Gases y Detección de Fallas en Transformadores

Parte 2

1. Criterios de aplicación en el análisis

Un indicador de la severidad de un estado de falla en un transformador es la cantidad de gases disueltos en el aceite, así como la velocidad de crecimiento de los mismos.

Este último parámetro será el factor determinante para establecer si el estado de falla persiste y confirmar así el nivel de severidad del mismo. Lo anterior permitirá determinar una decisión orientada a la intervención, o no, del transformador.

A partir de las normas IEC e IEEE, se pueden establecer un conjunto de criterios de aplicación para el análisis de los gases combustibles obtenidos de una CGD.

A los efectos, tendremos cuatro categorías de aplicación:

a) <u>Detección y análisis comparativo</u>

- Se deberán detectar todos los niveles de gases disueltos en el aceite, así como sus velocidades de crecimiento.

- Estos parámetros deberán comparase con valores límites representativos, especificados en las normas o guías prácticas. De esta comparación se establecerá la existencia, o no, de un eventual estado de falla.

- Se tendrá en cuenta que la comparación entre las velocidades de generación de gases es un método más eficaz, que aquel que analiza solamente por los valores absolutos de los niveles obtenidos.

- Cuando no se disponga del historial de gases del transformador, lo más eficaz será analizar, tomando como referencia, las tablas de guía contenidas en las normas de aplicación.

- Cuando existe evidencia de problemas derivados en la aislación sólida, se deberá prestar especial atención a los niveles y evolución de las concentraciones de los gases CO y CO_2. Como regla general, se considerará que la degradación de la celulosa llevará a la generación de gas CO, incrementando el valor de éste a lo largo del tiempo.

- Considerando lo dicho previamente, también se deberá tener en cuenta que, la velocidad de crecimiento de los gases CO y CO_2, dependerá del nivel de O_2 presente, así como del contenido de humedad y de la temperatura.

- Una consideración especial se deberá tener en cuenta con la generación del gas C_2H_2, para los casos de tener un conmutador bajo carga no estanco o bien con pérdidas hacia la cuba principal del transformador. En este caso, será conveniente comparar la

concentración del gas C_2H_2 con otros gases detectados en la muestra, de forma tal de establecer si nos encontramos ante una situación normal, o bien con problemas asociados al estado del conmutador bajo carga.

- Siempre se deberá realizar un análisis comparativo combinado, ante una evidencia de un estado de falla, entre el método de los gases principales y los de relaciones.

b) Evaluación

- En caso de determinar un eventual estado de falla, a través del análisis de los gases combustible, se deberá profundizar en la evaluación, identificación y localización del mismo.

- Por lo tanto, se deberá complementar la información anterior con otros ensayos, ya sea del aceite como así también eléctricos y dieléctricos.

c) Gestión

- La gestión se asocia a las acciones a adoptar, ante un estado de falla efectivamente corroborado.

- Estas acciones refieren a implementar un seguimiento más estricto sobre el transformador, así como el de reducir el intervalo del muestreo de aceite para la CGD (dependiendo del tipo de falla detectado).

- También, dependiendo del estado y severidad de la falla, se deberán modificar las condiciones operativas del transformador, o bien prever su salida del servicio.

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

d) Incertidumbre

- El análisis e interpretación de los resultados obtenidos de una CGD tienen asociados una incertidumbre y un grado de confianza.

- El laboratorio deberá garantizar la precisión de los resultados, determinando como mínimo un valor del 15% en la incertidumbre, de forma tal de asegurar análisis y diagnósticos certeros.

- Se deberá tener en cuenta que la cantidad de los gases obtenidos será inversamente proporcional a la incertidumbre del muestro. Es decir, cuanto menor sea el nivel en ppm del gas obtenido, mayor será el error derivado en el análisis.

2. Método de las relaciones IEC 60599

Como ya hemos visto en la Parte 1, esta norma establece un método de análisis, que se sustenta en la determinación de tres clases de relaciones de gases, a saber:

a) $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$

b) $\frac{CH_4}{H_2}$

c) $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$

La base del método se sustenta en obtener, a partir de los valores de cada relación, un código, el cual luego se relacionará con un tipo de falla específico.

Para entender cómo se implementa este método, en la tabla N° 1 se detallan los valores de cada relación de gases, así como la asignación numérica que conforma el código.

Tabla N° 1

Caso	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	Tipo de falla
1	0	0	0	Normal
2	0	1	0	Descargas parciales de baja densidad de energía
3	1	1	0	Descargas parciales de alta densidad de energía
4	1/2	0	1/2	Descargas de baja energía
5	1	0	2	Descargas de alta energía
6	0	0	1	Falla térmica de baja temperatura < 150 °C
7	0	2	0	Falla térmica de baja temperatura ≥ 150 °C y < 300 °C
8	0	2	1	Falla térmica de media temperatura ≥ 300 °C y < 700 °C
9	0	2	2	Falla térmica de alta temperatura ≥ 700 °C

En la tabla N° 2 se indican las asignaciones de los códigos numéricos, en función de los valores que adquieran las relaciones.

