de SIDERPERU	89
3.2	Procedimiento para diagnóstico de estado del transformador	91
3.3	Diagnóstico de falla de transformador Tamini 38/42 MVA de horno eléctrico de la planta de acería SIDERPERU	97
3.4	Planificación de reparación del transformador	112

CAPÍTULO IV

CONTRASTACIÓN DE LA HIPÓTESIS

4.1	Resultados de inspección del transformador	115
4.1.1	Inspección de posible pase de aceite entre llaves de carga y cuba del transformador	115
4.1.2	Inspección visual de posible falla	116
4.1.3	Desmontaje del transformador en Delcrosa	117

	CONCLUSIONES	122
--	---------------------	-----

	RECOMENDACIONES	123
--	------------------------	-----

	BIBLIOGRAFÍA	124
--	---------------------	-----

	ANEXOS	125
--	---------------	-----

PRÓLOGO

En el transformador del horno eléctrico marca TAMINI de 38-42 MVA 13.2 KV/692-456V se detectó gases combustibles, era de mucha importancia realizar el diagnóstico, ya que es un componente principal del proceso productivo de la fabricación del acero, dicho equipo suministra la mayor cantidad de energía (eléctrica) para poder fundir la materia prima (chatarra) para que esta pueda pasar de estado sólido a líquido, luego se realiza las adiciones respectivas para posteriormente solidificarlo mediante el proceso de la colada continua para obtener el producto final, barras de acero (tochos y palanquillas).

El informe a desarrollar está orientado a diagnosticar la falla del transformador de horno eléctrico, utilizando los análisis físico químico y cromatográfico del aceite dieléctrico, para que se realice la planificación de la reparación y luego su puesta en marcha del transformador.

El presente trabajo está dividido en cuatro capítulos, el primer capítulo trata los antecedentes, identificación del problema, objetivo principal, objetivos secundarios, hipótesis del trabajo y alcances en el segundo capítulo se realiza la descripción del proceso productivo, del transformador de potencia y las características físico químicas del aceite dieléctrico, en el tercer capítulo se realiza la descripción del transformador y el procedimiento de diagnóstico de la falla del transformador , en el cuarto capítulo se realiza la contrastación de la hipótesis y por último se realiza las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Las estadísticas de fallas en transformadores reportadas por la CIGRE (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas) en la 11th Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology, especifican los principales componentes susceptibles a fallas.

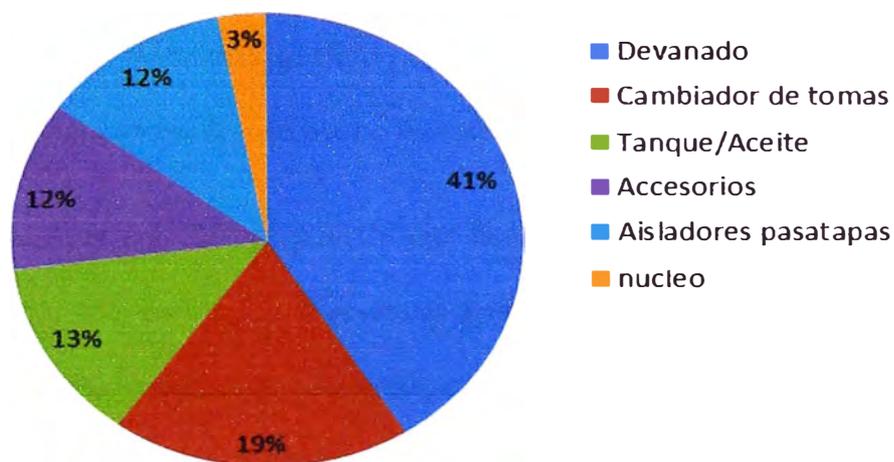


Figura N°1.1 Principales componentes susceptibles a fallas

Según la figura N° 1.1 se observa que: El 41% de las fallas se produce en el devanado, el 19% en el cambiador de tomas, el 13% en el tanque /aceite, el 12% en el aislador pasatapas, el 12% en los accesorios y el 3% en el núcleo.

Por lo tanto la CIGRE sugiere realizar un seguimiento al transformador de potencia y un correcto diagnóstico, para realizar las correcciones necesarias en caso de falla.

1.2 Formulación del problema

1.2.1 Problema principal

¿Cómo analizar los resultados físico químico y cromatográfico del aceite dieléctrico para diagnosticar la falla del transformador de horno eléctrico 38/42 MVA de SIDERPERU?

1.2.2 Problemas secundarios

- ¿Cómo influye la interpretación de los resultados de los análisis físico químico y cromatográfico del aceite dieléctrico para diagnosticar la falla del transformador de horno eléctrico 38/42 MVA de SIDERPERU?
- ¿Cuáles son las características de los transformadores para hornos de arco, así como los diferentes equipos auxiliares del mismo, tanto de protección como de operación que se deberán tener en cuenta para evitar una falla del transformador de horno eléctrico 38/42 MVA de SIDERPERU?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo principal

Diagnosticar la falla del transformador de horno eléctrico de 38/42 MVA de SIDERPERU, analizando los resultados físico químico y cromatográfico del aceite dieléctrico.

1.3.2 Objetivos secundarios

- Describir los diferentes métodos de interpretación de los resultados de los análisis físico químico y cromatográfico del aceite dieléctrico para diagnosticar la falla del transformador de horno eléctrico 38/42 MVA de SIDERPERU.
- Conocer las características de los transformadores para hornos de arco, así como los diferentes equipos auxiliares del mismo, tanto de protección como de operación para diagnosticar las posibles fallas que pueda presentar el transformador de horno eléctrico 38/42 MVA de SIDERPERU.

1.4 Hipótesis del trabajo

1.4.1 Hipótesis principal

El análisis de los resultados, utilizando los valores establecidos por norma y aplicando los diferentes métodos de interpretación de los resultados del análisis físico químico y cromatográfico realizados al aceite dieléctrico están,

relacionados con el diagnóstico de la falla del transformador de horno eléctrico de 38/42 MVA de SIDERPERU.

1.4.2 Hipótesis secundarias

- Los diferentes métodos de interpretación de los resultados de los análisis físico químico y cromatográfico del aceite dieléctrico están relacionados con el diagnóstico de la falla del transformador de horno eléctrico 38/42 MVA de SIDERPERU.
- Las características de los transformadores para hornos de arco, así como los diferentes equipos auxiliares del mismo, tanto de protección como de operación están relacionados con las posibles fallas que pueda presentar el transformador de horno eléctrico 38/42 MVA de SIDERPERU.

1.5 Alcances

El alcance del presente trabajo de suficiencia será, el de diagnosticar la falla del transformador mediante el análisis físico químico y cromatográfico del aceite dieléctrico.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 Presentación de la planta de acería de SIDERPERÚ

La empresa SIDERPERU S.A.A. fué constituida en los años cincuenta, estos estuvieron marcados por un periodo de crecimiento y estabilidad económica. La guerra de Corea elevó la demanda mundial por minerales como el cobre y el hierro. Asimismo, la industrialización del país fue uno de los objetivos del gobierno del presidente Manuel A. Odría, quien fundó varias empresas industriales estatales. En ese contexto, el Perú decide emprender el establecimiento de la primera empresa productora de acero del país, dando el primer paso el 9 de mayo de 1956, con la creación de la Sociedad de Gestión de la Planta Siderúrgica de Chimbote y de la Central Hidroeléctrica del Cañón del Pato (SOGESA). Posteriormente, en abril de 1958, el presidente Manuel Prado Ugarteche inauguró la Planta Productora de Acero de Chimbote, conectando la llave que encendió el horno de la planta de hierro para ponerlo en operación. Por muchos años SIDERPERU operó como una empresa estatal y luego de superadas las crisis económicas sucesivas de los años ochenta, el Perú emprendió una agresiva estrategia de privatización de las empresas que el Estado mantenía bajo su control. En el año 1996, el Estado peruano decide otorgar la

buena pro al consorcio ACERCO S.A., que después se constituiría como Sider Corp. Sin embargo, unos años más tarde, el estado sometió a la empresa a un nuevo proceso de privatización.

El 28 de junio de 2006, GERDAU S.A. se convirtió en accionista mayoritario de SIDERPERU (50% más una acción), y en noviembre del mismo año adquirió un paquete adicional de acciones con el que consolidó una participación de 83.28% en el Capital Social al 2008 y actualmente posee el 86.66%, es decir, es el operador y el accionista mayoritario. De esta manera, dos historias se encuentran para caminar juntas y aportar lo mejor de su experiencia y capacidades.

2.1.1 Esquema de la planta

La planta de acería de SIDERPERU está constituida por los siguientes procesos:

- PATIO DE CHATARRA
- HORNO ELÉCTRICO
- HORNO CUCHARA
- COLADA CONTINUA 3

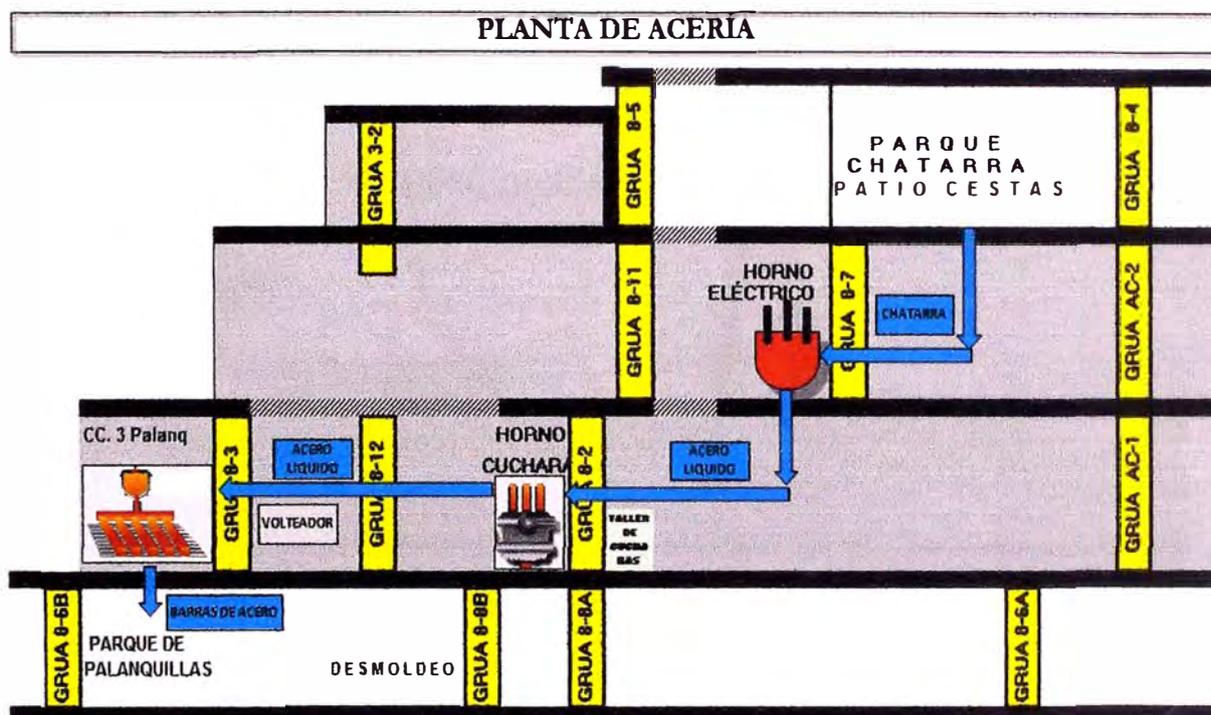


Figura N° 2.1 Planta de acería SIDERPERU

2.2 Descripción de los procesos productivos

- **PATIO DE CHATARRA**

En el patio de chatarra se procesará la chatarra no industrializada.

En la CIZALLA VEZZANI, se procede a ingresar la chatarra no industrializada para triturarla y cortarla, esta es trasladada mediante una faja transportadora al tambor rotativo para obtener chatarra libre de finos para ser descargada en la zona de envío al horno eléctrico. Los finos están constituidos de polvos metálicos y tierra siendo estos trasladados por una faja hasta un tambor magnético para proceder a su separación.



Figura N° 2.2 Pátio de chatarra SIDERPERÚ

- **HORNO ELÉCTRICO**

La materia prima que ingresa al horno eléctrico, es la chatarra procesada, esta será fundida mediante el uso de un horno eléctrico, para lo cual se utiliza energía eléctrica oxígeno y gas.

La cantidad de cargas (cestas) que ingresan son 4 por cada colada, el proceso de carguío toma un tiempo de 4 a 5 minutos.

Todo el proceso de fusión demora aproximadamente 45 minutos, la cual es conocido como el tap o tap y esta es la suma del power off y el power on, el primero indica el tiempo en la cual el horno no está encendido, ya sea por

problemas de máquina o tiempos normales de proceso y el segundo indica el tiempo en que el horno está operando (realizando el arco eléctrico).

En SIDERPERU se tiene los siguientes datos en promedio:

- Power off = 17 minutos
- Power on = 33 minutos

Lo cual hace un total de 50 minutos de tap o tap.

Luego de aproximadamente 50 minutos la colada (el acero está listo para pasar al siguiente proceso), la temperatura a la que se debe colar tiene que ser mayor o igual a 1640°C , esto asegura que el acero esté totalmente líquido.

El proceso se inicia desde la adición de la primera carga (cesta de chatarra), cada 7 minutos se carga las siguientes cargas: segunda, tercera y cuarta carga, para lograr tener el peso establecido de 32 toneladas (8 toneladas por cesta), luego se procede a ingresar la mayor cantidad de energía (eléctrica, oxígeno y gas) para conseguir el cambio de estado físico de la chatarra y la temperatura óptima.

Después de obtener la temperatura adecuada, se coloca una cuchara (recipiente de acero especial revestido de refractarios) para vaciar el acero líquido.



Figura N°2.3 Horno eléctrico SIDERPERÚ

- **HORNO CUCHARA**

La cuchara con acero líquido es trasladado al horno cuchara y colocado en un carro portacuchara para ingresar a la posición de trabajo.

En el horno cuchara se efectuará las diversas adiciones hasta obtener la calidad de acero solicitado.

Una vez posicionado la cuchara se le inyectará gas argón para homogenizar el acero líquido, la temperatura del acero es mantenida en 1650°C mediante el uso de la energía eléctrica para así poder realizar las diferentes adiciones, una vez obtenido la calidad solicitada esta cuchara es enviada a la colada continua.



Figura N° 2.4 Horno cuchara SIDERPERÚ

- **COLADA CONTINUA 3**

Luego de haber obtenido la calidad de acero en el horno cuchara esta es trasladada a la colada continua para realizar la solidificación (de líquido a sólido) para lo cual se utiliza módulos de oscilación, módulos de extracción, enderezado y sopletes para obtener el producto final que es la palanquilla.

La palanquilla es enviada a la planta de largo para la obtención del producto final del SIDERPERÚ que son los diferentes productos.



Figura N° 2.5 Colada continua 3 SIDERPERÚ

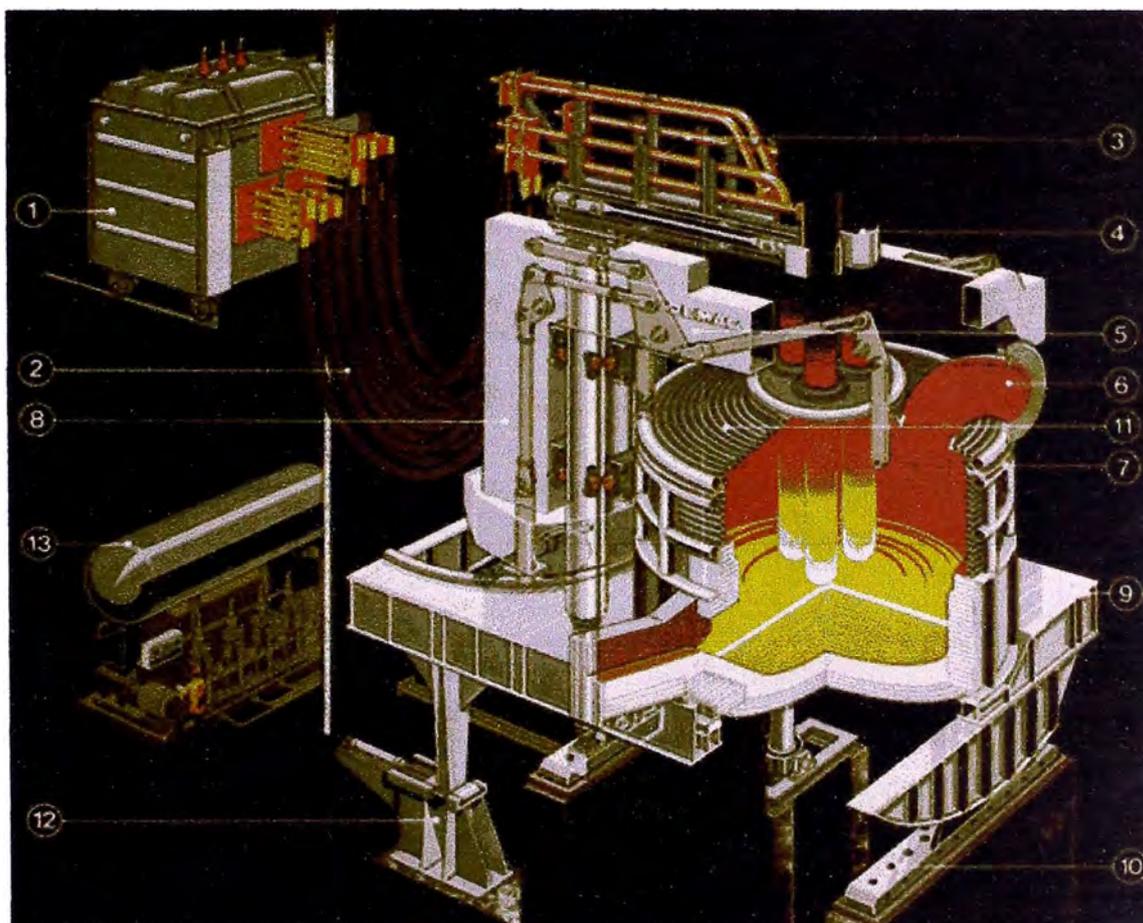
2.3 Descripción del producto final de la planta de acería

La planta de acería tiene 2 productos principales que son:

- La palanquilla: Esta es la materia prima para las bolas de molino.
- El tocho: Esta es la materia prima para la fabricación de varillas de construcción.

2.4 Horno eléctrico

2.4.1 El esquema del horno eléctrico



- | | |
|--------------------------------|---------------------------|
| 1. TRANSFORMADOR | 8. ESTRUCTURA |
| 2. CONEXIÓN DE CABLE FLEXIBLE | 9. ESTRUCTURA OSCILANTE |
| 3. BRAZOS DE LOS ELECTRODOS | 10. CREMALLERA |
| 4. SUJECCIÓN DE LOS ELECTRODOS | 11. BÓVEDA REFRIGERADA |
| 5. PÓRTICO CON BRAZOS | 12. DISPOSITIVO DE VOLTEO |
| 6. SALIDA DE HUMOS REFRIGERADA | 13. GRUPO HIDRÁULICO |
| 7. PANELES REFRIGERADOS | |

Figura N° 2.6 Esquema general de un horno eléctrico y sus componentes

En la figura N° 2.6, se observa el esquema completo de un horno de arco eléctrico con sus componentes básicos como son: el transformador, el sistema hidráulico, los electrodos de grafito, los brazos porta electrodos, los paneles y cables flexibles refrigerados.

2.4.2 Principio de operación

El horno de arco eléctrico es esencialmente una coraza de acero con fondo esférico recubierto internamente con material refractario, y en la parte superior de la cuba consta de paneles refrigerados montados en la parte alta de las paredes y en la bóveda. Tiene un mecanismo de volteo y un agujero en el fondo del piso corrido hacia un extremo, el cual sirve para vaciar el acero líquido, que se encuentra a una temperatura de 1640 grados Celsius. El horno instalado en SIDERPERU S.A.A. tiene una capacidad de 30 toneladas de acero líquido, la tapa del horno es cóncava, constituida de paneles refrigerados con tres orificios en una disposición triangular para permitir la entrada de las columnas de electrodos de grafito, una por cada fase. La potencia que alimenta al horno de arco eléctrico es suministrada por un transformador de 38/42 MVA, 13200/692-456 voltios, con un circuito secundario enfriado por agua, y un sistema de aceite y agua forzada para mantener su temperatura dentro de los límites seguros de operación.

El circuito secundario del transformador se conecta a los electrodos del horno a través de cables flexibles refrigerados, alimentados constantemente por un flujo de agua, el voltaje secundario varía entre 692 y 456 voltios, dependiendo del tap de operación seleccionado, el cambio de voltaje se

efectúa por medio de un cambiador de derivaciones bajo carga en el circuito primario.

Después de que el horno ha sido cargado con chatarra, se energiza, sin que los electrodos hagan contacto con la chatarra, el sistema de control automático hace que los electrodos bajen hasta hacer contacto con la carga, y se crea el arco eléctrico; en ese instante el control trata de mantener una corriente constante y balanceada, lo cual es difícil debido a que la forma y densidad de la chatarra no es homogénea, por lo tanto, durante todo este proceso de fusión el arco es irregular, con corrientes fluctuantes en un rango que va desde corto circuito, cuando los electrodos tienen contacto físico con la chatarra, hasta la condición de circuito abierto. Cuando se extingue el arco y los electrodos se han separado del material ferroso, debido a la baja densidad de la chatarra, el horno debe ser cargado varias veces hasta completar el peso deseado (para el caso en mención, se realizan aproximadamente cuatro carguíos de chatarra).



