

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
ARQUÍMEDES ALVARADO MARÍN**

**PROMOCIÓN
2005- I**

**LIMA – PERÚ
2011**

MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

A mis padres, que dieron inicio a toda esta linda historia; a Sally y a Chelsea, que motivan mi día a día y que la historia continúe por buen camino.

SUMARIO

Los transformadores de potencia son equipos bastante caros y con amplio uso en las subestaciones de generación, transmisión y distribución del sistema eléctrico interconectado de nuestro país y del mundo.

Dentro de las diversas actividades de mantenimiento a las que un transformador de potencia está sujeto, el análisis de gases disueltos en el aceite aislante es el más relevante.

Normalmente, el monitoreo de la concentración de estos gases es realizado a través del análisis cromatográfico en fase gaseosa, que representa resultados aceptables. Sin embargo, este análisis representa un estado determinado de la condición del transformador, sin permitir un análisis continuo y de largo plazo. El análisis cromatográfico no garantiza el estado de los valores hasta que una siguiente muestra de aceite sea retirada.

Existen en el mercado sistemas de medición, que son instalados en los transformadores de potencia, capaces de monitorear continuamente la concentración de gases disueltos en el aceite aislante.

En ese sentido, el presente trabajo describirá los métodos de análisis y monitoreo existentes, de acuerdo a estándares internacionales; y el método de mantenimiento predictivo que actualmente es aplicado en los transformadores de potencia de la Central Termoeléctrica Aguaytia, el cual consiste en el monitoreo clásico del aceite aislante y el monitoreo en línea.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
ANTECEDENTES	3
1.1 Objetivo	3
1.2 Alcance	3
1.3 Limitaciones	3
1.4 Estructura del Trabajo	4
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	6
2.1 El Transformador de Potencia y el Aceite Mineral Aislante	6
2.1.1 Clasificación de los Transformadores	6
2.2 Aceite Mineral Aislante	8
2.2.1 Propiedades Físicas	9
2.2.2 Propiedades Eléctricas	9
2.2.3 Composición y Propiedades Químicas	10
2.3 Definiciones y Abreviaciones	11
2.3.1 Definiciones	11
2.3.2 Abreviaciones	14
2.4 Formación de Gases del Aceite Mineral Aislante	15
2.4.1 Descomposición de la Celulosa	17
2.4.2 Descomposición del Aceite	17
2.4.3 Otras Fuentes de Gas	18
2.4.4 Aplicación a los Equipos	19
2.4.5 Estableciendo Datos de Referencia	20
2.4.6 Estableciendo Prioridades de Operación	20
CAPÍTULO III	
ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS (DGA)	21
3.1 Identificación de Fallas	21

3.2	Composición de Gases Disueltos	22
3.3	Tipos de Fallas	22
3.3.1	Descargas Parciales (PD)	22
3.3.2	Descargas de Baja Energía (D1)	22
3.3.3	Descargas de Alta Energía (D2)	23
3.3.4	Fallas Térmicas T1, T2	23
3.3.5	Fallas Térmicas T3	23
3.3.6	Fallas Térmicas	23
3.4	Relaciones de Gas Básicas	24
3.4.1	Relación CO_2/CO	25
3.4.2	Relación O_2/N_2	26
3.4.3	Relación $\text{C}_2\text{H}_2/\text{H}_2$	27
3.4.4	Hidrocarburos C_3	27
3.5	Procedimientos de Operación Sugeridos Utilizando la Detección y Análisis de Gases Combustibles	27
3.5.1	Determinación del Promedio de Generación de Gases Combustibles	28
3.5.2	Determinación de Equivalencias Entre el Espacio de Gas y los Gases Disueltos en el Aceite	29
3.5.3	Monitoreo del Deterioro del Aislamiento Utilizando el Volumen de Gases Disueltos	31
3.5.4	Evaluación de la Condición del Transformador Utilizando Concentraciones Individuales y TDCG	32
3.5.5	Determinación del Procedimiento de Operación e Intervalo de Toma de Muestra Basados en los Niveles de TDCG y los Promedios de Generación de Gas en el Aceite	34
3.5.6	Evaluación de un Posible Tipo de Falla Utilizando el Método de Gases Clave	34
3.5.7	Evaluación de un Posible Tipo de Falla Mediante el Análisis de Gases Combustibles Generados Separados	37
3.5.8	Evaluación de un Posible Tipo de Falla Utilizando el Método de Proporción de Doernenburg	38
3.5.9	Evaluación de Posibles Tipos de Fallas Utilizando el Método de Proporciones de Rogers	39
3.5.10	Aplicación a Gases Libres en Relés Buchholz	41

3.6	Condiciones Para el Cálculo de Relaciones	43
3.7	Niveles de Concentración de Gas en Servicio	44
3.7.1	Probabilidad de Falla en Servicio	44
3.7.2	Valores de Concentraciones Típicos	45
3.7.3	Valores de Concentraciones de Alarma	46
3.7.4	Promedios de Incremento de Gas	47
3.8	Método Recomendado Para la Interpretación DGA	48
3.9	Reporte de Resultados	48
3.10	Notas de Aplicación Para Equipos	49
3.10.1	Transformadores de Potencia	49
3.11	Representaciones Gráficas	54
3.12	Métodos de Monitoreo de la Concentración de Gases Disueltos en el Aceite Mineral Aislante	56
3.12.1	Método Tradicional – Análisis Cromatográfico	57
3.12.2	Métodos de Monitoreo en Línea	63
CAPÍTULO IV		
APLICACIÓN DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA AGUAYTIA (175 MW)		
4.1	Antecedentes del Transformador GSU 11BAT10	70
4.2	Antecedentes del Transformador GSU 12BAT10	73
4.3	Análisis	74
4.3.1	Análisis del Transformador GSU 11BAT10	74
4.3.2	Análisis del Transformador GSU 12BAT10	80
CAPÍTULO V		
ANÁLISIS DE COSTOS DE LA APLICACIÓN DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA AGUAYTIA		
5.1	Cotización de Equipos	81
5.2	Análisis de Costos	82
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		84
ANEXOS		86
BIBLIOGRAFÍA		93

PRÓLOGO

La energía eléctrica está cada vez más presente en la vida cotidiana de las personas. Si de alguna manera ésta se ausentaría, sería altamente perjudicial e impactaría en prácticamente en todos los sectores de la economía y las sociedades.

La energía eléctrica, por ser un producto que no puede ser almacenada a bajo costo y en grandes cantidades, tiene que ser consumida al mismo momento que está siendo generada. Esa es una razón por la que se une directamente la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica; siendo fundamental que el sistema eléctrico interconectado tenga confiabilidad y disponibilidad.

En un sistema eléctrico, los transformadores de potencia son equipos fundamentales. Sin ellos, no podríamos transmitir ni distribuir la energía eléctrica producida en las centrales generadoras.

Los transformadores de potencia son dispositivos que requieren mantenimiento y cuidados especiales debido a su importancia en el sistema eléctrico que están inmersos. Estos transformadores están proyectados con elevada vida útil, alrededor de 30 años; pero a través de procedimientos correctos de operación y mantenimiento, pueden llegar a sobrepasar ese tiempo.

El costo causado por una eventual falla de un transformador de potencia está cifrado frecuentemente en millones de dólares, debido a la interrupción del sistema eléctrico de potencia, sin considerar los valores asociados con la reparación y sustitución del equipo.

Con el intento de garantizar su elevada vida útil de operación, los transformadores reciben constantes actividades de mantenimiento, dentro de las más importantes podemos citar las inspecciones semestrales y trimestrales en los bushings, radiadores y tanques, conservadores, sensores de temperatura del aceite aislante y bobinados, sistema de ventilación forzada, TAPS, tablero de control y protección.

Parte importante del mantenimiento de los transformadores de potencia es el monitoreo del aceite aislante. Este es utilizado en los transformadores con una finalidad dieléctrica y de remover el calor producido en los arrollamientos.

En el aceite son realizados diversas pruebas fisico-químicas tales como: rigidez

dieléctrica, contenido de agua, factor de potencia, tensión interfacial, punto de inflamación, densidad, acidez y análisis de gases disueltos en aceite. A través del monitoreo del aceite, es posible diagnosticar el estado de operación y la confiabilidad de operación.

Dentro de las pruebas efectuadas, el análisis de gases disueltos en el aceite mineral (DGA) es uno de los pasos más importantes para diagnosticar fallas incipientes en el aislamiento del transformador.

Típicamente, el DGA es realizado a través del análisis cromatográfico (cromatografía en fase gaseosa), método tradicional, el cual proporciona resultados admisibles. A pesar de ser una técnica aceptable, el análisis cromatográfico tiene dos inconvenientes: la distancia entre el punto donde se saca la muestra y el laboratorio donde se realiza el análisis de la muestra, y el periodo que está almacenada la muestra.

Como técnica tradicional, representa apenas un estado de la condición del aceite al momento del análisis; sin embargo, los cambios significativos en los gases del transformador entre intervalos de análisis no se pueden detectar.

A causa del surgimiento de la tecnología del monitoreo en línea (que se basa en sistemas de medición de concentración de gases disueltos en aceite aislante, que son instalados directamente en los transformadores; analizan en tiempo real la condición de operación del aceite del transformador), el DGA pasó de práctica de mantenimiento preventivo a predictivo. Por eso que actualmente los sistemas de medición de concentración de gases disueltos en aceite todavía poseen un elevado costo, no siendo justificable en determinadas situaciones.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES

1.1 Objetivo

El principal objetivo del presente informe es dar a conocer los métodos de análisis y monitoreo del aceite mineral aislante de los transformadores de potencia como técnica de mantenimiento predictivo. Además, se mostrará los métodos aplicados actualmente en los transformadores de potencia de los generadores en la Central Termoeléctrica Aguaytia y por último se indicará el estado actual de los mismos.