Tabla N° 2

Relaciones de gases	Códigos		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
<0,1	0	1	0
0,1 a <1	1	0	0
≥1 a <3	1	2	1
≥3	2	2	2

Es importante resaltar que el método, en cuanto a la asignación de un código numérico, posee una base netamente empírica.

Esta dependencia con la experiencia, llevará a que el método sea susceptible a la adecuación de los valores, pasible a modificaciones periódicas, según lo considere el analista.

De igual forma, también podemos decir que algunas combinaciones de relaciones podrán no estar incluidas en la tabla N° 1, dando la oportunidad de incrementar el conocimiento codificado en la misma, previo análisis e interpretación.

Además, debemos tener en cuenta que, para el caso de múltiples estados de falla simultáneos, estos no podrán asignarse a los códigos predefinidos.

1 Método de las relaciones de Rogers

Este método de análisis se sustenta en la determinación de las siguientes 4 relaciones de gases:

a) $\frac{CH_4}{H_2}$

b) $\frac{C_2H_6}{CH_4}$

c) $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$

d) $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$

Es decir, contiene toda la información que otorgan las relaciones del método IEC 60599, agregando una más, dada por la relación entre la concentración del gas etano con respecto al gas metano (C_2H_6/CH_4).

En la tabla N° 3 se detalla la codificación para cada relación, así como la clase de falla asociada.

Tabla N° 3

Caso	CH_4/H_2	C_2H_6/CH_4	C_2H_4/C_2H_6	C_2H_2/C_2H_4	Tipo de falla
1	0	0	0	0	Normal
2	-1	0	0	0	Descargas parciales
3	1/2	0	0	0	Sobrecalentamiento localizado de hasta 150 °C
4	1/2	1	0	0	Sobrecalentamiento localizado de 150 °C hasta 200 °C
5	0	1	0	0	Sobrecalentamiento localizado de 200 °C hasta 300 °C
6	0	0	1	0	Sobrecalentamiento general del conductor o partes metálicas
7	1	0	1	0	Corrientes de Foucault y/o sobrecalentamiento en uniones de conexiones y/o sobrecalentamiento en el núcleo/cuba
8	1	0	2	0	
9	0	0	0	1	
10	0	0	1/2	1/2	Arcos sin interrupción de energía
11	0	0	2	2	
12	-1	0	0	1/2	Descargas con afectación del papel

En la tabla N° 4 se indican las asignaciones de los correspondientes códigos numéricos.

Tabla N° 4

Relaciones de gases	Códigos			
	CH_4/H_2	C_2H_6/CH_4	C_2H_4/C_2H_6	C_2H_2/C_2H_4
<0,1	-1	-	-	-
≥0,1 a <1	0	-	-	-
<0,5	-	-	-	0
<1	-	0	0	-
≥1	-	1	-	-
≥1 a <3	1	-	1	-
≥0,5 a <3	-	-	-	1
≥3	2	-	2	2

Se debe destacar que este método, así como el de la IEC 60599, no debe utilizarse para la detección de estados de fallas, sino que debe aplicarse para el análisis de las mismas.

Es decir, previo a la aplicación del método, se deberá determinar la eventual existencia de un estado de falla, según los criterios de clasificación indicados en el ítem 5.

2 Método del triángulo y pentágono de Duval

a) Triángulo de Duval

Teniendo en cuenta lo visto en la Parte 1, este método se basa en utilizar un sistema de representación triangular equilátera, en donde en cada cara se representa la concentración relativa del gas en cuestión.

El método de base, aplicado a transformadores inmersos en aceite mineral, utiliza las siguientes concentraciones relativas porcentuales;

e) $CH_4(\%)$.

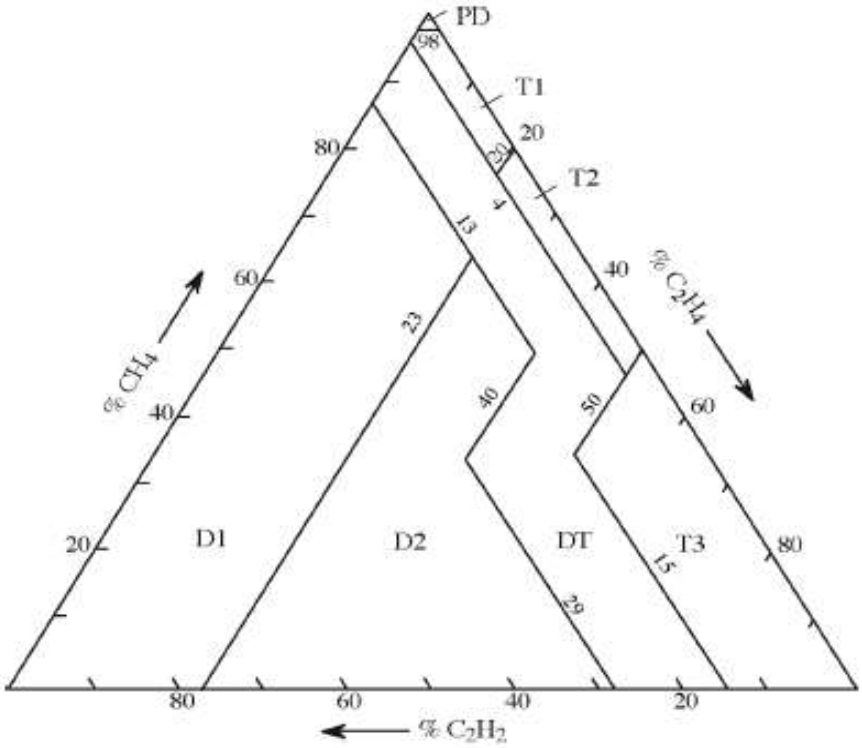
f) $C_2H_4(\%)$.

g) $C_2H_2(\%)$.