Figura N°2.7 Diagrama unifilar de alimentación del horno eléctrico de SIDEPERÚ

Cuando el proceso de fusión se ha completado y la chatarra se ha fundido en su totalidad, los arcos se estabilizan y las corrientes tienden a ser más estables, iniciándose en este momento el proceso de afino, en el cual el acero ya se encuentra en estado líquido. Por lo tanto, las corrientes son más constantes y se reduce notablemente el desbalance de la carga, durante este proceso de afino en el cual el arco es más estable, se selecciona el voltaje a un nivel más bajo (por medio del variador de tap), debido a que se necesita un arco más corto, una corriente más alta, y consecuentemente, una potencia más constante, para elevar la temperatura de las sesenta toneladas de acero líquido a 1600 grados Celsius, para luego vaciarlo en una cuchara, la que será trasladada al horno cuchara, el cual tiene el mismo principio eléctrico que el horno eléctrico, salvo que es de menor potencia, y solo opera con acero líquido. El tiempo requerido para hacer una colada de acero de 30 toneladas, en el horno eléctrico de SIDERPERU, es aproximadamente de 50 minutos.

2.4.3 Características eléctricas del horno de arco eléctrico

La operación eléctrica del horno de arco es un poco complicada, debido a la complejidad de la forma de la onda del voltaje del arco, que tiende a generar una serie de ondas que distorsionan la señal senoidal, así como la interacción de las otras dos fases sobre la fase de referencia. El valor instantáneo de voltaje de cada una de las fases depende de la distancia entre el electrodo de grafito y la carga; esta longitud cambia rápida y constantemente en forma no predecible y errática, por lo que el sistema de regulación (posicionamiento de electrodos) no puede prevenir estas variaciones de voltaje.

2.4.3.1 Eficiencia eléctrica

Los hornos de arco eléctrico tienen una eficiencia aproximada del 90% el cual es relativamente alto, siendo los mayores componentes de pérdidas, los que ocurren en el transformador, los cables refrigerados, los tubos conductores y los electrodos de grafito. Así mismo, existen pérdidas causadas por corrientes de Foucault en los alrededores de la estructura metálica, se hace la observación de que las pérdidas mencionadas son estrictamente eléctricas, ya que luego que esta energía se convierte en calor ocurren pérdidas en altas proporciones debido a otras causas, como sistemas de enfriamiento (paneles refrigerados y enfriamiento de electrodos), extracción de humos, falta de hermetismo en el horno, reacciones químicas exotérmicas en el acero, escoria, escape de gases, etc. Por lo tanto, la eficiencia térmica del horno se encuentra en el orden del 60%. Es importante mencionar que el elemento más relevante en el costo de producción del acero es la energía eléctrica, motivo por el cual

se procura que su utilización sea lo más eficiente posible. Un valor promedio aceptable de consumo de energía eléctrica para fabricar 1 tonelada de acero, es de 530 kWh.

2.4.3.2 Reactancia de operación

La oposición al paso de la corriente en un circuito de corriente alterna causado por la auto inductancia o por la inductancia mutua recibe el nombre de reactancia (X). En la operación del horno de arco eléctrico está presente, principalmente la reactancia de tipo inductivo y se le designa como X_L , existe también otro tipo de reactancia llamada reactancia capacitiva X_C , la cual es introducida al circuito con la finalidad de corregir el factor de potencia y para estabilizar las líneas de voltaje.

No existe un criterio definido para estandarizar los valores adecuados de reactancia para hornos de arco eléctrico, ya que cada caso es muy particular. Lo que sí es importante resaltar es que, al aumentar la reactancia inductiva del sistema se mejora notablemente la estabilidad de la corriente, pero a costa de cierta caída de voltaje, el cual puede ser compensado aumentando el tap del transformador para tratar de obtener una potencia constante.

Algunos sistemas de regulación de arco eléctrico cuentan con reactor regulable sin carga conectados en serie con las líneas de alta tensión del transformador del horno, con lo cual se logra que el comportamiento del arco eléctrico sea más estable, utilizando solamente la reactancia necesaria en función de la parte de proceso involucrada (fusión o afinación).

Este efecto puede representarse por medio de un modelo matemático expresado en la siguiente ecuación:

$$\frac{X_{op}}{X_{sc}} = (1 - F) + F\left(\frac{I_{sc}}{I}\right)^2$$

Dónde:

X_{op} : Reactancia de operación

I : Corriente del electrodo

X_{sc} : Reactancia de corto circuito

I_{sc} : Corriente de corto circuito

F : Característica térmica de la operación del horno.

En la figura N° 2.8 se observa el comportamiento de la reactancia normalizada $\frac{X_{op}}{X_{sc}}$ con respecto al factor de potencia, la tendencia con respecto al tiempo es el desplazamiento de los puntos de operación desde el inicio de la fusión (inestable) hasta la operación en baño líquido.

La reactancia de operación de un horno eléctrico, también puede definirse por medio de los parámetros eléctricos instantáneos en función de los mega vatios (MW), mega volt amperios reactivos (MVAR) y voltajes del primario y secundario del transformador.

$$X_{op} = \frac{MVAR(V_{sr} * V_{pr} / V_{pn}^2)}{(MW^2 + MVAR^2)}$$

Dónde:

V_{sr} : Voltaje real del secundario

V_{pr} : Voltaje real del primario

V_{pn} : Voltaje nominal del primario

Esta definición de la reactancia de operación es el valor promedio de las tres fases; es variable y depende del factor de potencia y del tiempo, es siempre mayor que la reactancia física que se obtiene por medio de una prueba de corto circuito del sistema (ver figura N° 2.8).

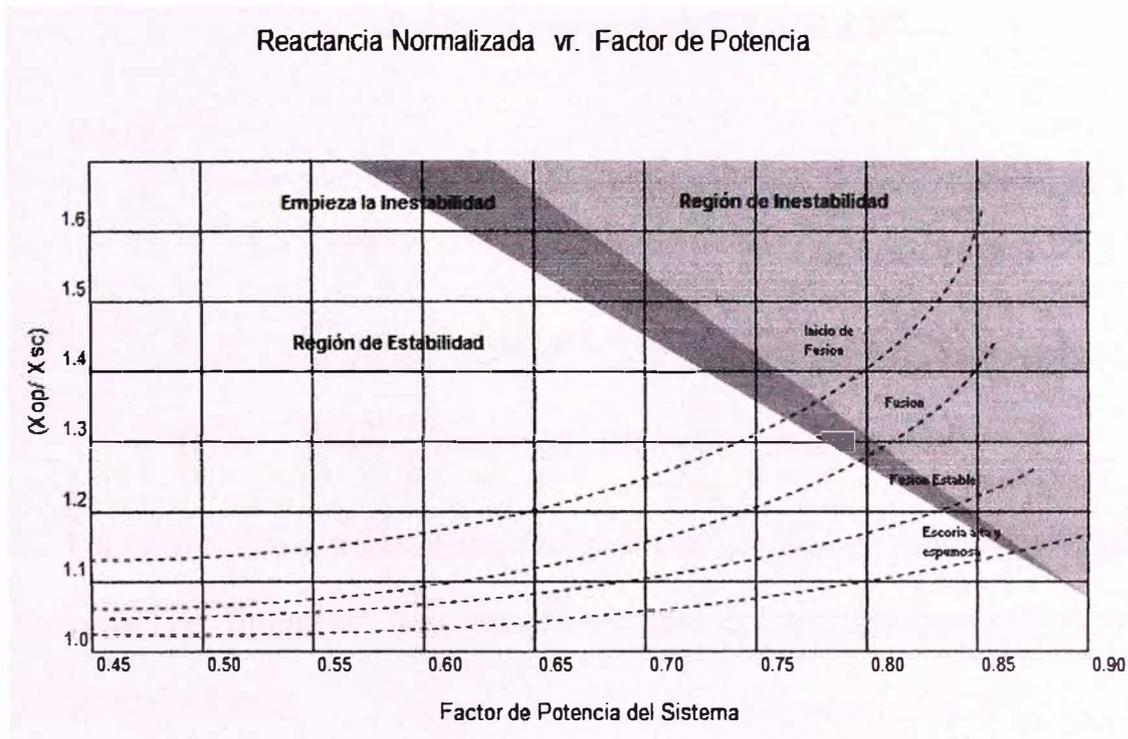


Figura N° 2.8 Reactancia normalizada versus factor de potencia.

2.4.3.3 Potencia eléctrica del horno

La potencia máxima que puede aplicarse a un horno de arco eléctrico depende básicamente del tamaño físico del mismo, si es enfriado por paneles o posee paredes y bóveda de ladrillo refractario; estos factores son los que limitan la potencia que proporciona el transformador.

En el proceso de fusión, la potencia del transformador no mantiene su valor máximo, porque se trata de moderar el arco al empezar y terminar la fusión de cada recargue; es decir, se trabaja con un arco medio y luego con un arco largo.

Por ejemplo: Para un horno que tiene un diámetro D entre paredes interiores, la potencia máxima que puede soportar es:

$$\text{Potencia Aparente MVA} = K * D^2$$

Dónde:

MVA : Potencia aparente del transformador.

K : 2.4 para paneles y 1.8 paredes de refractario.

D : Diámetro entre paredes del horno en metros.

Un horno como el instalado, que son con paredes de paneles enfriados por agua (ver figura N° 2.6), permite mejorar considerablemente el uso de una potencia mayor.

Si: $D = 4.4$ metros entonces

$$\text{Potencia Aparente MVA} = 2.4 * 4.4^2$$

$$\text{MVA} = 2.4 * 19.36 \text{ por lo tanto } \text{MVA} = 46$$

El horno de fusión con el que se cuenta en SIDERPERU S.A.A, es alimentado actualmente por un transformador de 38/42 MVA 13.2 KV/692-456V, además tiene una capacidad volumétrica de 30 toneladas de acero líquido y produce un promedio de 750 toneladas diarias de acero. La fusión se lleva a cabo a una potencia promedio de 30 megavatios, la cual oscila de acuerdo a las necesidades del proceso y al tipo de chatarra que se está utilizando.

Una colada de 30 toneladas de acero se realiza en un tiempo de 50 minutos, durante los cuales se hacen 4 carguíos de aproximadamente 8 toneladas cada

uno hasta completar el total de la carga para luego, proceder a su preparación química y elevación de la temperatura para el posterior vaciado en la cuchara donde continúa otra parte del proceso.

Durante la operación del horno de arco eléctrico, existen tres elementos importantes que debemos mencionar: los electrodos de grafito, la chatarra y la potencia; todos son esenciales, pero de los tres la potencia es la más compleja ya que esta se presenta en tres formas diferentes: potencia aparente (MVA), potencia reactiva (MVAR) y potencia real o activa (MW). La función del operador es manipular estas potencias para la obtención de la máxima cantidad de acero al costo más bajo y en el menor tiempo posible, esto define esencialmente lo que es la optimización de la potencia.

Desde el punto de vista del operador, la más importante de estas potencias es la potencia activa, pues es la que funde la carga, pero la interacción de las tres potencias juega un papel vital en la operación total del horno, porque interpretando y controlando esta interacción se puede lograr un rendimiento óptimo de la planta en general.

El comportamiento de la potencia activa, reactiva y el factor de potencia con respecto a la corriente puede observarse más claramente en la gráfica de curvas características del horno.

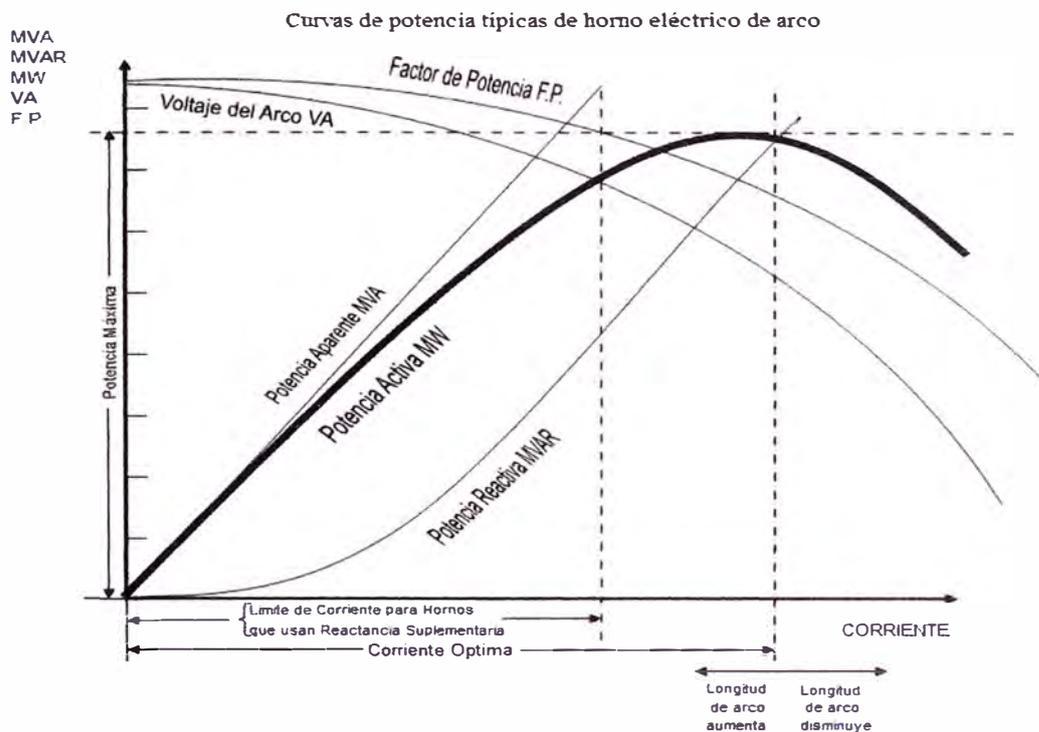


Figura N° 2.9 Curvas de potencia.

Las curvas de potencia del horno de arco eléctrico mencionadas, contienen amplia información gráfica sobre el fenómeno eléctrico del proceso de fusión por arco, se puede ver que tanto la potencia activa como la reactiva aumentan al incrementarse la corriente, también se podrá notar que, el factor de potencia (f.p.) y el voltaje del arco (V) disminuyen al aumentar la corriente. El punto que representa la intersección de la curva de potencia activa con la curva de potencia reactiva, a partir del cual la potencia activa empieza a disminuir en tanto que la reactiva continúa en aumento, representa el punto óptimo de corriente y máxima potencia. Contrariamente a lo que podría esperarse, este no necesariamente corresponde al punto de máxima producción del horno, los cuatro factores principales que influyen en la determinación del punto óptimo de operación en cada horno de arco eléctrico

en particular son: el circuito eléctrico de potencia, la longitud del arco, el tipo de chatarra y la etapa de operación.

2.4.3.4 Factor de potencia

En las redes eléctricas de corriente alterna pueden distinguirse dos tipos fundamentales de cargas, cargas óhmicas o resistivas y cargas reactivas, las primeras toman corrientes que se encuentran en fase con el voltaje aplicado a las mismas. Debido a esta circunstancia, la energía eléctrica que consumen se transforma íntegramente en trabajo mecánico, en calor o en cualquier otra forma de energía no retornable directamente a la red eléctrica, este tipo de corrientes se conocen como corrientes activas.

Las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran desfasadas 90 grados con respecto al voltaje aplicado, por consiguiente la energía eléctrica que llega a las mismas no se consume en ellas, sino que se almacena en forma de un campo eléctrico o magnético durante un corto periodo de tiempo y se devuelve a la red en un tiempo igual al que tardó en almacenarse. Este proceso se repite periódicamente, siguiendo las oscilaciones del voltaje aplicado a la carga, las corrientes de este tipo se conocen como corrientes reactivas.

Los hornos de arco eléctrico representan una carga desequilibrada en la cual el factor de potencia viene definido por la relación de energías reactivas y activas referidas al punto de medición en el circuito primario del transformador.

Factor de potencia = MW / MVA

Para un mismo voltaje del transformador, el factor de potencia determina la relación entre el voltaje y la corriente del arco, de tal forma que en tanto mayor sea el factor de potencia mayor será la relación de voltaje a corriente del arco. Debido a las características especiales de los arcos en los hornos durante la fusión de la chatarra, esta relación varía con el tiempo, así mismo es dependiente del tipo de carga y de la calidad de la regulación. En la gráfica de curvas características del horno de arco eléctrico (figura N° 2.9), se puede apreciar el comportamiento del factor de potencia con respecto a las demás variables eléctricas, además cabe observar cómo varía el factor de potencia respecto a la reactancia (Ver figura N° 2.8).

2.4.4 Sistema de abastecimiento de energía eléctrica H.E.

En la selección de un sistema de abastecimiento de energía para un horno de arco eléctrico hay ciertos parámetros por considerar, como:

- a) Características de la red de alimentación
- b) Restricciones de las perturbaciones de la red, flicker y armónicas
- c) Demanda de energía eléctrica para la fusión
- d) Costo de la energía eléctrica
- e) Costo de inversión

Por tanto, es obvio que la decisión sobre el tipo de alimentación de energía deberá basarse en un estudio esmerado de cada caso, tomando en

consideración las condiciones actuales locales (ver unifilar simplificado de SIDERPERU, figura N° 2.7). Es importante mencionar que la red de abastecimiento de energía eléctrica para un horno de arco eléctrico debe ser lo suficientemente fuerte para proporcionar los megavatios requeridos y para admitir severas fluctuaciones de potencia reactiva que produce el horno, a fin de evitar graves trastornos a otros usuarios de la misma línea. El método tradicional de alivio a estos problemas es conectar el horno a una línea suficientemente fuerte, opción preferida en los países con redes eléctricas muy desarrolladas o agregar un compensador estático.

2.4.5 Compensador estático

El propósito de este equipo es compensar las fluctuaciones causadas por la carga (el horno de arco), mejorar el factor de potencia de la línea y reducir el flicker.

La estrategia de control para el compensador estático instalado en SIDERPERU S.A.A. es la siguiente: La potencia reactiva capacitiva es producida por dos bancos de capacitores, sintonizados para poder filtrar la distorsión armónica del sistema (específicamente la segunda y la tercera armónica para este caso).

El compensador estático reactivo inductivo está instalado en línea con el horno de arco eléctrico, los cuales hacen posible el control de la potencia reactiva en el horno de arco eléctrico casi instantáneamente.

El compensador estático instalado en SIDERPERU consta de las partes básicas siguientes:

- a) Banco de capacitores (25 MVAR capacitivos)
- b) Banco de reactores (25 MVAR inductivos)

2.4.6 Ubicación y funcionamiento del compensador estático

El control de la compensación de potencia reactiva, se realiza independientemente en cada una de las tres fases del sistema, lo cual hace más eficiente el trabajo del compensador. Una característica muy importante del compensador reactivo es el pequeño tiempo de respuesta a las variaciones producidas por el horno, el mismo que permite una regulación casi instantánea del factor de potencia, esta rapidez permite disminuir el flicker considerablemente.

El compensador estático es parte fundamental en el funcionamiento de la industria metalúrgica para limitar las perturbaciones que provoca el horno de arco eléctrico, un problema muy importante que ha sido un poco difícil de resolver para la compañía suministradora de la energía en el país, es debido al tipo de proceso de producción que se lleva a cabo en la industria metalúrgica, el sistema eléctrico que abastece a este tipo de industria debe contar con un excedente de generación (llamada potencia rodante), para atenuar la inestabilidad producida por las variaciones en el consumo de potencia del horno, el cual no es constante; es más, el horno, en determinado momento, puede estar consumiendo 28 MW y un instante después cero MW (debido a

un disparo por máxima corriente en alguna de las fases del horno o porque se ha terminado la fusión de la carga presente). Además, mientras se hace el recargue de chatarra, el horno no consume ninguna potencia durante aproximadamente tres minutos, y ocurren alrededor de 100 recargues por día.

2.5 Transformador para horno de arco eléctrico

El transformador, es un aparato estático de inducción electromagnética, destinado a transformar un sistema de corrientes alternas en uno o más sistemas de corrientes alternas de igual frecuencia, pero de intensidad y tensión generalmente diferentes.

Los transformadores para hornos de arco eléctrico son trifásicos, oscilan en potencias desde 10 MVA hasta 200 MVA. En la industria Peruana se utilizan actualmente transformadores de 20 y 100 MVA para el horno de arco eléctrico.

El enfriamiento del transformador se realiza por medio de agua y aceite forzados, conteniendo un alto volumen de aceite (casi el doble de un transformador normal de la misma potencia), la salida del circuito secundario del transformador no son bushings de porcelana como los que se conocen normalmente, sino tuberías de cobre enfriadas por agua, debido a que las altas corrientes que circulan por ellas provocan elevaciones de temperatura.

En general (según su tipo), los transformadores pueden ser sumergidos en aceite mineral sintético u otro líquido refrigerante, o ser de tipo seco.

Cada medio de refrigeración se identifica con una letra de la siguiente forma:

Aceite mineral o aislante sintético inflamable	O
Aislante sintético no inflamable	L
Agua	W
Aire	A

Según el modelo como circule el medio refrigerante, se utilizan los siguientes símbolos:

Natural	N
Forzado	F

2.5.1 Características nominales de servicio

Los transformadores para hornos de arco eléctrico están contruidos para trabajar en condiciones de servicio severas, como son: ciclos con sollicitación de potencia variables y bruscas variaciones de voltaje durante dicho ciclo, fuertes desbalances (trabajar con dos fases durante varios segundos), manejo de altas corrientes en el secundario (en el orden de 20000 amperios y picos de hasta 60000 amperios), interrupciones frecuentes (hasta 100 veces al día) y variaciones de tap bajo carga.

Las características nominales son datos que, con base en las condiciones de servicio, definen las prestaciones a efectos de las garantías y condiciones de ensayo especificadas.

- a) Tensión nominal (en valor eficaz) de un arrollamiento es la tensión aplicada u obtenida en vacío entre bornes de línea. Para los transformadores de hornos de arco eléctrico, normalmente se tienen voltajes elevados en el primario (arriba de 10KV), y en el secundario, voltajes entre 250 y 900 voltios.
- b) Frecuencia nominal es aquella a la cual el transformador está destinado a funcionar (normalmente 60 Hz).
- c) Potencia nominal es el valor convencional de la potencia aparente (KVA o MVA) que establece las bases para el diseño, la construcción, las garantías del fabricante y los ensayos, determinando el valor de la corriente nominal que puede circular con la tensión nominal aplicada, de acuerdo con las condiciones especificadas. La potencia para el uso en mención es de hasta 40 MVA (en SIDERPERU, el transformador de fusión es de 38-42 MVA). Esta corresponde a servicio continuo, sin embargo estos tipos de transformadores son sobrecargados constantemente por exigencias del proceso operativo.
- d) Corriente nominal es el valor que se obtiene dividiendo la potencia nominal de un arrollamiento apropiado (raíz de 3 en los transformadores trifásicos).