1.2 Alcance

El presente informe servirá como una guía de aplicación para transformadores inmersos en aceite y tiene como puntos a tratar:

- La teoría de generación de gases combustible en un transformador.
- La interpretación de análisis de gas.
- Procedimientos de operación sugeridos.
- Técnicas de diagnóstico, tales como los gases clave, relaciones de Dornenberg, y relaciones de Rogers.
- Instrumentos para la detección y determinación de la cantidad de gases combustible presentes.

1.3 Limitaciones

Actualmente, han sido establecidas muchas técnicas para la detección y medición de gases disueltos. Sin embargo, debe reconocerse que el análisis de estos gases y la interpretación de su significancia no es, en este momento, una ciencia pero sí una materia de arte de variabilidad. Su presencia y cantidad dependen de variables del equipo tales como el tipo, ubicación, y la temperatura de la falla; solubilidad y grado de saturación de los gases en el aceite; el tipo de sistema de preservación del aceite; el tipo y el promedio de circulación de aceite; los tipos de materiales en contacto con la falla; y finalmente, variables asociadas con la toma de muestras y procedimientos de medición en sí mismos. Debido a la variabilidad de límites de gas aceptable y la significancia de promedios de

generación y gases varios, es difícil obtener un consenso. El principal obstáculo en el desarrollo de interpretación de fallas como una ciencia exacta es la falta de correlación positiva de los gases de identificación de fallas con las fallas encontradas en los transformadores actuales.

El resultado de varias pruebas, indica que los procedimientos para análisis de gases son difíciles, tienen una precisión pobre, y pueden ser insensatamente imprecisos, especialmente entre laboratorios. Se recomienda realizar un análisis exactamente igual en otro laboratorio para confirmar un diagnóstico o antes de tomar alguna acción mayor. Este informe está orientado a proporcionar una dirección en métodos específicos y procedimientos que pueden ayudar a profesionales que tienen a cargo la operación de transformadores, en decidir sobre el estatus y si continúan o no con la operación de un transformador que exhibe formación de gas combustible.

Sin embargo, los profesionales deben tener presente que, a pesar de las razones físicas para la formación de gases tienen una firme base técnica, la interpretación de esa data en términos específicos de la causa o causas no es una ciencia exacta, pero es el resultado de una evidencia empírica de cuyas reglas para la interpretación han sido derivadas. Por lo tanto, las causas exactas o las condiciones dentro de los transformadores no pueden estar inferidas de varios procedimientos. La aplicación de reglas y límites en este informe, acompañada por la confirmación actual de causas de la formación de gases, ayudará en el perfeccionamiento y el mejoramiento en la correlación de reglas y límites para la interpretación.

La experiencia individual de los profesionales asistirá en la determinación del mejor procedimiento, o la combinación de procedimientos, para cada caso específico. Algunos factores involucrados en la decisión del profesional son: el tipo de sistema de preservación de aceite, el tipo y la frecuencia de toma de muestra, y las instalaciones para análisis disponibles.

1.4 Estructura del Trabajo

En el siguiente capítulo del informe, se presenta la importancia de los transformadores de potencia para el sistema eléctrico y la atención necesaria que se debe tener con su mantenimiento.

Además, se hace una revisión sobre transformadores de potencia, aceite aislante y las técnicas de DGA empleadas para evaluar las condiciones de operación de los transformadores.

Se prosigue luego con dar a conocer los métodos de monitoreo del aceite aislante

como método de mantenimiento predictivo; haciendo hincapié a las características del método tradicional y el método de monitoreo en línea.

En el siguiente capítulo, se muestra la aplicación del monitoreo tradicional del aceite en la Central Termoeléctrica Aguaytia y la implementación del monitoreo en línea del aceite aislante y sus primeros resultados. También se presenta el respectivo análisis de costos del proyecto de implementación.

Por último, se presenta las conclusiones obtenidas y las sugerencias acerca del status de los transformadores de potencia de la central.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

2.1 El Transformador de Potencia y el Aceite Mineral Aislante

Las exigencias técnicas y económicas hacen que las construcciones de las unidades generadoras de energía eléctrica, estén ubicadas generalmente a distancias muy largas de los lugares de consumo. Surge así la necesidad de transportar la energía eléctrica a través de líneas de transmisión de longitud notable.

Por razones económicas y de construcción, las secciones de los conductores de estas líneas deben ser mantenidas dentro de determinados límites, lo que hace necesario la limitación de las intensidades de corrientes en las mismas. Por lo tanto, las líneas de transmisión deben ser construidas para operar en alta tensión, que en muchos casos llega a ser miles de voltios.

Esto es posible debido a que la corriente alterna puede ser transformada fácilmente de baja a alta tensión y viceversa, a través de una máquina eléctrica estática, de construcción simple y rendimiento elevado, que es el transformador.

El transformador es un equipo eléctrico que tiene por finalidad transmitir la energía eléctrica de un circuito a otro, con la misma frecuencia, pero bajo diferentes niveles de tensión.

La figura 2.1 muestra un sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica, desde la generación hasta el consumidor final.

El transformador de potencia es uno de los equipos clave en los sistemas eléctricos de potencia y su condición de operación está directamente relacionada con la confiabilidad y estabilidad de los sistemas de potencia.

2.1.1 Clasificación de los Transformadores:

No existe una clasificación estandarizada de transformadores, por ello, desde un punto de vista técnico, estos pueden ser clasificados según:

- Número de fase: monofásicos o polifásicos (normalmente trifásicos).

Tipo de núcleo: los más utilizados son:

- Tipo Núcleo (Core Type): utilizado para tensiones altas, las cuales requieren muchas espiras en la bobina y buen aislamiento. Se caracteriza por corrientes relativamente bajas y pequeño flujo magnético.
- Tipo Blindado (Shell Type): usados en transformadores con tensiones bajas, donde hay pocas espiras, bajo aislamiento, elevadas corrientes, altas frecuencias y flujos magnéticos.

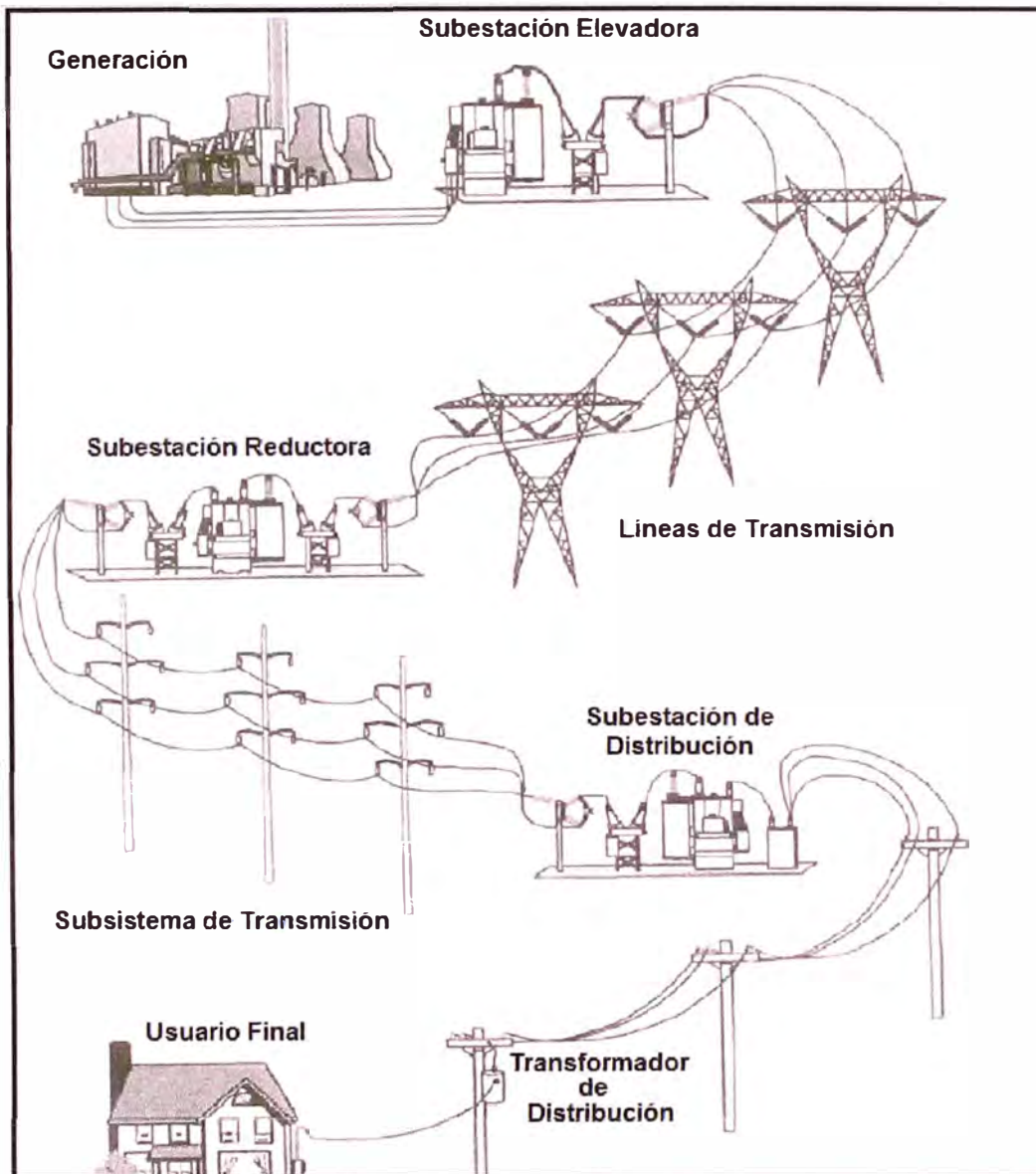


Figura 2.1 – Sistema de Transmisión y Distribución

- Tipo de aplicación: los principales son los transformadores de instrumentación, transformadores a corriente constante, transformador serie, transformador de pequeña potencia, transformadores de mando de señalización, transformadores para operación de campanas y alarmas, transformadores de aislamiento. [1]

Los transformadores de potencia son utilizados generalmente en subestaciones

reductoras y elevadoras de tensión, así como también en centrales de generación de energía eléctrica. Pueden ser considerados como transformadores de potencia, aquellos con potencia nominal igual o superior a 500 kVA. En la figura 2.2 se puede tener una idea del tamaño que pueden alcanzar estos equipos.