Entonces, el triángulo de Duval queda representado en la figura N° 1.

Figura N° 1

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES



Debemos resaltar que el triángulo representado en la figura N° 1, con sus zonas definidas para cada falla, corresponde al caso de un transformador embebido en aceite mineral.
En este caso no se contemplan las actividades de falla de baja temperatura, ni tampoco los procesos que se desarrollan en un conmutador bajo carga.
Para estos fines, Duval desarrolló otros triángulos, con otros gases y zonas perfectamente definidas.
Entonces, refiriéndonos a la figura N° 1, las zonas de falla serán:

Tabla N° 5

Zona	Tipo de falla
PD	Descargas parciales tipo corona
T1	Falla térmica menor a 300 °C
T2	Falla térmica entre 300 °C y 700 °C
T3	Falla térmica mayor a 700 °C
D1	Descargas de baja energía

D2	Descargas de alta energía
DT	Combinación de falla eléctrica y térmica

Las concentraciones relativas porcentuales se obtienen a través de la aplicación de las siguientes expresiones:

Concentración de CH_4 (ppm) = x.
Concentración de C_2H_4 (ppm) = y.
Concentración de C_2H_2 (ppm) = z.

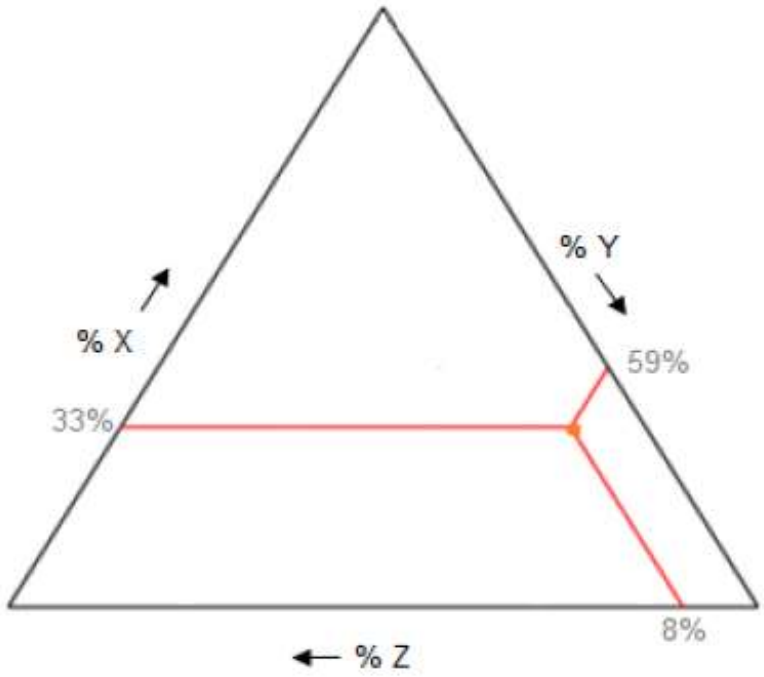
$$CH_4(\%) = \frac{x}{x+y+z}\,100$$

$$C_2H_4(\%) = \frac{y}{x+y+z}\,100$$

$$C_2H_2(\%) = \frac{z}{x+y+z}\,100$$

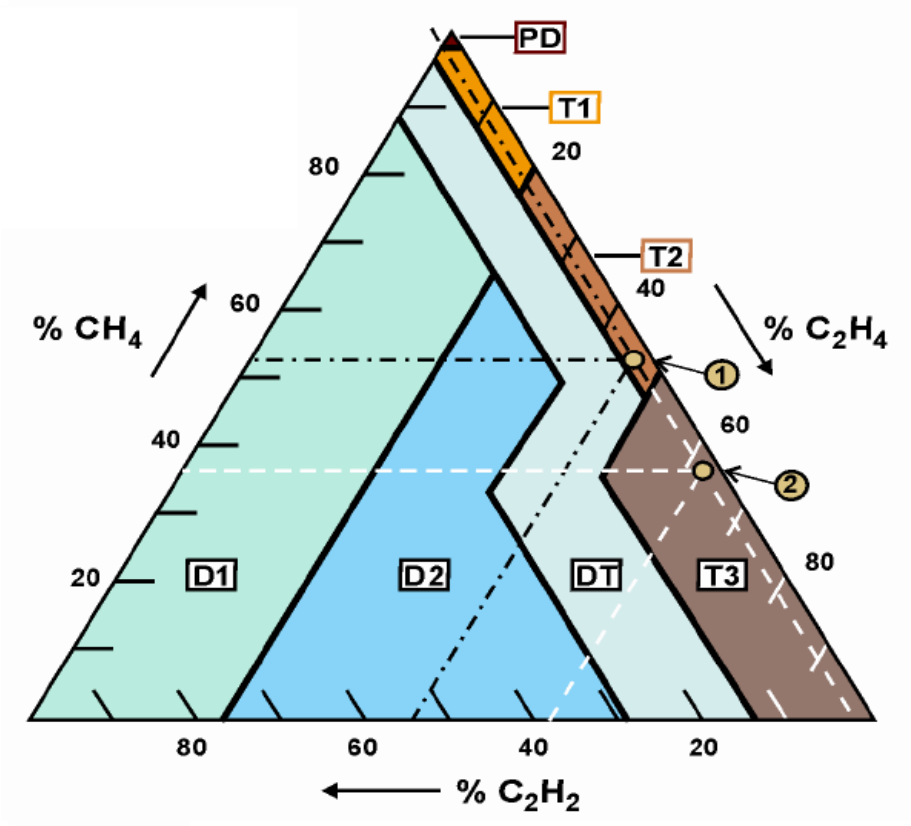
La ubicación del punto de falla del transformador será una función directa de las relaciones derivadas de estos tres gases.
Corresponde al punto de cruce de las tres rectas paralelas a cada lado del triángulo, observando que la traza de cada recta es adyacente al lado derecho de la relación en cuestión.
En la figura N° 2 se observa la ubicación del punto de falla, como intersección de las tres rectas citadas, correspondiendo a una distribución de 33% de CH_4, 59% de C_2H_4 y 8% de C_2H_2.

Figura N° 2