- e) Nivel de aislamiento es el conjunto de valores que caracterizan la aptitud de los arrollamientos a soportar las sollicitaciones dieléctricas que se presentan durante el funcionamiento del transformador, especialmente cuando las altas corrientes del secundario generan fuertes campos magnéticos capaces de destruir cualquier arreglo aislante debido a las fuerzas mecánicas involucradas.
- f) Pérdidas: Convencionalmente, a los efectos de la garantía y de las tolerancias se consideran las siguientes pérdidas características.
- Pérdidas en vacío: Es la potencia activa absorbida por el transformador en las condiciones nominales de frecuencia y tensión con todos los arrollamientos no excitados abiertos en sus bornes de línea (tolerancia fijada por las normas +15% con la condición de que las pérdidas totales no excedan en más del 10% el valor garantizado).
 - Pérdidas debidas a la carga: Es la potencia activa absorbida por el transformador en el ensayo de cortocircuito para cada par de arrollamientos, que corresponde a la carga del arrollamiento de menor potencia del par, a la temperatura de referencia (75 °C) en las condiciones nominales de frecuencia y corriente, con los restantes arrollamientos abiertos en sus bornes de línea (tolerancia fijada por las normas +15%, debiéndose cumplir también que las pérdidas totales no excedan en más del 10% el valor de garantía).

2.5.2 Circuito externo secundario

El circuito secundario de potencia se extiende a partir del devanado secundario del transformador del horno hasta la carga, está diseñado al igual que los electrodos, para soportar el flujo de corrientes de alta intensidad y debe soportar la operación de máxima potencia sin sobrecalentamiento u otro tipo de daño a los componentes del circuito.

En la parte inicial del circuito secundario se encuentra una compleja conexión de tubos de cobre enfriados por agua, entrelazados conocidos como “Delta”, esta configuración eléctrica conecta parte de cada una de las bobinas del secundario requeridas en el circuito de potencia del horno de arco eléctrico. Muy cerca del Delta existe conexión para leer el nivel de voltaje y trasladan esta información al tablero del horno como referencia para la regulación de los electrodos y para medición, el voltaje que se maneja en este circuito secundario va desde 456 a 692 voltios, según el tap donde se encuentre (esto, para el caso de la industria que se está tratando).

A la tubería de cobre que sale del secundario del transformador, siguen los cables flexibles refrigerados que tienen la función de llevar al horno las altas corrientes del circuito de potencia, estos cables son normalmente 2 por cada fase y van introducidos en mangueras para que pueda circular por ellos de 40 a 60 litros de agua por minuto, están conectados a unos tubos porta corriente ubicados sobre el horno, los que se encuentran aislados del resto de la estructura. Al final de los tubos porta corriente van ubicadas las mordazas encargadas de sujetar los electrodos de grafito, los cuales son columnas de

aproximadamente 5 metros de largo por 0.46 metros (18 pulgadas) de diámetro, que son los que hacen contacto con la chatarra para producir el arco eléctrico trifásico.

Los elementos que integran el circuito externo secundario pueden observarse en la figura N° 2.6 del esquema de un horno de arco eléctrico, el arco de cada fase se mantiene entre la punta del electrodo y la carga, existe la tendencia al uso general de electrodos de grafito y el consumo de estos ocurre en su mayor parte, por volatilización y combustión.

El grafito comienza a oxidarse a los 600 grados Celsius y el carbón a 400 grados Celsius, el consumo de electrodos de grafito es aproximadamente de 3.5 kg por tonelada de acero producida.

2.5.3 Disposición de los devanados

Los transformadores para hornos de arco eléctrico son, en su mayoría, contruidos del tipo columna con arrollamientos concéntricos (ver figura N° 2.10), en los cuales el arrollamiento de menor tensión se ubica cerca del núcleo y el de mayor tensión concéntricamente sobre este, interpuesto entre ambos el aislamiento correspondiente.

Algunos fabricantes de transformadores para hornos de arco, colocan el arrollamiento de baja tensión en otro grupo de columnas para facilitar su conexión a la carga, pues el secundario de estos transformadores está formado por varios grupos de devanados dispuestos en paralelo, que al final forman una conexión delta, además el hecho de tener en columnas independientes el

devanado primario facilita su conexión al variador de tap y que permite fijar mecánicamente la estructura que sujeta los devanados y el núcleo.

Los arrollamientos deben ser capaces de soportar los esfuerzos dieléctricos y mecánicos, debido a las condiciones severas que se presentan por las altas corrientes circulantes por el devanado secundario, provocadas por la condición de cortocircuito en el horno y a las variaciones del consumo de potencia.

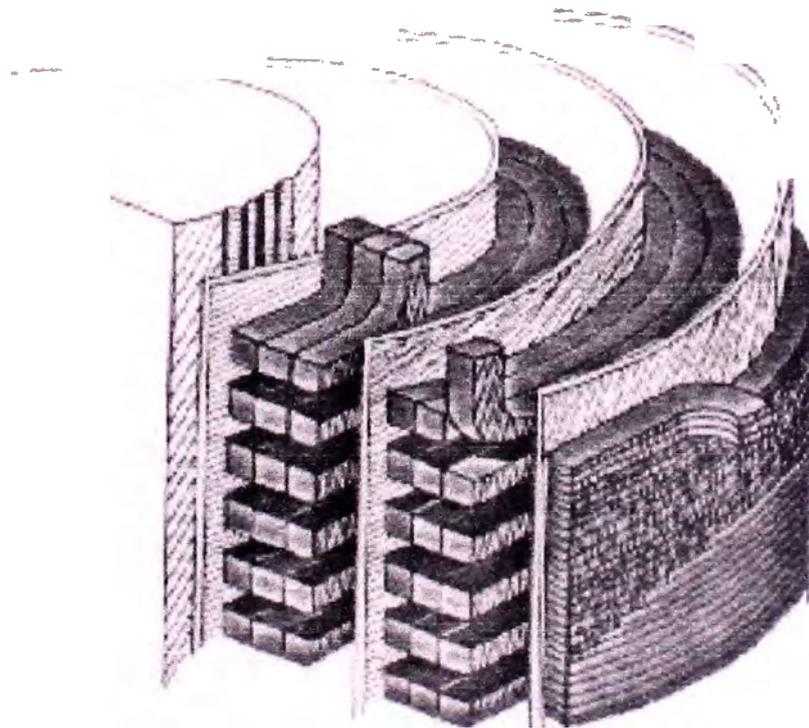


Figura N° 2.10 Arrollamiento concéntrico en un devanado tipo columna.

2.5.4 Enfriamiento de transformador

Durante la operación de los transformadores, las pérdidas de energía aparecen en forma de calor principalmente en los devanados y en el núcleo, las fuentes de calor están ubicadas por orden de importancia en:

- a) Los devanados debido a las pérdidas $I * R$
- b) El núcleo debido a las pérdidas de excitación: por histéresis y por corrientes de Foucault.
- c) Los herrajes y el tanque, debido a las corrientes parásitas inducidas por el campo magnético.

El calor generado debe ser disipado antes de permitir que los devanados lleguen a una temperatura que ocasione la degradación excesiva del aislamiento.

Existen varios tipos de sistemas de enfriamiento:

- ONAF Aceite por convección natural y aire forzado
- OFAF Aceite forzado y aire forzado
- ONWF Aceite por convección natural y agua forzada
- ONAN Aceite y aire circulando natural
- OFWF Aceite y agua circulando forzados

2.5.4.1 Enfriamiento de transformador para hornos de arco eléctrico

En el caso de transformadores para hornos de arco, se utiliza como sistema de enfriamiento el OFWF con intercambiador de calor, asimismo su circuito secundario consta de tuberías de cobre refrigeradas con agua, debido a la elevación de la temperatura que se maneja en este caso, por las altas corrientes.

Adicionalmente, es necesario mencionar que los transformadores para hornos de arco eléctrico cuentan con una cantidad de aceite mucho mayor que cualquier otro transformador de la misma potencia, aproximadamente este volumen de aceite contiene 80% más de aceite dieléctrico que los transformadores de potencia normales.

Uno de los problemas que presenta el enfriamiento de tipo OFWF es que se necesita limpiar los tubos periódicamente para evitar que se formen depósitos de lodo o calcio, lo cual con el paso del tiempo reduce la eficiencia del enfriador. Con el aumento de la temperatura disminuye la viscosidad del aceite, aumentando de este modo su circulación y mejorando el intercambio térmico entre el aceite y las paredes de los órganos de refrigeración.

2.5.5 Condiciones de sobrecarga

La sobrecarga es la condición de flujo excesivo en un transformador de potencia. Se presenta cuando se exceden las siguientes normas:

- a) Operar al 105% del voltaje secundario nominal mientras entrega su capacidad nominal en MVA con un factor de potencia igual o mayor a 0.8.
- b) Operar al 110% del voltaje secundario nominal sin carga.

En los hornos de arco eléctrico es muy común provocar una sobrecarga, ya que su condición de cortocircuito en el secundario puede salirse de control fácil y consecutivamente, pues el sistema de regulación (control de la posición de los electrodos) no es muy preciso; motivo por el cual, al adquirir un transformador para horno de arco eléctrico es preferible sobredimensionar su capacidad para no sobrecargarlo y de esta manera, aumentar su vida útil.

La vida útil del transformador se reduce debido fundamentalmente a situaciones no comunes para cualquier transformador de potencia, pero normales para transformadores de horno de arco, como: producto de sobretensión, sobrecargas y condiciones de cortocircuito.

La probabilidad de superar estas sollicitaciones que pueden presentarse separadamente o combinadas, ocurren en función de: la severidad del evento, el diseño del transformador, de las temperaturas las distintas partes del transformador, el contenido de humedad en el aceite y la cantidad, tamaño y tipo de impurezas presentes. El hecho de sobrecargar un transformador trae consigo las siguientes consecuencias normales:

- a) Aumenta la temperatura de los arrollamientos, los elementos de fijación, las conexiones de salida, el aislamiento y el aceite, pudiendo alcanzar valores inaceptables.
- b) Aumenta los valores de inducción en las partes metálicas fuera del núcleo, debido al flujo disperso, provocando pérdidas adicionales y el calentamiento de esas partes.
- c) Con la variación de temperatura, cambia el contenido de humedad del aceite.
- d) Aisladores, conmutadores, conexiones de salida y eventualmente transformadores de corriente son sometidos a esfuerzos más altos que superan los márgenes de diseño y utilización.

Se pueden presentar distintos tipos de sobrecarga en el transformador:

- Sobrecarga cíclica normal, consiste en hacer funcionar la máquina a una temperatura ambiente superior a la indicada por las normas o a una corriente superior a la nominal, implicando que el transformador trabaje durante algunos ciclos con un envejecimiento acelerado y que se compensa funcionando durante otros ciclos con un envejecimiento menor.
- Sobrecarga cíclica de emergencia prolongada: Puede darse cuando, por alguna emergencia se tiene la necesidad de sobrecargar el transformador por un tiempo prolongado, ya sea por la falla de otro transformador o en el caso del horno, por problemas en el sistema de regulación de los

electrodos. Esta no es una condición normal de operación y su ocurrencia es poco probable, pero si su duración persiste durante mucho tiempo, puede provocar el envejecimiento prematuro del aislamiento.

- Carga de emergencia de corta duración, se trata de fuertes sobrecargas poco frecuentes que causan en el conductor puntos calientes que alcanzan niveles peligrosos y una posible reducción temporal de la resistencia dieléctrica, debido a la formación de burbujas de gas a temperaturas de 140 a 160 grados Celsius, con un contenido normal de humedad.

Este tipo de sobrecarga deberá reducirse o desconectarse dentro de un corto lapso y la eventual duración de la misma debe ser menor que la constante de tiempo térmica del transformador para evitar daños al mismo.

2.5.6 Regulación de tensión bajo carga

Los cambiadores de derivaciones permiten modificar la relación de transformación en un transformador, esta acción se manifiesta en un aumento o disminución del voltaje secundario para una misma tensión en el devanado primario.

Los cambiadores son conectados normalmente en el devanado de alta tensión, por ser este el devanado exterior y, principalmente, porque en él la corriente es mucho menor que en el devanado de baja tensión. Del mismo modo, como el devanado de alto voltaje tiene un gran número de vueltas, el derivador puede ajustar estas, para tener una mejor regulación en el voltaje.

No es posible conectar cambiadores de tap bajo carga en el devanado secundario de transformadores para hornos de arco eléctrico, pues en ellos existe una corriente muy elevada que provocaría arcos destructivos durante el cambio de posición.

Existen dos clases de cambiadores de tap bajo carga, con resistencias y con reactores. Los cambiadores con reactores no son muy utilizados, debido a lo costoso y al espacio que ocupan. Los cambiadores con resistencias son los más comúnmente usados, ya que son más compactos y más comerciales.

Los cambiadores de tap bajo carga poseen un compartimiento individual para aceite y sus propios relevadores de protección, como son el relevador de alivio de presión y el relevador de flujo. Además, cada cambiador trae consigo su propio gabinete de mando a motor con sus respectivas señales para control y seguridad en la operación.

2.5.6.1 Filtrado del aceite del variador del tap

Debido a la alta cantidad de operaciones que lleva a cabo el variador de tap de los transformadores de horno de arco (aproximadamente 650 operaciones diarias), es necesaria una instalación de filtrado para el aceite del variador ya que en este depósito se lleva a cabo la conmutación, y por consiguiente, este es muy susceptible de contaminarse, el constante filtrado del aceite prolonga la vida de los contactos.

Estas instalaciones de filtrado deben instalarse en los variadores de tap bajo carga, que realizan más de 15,000 operaciones al año, en el caso de la

industria metalúrgica estos realizan aproximadamente 234,000 operaciones anuales.

El aceite se hace circular a través de cartuchos filtrantes (de manera similar al filtro de aceite utilizado en los automóviles) durante un ciclo prescrito, basado en el uso del conmutador, un contacto en el convertidor activa un temporizador en el panel de control de las instalaciones de filtrado. Normalmente, un manómetro indica la contrapresión de la bomba, que revela que el filtro está atascado o limpio y este fija una señal a una determinada presión, esta señal puede enviarse para control o para indicar que se debe cambiar el filtro (los filtros de papel oscilan entre 0.4 a 0.8 micrones).

2.5.7 Protección del transformador

Normalmente, los transformadores de arco eléctrico son sometidos a condiciones de operación bastante severas, a pesar de que están contruidos para este tipo de trabajo; por tanto es conveniente que cuenten con el equipo de protección adecuado para detectar cualquier condición anómala y desplegarla como alarma o interrumpir si fuera necesario su operación en el menor tiempo posible, para evitar su deterioro o posible destrucción.

A continuación se detalla el grupo de accesorios y equipos básicos para la adecuada protección del transformador del horno de arco eléctrico.

2.5.7.1 Relevador buchholz

Cuando se produce una falla en el interior de un transformador se da origen a la producción de gases, seguidamente se mencionan diferentes tipos de fallas que dan lugar a la formación de gases en los transformadores o sea que el relé buchholz opera por flujo de gases o por acumulación de los mismos en su interior.

El relevador buchholtz se instala siempre entre el tanque principal y el conservador del transformador, las fallas que se producen en el interior de los transformadores siempre dan origen a la producción de gases.

A continuación se mencionan algunos tipos de fallas que dan lugar a la formación de gases en los transformadores.

- a) En caso de ruptura de una conexión se producirá un arco que se alarga a medida que los conductores se funden en presencia de aceite.
- b) Cuando existe una falla de aislamiento a tierra (tanque, núcleo etc.).
- c) Al producirse un corto circuito entre espiras o devanados.
- d) Por falsos contactos en la estructura del transformador.
- e) Por fallas incipientes que producen puntos calientes.

Cuando una cantidad pequeña de gas se deposita en el relevador, se acciona el mecanismo de alarma, si la cantidad de gas aumenta hasta un cierto nivel, el relevador manda a disparar el interruptor ubicado en el primario del transformador. La mirilla que tiene la caja del relé permite observar la

cantidad y el color de los gases, la cantidad de gas atrapada en el relé buchholtz está en función de la magnitud de la falla, del color de los gases se puede deduce la razón del problema.

Los gases blancos se producen por la destrucción del papel, los amarillos por el deterioro de la madera y los negros o grises son provocados por la descomposición del aceite, sin embargo en campo es difícil precisar el color de los gases, ya que por lo general son una combinación de los tres.

Cuando los gases producidos son el resultado de una falla severa en el interior del transformador se producen gases combustibles, esto puede probarse abriendo la purga de gas y acercando al mismo tiempo la flama de un cerillo; si los gases son combustibles se producirá una llama intensa que dependerá de la cantidad de gas existente.

2.5.7.2 Relevador de flujo contrario (RS 1000)

Se encuentra instalado entre el tanque compensador y la cuba independiente del variador de tap, generalmente este equipo es confundido con el relevador buchholtz por su apariencia física y el lugar donde va instalado; sin embargo, aunque los dos son relevadores de flujo, el buchholtz opera por gases y el RS 1000 por el movimiento brusco del aceite (flujo contrario).

El selector del variador de tap está contenido en el interior del transformador, en un compartimiento especial y tiene su propio aceite, pues en este se llevan a cabo las conmutaciones provocando arcos pequeños y consecuentemente generación de gases normales lo que ocasionaría en caso de ser un relevador

buchholtz, una operación de protección errónea. Cuando por una falla en el selector se origina un repentino flujo de aceite, se activa un interruptor de mercurio provocando la apertura del interruptor de tensión del transformador.

2.5.7.3 Relevador de temperatura

Los aislantes se deterioran más rápidamente si su temperatura sobrepasa el límite admisible, por esta razón es necesario evitar el calentamiento de los conductores que transfieren este calor a los aislamientos.

El relevador de temperatura tiene la función de desplegar una alarma preestablecida a un nivel tal, que no se haya producido daño alguno al aislante y activa el disparo del interruptor del transformador cuando supera los valores críticos establecidos por el fabricante. La mayoría de transformadores se diseñan actualmente para soportar sin problema 65 grados Celsius arriba de la temperatura ambiente.

2.5.7.4 Dispositivo de alivio de presión

Es un protector mecánico efectivo, utilizado para actuar cuando ocurre un súbito incremento de presión en el interior del transformador, éste elemento tiene una estructura especial, de tal manera que no opera mientras las presiones internas del tanque este dentro de los rangos normales de operación. El dispositivo de alivio de presión actúa cuando la presión interna excede 10 psi (0.703 kg/cm). Las fallas dentro del tanque pueden causar una expansión de los gases que crean sobrepresiones, pudiendo activar el dispositivo de

alivio de presión. Un interruptor de reposición manual también da una señal de disparo.

2.5.7.5 Relevador de sobre presión

Se instala generalmente sobre la tapa o pared lateral del transformador, tiene la función de proteger al resto de los elementos del transformador, contra esfuerzos mecánicos que se producen al elevarse la presión del aceite del transformador, producto de una falla interna u operación anormal del mismo. Actúa dando condición de alarma o disparo, según sea el caso.

2.5.7.6 Relevador de corriente

Tiene la función de monitorear la corriente de la carga en cada una de las fases del circuito, mandando una señal de disparo al interruptor cuando ésta sobrepase los valores permisibles de amperaje. Existen dos tipos de control de disparo: instantáneo y temporizado.

El instantáneo actúa cuando la elevación de amperaje es súbita y repentina, mientras que el temporizado actúa cuando un valor elevado de corriente se mantiene por más de un cierto tiempo preestablecido en la calibración.

2.5.7.7 Relevador de voltaje

Este dispositivo protege al transformador y al resto de los equipos relacionados, de elevaciones de tensión que puedan ser dañinas a los mismos. Actúa cuando el voltaje de alimentación del transformador sobrepasa los niveles adecuados de operación, mandando a disparar el interruptor. Además

de proteger contra niveles elevados de voltaje, también lo hace contra niveles mínimos de tensión.

2.5.7.8 Control de presión de agua de enfriamiento

En el caso del transformador de horno de arco eléctrico, que tiene un tipo de enfriamiento de agua y aceite forzados, estos relevadores se utilizan para monitorear el correcto comportamiento de estos fluidos, dando condición de alarma cuando uno de ellos (aceite o agua) deja de estar presente.

2.5.7.9 Transformador de corriente

Se utiliza, para tomar muestras de corriente de la línea reduciendo a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida u otros dispositivos de medida y control. Ciertos tipos de transformadores de corriente protegen a los instrumentos al ocurrir cortocircuitos. Los valores tradicionales de los transformadores de corriente son:

Carga nominal: de 2.5 a 200 VA, dependiendo de su función, corriente nominal: 5 y 1A en su lado secundario. Se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser: 600/5, 800/5, 1000/5.

2.5.7.10 Transformadores de potencia

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su

único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Puesto que, el objetivo principal es el muestreo de voltaje, deberá ser particularmente preciso para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de cuán exactas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

2.6 Fallas en los transformadores

2.6.1 Corto circuito externo

Como su nombre lo indica, se produce por un corto circuito externo al transformador. El daño que produzca al transformador dependerá de su intensidad y del tiempo de duración. La alta corriente que circula durante el corto, se traduce en esfuerzos mecánicos que distorsionan los devanados y hasta los ponen fuera de su lugar. Si el corto es intenso y prolongado, su efecto se reflejará en una degradación de aceite, sobre presión, arcos y "abombamiento" del tanque. Después de una falla de este tipo y antes de poner en servicio el transformador, se debe tener la certeza de que se ha eliminado el corto y revisar el transformador para determinar si está o no dañado.