Figura 2.2 – GSUT Transformador Elevador de 100 MVA, CCTT Aguaytia

Actualmente, en la mayoría de las aplicaciones de los transformadores de potencia, la parte activa está inmersa en aceite mineral aislante, que cumple la función de medio aislante y refrigerante (figura 2.3).

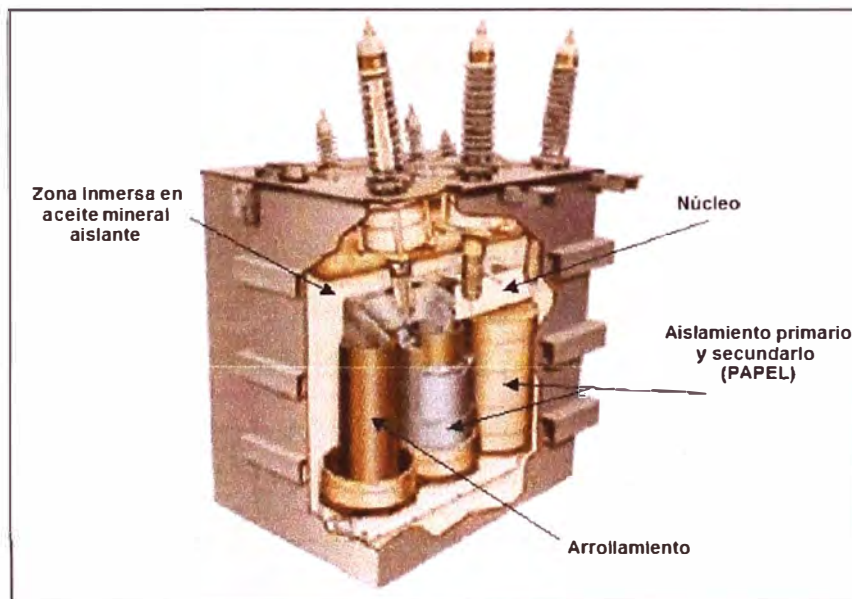


Figura 2.3 – Corte de Transformador de Potencia

2.2 Aceite Mineral Aislante

El aceite mineral aislante es ampliamente utilizado en equipos eléctricos, tales como

transformadores, reactores, interruptores, cables eléctricos, capacitores y otros. Este material tiene dos funciones básicas, la primera es el papel de medio aislante que evita la formación de arco entre dos conductores del equipo, la segunda como refrigerante y actúa disipando el calor generado en la operación del equipo. A continuación se presenta las propiedades del aceite mineral:

2.2.1 Propiedades Físicas:

Las propiedades físicas consideradas en el análisis del aceite aislante son:

- Color: el aceite nuevo tiene un color amarillo pálido y es transparente. El color cambia y se oscurece a medida que el aceite se va deteriorando.
- Punto de Inflamación: es la menor temperatura en la cual se forman vapores inflamables en la superficie del aceite y son identificados por la formación de chispas cuando existe la presencia de llama.
- Punto de Fluidez: es la temperatura más baja en la cual el aceite, en condiciones perfectamente establecidas, fluya.
- Densidad: la densidad del aceite está, normalmente, alrededor de 0.9 a una temperatura de 15 °C.
- Viscosidad: es la resistencia que el aceite ofrece al flujo continuo sin turbulencia, inercia u otras fuerzas. La cantidad de calor que el aceite es capaz de transferir, por hora, desde el transformador para el medio ambiente depende de esta propiedad.
- Punto de Anilina: es la temperatura en la que hay separación de la anilina de una mezcla de anilina y aceite. El punto de anilina está de cierta manera relacionado con propiedades de disolver materiales con los que entra en contacto y con su contenido aromático.
- Tensión Interfacial: en la superficie de separación entre el aceite y el agua se forma una fuerza de atracción entre las moléculas de dos líquidos se llama tensión interfacial, siendo medida en N/m. Una disminución de la tensión superficial indica, con bastante anticipación en relación a otros métodos, el inicio del deterioro del aceite.
- Solubilidad del agua en el aceite: el agua puede existir en el aceite bajo la forma disuelta, no disuelta (suspendida) o libre (depositada). La cantidad de agua disuelta en el aceite depende de la temperatura y del grado de refinación. Cuanto más alta sea la temperatura, mayor será la cantidad de agua disuelta en el aceite; y cuanto más refinado esté el aceite, menor será la solubilidad del agua.[1]

2.2.2 Propiedades Eléctricas:

Las propiedades eléctricas consideradas en el análisis del aceite aislante son:

- **Rigidez dieléctrica:** Es la tensión AC en la cual ocurre la descarga disruptiva en una película de aceite ubicada entre dos electrodos y en condiciones perfectamente determinadas. La rigidez dieléctrica del aceite es afectada un poco por el agua disuelta en ella. Por otro lado, el agua libre en suspensión en el aceite disminuye considerablemente su rigidez dieléctrica; por lo que en un aceite deteriorado, el agua libre tiene mayor posibilidad de quedar en suspensión que en un aceite nuevo. Otro factor que contribuye a la reducción de la rigidez dieléctrica son las partículas sólidas en suspensión (fibras celulósicas, carbón, polvo, etc.).
- **Factor de Potencia:** El factor de potencia del aceite mineral aislante es igual al coseno del ángulo de fase o al seno del ángulo de pérdidas del mismo. Este aumenta de valor a medida que el aceite se va deteriorando más. El factor de potencia nos da una idea de la cantidad de corriente que fluye por el aceite, y es a su vez es una medición de su contaminación y deterioro.[1]

2.2.3 Composición y Propiedades Químicas:

El aceite mineral es extraído del petróleo, su composición y características dependen de la naturaleza del petróleo del cual fue obtenido y del proceso empleado en su preparación.

El petróleo crudo puede ser de base parafínica, cuyo producto final de destilación es la cera parafínica, o de base nafténica, cuyos productos finales de destilación son de naturaleza asfáltica. Apenas el 3% de petróleo disponible en el mundo son de base nafténica.

El aceite obtenido a partir de petróleo de base nafténica es llamado aceite nafténico o de tipo "A" y el originado de petróleo parafínico, aceite parafínico o del tipo "B". El aceite mineral aislante tipo "A" es utilizado en transformadores y equipos de maniobra donde no está establecida la utilización del aceite mineral aislante tipo "B".

La composición química del aceite mineral es básicamente una mezcla de hidrocarburos en su mayoría, y de no-hidrocarburos, también llamados hetero-compuestos, en pequeña proporción. Se estima que aproximadamente son 3000 los compuestos existentes en el aceite mineral aislante.

Teniendo en cuenta la presencia de un elevado número de componentes en diferentes cantidades en su composición, la caracterización del aceite mineral para utilizarlo como aislante no la realiza por la composición de la mezcla del mismo, sino por una serie de

parámetros físico-químicos, los cuales son afectados por la composición y por presentar reflejos en su utilización. Así mismo, el establecimiento de límites para aquellos parámetros tiene como objetivo alcanzar una uniformidad de comportamiento como aislante y referencias de calidad para su utilización.

En la Tabla 2.1 se presenta las especificaciones que el aceite tipo “A” deberá tener, así como también los métodos de prueba para la obtención de las mismas. [1]

2.3 Definiciones y Abreviaciones

2.3.1 Definiciones

Para el propósito de este Informe de Suficiencia, se aplican las siguientes definiciones:

- **Ocurrencia:** evento o defecto no planificado en un elemento que puede resultar en una o más fallas del elemento o de otro equipo asociado.

Nota: En equipos eléctricos, una ocurrencia puede o no puede dar como resultado el daño del aislamiento y la falla del equipo.

- **Falla sin daño:** es una falla que no involucra la acción de reparación o reemplazo en el lugar de falla.

Nota: Ejemplos típicos son los arcos auto extinguidos en equipos de maniobra o sobrecalentamientos en general sin la carbonización del papel.

- **Falla con daño:** es la falla que involucra la acción de reparación o reemplazo en el lugar de falla.

- **Incidente:** es un evento relacionado a una falla interna que altera temporal o permanentemente la operación normal de un equipo.

Nota: Ejemplos típicos son las alarmas por gases, disparo de equipos o fuga en el equipo.

- **Falla:** La culminación de la habilidad de un elemento para desempeñar una función requerida.

Nota: En equipos eléctricos, las fallas pueden resultar de un desperfecto con daño o incidente en alguna parada, reparación o reemplazo del equipo, descomposición interna, rotura del tanque, incendio o explosión.