Recordemos que el gas hidrógeno, indicador principal de las actividades de descargas parciales y corona, no se incorpora en este modelo de base, debido a la elevada velocidad de difusión a través de las estructuras metálicas internas del transformador.
En su lugar se recurre al gas metano (CH_4), ya que es el indicador secundario de las actividades de descargas parciales y corona.
También recordemos que el gas etileno representa el indicador principal de las actividades térmicas, asociadas al desarrollo de puntos calientes.
El acetileno entra en juego en las relaciones de Duval, por ser el indicador principal de la actividad de descargas de alta energía, relacionadas con el desarrollo de fallas severas en el transformador.
Retomando los ejemplos propuestos en la Parte 1, vemos en la figura N° 3 la ubicación de dos eventuales estados de falla.
El primer estado, punto N° 1, corresponde a la concentración (52, 46, 2), cuya ubicación en el triángulo de Duval es la zona T2, determinando una falla de origen térmico con una temperatura entre 300 °C y 700 °C.
El punto N° 2, con una concentración (36, 62, 2), quedará ubicado en la zona T3, correspondiendo, en este caso, a un eventual estado de falla térmica con una temperatura mayor a 700 °C.

Figura N° 3



Recordemos, en referencia a lo ya indicado en la Parte 1, que este método no debe utilizarse directamente para determinar si un transformador se encuentra desarrollando un estado de falla, sino que previamente tendrá que corroborarse esta situación, a través de las guías de clasificación, indicadas en el ítem 5. .

b) <u>Pentágono de Duval</u>

Este método integra en el análisis los siguientes 5 gases combustibles:

H_2 (concentración en ppm) = a.

C_2H_6 (concentración en ppm) = b.

CH_4 (concentración en ppm) = c.

C_2H_4 (concentración en ppm) = d.

C_2H_2 (concentración en ppm) = e.

Siendo sus concentraciones relativas porcentuales, las siguientes:

$$H_2(\%) = \frac{a}{a+b+c+d+e}\,100$$

$$C_2H_6(\%) = \frac{b}{a+b+c+d+e}\,100$$

$$CH_4(\%) = \frac{c}{a+b+c+d+e}\,100$$

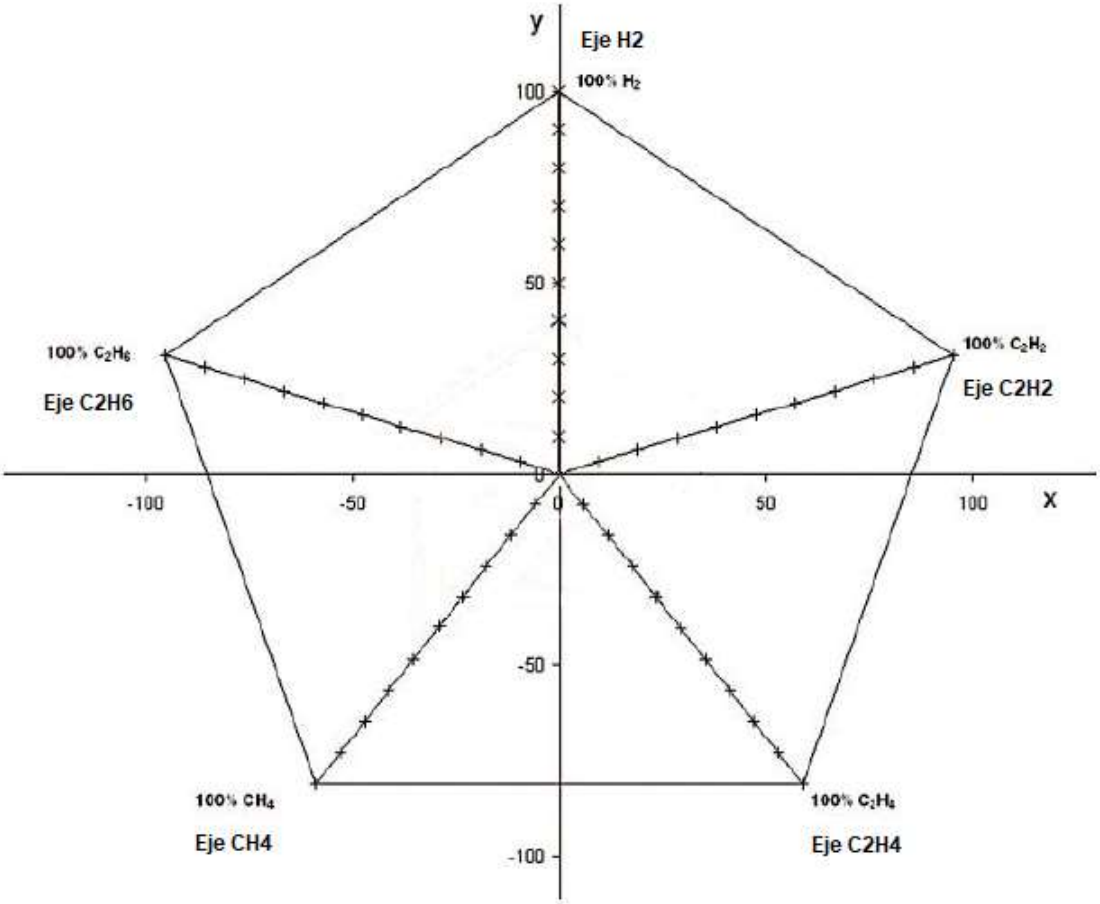
$$C_2H_4(\%) = \frac{d}{a+b+c+d+e}\,100$$

$$C_2H_2(\%) = \frac{e}{a+b+c+d+e}\,100$$

En base a estas relaciones porcentuales, se define el pentágono de Duval, correspondiendo a cada una de éstas, un eje de representación del 0 al 100%.
En la figura N° 4 se muestra el pentágono, junto a las ejes de referencia X e Y, así como los asociados a cada concentración de gases.
Dentro del pentágono se procede a delimitar las zonas características de fallas, en base a estudios efectuados por Duval, sobre un conjunto de transformadores evaluados en condiciones reales de operación.

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

Figura N° 4



NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

El orden de ubicación de los gases en los ejes del pentágono tiene una importancia clave en la determinación del punto de falla.
En tal sentido, los mismos se ubican en sentido antihorario, en la secuencia: hidrógeno (H2), etano (C2H6), metano (CH4), etileno (C_2H_4) y acetileno (C_2H_2).
Las zonas de falla del pentágono, se han delimitado a través de estudios estadísticos implementados sobre transformadores que presentaban estados de falla y su posterior verificación a través de las inspecciones internas.
A estos fines se establecen 7 zonas, correspondiendo a 3 de origen eléctrico y a 4 de origen térmico.
En la tabla N° 6 se indican las zonas de falla del pentágono de Duval (Pentágono 1).

Tabla N° 6

Zona	Tipo de falla
PD	Descargas parciales tipo corona
D1	Descargas de baja energía
D2	Descargas de alta energía
T3	Falla térmica mayor a 700 °C
T2	Falla térmica mayor a 300 °C y menor a 700 °C
T1	Falla térmica menor a 300 °C
S	Gasificación de baja temperatura

A continuación (figura N° 5), se grafican y delimitan las zonas de falla en el interior del Pentágono 1 de Duval.

Figura N° 5

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

Pentágono 1

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

Es importante resaltar que el pentágono de Duval, representativo de las zonas indicadas en la tabla 6, no incorpora los estados de gasificación por eventuales problemas de falla térmica, discriminados en el papel o en el aceite.
Para obtener una mayor precisión en la determinación de las fallas de origen térmico, se desarrolló el Pentágono 2, el cual posee una distribución distinta para las zonas de falla térmica y manteniendo la misma para las de origen eléctrico y de gasificación de baja temperatura.
También permite identificar un estado de falla asociado con un proceso de sobrecalentamiento de baja temperatura (< 250 °C).
En este caso (Pentágono 2), las zonas de falla quedarán definidas de la siguiente forma:

Tabla N° 7

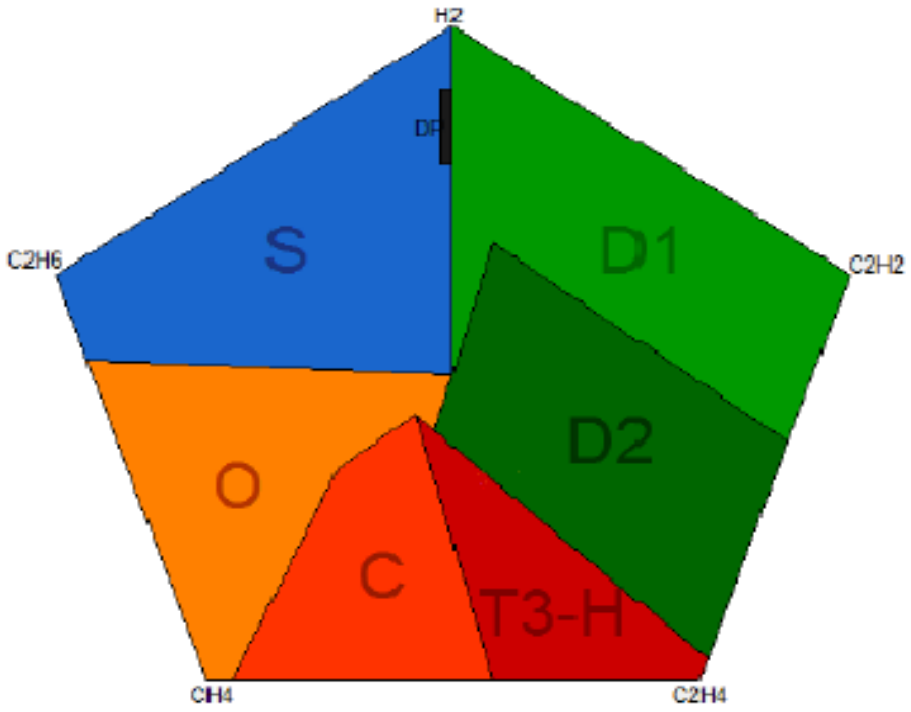
Zona	Tipo de falla
PD	Descargas parciales tipo corona

D1	Descargas de baja energía
D2	Descargas de alta energía
T3-H	Falla térmica mayor a 700 °C solo en el aceite
C	Falla térmica con carbonización del papel en el 80% de los casos
O	Sobrecalentamiento < 250 °C
S	Gasificación de baja temperatura

Ahora, las zonas de falla se distribuirán como se indica en la figura N° 6 (Pentágono 2).

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

Figura N° 6



Pentágono 2

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

La forma en que se han ubicado los gases en el pentágono, tiene su razón de ser, en la cantidad de energía necesaria para desarrollar el estado de falla específico.
Se comienza con el H_2 ya que requiere la menor cantidad de energía para su generación, el cual se ubica coincidente con el eje Y.
A continuación, cada 72°, se van ubicando los ejes de referencia de cada concentración, en la secuencia C_2H_6, CH_4, C_2H_4 y C_2H_2, en relación a las cantidades de energía requeridas para generar cada gas, en orden creciente.

a) <u>Determinación del Centroide</u>

El centroide representa el centro de simetría de la figura geométrica formada por las coordenadas correspondientes a cada relación relativa porcentual del pentágono.
Se puede calcular, obteniendo en primer término el área del polígono resultante, en función de las coordenadas x-y del plano que contiene al pentágono de Duval.
Con el valor del área, se obtienen las coordenadas del centroide del polígono.
Tendremos:

$$A = \frac{1}{2}\sum_{i=0}^{n-1}(x_i\, y_{i+1} - x_{i+1}\, y_i) = \text{Área del polígono}$$

x_i = coordenada “x” de un vértice del polígono.
y_i = coordenada “y” de un vértice del polígono.
n = número de vértices del polígono.
i ∈ [0, 4].

$$xc = \frac{1}{6A}\sum_{i=0}^{n-1}(x_i - x_{i+1})\,(x_i y_{i+1} - x_{i+1} y_i)$$