2.6.2 Fallas internas

Los tipos de fallas más comunes son: los falsos contactos, corto circuito entre espiras, sobre tensiones por descargas atmosféricas, sobre tensiones por transitorios, sobre cargas y degradación del aceite dieléctrico.

2.6.3 Falsos contactos

De no detectarse a tiempo, este tipo de falla deteriora el aislamiento y contamina el aceite produciendo gasificación, carbono y "abombamiento" del transformador. Esta falla se manifiesta por presencia de carbón en los terminales o por terminales carcomidos con una coloración intensa en aislamientos y conductores. Los falsos contactos se originan por terminales sueltos, es recomendable apretar periódicamente los terminales externos e internos del transformador.

2.6.4 Corto circuito entre espiras

Es el resultado de aislamientos que pierden sus características por exceso de humedad, por sobrecalentamientos continuados, por exceso de voltaje y otros. Estas fallas tardan tiempo en poner fuera de servicio al transformador y se manifiestan por un devanado regular, excepto en el punto de falla. Su ionización degrada al aceite y debe haber rastros de carbón en el tanque y posibles abombamientos.

2.6.5 Sobretensiones por descarga atmosférica

Para prevenir, en lo que cabe, este tipo de falla, se recomienda el uso de pararrayos cercanos al transformador. Si la subestación es convencional y de

instalación exterior, se disminuye la incidencia de descargas atmosféricas con el uso de hilo de guarda. En el caso que, la sobretensión resultante de la descarga atmosférica rebase los límites de nivel de impulso del transformador, el devanado sujeto a éste esfuerzo fallará. La manifestación de este tipo de fallas, son bobinas deterioradas en la parte más cercana al transformador, o sea, a los herrajes. Como el tiempo de duración de la falla es muy corto, no se produce deterioro en el aceite, ni gasificación del mismo y por lo tanto, no se observan por regla general fallas o abombamientos en el tanque.

2.6.6 Sobrecarga

Si las sobrecargas a que se sujeta el transformador no han sido tomadas en cuenta durante el diseño del aparato, éste se sujetará a un envejecimiento acelerado que destruirá sus aislamientos y su falla se definirá por un corto circuito entre espiras.

2.6.7 Degradación de aceite dieléctrico

Este proceso es natural, es producto de la reacción química que sufre el hidrocarburo ante la presencia del oxígeno, acelerada por la temperatura de los transformadores. Los transformadores son máquinas electromagnéticas que conducen corriente eléctrica a través de conductores de cobre o aluminio, devanados sobre núcleos ferrosos, que generan un flujo magnético, su resultado físico se manifiesta en pérdidas por efecto Joule y pérdidas por corrientes de Foucault o parásitas en el núcleo, en forma de calor, este fenómeno inevitable en la operación de cualquier transformador, hace que el

proceso de oxidación se manifieste en el aceite, así como el de los materiales celulósicos que conforman los aislamientos sólidos de los devanados de cualquier transformador, dando como resultado la formación de compuestos polares tales como; ácidos ligeros, peróxidos, aldehídos, jabones alcoholes, agua y otros, que inicialmente son solubles en el aceite, que conforme van incrementando su presencia, incrementan su peso, pierden solubilidad hasta inclusive formar lodos y se precipitan, siendo principalmente adsorbidos por el papel aislante.

2.7 Aceite dieléctrico

2.7.1 Concepto y características de un aceite dieléctrico

El aceite cumple distintas funciones en los transformadores y otros aparatos, siendo las principales, el aislamiento, la refrigeración por convección de las partes activas y la protección de los aislantes sólidos, para evitar que no absorban humedad del ambiente.

El aceite para transformador, está constituido por una mezcla de hidrocarburos y se obtiene por destilación del petróleo, luego es sometido a un proceso de refinación para obtener las propiedades eléctricas deseadas y conferirle un alto grado de estabilidad química. En muchos casos se utilizan aceites con inhibidores, que contienen pequeñas cantidades de sustancias antioxidantes.

Las normas IEC 156, establecen para un aceite nuevo, el valor de tensión eficaz que debe soportar en un ensayo, indicando la forma, dimensiones de los electrodos y la distancia entre ellos.

Las condiciones de la descarga están en función de la distancia entre los electrodos y además del valor de la intensidad de campo máximo, como también del comportamiento del campo, a lo largo de la entera línea de fuerza a través del cual se produce la descarga.

Los aceites para transformadores, además de poseer elevada calidad dieléctrica, deben tener baja viscosidad para facilitar la formación de corrientes de convección entre las fuentes de calor y las paredes frías y particularmente en los canales de refrigeración.

También, los aceites utilizados en interruptores deben tener baja viscosidad (se trata generalmente de la misma calidad de aceite empleado en los transformadores), debido a la extinción del arco en un fluido viscoso, se produce más lentamente causando la descomposición del aceite, con peligrosas formaciones de gases explosivos y de sustancias carbonosas; por otra parte se generan residuos que reducen la rigidez dieléctrica.

2.7.2 Tipos de aceite de transformador

2.7.2.1 Policloruro de bifenilo (PCB/Askarel)

Los PCB fueron hechos a partir de los años 30 por la empresa Monsanto en Estados Unidos, son hidrocarburos clorados que se utilizaron como aislantes, debido a que no son combustibles, son resistentes a la oxidación y además poseen una alta rigidez dieléctrica. Este tipo de aceite fue prohibido el año 1976 debido a que, estos productos no son biodegradables y son altamente contaminantes por lo que en muchos países se ha prohibido totalmente su uso, debido a sus características tóxicas, sin embargo en la actualidad hay transformadores que por su antigüedad los utilizan.

2.7.2.2 Aceite siliconado

Este tipo de aceite o fluido Siliconado (Polímero de Dimetilsiloxano nombre químico), es una base de silicona dimetilíca, actualmente es uno de los compuestos menos peligrosos y uno de los mejores sustitutos de los PCBs. Este tipo de aceite es altamente estable, con una capacidad de resistencia al fuego más alta que los aceites minerales, es también un refrigerante dieléctrico no contaminante. Si un transformador proyectado para aceite mineral o PCB es refrigerado con líquido siliconado, la potencia del transformador se reduce en 5-10% por su mayor viscosidad.

2.7.2.3 Aceite mineral

Es un subproducto de la destilación del petróleo, se denomina aceite aislante, se encuentra en la mayoría de transformadores, se compone principalmente de carbono e hidrógeno en moléculas que presentan diferentes estructuras.

2.7.2.4 Aceite vegetal

El dieléctrico refrigerante Envirotemp FR3, tiene características eléctricas iguales o mejores que los comúnmente usados, aceite en base mineral, con ventaja que su punto de combustión e inflamación son superiores, posee una alta rigidez dieléctrica, gran estabilidad química, son completamente biodegradables, no es tóxico y los productos de su combustión, son sumamente manejables e inoos (dióxido de carbono y agua). El FR3 es aceite vegetal obtenido de semillas.

2.8 Pruebas del aceite dieléctrico

2.8.1 Normativa que rigen las pruebas

TABLA N°2.1

Normativa que rigen las pruebas

ENSAYO	NORMA
Índice de acidez	ASTM D974
Pérdida dieléctrica	ASTM D924
Rigidez dieléctrica	ASTM D1816
Tensión interfacial	ASTM D971
Humedad en aceite	ASTM D1533
Color	ASTM D1500
Gravedad específica	ASTM D1298
PCB en aceite	ASTM D4059
Gases	D3612-C

Valores sugeridos para pruebas de la IEEE C57.106

2.8.2 Descripción de las pruebas físicas y químicas

Los ensayos físicos y químicos, proporcionan la información relativa a la calidad del aceite, indicando sus condiciones químicas, mecánicas y eléctricas, dan una proyección de los efectos que ésta pueda aportar al sistema de aislamiento.

Los ensayos físicos y químicos, se integran en forma de paquete, por un grupo de ensayos y pruebas predeterminadas, procesadas bajo estándares y métodos reconocidos internacionalmente (ANSI, IEEE, DOBLE, ASTM,

IEC, CIGRE y otros)], que en conjunto proporcionan información necesaria para determinar la calidad el aceite.

- a) El paquete Color
- b) Rigidez dieléctrica
- c) Tensión interfacial
- d) No. de acidez
- e) Gravedad específica
- f) Aspecto Visual
- g) Sedimentos
- h) Factor de Potencia a 25° C y 100° C
- i) Resistividad (opcional)
- j) Contenido de humedad y determinación del % de humedad / base seca y % de saturación del aceite.
- k) Cada prueba tiene su importancia individual, pero es la combinación e interpretación de todos los resultados en forma conjunta, que permite realizar su diagnóstico.

2.8.2.1 Color e inspección visual

El color de una muestra de aceite está relacionado con el grado de deterioro. El aceite mineral nuevo producido en la refinería, es prácticamente incoloro, sin embargo, conforme la muestra envejece con el paso del tiempo o por severas condiciones de trabajo, con presencia de puntos calientes o arcos eléctricos, la muestra ira formándose más oscura. La claridad de una muestra de aceite nueva, es brillante y sin ninguna evidencia de turbulencia o

nubosidad, lodo o partículas sólidas. La claridad de una muestra se determina mediante la observación de la muestra contra una fuente de luz. El color de la muestra se determina por comparación directa a estándares de color.

Los detalles de los procedimientos están dados en los métodos ASTM D-1500, D-1524 y D-2129, por lo que aquí serán brevemente mencionados. La mayor parte de los aceites cambiarán de color, desde incoloro hasta un café oscuro, pasando por colores y tonos intermedios. Los Colorímetros ASTM para la determinación del color en productos petrolíferos en distintos rangos de color, se asignan valores que van desde 0.5 hasta 8 unidades, en intervalos de 0.5. Los estándares están fabricados de vidrio de color y la comparación se realiza mediante la comparación simultánea de la muestra contra el estándar a través de un visor. La claridad de aceite se determina empleando la misma muestra utilizada para la determinación del color; esto mediante la iluminación de la muestra por una fuente luminosa, para determinar la presencia de turbulencia, lodos y partículas sólidas. El color de una muestra de aceite es empleado como una guía para definir su grado de refinación. Cuando el aceite es obtenido de un transformador que ha estado en servicio, el seguimiento del color a través del tiempo, es una forma de establecer la posible condición del aceite. Se hace notar, que el color del aceite por sí solo, de ninguna forma deberá ser utilizado para determinar la calidad de un aceite, pero podrá ser una forma de ayuda para determinar la realización de pruebas más contundentes que determinen la condición específica del aceite. La claridad de la muestra, también puede sugerir el momento de efectuar otras pruebas, la nubosidad de la muestra indica presencia de agua, que implica

menor rigidez dieléctrica, partículas como lodos, indicará la oxidación, que se traduce en mayor acidez y menor tensión interfacial. Partículas de carbón y/o metal, pueden ser indicativos de severo calentamiento localizado y/o arqueo.

TABLA N° 2.2
Color y aspecto visual de los aceites

COLOR Y ASPECTO VISUAL DE LOS ACEITES		
Tipo de aceite/unidad	Color	Aspecto visual
Aceite mineral distribuido por la refinería	0.5 máx.	Brillante y claro
Aceite nuevo en equipo nuevo		
≤69 KV	1.0 máx.	Brillante y claro
69-288 KV	1.0 máx.	Brillante y claro
> 345 KV	0.5 máx.	Brillante y claro

Valores sugeridos para pruebas de la IEEE C57.106

2.8.2.2 Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica o tensión de ruptura, es la forma de medir la capacidad del aceite dieléctrico a soportar el efecto de un campo eléctrico de alta intensidad. Esta prueba ayuda a detectar la presencia de humedad y contaminación por agua o materiales sólidos en suspensión; sin embargo, un valor alto de rigidez dieléctrica, no es indicativa de ausencia de elementos contaminantes y otro tipo de pruebas son necesarias conjuntamente con ésta, para la evaluación del estado del aceite dieléctrico.

La ASTM establece dos métodos D-877 (electrodos de prueba planos) y D-1816 (electrodos de prueba esféricas) para esta prueba, consiste básicamente en someter la muestra de aceite dentro de una copa de prueba de volumen conocido y con distancia entre electrodos de prueba a distancia conocida, a una tensión eléctrica empleando una rampa de voltaje de 3000 volts /s (D 877) o 500 volts / seg. (D 1816), hasta llegar al punto en que se consume la ruptura dieléctrica del líquido, la prueba se repite de 3 a 5 ocasiones y se obtiene el valor promedio.

El significado de esta prueba indica la presencia de humedad, así como de partículas sólidas contaminantes de características polares ante la presencia de un campo eléctrico de alta intensidad, semejante al producido por un transformador en servicio; siendo estos elementos los causantes de que la capacidad dieléctrica o resistencia dieléctrica del fluido se pueda ver disminuida.

TABLA N° 2.3
Rigidez dieléctrica de los aceites

RIGIDEZ DIELECTRICA DE LOS ACEITES			
Tipo de aceite/ unidad	Tensión de ruptura dieléctrica		
	D-877	D-1816	D-1816
Distancia de electrodos de prueba		1 mm.	2 mm.
<i>Aceite mineral</i> distribuido por la refinería	30 KV min.		
Aceite nuevo en equipo nuevo			
<= 69 KV	30 KV min.	20 KV min.	40 KV min.
69-288 KV	30 KV min.	30 KV min.	48 KV min.
> 345 KV	30 KV min.	30 KV min.	60 KV min.
Aceite nuevo para interruptores	30 KV min.		
Limite sugerido para aceite en interruptores	25 KV min.		

Valores sugeridos para pruebas de la IEEE C57.106

2.8.2.3 Acidez o número de neutralización

La acidez de una muestra de aceite, está relacionada con el deterioro del aceite. El aceite dieléctrico mineral es un hidrocarburo saturado de características no polares; sin embargo, cuando el aceite sufre degradación

por oxidación, se forman ácidos oxílicos, los cuales son de naturaleza ácida. La presencia de estos materiales, es determinada cualitativamente mediante un método denominado titulación. Una cantidad de una base estandarizada, es necesaria para neutralizar los ácidos presentes en la muestra de aceite y su calidad pueda ser determinada. El resultado es conocido como acidez o número de neutralización de la muestra y es reportado en términos del número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH), necesarios para neutralizar los componentes ácidos en un gramo de producto que se expresa en mg KOH/ g.

Los detalles del procedimiento son dados en el método de la norma ASTM 924 y resumidamente consiste en agregar una cantidad predeterminada de la solución de prueba para efectuar la comparación calorimétrica.

El significado de esta prueba, indica que el aceite dieléctrico mineral es un hidrocarburo saturado eléctricamente neutro, los compuestos químicos producidos por la descomposición del aceite a causa de la oxidación y predominantemente ácidos, son polarizables ante el efecto de un campo eléctrico. Un aceite nuevo está prácticamente libre de acidez, por tanto, de partículas polares; sin embargo, durante la operación la oxidación del aceite y el efecto catalítico generado por los metales, producirá la presencia de partículas sólidas polares, que de acuerdo a su tamaño y solubilidad podrán formar lodos y sales incrustantes que afectan la capacidad dieléctrica del aceite y su factor de disipación (factor de potencia).

TABLA N° 2.4

N° de neutralización para los aceites dieléctricos

N° de neutralización para los aceites dieléctricos	
Tipo de aceite/ unidad	Valores máximos de N° de neutralización en mg KOH/g
Aceite mineral nuevo distribuido por la refinería	Máx. 0.03
Aceite nuevo para unidades < 345 KV	Máx. 0.03
Límites para uso continuo	
<= 69 KV	Máx. 0.02
69-288 KV	Máx. 0.02
> 345 KV	Máx. 0.01
Límite del aceite para su regeneración	
Grupo II 69-288 KV	Máx. 0.02
Grupo III >345 KV	Máx. 0.05
Aceite nuevo para interruptor	Máx. 0.03

Valores sugeridos para pruebas de la IEEE C57.106

2.8.2.4 Tensión interfacial

La tensión interfacial del aceite dieléctrico mineral está relacionada con el grado de deterioro de la muestra, este fluido dieléctrico es un hidrocarburo saturado de características no polares, cuando sufre determinado grado de deterioro por oxidación, se forman algunos componentes oxigenados como los ácidos carboxílicos, los que son hidrofílicos por naturaleza. La presencia

de estos compuestos en el aceite afecta sus propiedades químicas (acidez), también las eléctricas (rigidez dieléctrica y factor de disipación) y las físicas (tensión interfacial). En esta prueba, se mide la tensión entre las superficies del aceite y el agua, que es altamente polar. En tanto exista más semejanza entre la polaridad de dos líquidos, menor será el valor de la tensión interfacial entre ellos.

Cuando mayor, es la concentración de los materiales hidrofílicos en el aceite, menor será el valor de la tensión interfacial del aceite en relación al agua.

La ASTM, reconoce al método D 971 para la medición de la tensión interfacial del aceite, en relación con el agua, para este método, se emplea un tensiómetro que funciona bajo el principio de Dunoüy. La muestra de aceite es cuidadosamente colocada sobre una cama de agua y un anillo de platino, es jalado desde la cama de agua hacia la muestra de aceite, con la fuerza necesaria para que, el anillo atraviese la interfase entre el agua y el aceite, se mide mediante un resorte calibrado. Estos instrumentos son de alta precisión y requieren de un fino manejo de la muestra y los elementos que integran el equipo de prueba. Los valores de medición son expresados en mN / m o dinas / cm .

El valor de la tensión interfacial (TIF), es inversamente proporcional al contenido de los productos hidrofílicos resultantes del grado de oxidación y degradación del aceite. Los materiales hidrofílicos, son altamente polares y no solubles en el aceite no polar, la presencia de estos productos puede resultar en la formación de lodos. Estos materiales, disueltos en el aceite,

afectarán las propiedades eléctricas del fluido, reducirán la rigidez dieléctrica e incrementarán el factor de disipación. La formación de lodos y adherencia en las superficies interiores del transformador, puede afectar la transferencia de calor y la adecuada circulación interior del aceite.

Existe una relación inversa entre la TIF y el número de neutralización del aceite. En tanto, un aceite sufre mayor degradación por efectos de la oxidación, la acidez aumentará y la TIF decrecerá. Deberá entenderse que, el descenso de la TIF no será exclusivo de un alto valor de acidez, el valor resultante de esta prueba, podrá verse afectado por la presencia de algún otro tipo de materiales sólidos en suspensión.

TABLA N° 2.5

Tensión interfacial para aceites dieléctricos

Tensión interfacial para aceites dieléctricos	
Tipo de aceite/ unidad	Tensión interfacial mínima en dinas/ cm
Aceite mineral nuevo distribuido por la refinería	40
Aceite nuevo en transformador nuevo	35
Límites para uso continuo	
<= 69 KV	24
69-288 KV	26
> 345 KV	30
Límite del aceite para su regeneración	
Grupo II 69-288 KV	24
Grupo III >345 KV	16
Aceite nuevo para interruptor	40
Límite para uso continuo en interruptores	25

Valores sugeridos para pruebas de la IEEE C57.106

2.8.2.5 Gravedad específica

Los aceites dieléctricos, durante su producción deben guardar ciertas condiciones de viscosidad, sin embargo, durante su operación y al estar dentro de un recipiente cerrado, como es el tanque del transformador, no existe forma de que sus características de viscosidad sufran alteración por combinación con alguna otra sustancia solvente que pueda afectar esta propiedad, por el cual, no es indispensable su medición durante la vida operativa del aceite. Los efectos de la temperatura y medio el ambiente, así como la presencia de agua dentro del mismo aceite, pueden es alterar otra propiedad que resultaría importante conocer, esta es la gravedad específica, es la relación existente entre el peso específico del aceite y el del agua.

El método reconocido por la ASTM es el D 1298, que consiste en efectuar la comparación cualitativa del peso de un mismo volumen de aceite dieléctrico, contra el peso del mismo volumen de agua, ambos son medidos a la misma temperatura. El resultado es expresado en unidades y centésimas.

La medición de la gravedad específica, muestra el estado de contaminación del mismo por alguna sustancia extraña (principalmente agua), en los casos de climas extremadamente fríos, determinar la posibilidad de encontrar formaciones de hielo flotando sobre la superficie del aceite.

2.8.2.6 Sedimentos

La oxidación del aceite, durante el proceso de envejecimiento, produce la formación de partículas sólidas que se encuentran disueltas en el líquido, los cuales conforme aumenta el deterioro, tienden a incrementar su tamaño y peso, si la circulación del aceite en el transformador es baja, excepto cuando existe circulación forzada, estas partículas pueden alcanzar el peso que produce su precipitación al fondo del tanque del transformador. Otro tipo de partículas sólidas, tales como papel, metal y otros materiales con los cuales está construido un transformador, pueden aparecer y precipitarse al fondo del tanque. Durante un proceso de toma de muestra, la presión del aceite, al salir del transformador a través de la válvula de muestreo, arrastra consigo parte de los materiales sólidos que se encuentran depositados en el fondo del tanque. La importancia de buscar e identificar este tipo de seguimientos, es un valioso auxiliar en el diagnóstico del transformador y la calidad del mismo aceite.

El método ASTM D 1524, al igual que el aspecto visual, consiste en pasar un haz de luz a través del aceite y determinar el tipo y tamaño de dichos sedimentos. La clasificación de los sedimentos en un aceite, así como las características del material, se clasifican en: sin sedimentos o limpios, ligeros o densos.

La presencia de sedimentos en el aceite de un transformador, aporta información adicional, en cuanto al grado de deterioro del mismo por efectos de la oxidación, así como también, es auxiliar en la detección de una falla

insipiente o falla activa dentro del transformador, al identificar el tipo de material que componen, tales como partículas de papel metal y cerámica.

2.8.2.7 Factor de potencia

Existe una relación entre el factor de disipación, factor de potencia y permitividad o constante dieléctrica, todas estas expresiones se refieren a las pérdidas dieléctricas en los materiales aislantes, cuando son expuestos a campo eléctrico alterno. La permitividad es representada como una cantidad compleja de la manera siguiente:

$$e^* = e' - je''$$

Dónde:

e^* : permitividad compleja,

e' : permitividad real o medida y

e'' : es la permitividad imaginaria.