- **Falla Eléctrica:** descarga parcial o disruptiva a través del aislamiento.
- **Descarga parcial:** Es la descarga que solamente puentea parcialmente dos conductores entre su aislamiento. Esto puede ocurrir dentro del aislamiento o adyacente a un conductor.

Nota 1: El efecto corona es una forma de descarga parcial que ocurre en ambientes

gaseosos alrededor de conductores que están lejos de aislamiento sólido o líquido. Esta afirmación no debe ser usada como regla para todas las formas de descargas parciales.

Tabla 2.1 Especificaciones para el aceite mineral aislante Tipo “A” [1]

Características	Unidades	Valores		Métodos
		Mín.	Máx.	
Apariencia	-	El aceite debe ser claro, limpio y libre de materiales en suspensión.		Visual
Cloruros	-	Ausente		NBR - 5779
Color	-	-	1.0	ABNT - MB - 351
Densidad a 20 °C	-	0.861	0.900	NBR - 7148
Azufre Corrosivo	-	No corrosivo		ABNT - 899
Estabilidad de oxidación				
- Índice de neutral (IAT)	mg KOH/g	-	0.40	NBR - 10504
- Barro o Lodo	% masa	-	0.10	
- Factor de pérdidas dieléctricas a 90 °C	%	-	20	
Factor de pérdidas dieléctricas				
A 25 °C	%	-	0.05	NBR - 12133
A 90 °C		-	0.40	
A 100 °C		-	0.50	
Índice de neutral (IAT)	mg KOH/g	-	0.03	ABNT - MB - 101
Punto de anilina	°C	63	84	ABNT - MB - 299
Punto de fluidez	°C	-	39	ABNT - MB - 820
Punto de inflamación	°C	140	-	ABNT - MB - 50
Rigidez dieléctrica				
- Electrodo de disco	kV	30	-	NBR - 6869
- Electrodo VDE		42	-	NBR - 10859
Rigidez dieléctrica a impulso (electrodo de aguja / esfera)	kV	145	-	ASTM - D - 3300
Sulfuros	-	Ausente		NBR - 5779
Tendencia de la evolución de gases	l/min	Negativo		ASTM - D - 2300 Método B
Tensión superficial a 25 °C	N/m	40	-	NBR - 6234
Porcentaje de Carbono aromático	%	Sentir Olor		ASTM - D - 2140
Porcentaje de inhibidor de oxidación	% masa	-	0.08	NBR - 12134
Porcentaje de PCB	mg/kg	No detectable		ASTM - D - 4059
Viscosidad a:				
20 °C	mm ² /s (cST)	-	25.0	ABNT - MB -293
40 °C		-	11.0	
100 °C		-	3.0	
Porcentaje de agua	mg/kg (ppm)	-	35	NBR - 10710

Nota 2: El X-Wax es un material sólido que se forma a partir del aceite mineral aislante como resultado de descargas eléctricas y que consiste en fragmentos polimerizados de las

moléculas del líquido original. Productos comparables pueden estar formados a partir de otros líquidos bajo condiciones similares.

Nota 3: Chisporroteo de baja energía, por ejemplo a causa de metales o potenciales flotantes, es algunas veces descrito como descarga parcial pero más bien debería ser considerado como descarga de baja energía.

- **Descarga disruptiva:** Es el paso del arco eléctrico seguido de la ruptura del aislamiento.

Nota 1: Las descargas son mayormente descritas como arco eléctrico, ruptura o cortocircuito. Términos más específicos son también usados a continuación:

- Sparkover (descarga a través del aceite aislante)
- Perforación (descarga a través del aislamiento sólido)
- Flashover (descarga en la superficie del aislamiento sólido)
- Tracking (degradación progresiva de la superficie del aislamiento sólido a causa de descargas locales que dan lugar a zonas conductoras y parcialmente conductoras)
- Chisporroteos que, en convenciones de Física, son roturas dieléctricas locales de densidad de ionización alta o arcos pequeños.

Nota 2: Dependiendo del monto de energía contenida en la descarga, éste será descrito como una descarga de baja o alta energía, basado en el grado de daño observado en el equipo.

- **Falla Térmica:** Es el incremento excesivo de temperatura en el aislamiento.

Nota: Las causas típicas son:

- Enfriamiento insuficiente
- Circulación de corriente excesiva en las partes adyacentes al metal (como resultado de malos contactos, corrientes Eddy, pérdidas parásitas o fuga de flujo).
- Circulación de corriente excesiva a través del aislamiento (como resultado de pérdidas del dieléctrico altas), dando lugar a una fuga térmica.
- Sobrecalentamiento del bobinado interno o en la conexión de uno de los bushings.

- **Valores Típicos de Concentraciones de Gas:** Son las concentraciones de gas normalmente encontrados en equipos en servicio que no tienen síntomas de falla, y los cuales sobrepasan un porcentaje arbitrario de contenido gas, por ejemplo 10%.

Nota 1: Los valores típicos serán diferentes en diferentes tipos de equipo y en diferentes sistemas de red, dependiendo del tipo de operación (niveles de carga, clima, etc.).

Nota 2: Los valores típicos, en muchos países y por muchos usuarios, son denominados

como “valores normales”, pero este término no ha sido usado aquí para evitar posibles malinterpretaciones.

- **Gases Clave (key gases):** Son los gases generados en transformadores inmersos en aceite mineral aislante que pueden ser usados para la determinación cualitativa de tipos de fallas, basados en que los gases son típicos o predominantes a diferentes temperaturas.
- **Mantenimiento Predictivo:** Es una técnica de mantenimiento que consiste en monitorear, periódicamente, las características y propiedades de los diversos componentes de un sistema y proceder a una intervención cuando se verifica que la falla es inminente.[2]
- **Relé Buchholz:** Dispositivo de seguridad montado sobre algunos transformadores y reactores que tengan refrigeración mediante aceite y equipado con su conservador. El relé de Buchholz es usado como un dispositivo de protección sensible al efecto de fallas dieléctricas dentro del equipo. El relé tiene dos formas de detección. En caso de una pequeña sobrecarga, el gas producido por la combustión de gas suministrado se acumula en la parte de arriba del relé y fuerza al nivel de aceite a que baje. Un switch flotante en el relé es usado para disparar una señal de alarma. Este mismo switch también opera cuando el nivel de aceite es bajo, como en el caso de una pequeña fuga del aceite mineral aislante. En caso de producirse un arco, la acumulación de gas es repentina, y el aceite fluye rápidamente dentro del conservador. Este flujo de aceite opera sobre el switch adjunto a una veleta ubicada en la trayectoria del aceite en movimiento. Este switch normalmente activa una señal que aísla el transformador antes de que la falla cause un daño adicional. El relé de Buchholz tiene una compuerta de pruebas, que permite que el gas acumulado sea retirado para realizar ensayos. Si se encuentra gas inflamable en el relé es señal de que existieron fallas internas tales como sobretensión o producción de arco interno. En caso de que se encuentre aire, significa que el nivel de aceite es bajo, o bien que existe una pequeña pérdida.

2.3.2 Abreviaciones

- **Nombres y símbolo químicos:**

Nitrógeno	N_2
Oxígeno	O_2
Hidrógeno	H_2
Metano	CH_4

Etano	C_2H_6
Etileno	C_2H_4
Acetileno	C_2H_2
Monóxido de Carbono	CO
Dióxido de Carbono	CO ₂

• **Abreviaciones Generales:**

DGA: Análisis de gases disueltos (por sus siglas en inglés)

CIGRE: Conferencia Internacional de Redes Eléctricas Grandes (por sus siglas en francés)

TCG: Gas combustible total

TDCG: Gas combustible disuelto total

GSUT: Transformador Elevador del Generador (por sus siglas en inglés)

TG: Turbina a Gas

2.4 Formación de Gases del Aceite Mineral Aislante

Las dos causas principales de la formación de gases dentro de un transformador en operación son perturbaciones eléctricas y térmicas. Las pérdidas en los conductores debido a la carga producen gases por la descomposición térmica del aceite asociado y el aislamiento sólido. Los gases también son producidos de la descomposición del aceite y el aislamiento expuesto a temperaturas de arco eléctrico. Generalmente, donde la descomposición de gases es formada principalmente por bombardeo iónico, pueda que exista o no un poco de calor asociado a descargas de baja energía y a descargas parciales.

El aceite mineral aislante está hecho de una mezcla de diferentes moléculas de hidrocarburo conteniendo los grupos químicos CH₃, CH₂ y CH enlazados entre sí con enlaces moleculares Carbono-Carbono. La derivación de algunos de los enlaces C-H y C-C puede ocurrir como resultado de fallas eléctricas y térmicas, con la formación de pequeños fragmentos inestables, en forma de radicales o iónicas, tales como H-, CH₃-, CH₂-, CH- o C- (entre muchas otras formas complejas), que se recombinan rápidamente, a través de reacciones complejas, en moléculas de gas tales como el hidrógeno (H-H), metano (CH₃-H), etano (CH₃-CH₃), etileno (CH₂=CH₂) o acetileno (C₂H₂). Los gases de hidrocarburo C₃ y C₄, como también las partículas sólidas de carbono e hidrocarburos polímeros (cera, X-Wax), son otros posibles productos de recombinación. Los gases se disuelven en el aceite, o se acumulan como gases libres si son producidos en grandes cantidades, y pueden ser analizados mediante un DGA.