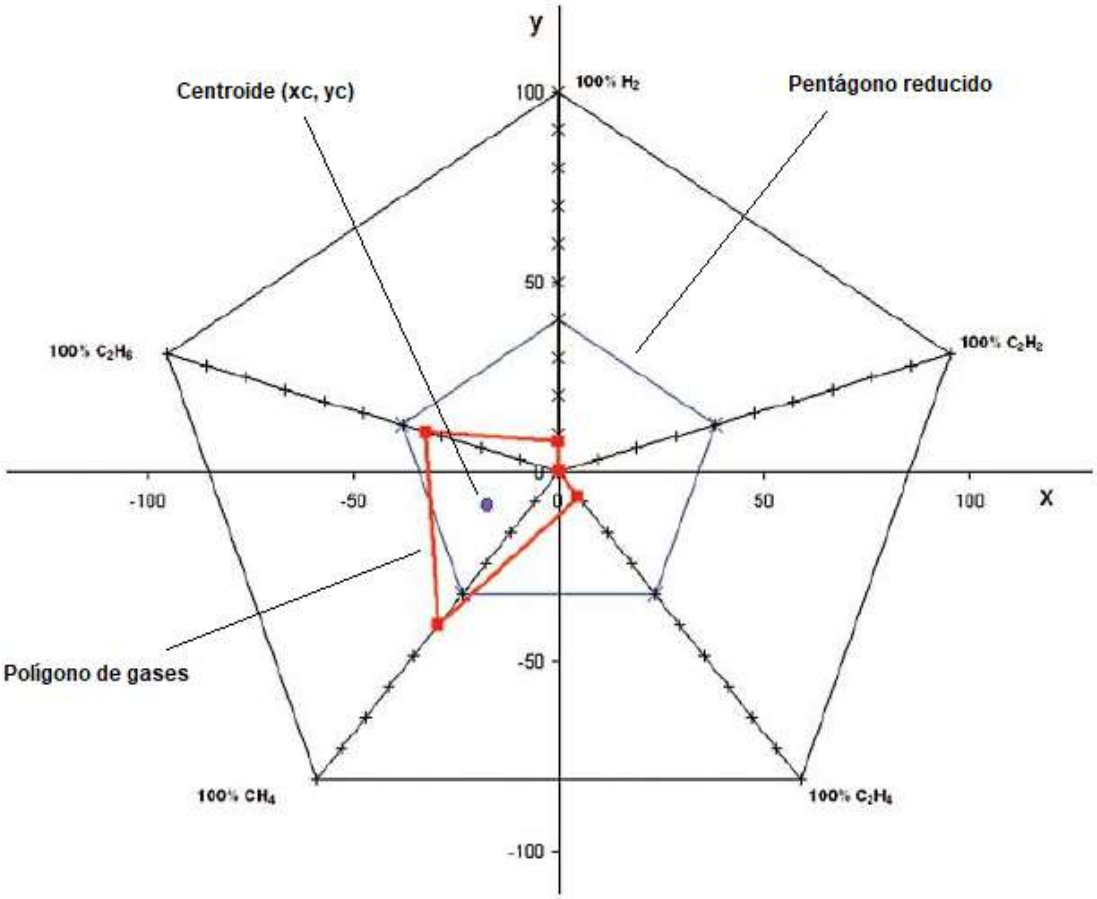
$$yc = \frac{1}{6A}\sum_{i=0}^{n-1}(y_i - y_{i+1})\,(x_i y_{i+1} - x_{i+1} y_i)$$

Siendo:

xc = coordenada “x” del centroide.
yc = coordenada “y” del centroide.

Figura N° 7

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES



En la figura N° 7 se muestra el polígono de gases, a partir de las concentraciones (9, 34, 50, 7, 0), así como la ubicación del centroide a través de las coordenadas xc e yc. Una vez ubicado el centroide se podrá determinar el tipo de falla presente, en función de la delimitación de las zonas, características del Pentágono de Duval a utilizar en el análisis (1 o 2).

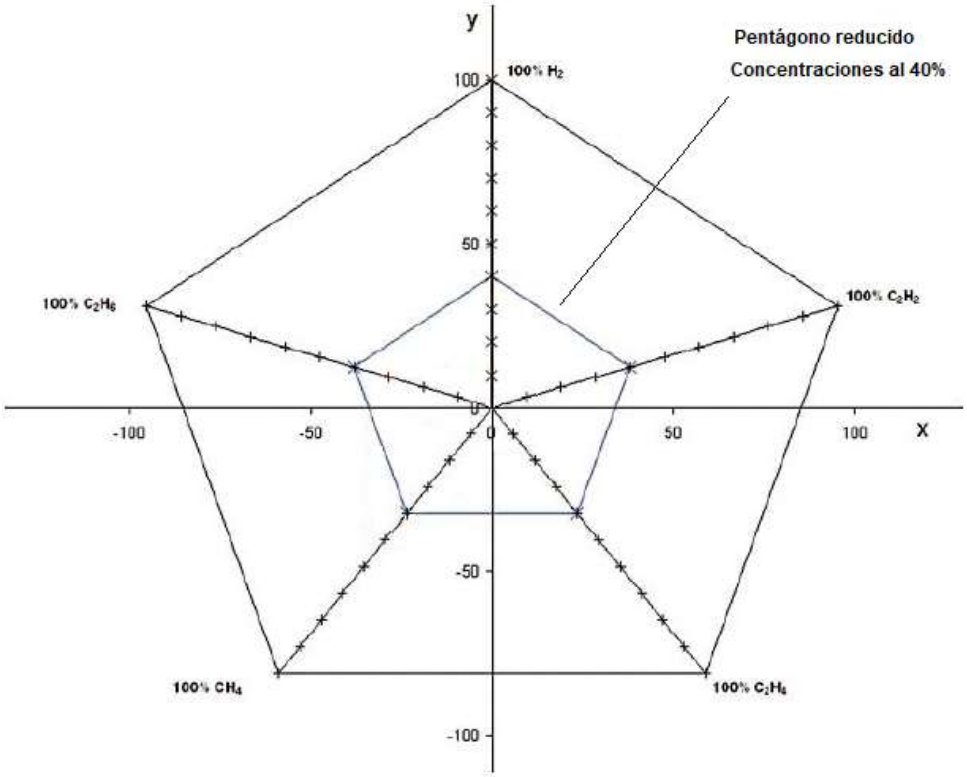
b) <u>Condiciones de aplicación</u>

El Pentágono 1 se desarrolló con el objetivo de determinar estados de falla en los transformadores, específicamente relacionadas con la actividad de descargas parciales, descargas de alta energía y fallas de origen térmico.
El Pentágono 2, debe su desarrollo a la posibilidad de distinguir la clase de afectación de la aislación (papel o aceite), como consecuencia de la actividad térmica.
Ambas representaciones refieren al análisis de eventuales procesos de falla, en transformadores embebidos en aceite mineral.