Ante la presencia de un campo alterno, se crea una corriente capacitiva y una corriente resistiva, los cuales se encuentran desfasados en 90° una con respecto a la otra. La suma de los vectores de las corrientes capacitiva y resistiva, da como resultando la corriente total, donde el ángulo entre la corriente resultante y el vector de la corriente capacitiva, se denomina el ángulo de Pérdidas δ . La relación entre la parte real y la parte imaginaria de la permitividad es igual a la $\text{Tan } \delta$. El factor $\text{Tan } \delta$ se define como actor de disipación D , representa las pérdidas dieléctricas del material aislante. El

factor de potencia P , está definido como el seno δ , cuando los valores de δ , son muy pequeños se considera que $\tan \delta$ es $\approx \text{Sen } \delta$, por tanto, para valores de $\text{Tan } \delta$ hasta 0.05, el factor de potencia y factor de disipación son lo mismo con variación de una milésima.

El método reconocido por ASTM es el D 924. Las mediciones son realizadas en celdas de prueba, específicamente fabricadas para tales efectos y las dimensiones precisas. Las pruebas se realizan a temperaturas precisas 25 °C y 100 °C, manteniéndose las celdas de prueba siempre a temperatura constante. La medición, consiste en comparar la capacitancia de la celda que contiene el líquido bajo prueba, a través de un circuito electrónico de gran precisión. El resultado generalmente es expresado en porcentaje (%).

El factor de pérdida dieléctrica se relaciona con la inhabilidad del fluido dieléctrico bajo prueba, a reorientar sus moléculas ante la presencia de un campo eléctrico alterno. Esta habilidad es dependiente de la temperatura de la muestra, el tamaño de las moléculas involucradas y su polaridad. También será dependiente de la frecuencia del campo eléctrico alterno. El factor de disipación y la permitividad, ambos afectados por el tamaño de las moléculas, su composición y la relativa orientación de los distintos grupos moleculares involucrados. En general, entre series de moléculas similares, la permitividad aumentará conforme el peso molecular aumente. Los factores descritos, son características eléctricas de los materiales aislantes, que en el caso del aceite, podrán ser utilizados para monitorear su calidad y grado de deterioro.

TABLA N° 2.6

Porcentaje máximo de factor de potencia para aceites dieléctricos

Porcentaje máximo de factor de potencia para aceites dieléctricos		
Tipo de aceite/ unidad	Factor de potencia máximo en %	
	25 °C	100 °C
Aceite mineral distribuido por la refinería	0.05	0.3
Aceite nuevo en equipo nuevo		
<= 69 KV	0.15	1.50
69-288 KV	0.10	1.00
> 345 KV	0.05	0.30
Aceite nuevo para interruptor	0.05	0.30
Límite para uso continuo en interruptores	1.00	No específica

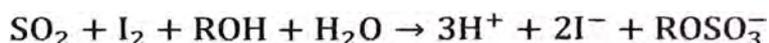
Valores sugeridos para pruebas de la IEEE C57.106

2.8.2.8 Contenido de humedad

El contenido de agua dentro del líquido aislante de cualquier aparato eléctrico de alta tensión, puede afectar adversamente las propiedades físicas, químicas y eléctricas del fluido. El agua y el aceite no son solubles entre sí, debido a su marcada diferencia en polaridad. El aceite mineral es no polar, mientras que el agua es polar, sin embargo a cierto límite en pequeñas cantidades, el agua podrá disolverse en el aceite, este límite está en función de la temperatura del sistema y la solubilidad del agua crece exponencialmente con la temperatura.

Algunos valores típicos para solubilidad del agua en el aceite son 52, 82, 132 y 206 ppm (parte por millón) a 20 °C, 30 °C 40 °C y 50 °C respectivamente. Cuando la cantidad de agua presente en el aceite, excede el límite de solubilidad, ocurre la separación de capas, la densidad del agua es mayor que la del aceite, el agua se separará del aceite en el fondo del tanque del transformador y surgirá como agua libre. El aceite encima del agua libre estará saturado con agua disuelta, conforme el aceite se oxida en servicio y más productos polares de la oxidación aparecen en el aceite, permitiendo una mayor disolución del agua en éste.

Los detalles del procedimiento completo para la determinación del contenido de agua en un fluido aislante por el método de Karl Fischer, son parte del estándar ASTM D-1533. El método Karl Fischer está basado en la oxidación del dióxido de azufre por yodo, tal como se muestra en la ecuación que sigue:



Esta ecuación, establece que una molécula de yodo requiere de una molécula de agua para oxidar una molécula de dióxido de azufre. El método más común de lograr esta reacción, es la de generar el yodo necesario para la reacción electroquímica y monitorear la reacción por medio de los potenciales producidos. Aun cuando el proceso puede ser realizado automáticamente en una celda electroquímica, la cantidad de corriente eléctrica necesaria para generar el yodo es medida y relacionada al volumen de agua utilizada en la mezcla de la reacción.

El contenido de agua en un fluido aislante dieléctrico afecta directamente las características físicas, eléctricas y químicas del fluido. Existe una relación inversa entre el contenido de agua y su rigidez dieléctrica. Igualmente tendrá la misma relación con la tensión interfacial (TIF) del aceite. Mientras mayor es el contenido de agua en el aceite, mayor será su capacidad de reacción con metales, como el acero, en los cuales produce oxidación, esto sucede cuando se rebasan los límites de solubilidad y se encuentre agua libre en el fondo del tanque. Por otra parte, el exceso de agua disuelta en el aceite, producirá alteración en las características mecánicas y eléctricas de los materiales celulósicos, los cuales se verán reducidos sus propiedades en forma importante.

2.8.3 Descripción de las pruebas cromatográficas

2.8.3.1 Análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico

Los materiales aislantes dentro de un transformador y los gases liberados dentro de la unidad, durante la ocurrencia de falla, tienen gran relación. La distribución de estos gases se puede vincular con el tipo de falla eléctrica ocurrida y la cantidad de gas con la severidad de esta falla. La identificación de los gases generados dentro de una unidad nos proporcionan información de gran valor para cualquier programa de mantenimiento predictivo y preventivo. Esta técnica está siendo utilizada en forma generalizada en todo el mundo.

Ventajas que un análisis de gases disueltos puede proporcionar:

- a) Aviso anticipado y oportuno sobre una falla incipiente.
- b) Determinación del uso inadecuado del transformador.
- c) Evaluación del estado de unidades nuevas o recién reparadas.
- d) Plantación adecuada de mantenimientos y reparaciones.
- e) Monitoreo de unidades bajo estado de sobrecarga.

2.8.3.2 Gases de falla

Las causas que originan gases de falla, pueden ser catalogadas en tres secciones: efecto corona o descargas parciales, pirólisis o calentamiento y arqueo. Estas tres categorías difieren en la intensidad de la energía que es disipada por unidad de tiempo, unidad de volumen, falla ocurrida. Las mayores intensidades de energía disipada, ocurren durante la formación de un arco eléctrico, seguidas de la energía disipada por calentamiento, efecto corona y descargas parciales.

La lista parcial de los gases que encontramos dentro de un transformador son los que se muestra en la tabla 2.7.

TABLA N° 2.7
Hidrocarburos e Hidrógeno

Hidrocarburos e Hidrógeno	
Nombre	Nomenclatura
Metano	CH ₄
Etano	C ₂ H ₆
Etileno	C ₂ H ₄
Acetileno	C ₂ H ₂
Hidrógeno	H ₂
Óxidos de carbón	
Monóxido de carbón	CO
Dióxido de carbón	CO ₂
Gases no producidos por falla	
Nitrógeno	N ₂
Oxígeno	O ₂

Según JJ Nelly, S.D. Myers, R.H. Parrish
A guiede to transformers maintenance

Estos gases se acumularán en el aceite, así como en la cámara de expansión de gases superior del transformador y serán el resultado de una o varias fallas. Su distribución será afectada por la composición de los materiales aislantes que hayan estado involucrados, así como por la naturaleza de una falla. Los gases de mayor o menor participación de una falla pueden ser catalogados de acuerdo al material involucrado y al tipo de falla, de la forma siguiente:

TABLA N° 2.8

Gases catalogados de acuerdo al material involucrado y el tipo de falla

Gases catalogados de acuerdo al material involucrado y el tipo de falla	
CORONA	
Aceite	H_2
Celulosa	H_2, CO, CO_2
PIROLISIS	
Aceite	
Baja temperatura	CH_4, C_2H_6
Alta temperatura	$C_2H_4, H_2 (CH_4, C_2H_6)$
Celulosa	
Baja temperatura	$CO_2 (CO)$
Alta temperatura	$CO (CO_2)$
ARQUEO	$H_2, C_2H_2 (CH_4, C_2H_6, C_2H_4)$

Según JJ Nelly, S.D. Myers, R.H. Parrish
A guide to transformers maintenance

Los aceites aislantes de origen mineral están compuestos esencialmente de hidrocarburos saturados llamados parafinas, cuya fórmula molecular genérica es C_nH_{2n+2} donde n es un número entero en el rango de 20 o 40. Los materiales aislantes de origen celulósico son polímeros, cuya fórmula molecular genérica es expresada $C_{12}H_{14}O_4(OH)_{6n}$ con n en el rango de 300 a 750.

La solubilidad de los gases de falla, así como su dependencia de la temperatura, son factores importantes que deben ser tomados en consideración, en todo análisis de gases. La tabla 2.9, lista la solubilidad por saturación de los gases de falla, deberá notarse las diferencias en magnitudes de solubilidad entre el Hidrógeno (menos soluble) y el Acetileno (más soluble).

El equilibrio estático es a 760 mm Hg y 25°C.

TABLA N° 2.9

Solubilidad de los gases en el aceite aislante en % por volumen

Solubilidad de los gases en el aceite aislante en % por volumen	
Hidrógeno	7%
Nitrógeno	8.6%
Monóxido de carbono	9%
Oxígeno	16%
Metano	30%
Dióxido de carbono	120%
Etano	280%
Etileno	280%
Acetileno	400%

Según JJ Nelly, S.D. Myers, R.H. Parrish
A guide to transformers maintenance

La mayoría de gases que son indicativos de fallas, son los más solubles en el aceite. Cuando se realiza el seguimiento de la tendencia de los gases, será

importante tomar en cuenta la solubilidad de los gases, en función de la temperatura. A temperaturas entre 0 °C a 80°C, algunos gases incrementan su solubilidad hasta un 79%, mientras otros decrecen su solubilidad hasta 66%.

2.8.3.3 Método para detección de gases

El análisis de Gases Disueltos (DGA), es el método actual más confiable y conocido para la detección de posibles fallas incipientes en transformadores. Permite la extracción de muestras en campo, utilizando jeringas herméticas, con los cuales las muestras serán trasladadas al laboratorio, donde empleando operaciones precisas con el cromatógrafo de gases, se obtendrán los resultados exactos de los gases presentes, por lo tanto, una oportuna información en caso de la existencia de fallas en formación, que mediante una interpretación especializada, se podrá definir sus probables causas y posibles soluciones.

2.8.3.4 Método de interpretación

El aspecto más importante del análisis de los gases de falla, es obtener la información generada y realizar el diagnóstico correcto.

Una vez obtenidas, las concentraciones a través de la cromatografía de gases, se usan varias técnicas para diagnosticar la condición del transformador. Existen diversas maneras de interpretar los resultados de la cromatografía de gases: A partir de las concentraciones de cada gas o por las relaciones entre gases. En el informe se utilizara tres métodos: Relación de Doernenburg,

código Roger y Triángulo de Duval, para diagnosticar el estado del transformador.

Aunque la formación de gases obedece a las teorías cinéticas y termodinámicas, al final, los criterios establecidos acaban siendo una correlación entre los datos obtenidos, así como el tipo y frecuencia de las fallas.

a) Relaciones de Doernenburg

El método de Doernenburg utiliza gases combustibles presentes en el aceite y usa dos relaciones entre gases para el análisis (CH_4/H_2) y ($\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$).

Este método unifica dos tipos de diagnóstico, el primero basado en concentraciones independientes de cada gas y el segundo en la combinación de relaciones. Para el primer tipo se establecen los valores de concentraciones de los gases en partes por millón (1ml/1000 ml) y son comparados con los valores patrones según la ANSI/IEEE C57.104-1991, si al menos una de las concentraciones de los gases combustibles excede el valor del doble de los valores patrón y una de las concentraciones de los demás gases excede el límite mostrado, la unidad puede considerarse defectuosa y con ello establecer que existe realmente un problema con el transformador y determinando que se puede aplicar un diagnóstico a base de relaciones. Al confirmar lo anterior se establecen las relaciones de gases y son comparadas con valores límites marcados en la gráfica de Doernenburg, para la obtención de un diagnóstico.

TABLA N° 2.10
Concentración de gases disueltos

Gases disueltos	Concentración de gases (p.p.m.)
Hidrógeno	100
Metano	120
Acetileno	35
Etileno	30
Etano	65
Monóxido de carbono	350

Este método, diagnostica el estado de un transformador mediante una gráfica con escala logarítmica en ambos ejes, cada eje está asociado a la relación de dos gases, como lo muestra la figura N° 2.11, en el eje vertical se encuentra la relación

(C_2H_2/C_2H_4) y en el eje horizontal tenemos la relación (CH_4/H_2) .

Dentro de la gráfica existen tres áreas bien definidas, los cuales corresponden a tres tipos de fallas en el transformador. Los de tipo térmico, que van de relaciones (C_2H_2/C_2H_4) menor a 0.75 y (CH_4/H_2) mayores a 1.0. Los de tipo arqueo que se encuentran en relaciones de 5 (C_2H_2/C_2H_4) mayores a 0.75 y (CH_4/H_2) entre 0.1 a 1. Y por último, los defectos de descargas parciales localizados en relaciones (CH_4/H_2) menores a 0.1. Los diagnósticos de este método se muestran de igual forma en la tabla 2.11.

Como ya se mencionó, el método de Doernenburg, sugiere la existencia de tres tipos de falla:

- Falla térmica: Descomposición térmica del aceite mineral que se genera en un rango de temperatura entre 150 y 500 (°C).
- Corona falla eléctrica: Descarga de baja intensidad.
- Arqueo falla eléctrica: Arcos de alta intensidad, que por lo general se presentan en rango de 700 a 1800 (°C).

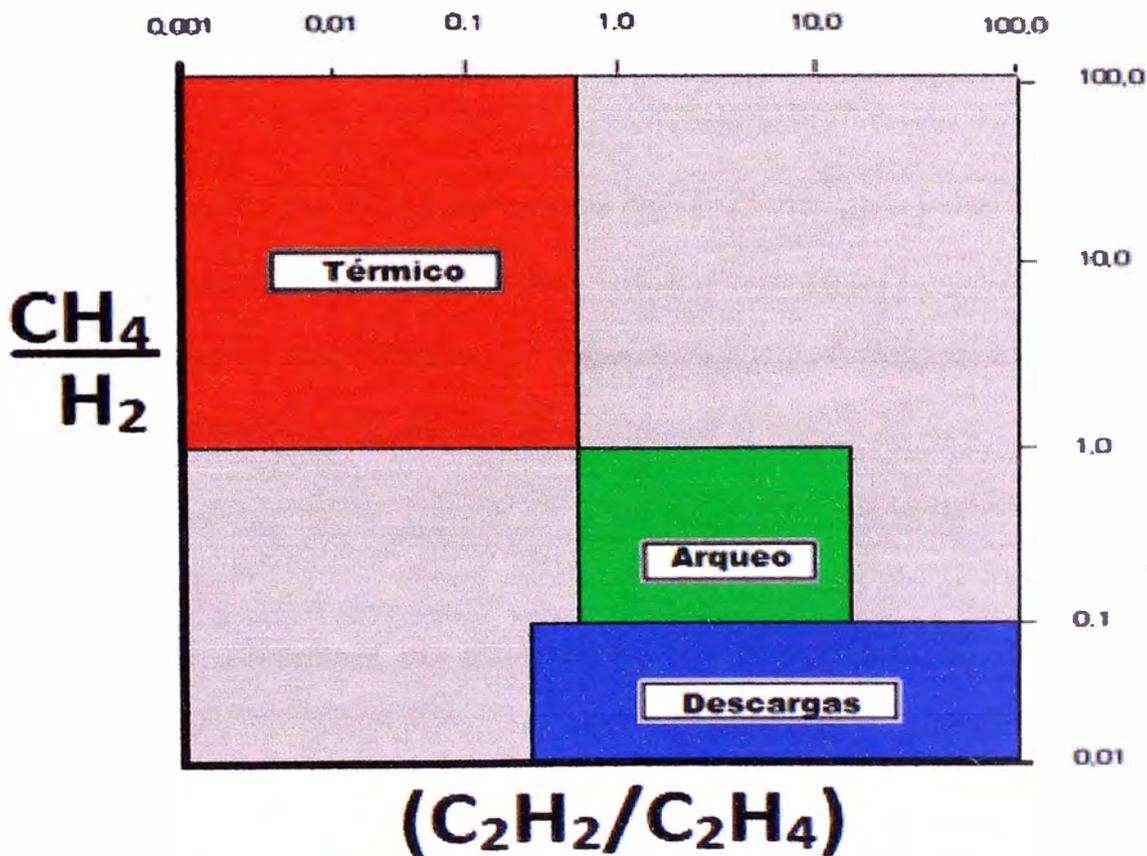


Figura N° 2.11 Gráfica de Doernenburg.

TABLA N° 2.11

Tabla de diagnóstico de Doernenburg.

Diagnóstico	(CH_4/H_2)	$(\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4)$
Falla térmica	>1.0	<0.75
Arqueo	>0.1 <1.0	>0.75
Descarga parcial	<0.1	No trasciende

Doernenburg propuso el método de las relaciones para evitar que las unidades de concentración de los límites máximos permitidos dados en partes por millón (ppm) dependieran del volumen del transformador, toda vez que para un transformador de mayor volumen, un mismo volumen de gas producido por una determinada falla se diluirá más que en un transformador de menor volumen.

La gran desventaja de este método, es que existen combinaciones entre relaciones de gases que no arrojan resultados y el método no identifica si existe falla, solo recomienda la toma de una nueva muestra, que reduce la fiabilidad del método.

b) Código de Roger

Este método, se basa en tres relaciones entre los cinco gases principales formados por la descomposición del aceite, de acuerdo a su aparición: Hidrógeno (H_2), Metano (CH_4), Acetileno (C_2H_2), Etileno (C_2H_4) y Etano (C_2H_6). El método de Roger considera que la concentración de Etano proporciona información para diferenciar los problemas térmicos en varias categorías. Usando este gas, Roger propone las relaciones entre (CH_4/H_2) , (C_2H_4/C_2H_6) y (C_2H_2/C_2H_4) , fijando para cada relación ciertos límites. Esta búsqueda se simplifica al asignar un código para cada relación proporcionado en la tabla 2.12, dependiendo del código asignado, se cuenta con un diagnóstico de falla.

Es importante mencionar que las relaciones pueden dar resultados que no coincidan con los códigos de diagnóstico o no exista una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C_2H_2/C_2H_4) y (C_2H_4/C_2H_6) .

El diagnóstico obtenido mediante el método de Roger, es cualitativo del tipo de falla, está no considera la magnitud de las concentraciones de gases.

TABLA N° 2.12
Tabla- Código de Roger

RANGO DE RELACIONES		$\left(\frac{C_2H_2}{C_2H_4}\right)$	$\left(\frac{CH_4}{H_2}\right)$	$\left(\frac{C_2H_4}{C_2H_6}\right)$
<0.1		0	1	0
0.1-1		1	0	0
1-3		1	2	1
>3		2	2	2
Caso	DIAGNÓSTICO	CÓDIGO		
1	Descargas parciales por <i>baja energía</i>	1	1	0
2	Descargas parciales por alta energía	1	1	0
3	Descargas de baja energía, chispeo y arco	1-2	0	1-2
4	Descargas de alta energía arco	1	0	2
5	Falla térmica por temp.	0	0	1

	inferior a 150 °C			
6	Falla térmica por temp. entre 150 a 300 °C	0	2	0
7	Falla térmica por temp. entre 300 a 700 °C	0	2	1
8	Falla térmica por temp. superior a 700 °C	0	2	2

- Descargas parciales de baja energía: Descargas eléctricas en burbujas, causadas por inclusiones en el aislamiento o saturación o alto contenido de humedad en el aceite (burbujas de vapor de agua).
- Descargas parciales con alta energía: Semejante al anterior, pero principalmente caracterizada por perforaciones del aislamiento sólido vías arco o chispeo, generalmente produce CO y CO₂
- Descargas parciales de baja energía, chispeo: Continuo chispeo en el aceite entre conexiones de diferente potencial o entre potenciales flotantes. Rotura en el aceite entre materiales sólidos.
- Descargas de alta energía, arco: Descargas repetitivas. Ruptura del aceite por arqueo entre devanados o bobinas, o entre bobinas y tierra.
- Falla térmica a temperatura menor a 150 °C: Sobrecalentamiento de conductor aislado.

- Falla térmica a temperatura entre 150 a 700 °C: Sobrecalentamiento localizado en el núcleo, debido a concentraciones de flujo, incremento de temperatura en puntos calientes; sobrecalentamiento del Cobre debido a corrientes circulantes, falsos contactos/uniones (formación de carbón debido a Pirólisis).