Las fallas de baja energía, tales como descargas parciales del tipo plasma frío (descargas tipo corona), a favor de la ruptura de los enlaces C-H más débiles (338 kJ/mol) a través de reacciones de ionización y de la acumulación de hidrógeno como la principal recombinación de gas. Más y más energía y/o más altas temperaturas se necesitan para romper los enlaces C-C y su recombinación en gases con enlaces C-C simples (607 kJ/mol), enlaces C=C dobles (720 kJ/mol) o enlaces C≡C triples (960 kJ/mol), siguiendo procesos con algunas similitudes con aquellos observados en la industria de derivados del petróleo.

El etileno es por lo tanto favorecido sobre el etano y el metano por encima de temperaturas de aproximadamente 500 °C (aunque se presentan en valores menores de temperatura). El acetileno requiere temperaturas de al menos de 800 °C a 1200 °C, y un rápido enfriamiento a temperaturas más bajas, con el objeto de acumularse como producto de una recombinación estable. El acetileno es entonces formado en cantidades significantes principalmente en arcos eléctricos, donde el canal ionizado conductivo alcanza varios miles de grados Celsius, y la interface con el aceite líquido circundante necesariamente debajo de los 400 °C (por encima del valor con el cual el aceite se vaporiza completamente), con una capa de gases de aceite en vapor/descomposición entre ellos. El acetileno podría formarse a bajas temperaturas (< 800 °C), pero en cantidades menores. Las partículas de carbón se forman a temperaturas entre 500 °C a 800 °C y son observadas en efecto después de arcos eléctricos en aceite o alrededor de puntos muy calientes. El aceite se puede oxidar con la formación de pequeñas cantidades de CO y CO₂, que puede acumularse sobre largos períodos de tiempo en más cantidades sustanciales.

Las cadenas poliméricas del aislamiento de celulosa sólido (papel, cartón prensado, bloques de madera) contienen un gran número de anillos de anhidro glucosa, y enlaces moleculares C-O débiles y enlaces glucosídicos que son térmicamente menos estables que los enlaces de hidrocarburo en aceite, y que se descomponen a temperaturas más bajas. Un significativo número de descomposición de cadena de polímeros ocurre a temperaturas mayores de 105°C, con completa descomposición y carbonización por encima de los 300°C. Mayormente el dióxido y monóxido de carbono, así como también el agua, se forman en cantidades mucho más grandes que por oxidación del aceite a la misma temperatura, junto con menores cantidades de gases de hidrocarburo y componentes furánicos. Este último puede ser analizado y utilizado para complementar la interpretación del DGA y confirmar si el aislamiento de celulosa está implicado o no en falla. La

formación de CO y CO₂ no sólo se incrementa con la temperatura sino también con el contenido de oxígeno del aceite y el contenido de humedad del papel. [3]

2.4.1 Descomposición de la Celulosa

La descomposición del aislamiento de celulosa impregnada en aceite produce óxidos de carbono (CO, CO₂) y algunos gases como el hidrógeno o el metano (H₂, CH₄) debido al aceite (el CO₂ no es un gas combustible). El promedio a la que ellos son producidos, depende exponencialmente de la temperatura y directamente del volumen del material a esa temperatura. Debido a los efectos de volumen, un gran volumen de aislamiento calentado a temperatura moderada producirá la misma cantidad de gas que un volumen mas pequeño a temperaturas más altas. [3]

2.4.2 Descomposición del Aceite

El aceite mineral aislante de los transformadores es una mezcla de diferentes moléculas de hidrocarburo, y los procesos de descomposición de estos hidrocarburos en fallas eléctricas o térmicas son complejos. Los pasos fundamentales son la ruptura de los enlaces carbono-hidrógeno y carbono-carbono. Se forman átomos de hidrógeno activos y fragmentos de hidrocarburo. Estos radicales libres pueden combinarse con ellos mismo para formar gases, hidrógeno molecular, metano, etano, etc., o ellos pueden recombinarse para formar nuevas moléculas condensables. Descomposiciones adicionales y procesos reordenados apuntan a la formación de productos tales como etileno y acetileno y, caso extremo, moderadamente carbono hidrogenado en forma de partícula.

Estos procesos dependen de la presencia de hidrocarburos individuales, de la distribución de energía y temperatura en los alrededores del lugar de la falla, y el tiempo durante el cual el aceite es eléctrica o térmicamente estresado. Estas reacciones ocurren estequiométricamente; por lo tanto, las degradaciones específicas de los hidrocarburos del aceite del transformador se juntan y las condiciones de falla no se pueden predecir confiablemente de las consideraciones cinéticas químicas. Una alternativa de alcance es asumir que todos los hidrocarburos en el aceite son descompuestos en los mismos productos y que cada producto está en equilibrio con los otros. Los modelos termodinámicos permiten calcular la presión parcial de cada producto gaseoso como función de la temperatura, utilizando conocidas constantes de equilibrio para las reacciones de descomposición relevantes. Un ejemplo de los resultados de este alcance se muestra en la figura 2.4 debido a Halstead. La cantidad de hidrógeno formado es relativamente alto e insensible a la temperatura; la formación del acetileno empieza a ser apreciable sólo a

partir de temperaturas cerca de los 1000 °C.

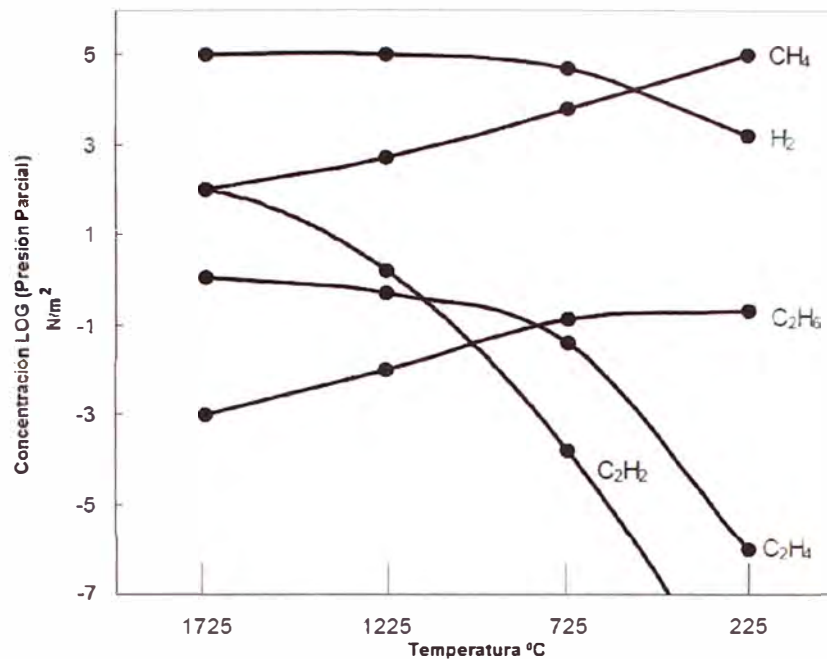


Figura 2.4 – Presiones parciales de equilibrio térmico como función de la T^0

La formación de metano, etano, y etileno también tienen dependencias únicas de la temperatura en el modelo. El alcance termodinámico tiene sus límites; se tiene que asumir un equilibrio isotérmico idealizado pero no existente en la región de falla, y no existe disposición para ocuparse de múltiples fallas en un transformador. Sin embargo, las concentraciones de gases individuales actualmente encontrados en un transformador pueden ser utilizados directamente o en relaciones para estimar el historial térmico del aceite en el transformador de un modelo y alegar algunas fallas pasadas o potenciales en la unidad. Como ejemplo más simple: la presencia de acetileno indica que una falla de alta temperatura, puede ser un arco eléctrico, ha ocurrido en el aceite del transformador; la presencia de metano indica que –si una falla ha ocurrido– es una falla térmica o una falla eléctrica de baja energía. Se ha hecho bastante trabajo para que las predicciones tengan correlación entre los modelos termodinámicos con el actual comportamiento de los transformadores. [3]

2.4.3 Otras Fuentes de Gas

Los gases pueden ser generados en algunos casos no como resultado de falla en el equipo, sino a través de la corrosión u otra reacción química que involucra el acero, superficies descubiertas o pinturas protectoras.

El hidrógeno puede formarse mediante la reacción del acero con agua, mientras el oxígeno del aceite esté disponible cerca. Grandes cantidades de hidrógeno han sido

entonces reportadas en algunos transformadores que nunca han sido energizados. El hidrógeno también puede formarse mediante la reacción de agua libre con recubrimientos especiales en superficies metálicas, o por reacción catalítica de algunos tipos de aceros inoxidable con el aceite, en particular aceite conteniendo oxígeno disuelto a elevadas temperaturas. El hidrógeno también puede formarse en nuevos aceros inoxidable, absorbidos durante su proceso de manufactura, o producido por soldadura, y lanzados lentamente en el aceite. El hidrógeno también puede ser formado por la descomposición de la delgada película de aceite entre las láminas del núcleo sobrecalentadas a temperaturas mayores o iguales a 140°C.

Los gases también pueden producirse por la exposición del aceite a los rayos del sol o puede ser formado durante la reparación del equipo. Las pinturas internas del transformador, tales como resinas alquídicas y poliuretanos modificados conteniendo ácidos grasos en su formulación, pueden también formar gases.

Estas ocurrencias, sin embargo, son muy inusuales, y pueden ser detectadas realizando un análisis DGA en equipos nuevos que nunca han sido energizados, y por pruebas de compatibilidad de material. La presencia de hidrógeno con la total ausencia de otros gases de hidrocarburo, por ejemplo, puede ser la indicación de un problema.