Para el caso de transformadores en silicona o aceite vegetal, se requieren de otras representaciones, ya que los mismos manifiestan, por la composición química intrínseca, una generación distinta de los gases combustibles, necesitando de tal forma una delimitación diferente de las zonas de falla.

c) Representación reducida

Figura N° 8



Debido a que se ha encontrado que las ubicaciones del centroide se hayan, para la mayoría de los casos prácticos, dentro del área comprendida dentro del 40% de las concentraciones de los gases, se propuso una versión reducida del pentágono de Duval, que contemple este criterio.
En la figura N° 8 se muestra esta versión reducida.

3 Clasificación de fallas por análisis de gases

Sabemos que el nivel de los gases disueltos en el aceite, representa un indicador principal en el grado de severidad de una determinada falla en el transformador.

También sabemos que, la tendencia de la velocidad de crecimiento de estos gases, proporciona otro indicador fundamental, en relación al grado de actividad o persistencia de la falla.

Teniendo en cuenta lo anterior, se han establecido valores límites y críticos en los niveles de las concentraciones de los gases, así como en las velocidades de crecimiento.

Por ejemplo, tenemos la siguiente tabla con los límites de gases, en referencia a las concentraciones.

Tabla N° 8

Estado	Concentración (ppm)								
	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2	CO	CO_2	TGCD	Intervalo de muestreo
Condición 1	100	80	170	55	3	500	8900	908	Anual
Condición 2	180	129	270	126	13	766	14885	1542	Mensual
Condición 3	254	170	352	205	32	983	20084	2101	Semanal
Condición 4	403	248	505	393	102	1372	29980	3175	Diario
Pre falla	725	400	800	900	450	2100	50000	5380	Por hora

En la tabla 9 se despliegan los límites asociados a las velocidades de crecimiento para cada gas, así como el intervalo de muestreo recomendado.

Tabla N° 9

Estado	Velocidad de crecimiento (ppm/mes)								
	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2	CO	CO_2	TGCD	Intervalo de muestreo
Condición 1	7	5	7	4	0,2	55	488	79	Anual
Condición 2	15	15	18	15	0,6	145	1282	212	Mensual
Condición 3	23	26	31	32	1,4	255	2251	376	Semanal
Condición 4	42	57	62	90	3,9	541	4779	812	Diario
Pre falla	91	152	152	335	15	1417	12500	2167	Por hora

Recordando lo visto en la Parte 1, también tendremos, como referencia de aplicación, los límites de las concentraciones, según se especifica en la IEC 60599 (valores ponderados).

Tabla N° 10

Gas	L1 (ppm)	G1 (ppm/mes)	G2 (ppm/mes)
H_2	100	10	50
CH_4	75	8	38
C_2H_2	3	3	3
C_2H_4	75	8	38
C_2H_6	75	8	38
CO	700	70	350
CO_2	7000	700	3500

4 Conclusiones

- La Cromatografía de Gases Disueltos (CGD) es la técnica de diagnóstico fundamental, de primera instancia, que permite detectar el desarrollo de un proceso de falla interna en el transformador.

- En tal sentido, se puede considerar como la técnica de diagnóstico más importante para determinar el estado de la condición de un transformador.

- El aceite de los transformadores, posee la capacidad de disolver, en su volumen, un conjunto de gases derivados de los procesos de fallas internas. También de gases provenientes de la degradación propia del aceite y del papel (celulosa).

- El análisis comparativo de las tendencias de la actividad de los gases de falla, representa el método más efectivo para realizar un diagnóstico preciso del estado de la condición del transformador.

- Tener muy en cuenta que la proporción de gas hidrógeno, en una muestra de aceite, posee una inexactitud asociada, como consecuencia del proceso de difusión de este gas en las estructuras metálicas internas del transformador.

- Por lo anterior, más otros factores involucrados en el proceso de la toma de muestra de aceite, una decisión sobre el estado de la condición del transformador, que en una primera instancia determine la presencia de un eventual estado de falla, no deberá basarse solamente en un registro CGD, sino que se deberá proceder al análisis de una segunda muestra.

- Los métodos de las relaciones, así como los de Duval, no deben utilizarse para la detección de fallas, sino que deben aplicarse para el análisis. Previo a la aplicación del método, se deberá determinar la eventual existencia de un estado de falla, según criterios de clasificación basados en los límites de las concentraciones de gases y las velocidades de crecimiento asociadas.

- Siempre se deberá complementar los estudios basados en los métodos de análisis, con las concentraciones de los gases CO, CO_2, O_2 y N_2. Estos gases son indicadores de eventuales estados de degradación del papel, así como del aceite, además de identificar posibles problemas relacionados con pérdidas en el transformador.

Ingenieria Nova Mirón S.A.