Los métodos que involucran las relaciones de Roger, sirve esencialmente para analizar una falla existente.

c) Triángulo de Duval

Este método, basa su diagnóstico con el empleo de las concentraciones de sólo tres gases, Metano, Etileno y Acetileno. Considerando que la suma de las concentraciones de estos tres gases representa un 100%, se calculan nuevos porcentajes de participación para cada uno de estos gases. En la figura N° 2.12 se muestra el Triángulo de Duval donde cada lado representa una escala desde cero a 100% de cada gas. Los porcentajes calculados son ubicados en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, se ubica el punto de intersección entre estas tres líneas, el cual representa el 100%. Este punto se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

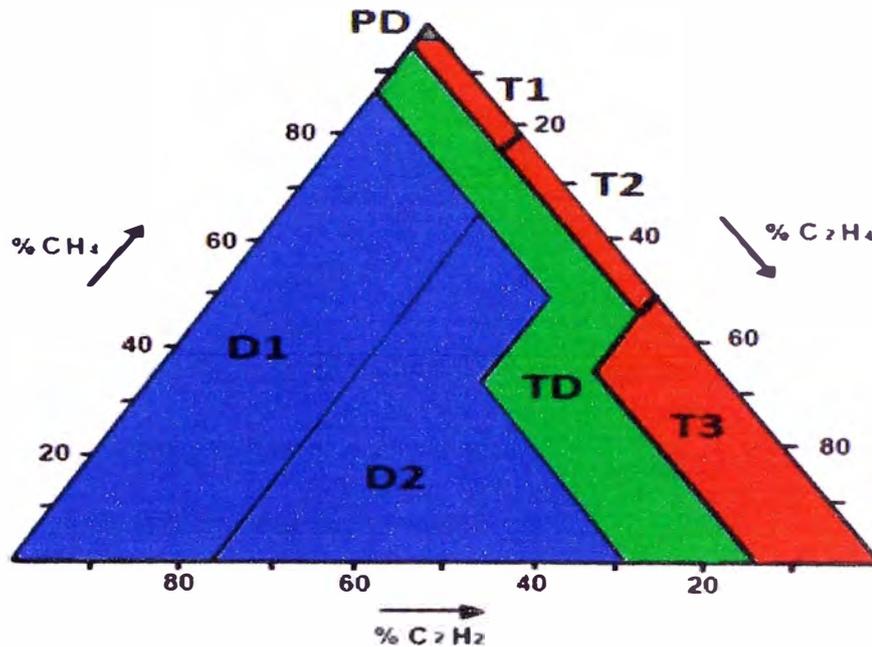


Figura N° 2.12 Triángulo de Duval

TABLA N° 2.13

Diagnóstico de Duval.

NOMENCLATURA	TIPO DE FALLA
D1	Descarga de baja energía (chispa)
D2	Descarga de baja energía (arco)
TD	Falla eléctrica y térmica en conjunto
T1	Falla térmica bajo los 300 °C
T2	Falla térmica entre 300°C y 700 °C
T3	Falla térmica a más de 700°C
PD	Descarga parcial

Los porcentajes de partición para cada gas son calculados mediante las siguientes fórmulas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100y}{x + y + z} \right], \%C_2H_2 = \left[\frac{100x}{x + y + z} \right], \%CH_4 = \left[\frac{100z}{x + y + z} \right]$$

Dónde:

x= Concentración de Acetileno en ppm.

y= Concentración de Etileno en ppm.

z= Concentración de Metano en ppm.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

3.1 Características del transformador Tamini de SIDERPERU

El dato de placa del transformador TAMINI de SIDERPERÚ es:

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO PARA HORNO

N.S. AÑO POTENCIA NOMINAL 38 MVA - 60 Hz
 CONMUTADOR BAJO CARGA - REFRIGERACION FORZADA (OFRF) - PARA INTERIOR
 REGULACIÓN A FLUJO VARIABLE

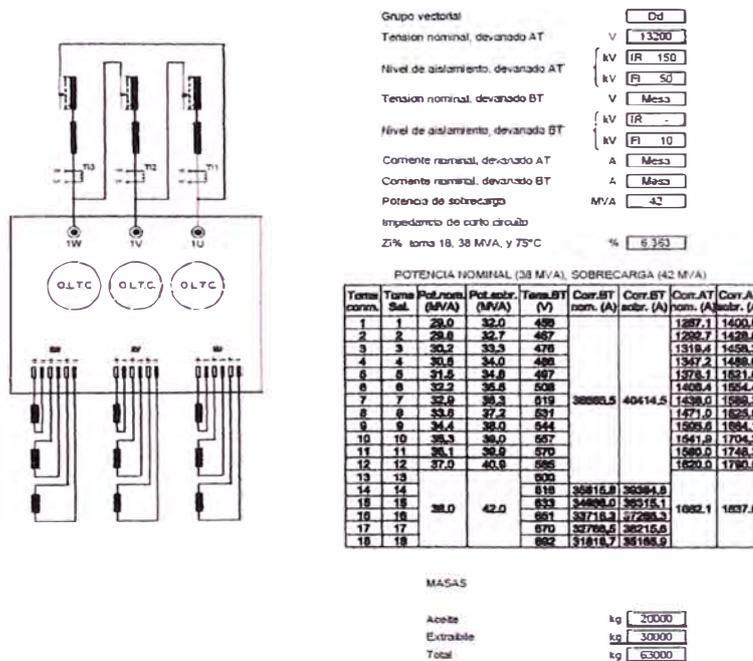


Figura N° 3.1 Placa del transformador TAMINI de SIDERPERU

DATOS DE LA MÁQUINA

Tipo de Transformador Transformador trifásico sumergido en aceite para Horno Eléctrico de Arco
 Instalación Interior

❖ Potencia Nominal		S_r	38/42 ⁽¹⁾	MVA
❖ Tensión Nominal	Tensión Primaria	U_{r1}	13.2	kV
	Tensión Secundaria	U_{r2}	0.692 + 0.457	kV
❖ Corriente Nominal	Corriente Primaria	I_{r1}	1662.1 [1837.0]	A
	Corriente Secundaria	I_{r2}	36.566 [40.415]	kA
❖ Frecuencia		f	60	Hz
❖ Sistema de Refrigeración	O ₁ FWF			
❖ Símbolo de conexión tablero trifásico	H.V. ⇒ Triángulo [Δ]			Dd
	L.V. ⇒ Triángulo abierto [Δ]			

Figura N° 3.2 Datos del transformador TAMINI de SIDERPERU

PESOS Y DIMENSIONES

		Total	Aceite	Extraíble	Transporte
Pesos	[kg]	63000	20000	30000	43000
		Altura	Longitud	Ancho	
Dimensiones (servicio)	[mm]	4920	5775	4290	
Dimensiones (transporte)	[mm]	3600	5200	3600	

Figura N° 3.3 Peso y dimensiones del transformador TAMINI de SIDERPERU

- Tipo de aceite aislante

FABRICANTE : NYNAS

TIPO/MODELO : Nytro GEMINI X

CARACTERISTICAS : CEI EN 60296 [2004-10]

3.2 Procedimiento para diagnóstico de estado del transformador

a) Primer paso-Análisis de los gases más significativos

Se debe comparar los valores del análisis físico químico, se encuentren en los valores establecidos según norma, para verificar el buen estado del aceite dieléctrico.

Luego se debe observar el contenido de tres gases clave: Hidrógeno, Etileno y Acetileno. La revisión del estado de estos gases clave resulta ser una indicación sencilla, rápida y clara, la cual al presentarse una irregularidad se deberá requerir de un mayor estudio. En caso de presentarse los parámetros dentro de los rangos establecidos según la ANSI/IEEE C57.104 se podrá decir que el transformador está trabajando de una forma adecuada.

b) Segundo paso- Análisis más detallado

La siguiente observación, después de encontrar un contenido anormal de un gas clave, es revisar las cantidades de Monóxido y Dióxido de Carbono, esto es con la intención de estimar la participación de la celulosa, que junto con el gas clave nos da una idea del lugar de la falla. Los valores límites para estos gases son 1000 y 10000 ppm, pero una mejor indicación es la relación (CO_2/CO), si el contenido de CO es mayor a la décima parte del contenido de CO_2 , ($CO_2/CO < 10$) es muy probable que contemos con carbón o papel quemado. Por lo general el origen de estos gases es la combustión del papel aislante, pero no hay que olvidar otros materiales sólidos como el cartón, la madera, el lino, la baquelita, etc.

En caso de que la concentración de los gases clave se presente fuera de los rangos establecidos, se procederá a la aplicación de tres métodos de interpretación. Por otro lado la aplicación de los métodos de interpretación en caso de que las concentraciones de los gases estén dentro de los rangos establecidos dependerá del criterio del encargado, tomando en cuenta que la falta del historial de la unidad llevará a la aplicación inmediata de los métodos.

c) **Aplicación de los métodos de interpretación**

En esta etapa de la prueba, se pretende diagnosticar las posibles fallas en el transformador, así como su origen y su gravedad.

Para el análisis del resultado físico químico se utilizarán los valores establecidos por norma y para el análisis cromatográfico se usarán tres métodos de interpretación, todo esto ayudará a determinar con mayor exactitud el tipo de falla.

- **Relaciones de Doernenburg**

Determinar la relación de concentración del Acetileno entre el Etileno (C_2H_2/C_2H_4) y la relación del Metano entre el Hidrógeno (CH_4/H_2).

Ubicar el punto obtenido en la gráfica de Doernenburg, la cual proporcionará un diagnóstico de la falla parcial que se está presentando dentro del transformador, se debe tomar en cuenta que esta gráfica se diseñó sobre la base de un estudio estadístico por lo que existen zonas sin diagnóstico.

- **Código de Roger**

Determinar la relación de concentración entre Metano/Hidrógeno (CH_4/H_2), Etano/Metano ($\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$), Etileno/Etano ($\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$), Acetileno/Etileno ($\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$).

En la tabla de Roger se obtendrá el código de concentración.

Con base al código obtenido, se determinará el diagnóstico del transformador en la tabla de diagnóstico de Roger.

- **Triángulo de Duval**

Determinar el porcentaje de Acetileno (C_2H_2), Metano (CH_4), Etileno (C_2H_4),

Calculado con las siguientes fórmulas:

$$\% \text{C}_2\text{H}_4 = \left[\frac{100y}{x + y + z} \right], \% \text{C}_2\text{H}_2 = \left[\frac{100x}{x + y + z} \right], \% \text{CH}_4 = \left[\frac{100z}{x + y + z} \right]$$

Dónde:

X=Concentración de Acetileno en ppm

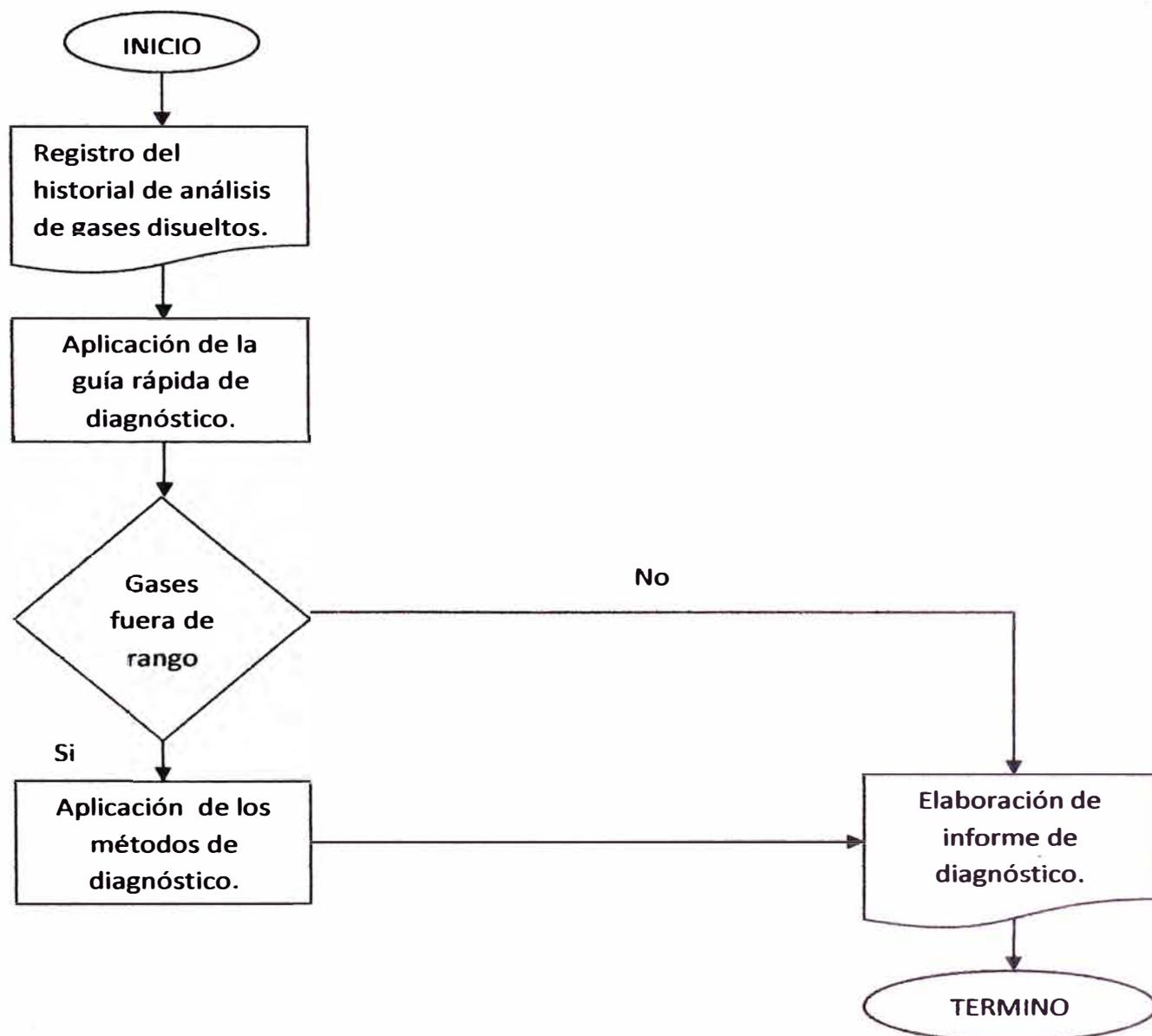
Y= Concentración de Etileno en ppm

Z= Concentración de Metano en ppm

Ubicar los porcentajes calculados en su respectivo lado del Triángulo de Duval y trazar una línea perpendicular al eje correspondiente, las tres líneas coinciden en un punto que representará el 100%.

El diagnóstico será dado por este punto, el cual proporcionará la condición del transformador.

DIGRAMA DE FLUJO DEL PROCEDIMIENTO PARA ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO



GUÍA RÁPIDA PARA DIAGNÓSTICO- ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

GUÍA RÁPIDA DE DIAGNÓSTICO

Primer y segundo golpe de vista

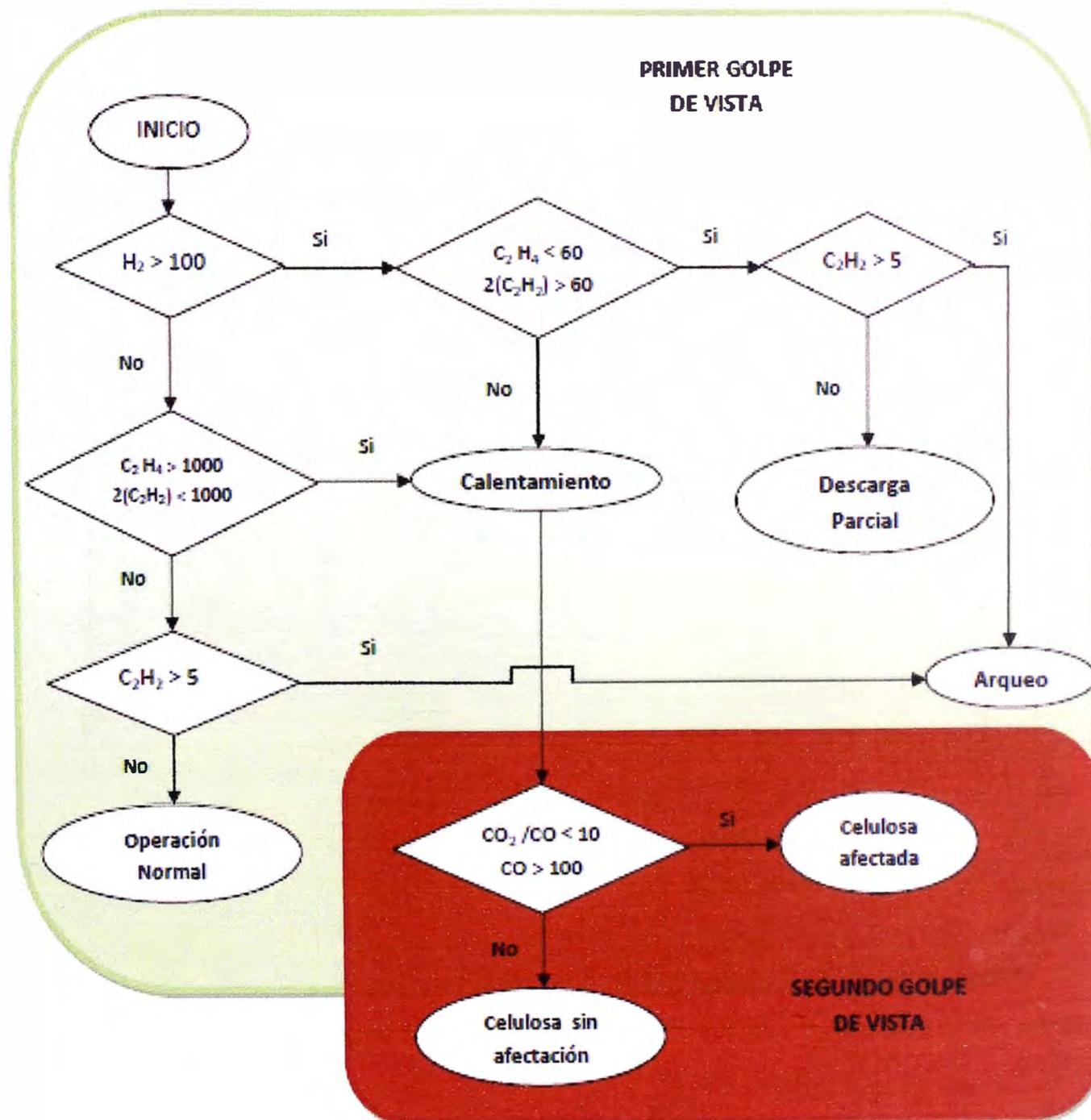
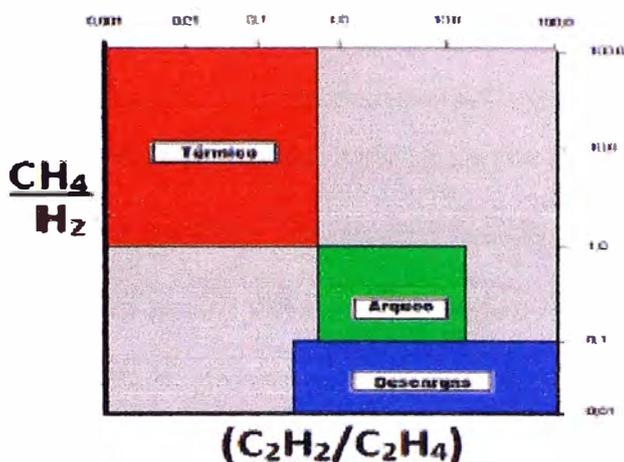
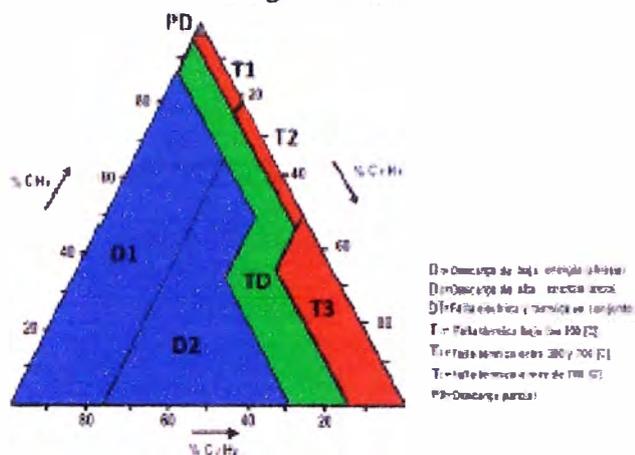


Figura N° 3.4 Guía rápida para el diagnóstico,

Relaciones de Doernenburg



Triángulo de Duval



Código de Roger

Rango de relaciones		(C_2H_2/C_2H_4)	(CH_4/H_2)	(C_2H_2/C_2H_4)
	< 0.1	0	1	0
	0.1 - 1	1	0	0
	1 - 3	1	2	1
	> 3	2	2	2
Caso	Diagnóstico de falla	Código		
1	Descargas parciales por baja energía.	1	1	0
2	Descargas parciales por alta energía.	1	1	0
3	Descargas de baja energía, chispeo y arco.	1 - 2	0	1 - 2
4	Descargas de alta energía arco.	1	0	2
5	Falla térmica por temp. inferiores a 150 [C].	0	0	1
6	Falla térmica por temp. entre 150 y 300 [C].	0	2	0
7	Falla térmica por temp. entre 300 y 700 [C].	0	2	1
8	Falla térmica por temp. superior a 700 [C].	0	2	2

Diagnóstico y Recomendaciones:

Figura N° 3.5 Resumen de cuadros de diagnóstico.

3.3 Diagnóstico de falla de transformador Tamini 38/42 MVA de horno eléctrico de la planta de acería SIDERPERU

a) Primer paso-Análisis de los gases más significativos

Se muestra los resultados, de las pruebas físicas, químicas y cromatográficas del aceite del transformador TAMINI.