2.4.4 Aplicación a los Equipos

Todos los transformadores generan gases en cierta medida a temperaturas de operación normales. Pero ocasionalmente una generación de gas anormal ocurre dentro de la operación del transformador tal como un sobrecalentamiento general o local, problemas dieléctricos, o una combinación de estos. En equipos eléctricos, estas anomalías son llamadas “fallas”. Las fallas térmicas, descargas parciales y arcos eléctricos son descritas en el punto 3.3. Fallas internas en el aceite producen los subproductos gaseosos como el hidrógeno (H_2), metano (CH_4), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4), y etano (C_2H_6). Cuando la celulosa está involucrada, las fallas producen metano (CH_4), hidrógeno (H_2), monóxido de carbono (CO), y dióxido de carbono (CO_2). Cada uno de estos tipos de fallas produce ciertos gases que son generalmente combustibles. El total de todos los gases combustibles pueden indicar la existencia de cualquiera de ellos, o una combinación, de fallas térmicas, eléctricas o descarga parcial. Ciertas combinaciones de cada uno de los gases determinados cromatográficamente son únicas para diferentes temperaturas de falla. Además, las relaciones de ciertos gases clave se han descubiertos para indicar tipos de fallas. La interpretación de gases individuales puede llegar a ser difícil cuando hay más de una falla,

o cuando un tipo de falla evoluciona a otro tipo, tal como un problema eléctrico como consecuencia de un problema térmico.

Los esfuerzos para asignar una significancia mayor a los gases que justificada por la variabilidad natural de los eventos de medición y generación pueden llevarnos a gruesos errores en la interpretación. Sin embargo, a pesar de esto, estos mecanismos de generación de gases son solo la base existente para las reglas analíticas y procedimientos desarrollados en este Informe de Suficiencia.

2.4.5 Estableciendo Datos de Referencia

Establecer un punto de referencia para la concentración de gas en transformadores nuevos o reparados y siguiendo esto como un programa de monitoreo rutinario es un elemento clave en la aplicación del mantenimiento predictivo. El monitoreo del buen estado (utilidad, confiabilidad) de un transformador debe realizarse en forma rutinaria y puede empezarse en cualquier momento, no solo para unidades nuevas.

Generalmente, se recomienda toma de muestras diarias o semanales después del inicio, seguida por intervalos mensuales o más largos. Los intervalos de toma de muestras pueden variar dependiendo de la aplicación y requerimientos de sistemas individuales. Por ejemplo, en algunas centrales de generación, se toma muestra de aceite a los transformadores (GSUT) 4 a 6 veces al año, en unidades sobre los 138 kV se toman muestras dos veces al año, y en algunas unidades sobre los 765 kV se toman muestras mensualmente.

2.4.6 Estableciendo Prioridades de Operación

Existe mucha información para diagnosticar condiciones de fallas incipientes en transformadores. Esta información es de naturaleza general pero muchas veces se aplica a situaciones o problemas muy específicos. Un hallazgo consistente con todos los esquemas para el análisis de interpretación de gases es que la información más disponible concerniente al historial del transformador y los datos de prueba, incrementa la probabilidad de un diagnóstico correcto del estado de la unidad.

Actualmente se utilizan un número de esquemas simples, empleando gases principales o programas usando relaciones de gases tipo para proporcionar un diagnóstico tentativo cuando la información previa no está disponible o se indicó que la condición de no falla existió. Los métodos de gas principal o relaciones requieren que niveles mínimos o detectables de gases estén presentes o normas que la superen, antes ellos pueden proporcionar un diagnóstico útil.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS (DGA)

A través de análisis de gases disueltos (DGA) en el aceite aislante, es posible garantizar la condición de operación del aislamiento del equipo, como la detección de eventuales procesos de falla que pueden estar ocurriendo. El DGA es la técnica más utilizada para monitorear el desempeño de los transformadores de potencia, así como también de otros equipos eléctricos como reactores, transformadores de corriente, transformadores de tensión y otros.

El descubrimiento de fallas incipientes en el aislamiento de aceite y papel por el método de DGA está basado en el hecho de que la ruptura del aislamiento líquido y sólido, bajo condiciones térmicas y eléctricas anormales generan una variedad de sustancias volátiles y no volátiles resultantes de la degradación, que pueden evolucionar las fallas de los equipos.

El DGA es importante porque, en primer lugar, cada falla posible genera uno o más gases. Estos surgen del aumento progresivo de la degradación del aceite adyacente a la falla o del aislamiento de celulosa, y el DGA es capaz de evaluar varios tipos de gases, por lo tanto capaz de identificar y diagnosticar varios tipos de falla. De otro lado, desde sus etapas iniciales estos gases de falla se disuelven en el aceite y pueden ser detectados en algún tiempo futuro en la que una muestra de aceite sea llevada para su análisis, de esta manera el DGA puede detectar fallas intermitentes. También porque los gases de falla pueden ser detectados con concentraciones muy pequeñas, se puede decir que el DGA es una técnica muy sensible y apropiada para detectar fallas en etapas iniciales.

Los gases de falla son producidos por la degradación del aceite del transformador y de los materiales aislantes tales como el papel y el cartón de aislamiento del núcleo. La velocidad de degradación de la celulosa y del aceite aumenta significativamente con la presencia de una falla dentro del transformador.

3.1 Identificación de Fallas

Cualquier formación de gas en servicio, por mínima que sea, resulta del estrés de

algún tipo, aun si éste es muy ligero, como el normal crecimiento de temperatura. Sin embargo, mientras la formación de gases esté debajo de valores típicos, no debería ser considerado como indicación de una “falla”, pero si como “formación de gas típico” (Ver figura 2.4).

3.2 Composición de Gases Disueltos

A pesar que la formación de algunos gases es favorecido, dependiendo de la temperatura alcanzada o la energía contenida en una falla (Ver 2.4), en la práctica se obtiene casi siempre una mixtura de gases. Una razón es la termodinámica: a pesar que no son favorecidos, los gases secundarios continúan formándose, aunque en cantidades menores. Los modelos termodinámicos existentes derivados de la industria del petróleo, sin embargo, no pueden predecir con exactitud las composiciones de gas formadas, porque ellos corresponden al equilibrio gas/temperatura ideal que no existen en las fallas actuales. Grandes gradientes de temperatura también ocurren en la práctica, por ejemplo como resultado del flujo o vaporización de aceite a lo largo de una superficie caliente. Esto es particularmente verdad en el caso de arcos eléctricos con descarga de energía, que transfiere gran cantidad de calor a la capa de vapor/descomposición de gas del aceite entre el arco y el aceite, probablemente explicando el incremento de formación de etileno observado en adición al acetileno. Además, los modelos termodinámicos existentes no se aplican al papel, que vuelve irreversible al carbono por encima de los 300°C.

3.3 Tipos de Fallas

La inspección interna de miles de equipos fallados ha guiado a las amplias clases de fallas visualmente detectables siguientes:

3.3.1 Descargas Parciales (PD):

(PD, por sus siglas en inglés) del tipo plasma frío (corona), resultando en posibles deposiciones de X-Wax en el papel aislante, o del tipo chisporroteo, induciendo agujerillos tipo picaduras de alfiler, perforaciones carbonizadas (agujeros) en el papel, que sin embargo, pueden no ser fáciles de encontrar.

3.3.2 Descargas de Baja Energía (DI):

En el papel y/o aceite, evidenciado por perforaciones carbonizadas más grandes (agujeros) a través del papel, carbonización de la superficie del papel (tracking) o partículas de carbón en aceite (como ocurre en la operación del desviador del cambiador de Taps).

Refiriéndose a la figura 2.4, las descargas de baja intensidad tales como descargas

parciales y arcos intermitentes de muy bajo nivel producen principalmente hidrógeno, con la disminución de cantidades de metano y rastros de cantidades de acetileno. A medida que las intensidades de descarga se incrementan, las concentraciones de acetileno y etileno aumentan considerablemente.

3.3.3 Descargas de Alta Energía (D2):

En el papel y/o aceite, con descarga de energía, evidenciado por la destrucción extensiva y carbonización del papel, fusión del metal en los extremos de la descarga, carbonización extensiva en el aceite y, en algunos casos, disparo (desconexión) del equipo, confirmando la descarga de corriente.

Refiriéndose a la figura 2.4, a medida que la intensidad de las descargas eléctricas llegan a ser arcos o proporciones de descargas continuas que producen temperaturas de 700 °C a 1800 °C, la cantidad de acetileno llega a ser pronunciada.

3.3.4 Fallas Térmicas T1, T2:

En el papel y/o aceite, por debajo de 300°C si el papel se ha vuelto pardusco (T1), y por encima de 300°C si se ha carbonizado (T2).

3.3.5 Fallas Térmicas T3:

Con temperaturas mayores a 700°C (T3) si hay una fuerte evidencia de la carbonización del aceite, coloración del metal (800°C) o fusión del metal (> 1000°C).

3.3.6 Fallas Térmicas:

Refiriéndonos a la figura 2.4, la descomposición del aceite mineral aislante de 150 °C a 500 °C produce relativamente grandes cantidades de gases de bajo peso molecular, tales como el hidrógeno (H₂) y el metano (CH₄), y da indicios de cantidades de gases con pesos moleculares más altos tales como el etileno (C₂H₄) y el etano (C₂H₆). A medida que la temperatura de falla en el aceite mineral se incrementa a temperaturas moderadas, la concentración del hidrógeno excede a la concentración que tiene el metano, pero ahora las temperaturas están acompañadas de cantidades significantes de gases con peso molecular más alto –primero etano y luego en etileno. En el extremo superior del rango de falla térmico, las cantidades de hidrógeno y etileno se incrementan y pueden producirse rastros de acetileno (C₂H₂). En contraste con la descomposición térmica del aceite, la descomposición de la celulosa y otros aislamientos sólidos producen monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), y vapor de agua a temperaturas mucho más bajas que las por descomposición del aceite y en proporción exponencial a la temperatura. Debido a que el papel empieza a degradarse a temperaturas más bajas que el aceite, sus subproductos

gaseosos son encontrados a temperaturas normales de operación en el transformador. Un transformador elevador de una central, por ejemplo, que opera de acuerdo a los datos nominales de placa o muy cerca a ellos; generará normalmente muchos cientos de microlitros/litro (ppm) de CO y muchos miles de microlitros/litro (ppm) de CO₂ sin puntos calientes excesivos.

La relación de CO₂/CO es a veces usada como un indicador de la descomposición térmica de la celulosa. Esta relación es normalmente mayor que 7. Para la relación CO₂/CO, los respectivos valores de CO₂ y CO deberían exceder los 5000 μL/L (ppm) y 500 μL/L (ppm) con el fin de mejorar el factor de certeza, es decir; las relaciones son sensitivas a valores mínimos. A medida que la magnitud del CO se incrementa, la relación de CO₂/CO disminuye. Esto puede indicar una anomalía que es la degradación del aislamiento de celulosa. [2]

Tabla 3.1 – Abreviaciones de los Tipos de Fallas [2]

Abreviaciones	
PD	Descargas Parciales
D1	Descargas de Energía Baja
D2	Descargas de Energía Alta
T1	Falla Térmica, $t < 300^{\circ}\text{C}$
T2	Falla Térmica, $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$
T3	Falla Térmica, $t > 700^{\circ}\text{C}$

3.4 Relaciones de Gas Básicas

Cada una de las seis clases de fallas apunta a un patrón característico de la composición de gas de hidrocarburo, que puede ser traducido en una tabla de interpretación DGA, tales como el recomendado en la tabla 3.2 y basado en el uso de las 3 relaciones básicas de gases: C₂H₂/C₂H₄, CH₄/H₂ y C₂H₄/C₂H₆.

La tabla 3.2 se aplica a todos los tipos de equipos, con pocas diferencias en los límites de relaciones de gas dependiendo del tipo específico de equipo.

Ejemplos típicos de fallas en los diferentes tipos de equipos (transformadores de potencia, transformadores de instrumentación, etc.) correspondiente a los seis casos de la tabla 3.2, pueden ser encontrados en la tabla 3.11.

Alguna coincidencia entre las fallas D1 y D2 es aparente en la tabla 3.2, significando que una atribución dual de D1 o D2 debe ser obtenida en algunos casos de los resultados del DGA. La distinción entre D1 y D2 ha sido mantenida, sin embargo, como la cantidad de energía en la descarga puede incrementar significativamente el daño potencial al equipo

y la necesidad de realizar mediciones preventivas diferentes.

Las combinaciones de relaciones de gas que caen fuera de los límites de rango de la tabla 3.2 y que no corresponden a una falla característica de esta tabla, pueden ser considerados una mezcla de fallas, o fallas nuevas que combinan con un nivel de gases de base alto. (Ver 3.5).

Tabla 3.2 – Interpretación del Análisis DGA [2]

Caso	Falla Característica	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
PD	Descargas Parciales (Ver notas 3 y 4)	NS	< 0.1	< 0.2
D1	Descargas de Energía Baja	> 1	0.1 - 0.5	> 1
D2	Descargas de Energía Alta	0.6 - 2.5	0.1 - 1	> 2
T1	Falla Térmica $t < 300^\circ C$	NS	> 1 pero NS	< 1
T2	Falla Térmica $300^\circ C < t < 700^\circ C$	< 0.1	> 1	1 - 4
T3	Falla Térmica $t > 700^\circ C$	< 0.2	> 1	> 4

Nota 1: En algunos países, la relación C_2H_2/C_2H_6 es usada, más que la relación CH_4/H_2 . También en algunos países, se usan límites de la relación un poquito diferentes.

Nota 2: Las relaciones arriba mencionadas son significantes y podrían ser calculadas sólo si al menos uno de los gases está en una concentración y un promedio de incremento de gas por encima de los valores típicos (Ver 3.8).

Nota 3: $CH_4/H_2 < 0.2$ para descargas parciales en transformadores de instrumentación.
 $CH_4/H_2 < 0.07$ para descargas parciales en bushings.

Nota 4: Patrones de descomposición de gas similares a los de descargas parciales han sido reportados como resultado de la descomposición de la fina película de aceite que hay entre las láminas del núcleo a temperaturas de $140^\circ C$ y valores mayores.

1) NS = No significativa, cualquier sea el valor.

2) Un incremento en el valor de la cantidad de C_2H_2 puede indicar que la temperatura de los puntos calientes son mayores que $1000^\circ C$.

En tal caso, la tabla 3.2 no provee un diagnóstico, pero la representación gráfica dada en el punto 3.11 puede ser usada para visualizar que las fallas características de la Tabla 3.2 están lo más cerca posible a cada caso.

El esquema menos detallado de la tabla 3.3 también puede ser usado en cada caso con

el fin de obtener al menos una aproximada distinción entre descargas parciales (PD), descargas (D) y fallas térmicas (T), cuando no se tenga un diagnóstico del todo.[2]

3.4.1 Relación CO_2/CO

La formación de CO_2 y CO del aislamiento de papel impregnado en aceite se incrementa rápidamente con la temperatura. El incremento (corregido) de la relación CO_2/CO menores que 3 son considerados generalmente como una indicación de probable implicación del papel en una falla, con algún grado de carbonización.

Tabla 3.3 – Esquema Simplificado de Interpretación [2]

CASO	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
PD	-	< 0.2	-
D	> 0.2	-	-
T	< 0.2	-	-

Con el fin de obtener una relación CO_2/CO confiable en el equipo, los valores de CO_2 y CO deben primero ser corregidos (incrementados) por posible absorción de CO_2 por parte del aire de la atmósfera, y por los valores históricos de CO_2 y CO (Ver 3.5 y 3.8), resultando del envejecimiento del aislamiento de celulosa, sobrecalentamiento de los bloques de madera y la oxidación a largo plazo del aceite (que será influenciado fuertemente por la disponibilidad de oxígeno causado por los detalles de construcción y la manera de operación de equipos específicos).

Equipos con respirador de aire, por ejemplo, saturados aproximadamente con el 10% del aire disuelto, pueden contener hasta $300\mu\text{l/l}$ de CO_2 provenientes del aire. En equipos sellados, el aire normalmente está excluido pero puede ingresar a través de fugas, y la concentración de CO_2 estará en proporción del aire presente.

Cuando se sospecha de una degradación del papel excesiva ($\text{CO}_2/\text{CO} < 3$), se tiene que ver la posibilidad de solicitar un análisis de componente furánicos o una medición del grado de polimerización de muestras de papel, cuando sea posible.

3.4.2 Relación O_2/N_2 :

El O_2 y el N_2 pueden ser encontrados en el aceite, como resultado del contacto con el aire de la atmósfera en el conservador de equipos con respirador de aire, o a través de fugas en equipos sellados. En el equilibrio, tomando en cuenta la solubilidad relativa del O_2 y el N_2 , la relación O_2/N_2 en el aceite refleja la composición de aire y está cerca a 0.5.

En servicio, esta relación puede disminuir como resultado de la oxidación del aceite y/o el envejecimiento del papel, si el O_2 es consumido más rápidamente que el papel es

reemplazado por la difusión. Factores usados tales como la carga y la preservación del sistema pueden afectar la relación, pero relaciones menores que 0.3 son generalmente considerados para indicar el excesivo consumo de oxígeno.

3.4.3 Relación C_2H_2/H_2 :

En transformadores de potencia, operando con cambiadores de tap en línea (OLTC, por sus siglas en inglés) producen gases correspondientes a descargas de energía baja (D1). Si alguna comunicación de gas o aceite es posible entre el compartimiento del OLTC y el tanque principal, o entre el conservador respectivo, estos gases pueden contaminar el aceite en el tanque principal y guiar a un diagnóstico equivocado. Los patrones de descomposición de gas en el OLTC, sin embargo, son un poquito diferente y específico que los D1 regular en el tanque principal.

Las relaciones C_2H_2/H_2 mayores de 2 a 3 en el tanque principal son entonces consideradas como una indicación de contaminación del OLTC. Esto puede ser confirmado comparando los resultados DGA en el tanque principal, en el OLTC y en el conservador. Los valores de la relación de gas y de la concentración de acetileno dependen del número de operaciones de OLTC y en la forma cómo la contaminación ha ocurrido (a través del aceite o del gas).

Nota: Si se sospecha de la contaminación por gases provenientes del OLTC, la interpretación de los resultados DGA en el tanque principal deben ser hechas con cuidado por la sustracción de contaminación del OLTC, evitando así que la muestra sea desconfiable.