	MANTENIMIENTO PREDICTIVO REPORTE DE ANÁLISIS ACEITE DIELECTRICO	
AREA: ACERIA SECTOR: HORNO ELÉCTRICO EQUIPO: TRANSFORMADOR TAMINI 38/42 MVA		REPORTE: RAAD-12-07-001 FECHA: 19/07/2012 OM: 30056787

ANALISIS FISICO - QUIMICO

FECHA DE MUESTREO: 04/08/2011 26/03/2012 07/07/2012

NORMA	ENSAYO	UNIDAD	VALOR DE ORIENTACION							
ASTM D974	Indice de acidez	mgKOH/g	0.2	max	0.01	0.01	0.01			
ASTM D924	perdidas dieléctricas 25°C	%	0.5	max	0.024	0.003	0.02			
ASTM D1816	Rigidez dieléctrica	kV/2.0mm	40	min	55	60	66			
ASTM D971	Tensión interfacial	mN/m	25	min	44	49	45			
ASTM D1533	Humedad en aceite	ppm	35	max	15	9	9			
ASTM D1500	Color						0.5			
ASTM D1298	Gravedad específica				0.878	0.879	0.875			

ANALISIS CONTENIDO PCB

FECHA DE MUESTREO: 07/07/2012

NORMA	ENSAYO	UNIDAD	VALOR DE ORIENTACION							
ASTM D4059	PCB en aceite	ppm	5	max			2			

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS								
FECHA DE MUESTREO: 04/08/2011 26/03/2012 07/07/2012								
NORMA	ENSAYO	UNIDAD	VALOR DE ORIENTACION					
D3612 -C	HIDROGENO (H2)	ppm	200	max	0	152	89	
	OXIGENO (O2)	ppm			234	18594	2901	
	NITROGENO (N2)	ppm			465	64864	11907	
	METANO (CH4)	ppm	150	max	11	74	187	
	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	ppm	800	max	86	100	182	
	DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	ppm	6000	max	465	3153	2599	
	ETILENO (C2H4)	ppm	200	max	0	35	40	
	ETANO (C2H6)	ppm	150	max	0	622	1110	
	ACETILENO (C2H2)	ppm	**		0	22	76	
	TOTAL GASES COMBUSTIBLES	ppm			97	1005	1684	
	TOTAL DE GASES	ppm			1261	87616	19091	

Figura N°3.6 Reporte iniciales análisis del aceite dieléctrico

Se observa que:

- Los valores del análisis físico químico del aceite, se encuentran en los valores normales según las normas establecidas, esta indica el buen estado del aceite dieléctrico.
- Del análisis de los gases disueltos, los valores de hidrógeno, etileno y acetileno presentan cantidades que sobrepasan los valores establecidos.

b) Segundo paso- Análisis más detallado

Se observa que la cantidad de gas monóxido y dióxido de carbono se encuentra en los siguientes valores:

- Metano 187 ppm con tendencia al aumento
- Monóxido 182 ppm con tendencia al aumento
- Dióxido 2599 ppm con tendencia al aumento
- Etileno 1110 ppm con tendencia al aumento

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS

LABORATORIO:	ABB												
FECHA DE MUESTREO:	07/07/2012	09/08/2012	16/08/2012	23/08/2012	06/09/2012	18/09/2012	11/10/2012						

NORMA	ENSAYO	UNIDAD	VALOR DE ORIENTACION											
D3612 -C	HIDROGENO (H ₂)	ppm	100	max	89	89	86	86	121	123	155			
	OXIGENO (O ₂)	ppm			2901	5208	4613	6106	9278	12362	21851			
	NITROGENO (N ₂)	ppm			11907	15573	14000	15515	31437	44332	70328			
	METANO (CH ₄)	ppm	120	max	187	132	100	80	122	131	108			
	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	ppm	350	max	182	137	127	120	81	95	91			
	DIOXIDO DE CARBONO (CO ₂)	ppm	2500	max	2599	2272	2441	2144	2209	2390	1351			
	ETILENO (C ₂ H ₄)	ppm	50	max	40	30	30	25	292	837	728			
	ETANO (C ₂ H ₆)	ppm	65	max	1110	1562	1069	1291	908	624	357			
	ACETILENO (C ₂ H ₂)	ppm			76	18	9	8	28	89	88			
	TOTAL GASES COMBUSTIBLES	ppm	720	max	1684	1968	1421	1610	1552	1899	1527			
	TOTAL DE GASES	ppm			19091	25021	22475	25375	44476	60983	95057			

Figura N° 3.7 -Reporte análisis del aceite dieléctrico ABB

Analizando por los tres métodos ya indicados

- **Relaciones de Doernenburg**

Cálculos de relaciones de gases:

$$\left(\frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2}\right) \left(\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}\right),$$

TABLA N° 3.1

Resultados ABB valores de (CH_4/H_2) $(\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4)$

FECHA	(CH_4/H_2)	$(\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4)$
07/07/2012	2.1	1.9
09/08/2012	1.48	0.6
16/08/2012	1.16	0.3
23/08/2012	0.93	0.32
06/09/2012	1.01	0.1
18/09/2012	1.07	0.11
11/10/2012	0.7	0.12
PROM.	1.21	0.49

Se ubican los puntos en la gráfica y en la tabla de diagnóstico.

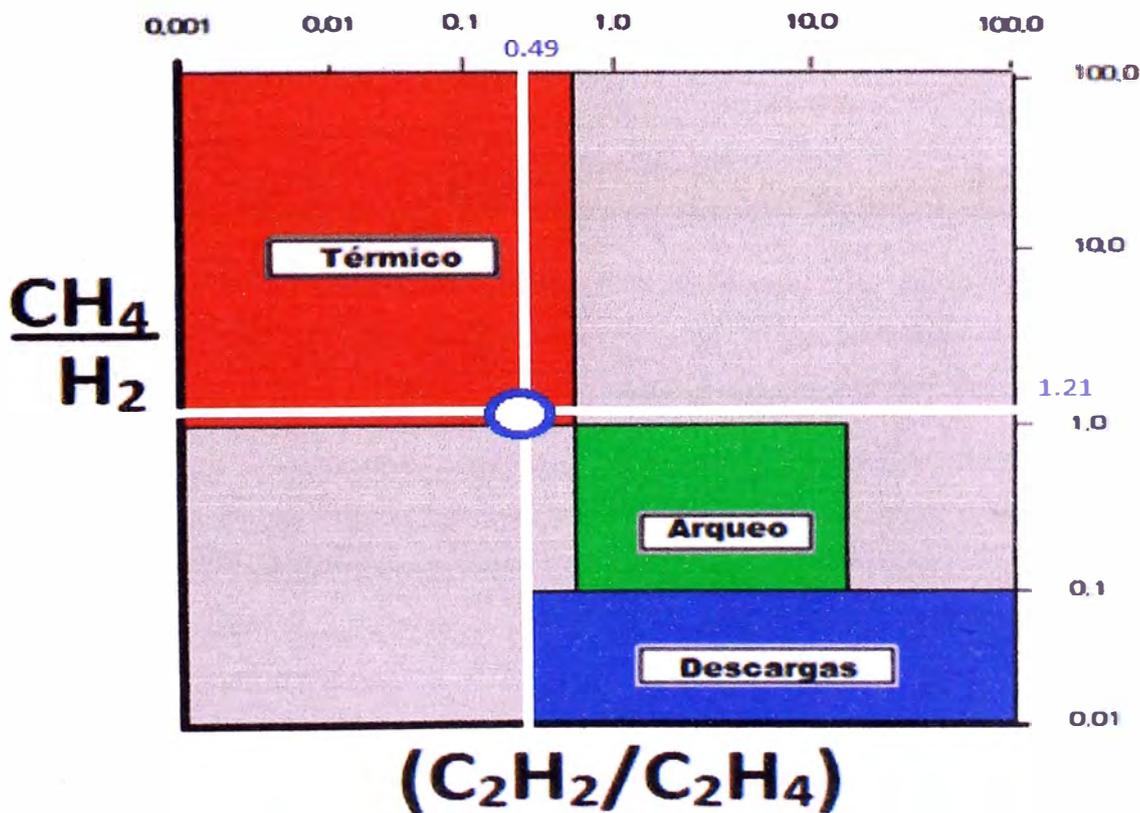


Figura N° 3.8 Relación de Doernenburg (análisis del aceite dieléctrico ABB)

DIAGNÓSTICO: FALLA TÉRMICA.

- **Código de Roger**

Cálculo de relación de gases.

(CH_4/H_2) , $(\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6)$ y $(\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4)$,

TABLA N° 3.2

Resultados ABB valores de $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ CH_4/H_2 y $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$

FECHA	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
07/07/2012	1.9	2.1	0.04
09/08/2012	0.6	1.48	0.02
16/08/2012	0.3	1.16	0.03
23/08/2012	0.32	0.93	0.02
06/09/2012	0.1	1.01	0.32
18/09/2012	0.11	1.07	1.34
11/10/2012	0.12	0.7	2.04
PROM.	0.49	1.21	0.54

TABLA N° 3.3
Diagnóstico Código de Roger (Análisis ABB)

RANGO DE RELACIONES		$\left(\frac{C_2H_2}{C_2H_4}\right)$	$\left(\frac{CH_4}{H_2}\right)$	$\left(\frac{C_2H_4}{C_2H_6}\right)$
<0.1		0	1	0
0.1-1		1	0	0
1-3		1	2	1
>3		2	2	2
Caso	DIAGNÓSTICO	CÓDIGO		
1	Descargas parciales por baja energía	1	1	0
2	Descargas parciales por alta energía	1	1	0
3	Descargas de baja energía, chispeo y arco	1-2	0	1-2
4	Descargas de alta energía arco	1	0	2
5	Falla térmica por temp. inferior a 150 °C	0	0	1
6	Falla térmica por temp. entre 150 a 300 °C	0	2	0
7	Falla térmica por temp. entre 300 a 700 °C	0	2	1
8	Falla térmica por temp. superior a 700 °C	0	2	2

DIAGNÓSTICO: FALLA TÉRMICA POR TEMPERATURA ENTRE 300 A 700 °C.

- **Triángulo de Duval**

Cálculos de los porcentajes de concentración.

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100y}{x + y + z} \right], \%C_2H_2 = \left[\frac{100x}{x + y + z} \right], \%CH_4 = \left[\frac{100z}{x + y + z} \right]$$

TABLA N° 3.4

Resultados ABB valores $\%C_2H_4$, $\%C_2H_2$, $\%CH_4$

	$\%C_2H_4$	$\%C_2H_2$	$\%CH_4$
07/07/2012	13.2	25.08	61.72
09/08/2012	16.67	10	73.33
16/08/2012	21.58	6.47	71.94
23/08/2012	22.12	7.08	70.8
06/09/2012	66.06	6.33	27.6
18/09/2012	79.19	8.42	12.39
11/10/2012	78.79	9.52	11.69
PROM	42.52	10.42	47.07

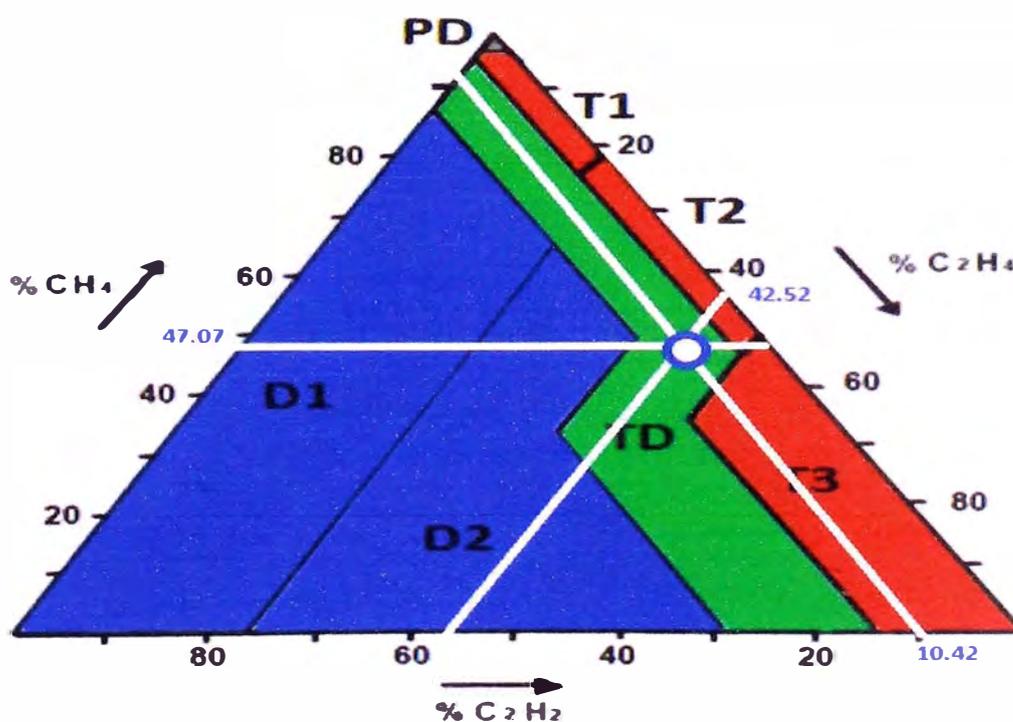


Figura N° 3.9 Diagnóstico triángulo de Duval (análisis del aceite dieléctrico ABB)

TABLA N° 3.5

Diagnóstico triángulo de Duval (análisis del aceite dieléctrico ABB)

NOMENCLATURA	TIPO DE FALLA
D1	Descarga de baja energía (chispa)
D2	Descarga de baja energía (arco)
TD	Falla eléctrica y térmica en conjunto
T1	Falla térmica bajo los 300 °C
T2	Falla térmica entre 300°C y 700 °C
T3	Falla térmica a más de 700°C
PD	Descarga parcial

DIAGNÓSTICO: FALLA ELÉCTRICA Y TÉRMICA EN CONJUNTO.

ANÁLISIS REALIZADO POR SD MYERS

 <p>AREA: ACERÍA SECTOR: HORNO ELÉCTRICO EQUIPO: TRANSFORMADOR TAMINI 38/42 MVA</p>	<p>INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO - PREDICTIVO REPORTE DE ANÁLISIS ACEITE DIELECTRICO</p>	 <p>REPORTE: RAAD-12-10-007 FECHA: 18/10/2012 OM: 30095802</p>
--	--	---

ANÁLISIS FÍSICO - QUÍMICO

LABORATORIO:	SD MYERS								
FECHA DE MUESTREO:	23/08/2012	10/09/2012	18/09/2012	25/09/2012	05/10/2012				

NORMA	ENSAYO	UNIDAD	VALOR DE ORIENTACION														
ASTM D974	Índice de acidez	mgKOH/g	0.2	max	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01								
ASTM D924	perdidas dieléctricas	%	0.5	max	0.056	0.001	0.001	0.001	0.001								
ASTM D1816	Rigidez dieléctrica	kV/2.0mm	40	min	45	51	58	37	60								
ASTM D971	Tensión interfacial	mN/m	25	min	35	42.1	37.2	38.3	39.4								
ASTM D1533	Humedad en aceite	ppm	35	max	13	14	10	10	10								
ASTM D1500	Color				0.5	0.5	0.5	0.5	0.5								
ASTM D1298	Gravedad específica				0.871	0.874	0.87	0.875	0.87								

ANÁLISIS CONTENIDO PCB

FECHA DE MUESTREO:																	
--------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

NORMA	ENSAYO	UNIDAD	VALOR DE ORIENTACION														
ASTM D4059	PCB en aceite	ppm	5	max													

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS

LABORATORIO:	SD MYERS						
FECHA DE MUESTREO:	23/08/2012	10/09/2012	18/09/2012	25/09/2012	05/10/2012		

NORMA	ENSAYO	UNIDAD	VALOR DE ORIENTACION														
D3612 - C	HIDROGENO (H2)	ppm	100	max	248	170	165	177	159								
	OXIGENO (O2)	ppm			29078	29265	26413	2.9048	30256								
	NITROGENO (N2)	ppm			68969	66069	59814	68001	69781								
	METANO (CH4)	ppm	120	max	337	324	280	326	333								
	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	ppm	350	max	130	123	97	103	78								
	DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	ppm	2500	max	923	955	615	567	386								
	ETILENO (C2H4)	ppm	50	max	578	601	519	622	639								
	ETANO (C2H6)	ppm	65	max	59	63	52	64	66								
	ACETILENO (C2H2)	ppm	0		53	55	45	51	52								
	TOTAL GASES COMBUSTIBLES	ppm	720	max	1405	1336	1158	1343	1327								
TOTAL DE GASES	ppm			100375	97625	88000	98998	101750									

Figura N° 3.10 - Reporte análisis del aceite dieléctrico SD MYERS

- **Relaciones de Doernenburg**

Cálculos de relaciones de gases:

$$\left(\frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2}\right) \left(\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}\right)$$

TABLA N° 3.6

Resultados SD MYERS valores de $\left(\frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2}\right) \left(\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}\right)$

FECHA	$\left(\frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2}\right)$	$\left(\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}\right)$
07/07/2012	1.36	0.09
09/08/2012	1.91	0.09
16/08/2012	1.7	0.09
23/08/2012	1.84	0.08
06/09/2012	2.09	0.08
PROMEDIO	1.78	0.09

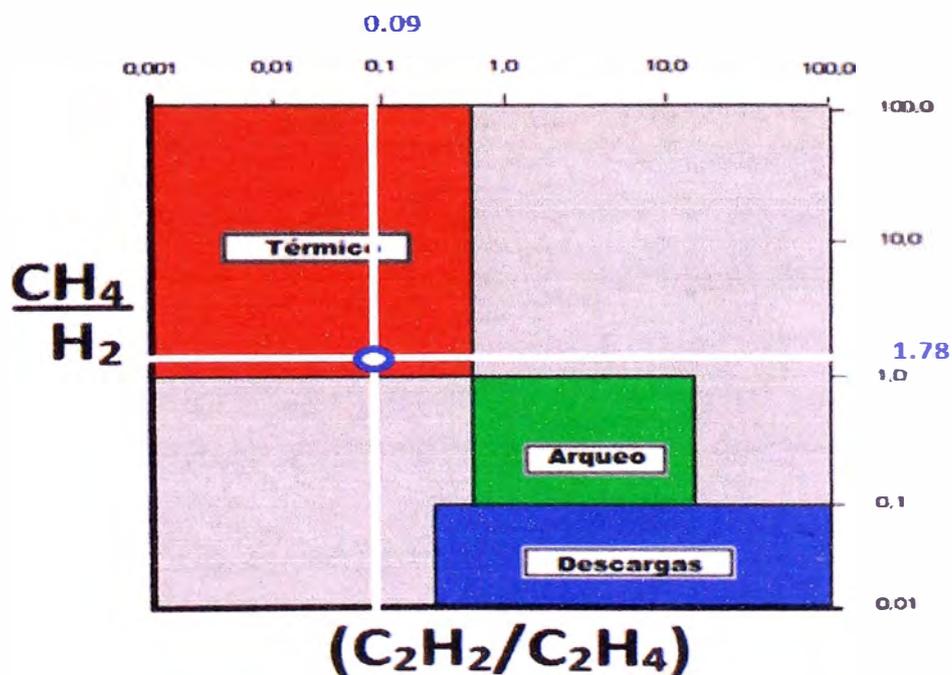


Figura N° 3.11 Relación de Doernenburg (análisis del aceite dieléctrico SD MYERS)

Se ubican los puntos en la gráfica y en la tabla de diagnóstico.

DIAGNÓSTICO: FALLA TÉRMICA.

- **Código de Roger**

Cálculo de relación de gases.

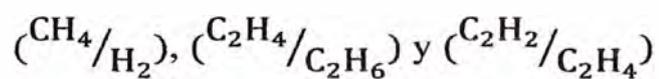


TABLA N° 3.7

Resultados SD MYERS valores de $\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}$ $\frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2}$ y $\frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$

FECHA	$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}$	$\frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$
07/07/2012	0.09	1.36	9.8
09/08/2012	0.09	1.91	9.54
16/08/2012	0.09	1.7	9.98
23/08/2012	0.08	1.84	9.72
06/09/2012	0.08	2.09	9.68
PROMEDIO	0.09	1.78	9.74

TABLA N° 3.8

Diagnóstico Código de Roger (Análisis SD MYERS)

RANGO DE RELACIONES		$\left(\frac{C_2H_2}{C_2H_4}\right)$	$\left(\frac{CH_4}{H_2}\right)$	$\left(\frac{C_2H_4}{C_2H_6}\right)$
<0.1		0	1	0
0.1-1		1	0	0
1-3		1	2	1
>3		2	2	2
Caso	DIAGNÓSTICO	CÓDIGO		
1	Descargas parciales por baja energía	1	1	0
2	Descargas parciales por alta energía	1	1	0
3	Descargas de baja energía, chispeo y arco	1-2	0	1-2
4	Descargas de alta energía arco	1	0	2
5	Falla térmica por temp. inferior a 150 °C	0	0	1
6	Falla térmica por temp. entre 150 a 300 °C	0	2	0
7	Falla térmica por temp. entre 300 a 700 °C	0	2	1
8	Falla térmica por temp. superior a 700 °C	0	2	2

DIAGNÓSTICO: FALLA TÉRMICA POR TEMPERATURA SUPERIOR A 700 °C.

- **Triángulo de Duval**

Cálculos de los porcentajes de concentración.

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100y}{x + y + z} \right], \%C_2H_2 = \left[\frac{100x}{x + y + z} \right], \%CH_4 = \left[\frac{100z}{x + y + z} \right]$$

TABLA N° 3.9

Resultados SD MYERS valores $\%C_2H_4$, $\%C_2H_2$, $\%CH_4$

FECHA	$\%C_2H_4$	$\%C_2H_2$	$\%CH_4$
07/07/2012	59.71	5.48	34.81
09/08/2012	61.33	5.61	33.06
16/08/2012	61.49	5.33	33.18
23/08/2012	62.26	5.11	32.63
06/09/2012	62.4	5.08	32.52
PROMEDIO	61.44	5.32	33.24

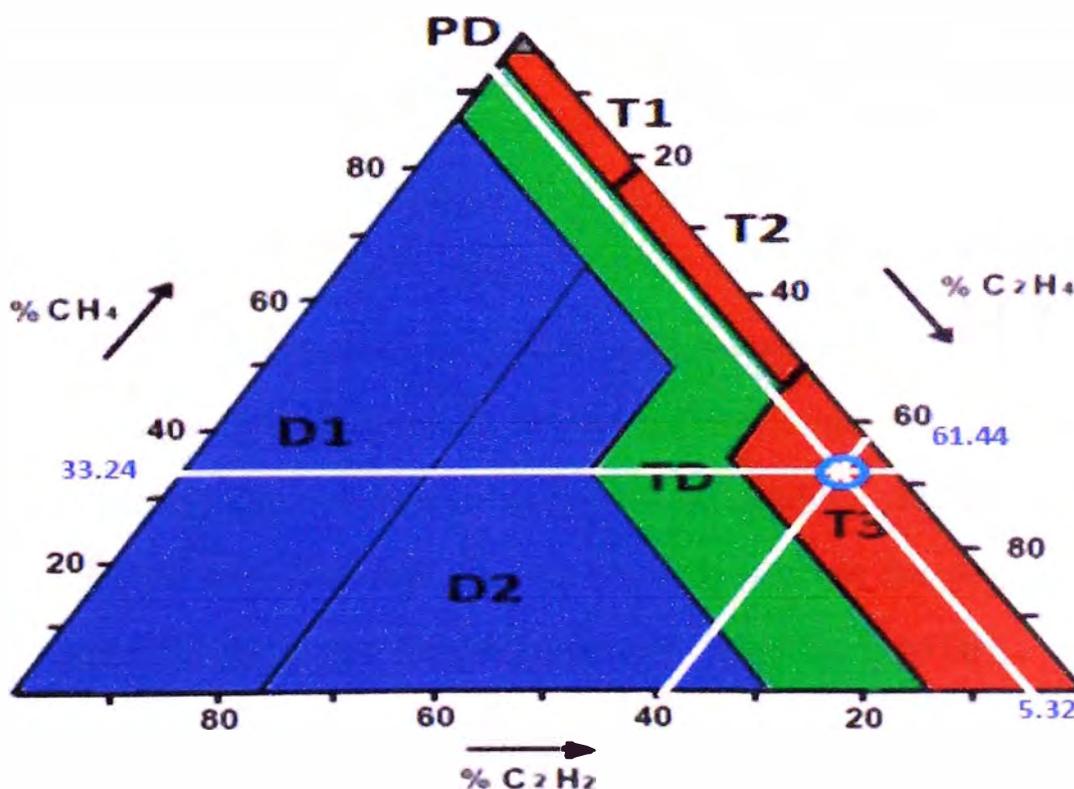


Figura N° 3.12 - Diagnóstico triángulo de Duval (Análisis SD MYERS)

TABLA N° 3.10

Diagnóstico triángulo de Duval (Análisis SD MYERS)

NOMENCLATURA	TIPO DE FALLA
D1	Descarga de baja energía (chispa)
D2	Descarga de baja energía (arco)
TD	Falla eléctrica y térmica en conjunto
T1	Falla térmica bajo los 300 °C
T2	Falla térmica entre 300°C y 700 °C
T3	Falla térmica a más de 700°C
PD	Descarga parcial

DIAGNÓSTICO FALLA TÉRMICA A MÁS DE 700°C**d) Informe**

Luego de realizar el análisis físico químico del aceite, se concluye que, éste se encuentra en perfectas condiciones.

Seguidamente, se procede a la interpretación del análisis cromatográfico de la muestra del aceite dieléctrico del transformador de potencia de 38-42 [MVA], estableciéndose que, la condición de funcionamiento del equipo es anormal.

Para llegar a una conclusión, se presenta el cuadro con los diagnósticos por cada uno de los métodos y con las pruebas de los dos laboratorios.

TABLA N° 3.11
Comparación de resultados

MÉTODO	ABB	SD MYERS
Relaciones de Doernenburg	FALLA TÉRMICA	FALLA TÉRMICA
Código de Roger	FALLA TÉRMICA POR TEMP. ENTRE 300 A 700 °C.	FALLA TÉRMICA POR TEMP. SUPERIOR A 700 °C.
Triángulo de Duval	FALLA ELÉCTRICA Y TÉRMICA EN CONJUNTO	FALLA TÉRMICA A MAS DE 700°C

Se diagnostica:

FALLA TÉRMICA CON POSIBLE FALLA ELÉCTRICA.

3.4 Planificación de reparación del transformador

Luego de haber efectuado el diagnóstico se realizó el siguiente plan de acción.

TABLA N° 3.12

Plan de Acción

PLAN DE ACCION		
QUÉ	QUIÉN	CÓMO
Informar a vendedor TAMINI de falla de transformador	O. Castillo	Enviando correo de información
Solicitar servicio a MR, para verificar pase de aceite de llaves de carga a cuba de transformador	A. Canchaya	Solicitando carrito de compra por servicio de MR
Inspeccionar trabajos de MR, verificación del paso de aceite, de llaves de carga a cuba de transformador	A. Canchaya	Inspeccionando trabajos que realizará MR
Cambio de transformador, ingresa transformador de reserva (Trafo MCGRAW)	A. Canchaya	Planificando y ejecutando cambio de transformador
Megado de la parte activa de transformador e inspección visual, mediante la apertura de las ventanas de transformador para inspección visual	A. Canchaya	Megando la parte activa y desmontando las ventanas del transformador e inspeccionando
Enviar a DELCROSA para desmontaje de transformador	O. Castillo	Generando carrito de compras y enviando transformador a instalaciones de DELCROSA
Inspección de accionamientos de llaves de carga (las que se encuentran en la cuba)	O. Castillo	Generando cesta de servicio para asistencia técnica de MR (inspección)

Inspección visual de toda la parte activa	O. Castillo	Inspeccionando visualmente transformador totalmente desmontado
Determinación de falla	O. Castillo	Reuniéndose para formalizar conclusiones
Reparación de falla	Delcrosa	Reparando falla de transformador
Pruebas eléctricas y traslado de transformador	A. Canchaya	Inspeccionando pruebas eléctricas y verificando el correcto traslado de transformador
Puesta en operación de transformador	A. Canchaya	Planificando y ejecutando cambio de transformador
Seguimiento, a resultado de análisis físico químicos del aceite dieléctrico del transformador	A. Canchaya	Realizando seguimiento a resultados de análisis físico químicos

CAPÍTULO IV

CONTRASTACIÓN DE LA HIPÓTESIS

4.1 Resultados de inspección de transformador

4.1.1 Inspección de posible pase de aceite entre llaves de carga y cuba del transformador.

Se realizó la prueba de hermeticidad entre llaves de carga y cuba del transformador, se realizó los siguientes pasos:

- Realizar análisis preliminar de riesgos y bloqueo.
- Retirar las llaves de carga.
- Retirar el aceite y secar el contenido de aceite, donde va insertado las llaves de carga.
- Inyección de nitrógeno a la cuba con una presión de 2 bar, por un periodo de 2 horas.
- Dejar de inyectar nitrógenos, verificar si hubo pase de aceite de la cuba a estructura donde va insertado la llave de carga.

- Insertar llave de carga y llenar aceite.
- Desbloquear y realizar pruebas.

Luego de realizado los pasos mencionados líneas arriba se llegó a la conclusión:

NO HAY PASE DE ACEITE ENTRE LAS LLAVES DE CARGA A LA CUBA DEL TRANSFORMADOR.

4.1.2 Inspección visual de posible falla

Se evacuó el aceite del transformador, se procedió a medir la resistencia de aislamiento del transformador y se retiró las ventanas del transformador.

Durante la inspección del lado de BT se encontró tres pernos de la base de centrado fuera de su posición original, se observa que, dos pernos se encuentran fuera del lugar, el tercero perno no se pudo ubicar visualmente, presumiendo que éste podría estar en contacto con el núcleo magnético.

Del lado del conmutador de tomas (selector), se visualizó que no existe anomalías, concluyendo que, la inspección visual del conmutador se encuentra en óptimas condiciones. La bobina del transformador se observa en perfecto estado.

- Perno suelto en el fondo de la cuba del transformador

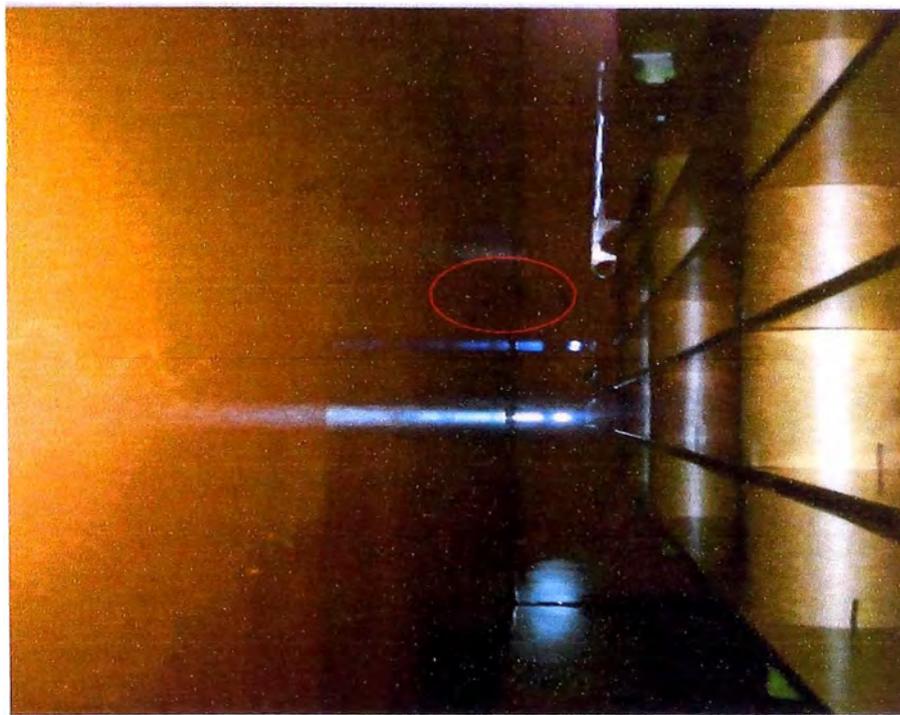


Figura N° 4.1

4.1.3 Desmontaje del transformador en Delcrosa

Efectuado el desencubado se observó lo siguiente:

- Los cuatro conos centradores metálicos de la base de la parte activa se encuentran fuera lugar, uno de ellos hizo contacto con el núcleo magnético provocando una descarga eléctrica y pequeño deterioro del núcleo magnético, en aproximadamente 14 m m^2 de extensión por 4 mm de profundidad.

- La plancha que aísla la base del centrado de la parte activa, tienen signos de haber topado con los conos centradores.

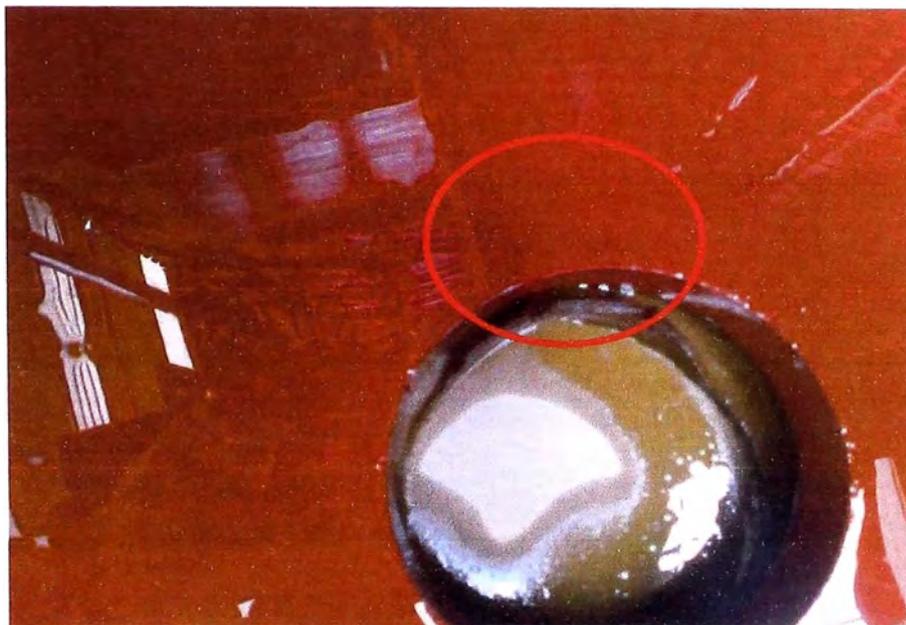


Figura N° 4.2

- Conos centradores fuera de su lugar, con aislamientos internos en mal estado y signo de arco eléctrico. El cono centrador tiene una holgura de aproximadamente 8mm, con respecto a los agujeros de la base de la parte activa del transformador.

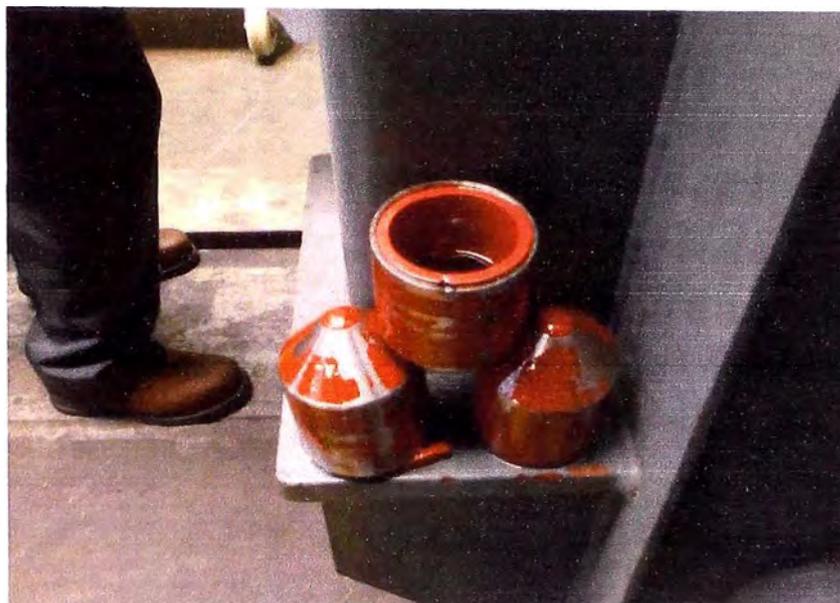


Figura N° 4.3

- Arco eléctrico, provocado por el choque entre cono centrador suelto y núcleo magnético.



Figura N° 4.4

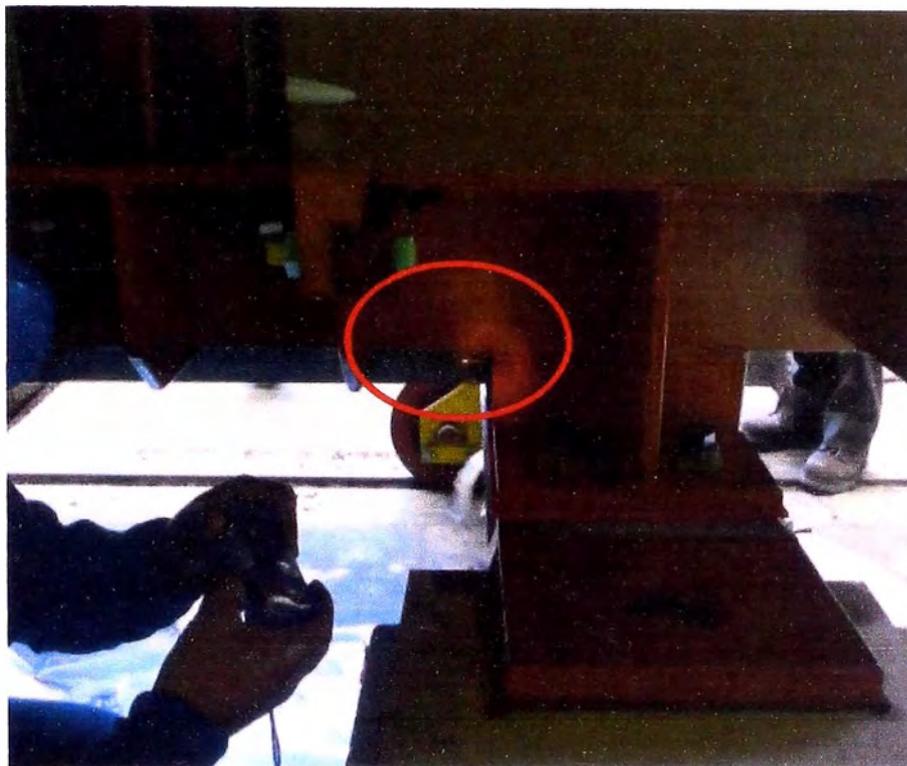


Figura N° 4.5

- Restos de empaquetadura de nitrilo en mal estado.



Figura N° 4.6

- Aislamiento de los conos centradores en mal estado.



Figura N° 4.7

CONCLUSIONES

1. Se logró diagnosticar la falla del transformador de horno eléctrico de 38/42 MVA de SIDERPERU, luego de analizar los resultados físico químico y cromatográfico del aceite dieléctrico, teniendo como resultado, **UNA FALLA TÉRMICA CON POSIBLE FALLA ELÉCTRICA.**
2. Los diferentes métodos de interpretación de los resultados del análisis físico químico y cromatográfico del aceite dieléctrico, están relacionados con el diagnóstico de la falla, producto de ello se logró diagnosticar acertadamente la falla del transformador de horno eléctrico 38/42 MVA de SIDERPERU.
3. Las características de los transformadores para hornos eléctricos, así como los diferentes equipos auxiliares del mismo, tanto de protección como de operación son importantes para el correcto funcionamiento y prevención de posibles fallas, ya que ellos están estrechamente relacionados, esto quedó evidenciado con el transformador de horno eléctrico de 38/42 MVA de SIDERPERU.

RECOMENDACIONES

1. Para un correcto diagnóstico utilizar los diferentes métodos de interpretación del resultado físico químico y cromatográfico del aceite dieléctrico.
2. Se sugiere, la práctica de análisis físico químico y cromatográficos con una periodicidad de 3 meses debido a la criticidad del equipo y dichos análisis deben ser realizados por laboratorios confiables.
3. Se debe realizar un plan de mantenimiento de todos los equipos auxiliares del transformador, para garantizar el correcto funcionamiento ante posibles fallas. Los transformadores para hornos de arco eléctrico deben ser sometidos a mantenimientos preventivos más exigentes que los transformadores para otro uso, debido a las condiciones críticas de operación a las que están expuestos. Si se compra un transformador de horno eléctrico, este deberá ser sobredimensionado en un 20% en capacidad, para evitar que las sobrecargas inesperadas afecten la vida del aislamiento, reduciendo la vida útil del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

- EMPRESA SIDERÚRGICA DEL PERÚ SAA. Datos técnicos, archivo fotográfico, para el diagnóstico y reparación de transformador de H.E.
- Fink, Donald & Wayne H. Beaty. Manual de ingeniería eléctrica. 13ª Edición Tomo 1 & 2 México: Editorial McGraw-Hill 1995.
- Manual de puesta en servicio y mantenimiento para transformadores. Comisión Federal de Electricidad, México. 1997.
- Navarro Crespo, Alfredo. Corrientes armónicas. México: Técnica Salgar, S.A. de C.V. 1994.
- Sawabe, Hiroshi. Análisis de regulación del horno de arco eléctrico. México Boletín Técnico UCAR número 7, Julio 1994.
- Sawabe, Hiroshi. Horno de arco eléctrico- Curvas de potencia. México: Boletín Técnico UCAR número 3, marzo, 1994.

ANEXOS

TIPO DE ANÁLISIS	NORMA	MÉTODO
CROMATOGRAFÍA	3612 ASTM ¹	CSUS y ROGERS
Gravedad específica	1298 ASTM	Método del hidrómetro
Color	1500 ASTM D	Método escala de color
Punto inflamación	92 ASTM	Método de la copa abierta
Rigidez	VDE 0370ASTM D877ASTM D 1816BS148CEI 10-1IP 295STAS 286AS 1767BS 5874IEC 156NFC27SABS 555UNE 21TOCT 6581	Método celda
Contenido de agua	1533 ASTM	Método Karl Fisher
Tensión interfacial	971 ASTM	Método instrumental
Numero de neutralización	974 ASTM	Método titulación con indicador de color
Viscosidad 37.7° C	445 ASTM	Método Viscosímetros de vidrio

Anexo 1 Valores sugeridos para pruebas de la IEEE C57.106-1991

INFORME DE TÉCNICO TAMINI EN VISITA DE INSPECCIÓN

De: Técnico TAMINI- Mauro Pessina (ITALIA)

Asunto: Informe de visita de inspección de transformador TAMINI 38/42MVA

Fecha: 29/11/2012.

Trabajos realizados 28/11/2012

- Retiro de aceite de todo el transformador (20TN)
- Abertura de las ventanas de inspección B.T.
- Medida de aislamiento con Megger 1000V.
- Inspección de la parte activa de lado B.T

Trabajos realizados fecha 29/11/2012

- Abertura de las ventanas del lado conmutador.
- Inspección interna, lado conmutador
- Cerrado de todas las ventanas del transformador.
- Puesta en presión de transformador con Nitrógeno a 0.2 Bar.

Nota:

- Durante la inspección del lado de BT se encontró que tres pernos de la base de centrado estaban fuera de la posición original, se puede notar que dos pernos se encuentran fuera de su lugar, el tercer perno esta fuera de su lugar pero no se puede ubicar visualmente, pero se puede presumir que este tercer perno está en

contacto con el núcleo magnético llegando a concluir que esta puede ser la causa de un arco generador de gas. La causa por la que los perno(s) están fuera de su lugar pudo ser producto del transporte o movimiento brusco del transformador.

- Del lado conmutador de tomas (selector de taps) se puede visualizar que no tiene anomalías, concluyendo la inspección visual del conmutador en óptimas condiciones. La parte de las bobinas del transformador se puede notar su perfecto estado.
- Considerando que el núcleo magnético está a tierra (medición con megger), es necesario extraer la parte activa para evaluar la intervención.

OTRAS CONSIDERACIONES

- TAMINI en la persona de Mauro Pessina estuvo disponible para la extracción de la parte activa y reparación en la planta de Gerdau-SIDERPERU en Chimbote.
- Por decisión de SIDERPERU, expresa que no hay las condiciones e infraestructura necesarias para efectuar el trabajo con éxito, decide la reparación en talleres externos a SIDERPERU.