3.4.4 Hidrocarburos C_3

El método de interpretación de análisis de gases indicado anteriormente toma en cuenta sólo los hidrocarburos C_1 y C_2 . Algunos métodos de interpretación práctica también usan las concentraciones de hidrocarburos C_3 , y sus autores creen que son confiables para traer información complementaria que serán de mucha ayuda para el diagnóstico más preciso. En vista que los hidrocarburos C_3 son muy solubles en aceite, sus concentraciones prácticamente no son afectadas por una posible difusión dentro en el aire del medio ambiente. De otro lado, y ya que ellos son muy solubles, son muy difíciles de extraer del aceite y el resultado del análisis puede depender grandemente del método de extracción usado. Es más, la experiencia ha mostrado que, en la mayoría de casos, un diagnóstico satisfactorio puede ser hecho sin tomar en cuenta estos hidrocarburos C_3 y por motivos de simplificación, ellos han sido omitidos del método de interpretación indicado

anteriormente. [2]

3.5 Procedimientos de Operación Sugeridos Utilizando la Detección y Análisis de Gases Combustibles

Desde el punto de vista operacional, es importante establecer las siguientes prioridades:

- a) Detectar la generación de cualquier gas que excede las cantidades “normal” y utilizar las directrices apropiadas para que la posible anomalía pueda ser reconocida con mucha anticipación con el fin de minimizar algún daño o evitar una falla.
- b) Evaluar el impacto de una anomalía en la disponibilidad del transformador, usando un conjunto de directrices o recomendaciones.
- c) Tomar la acción recomendada, empezando con un incremento en la supervisión y confirmar o analizar complementariamente y llevando a cabo cualquier determinación de sensibilidad de carga, reducir la carga del transformador, o sacar la unidad de servicio.

El éxito del análisis de gases de falla necesita la detección en el menor tiempo posible de los gases utilizando los siguientes métodos:

- Medición directa del monto de gas combustible en el espacio de gas o relé (Gas Combustible Total “TCG”).
- Medición directa del monto de gases combustibles disueltos en el aceite (monitor de gases en aceite).
- Separación cromatográfica y análisis para los componentes individuales en una mezcla de gases extraída de una muestra de aceite del transformador o una muestra del espacio de gas del transformador (ver 3.8).

Un procedimiento de operación, utilizando la data de gases de las fuentes mencionadas previamente, tiene que ser desarrollado inmediatamente siguiendo la detección inicial de los gases combustible. La figura 3.1 es un diagrama de flujo que muestra el proceso sugerido de la detección inicial de gases combustible a la evaluación final del estatus del transformador. [3]

NOTA: Asumir componentes disueltos iguales en ambos ejemplos.

3.5.1 Determinación del Promedio de Generación de Gases Combustible

El volumen y distribución de un gas dado puede ser generado durante un largo periodo de tiempo a causa de una falla relativamente insignificante o en un periodo de tiempo muy

corto a causa de una falla más severa. Por lo tanto, una medición no indica el promedio de generación y puede indicar muy poco acerca de la severidad de la falla. Una vez que se detecta la presencia de un gas sospecho, es importante estar seguro que la falla que generó el gas esté activa.

El promedio de evolución de gases combustibles mayores que 2.8 L (0.1 ft³) por día pueden indicar que la unidad tiene una falla interna activa. Para calcular el promedio de evolución, tomar la suma de las concentraciones {en µL/L (ppm)} de todos los gases combustibles (todos menos CO₂, O₂ y N₂) en la primera y segunda muestra, y usar la siguiente Ecuación 1 que se muestra a continuación:

$$R = \frac{(S_T - S_0) \times V \times 10^{-6}}{T} \quad (3.1)$$

Donde,

R: es el promedio (litros por día)

S₀: es la primera muestra (microlitros/litro)

S_T: es la segunda muestra (microlitros/litro)

V: Es el volumen de aceite en el tanque (litros)

T: es el tiempo (días)

Los límites para el promedio de tasas de generación de gases son dados para el análisis del espacio de gas (TCG) y para el total de análisis de gases disueltos (TDCG), ver 3.5.5.

Tabla 3.4 – Coeficiente de Ostwald [3]

Gas	Coeficiente de Ostwald (B) (25°C)
H ₂ ^a	0.0429
O ₂	0.1380
CO ₂	0.9000
C ₂ H ₂ ^a	0.9380
C ₂ H ₄ ^a	1.3500
N ₂	0.0745
CO ^a	0.1020
C ₂ H ₆ ^a	1.9900
CH ₄ ^a	0.3370

NOTA: Los coeficientes de Ostwald son para un aceite con una densidad de 0.880 a STP

^a Combustibles

3.5.2 Determinación de Equivalencias Entre el Espacio de Gas y los Gases Disueltos en Aceite [3]

Las equivalencias entre el espacio de gas y el aceite son usados para comparar los resultados de los análisis del espacio de gas (TCG) con los resultados del análisis de los gases disueltos en el aceite mineral aislante (TDCG). Las comparaciones de las relaciones de gas obtenidas del espacio de gas pueden entonces ser comparadas a las relaciones de gases similares extraídas del aceite. Cabe señalar que los valores equivalentes calculados de TCG_e y los valores medidos experimentalmente de TCG probablemente no muestren una coincidencia cercana, ya que la ecuación para obtener las equivalencias asume la existencia de equilibrio entre la capa de gas y el aceite. Esta condición puede no existir, particularmente en el caso de una falla progresando activamente. Sin embargo, la ecuación es valorable para la determinación de un valor limitante para la esperada concentración de TCG en la capa de gas. El equivalente de TCG_e de los gases disueltos se obtiene utilizando la Ecuación (3.2).

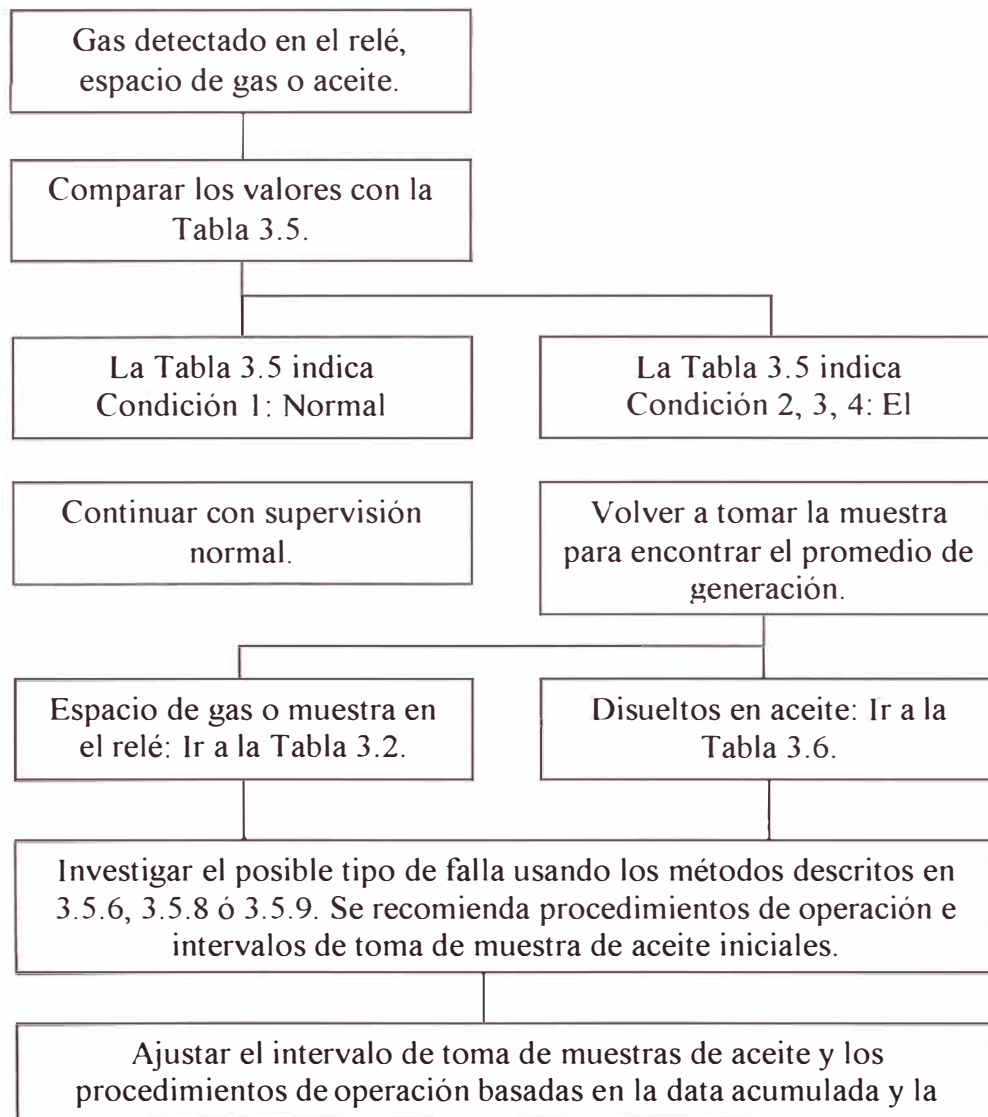


Figura 3.1 – Diagrama de Flujo para Procedimiento de Operación [3]

$$TCG_e = \sum_{c_1}^{c_n} \left[\frac{\frac{F_c}{B_c}}{\sum_{G_1}^{G_n} \frac{F_g}{B_g}} \right] \times 100 \quad (3.2)$$

Donde:

TCG_e : es un estimado del porcentaje de gas combustible en el espacio de gas

C: es el gas combustible

G: es cada gas disuelto en el aceite (combustible y no combustible)

F_c : es la concentración de gas combustible, g, disuelto en el aceite expresada en microlitros/litro (ppm)

B_c : es el coeficiente de solubilidad de Ostwald del gas combustible, g

F_g : es la concentración de un gas particular disuelto en el aceite

B_g : es el coeficiente de solubilidad de Ostwald de un gas particular

3.5.3 Monitoreo del Deterioro del Aislamiento Utilizando el Volumen de Gases Disueltos

Un aceptable método para el monitoreo del deterioro del material aislante del transformador involucra el cálculo del volumen total de gas evolucionado. El volumen total del gas evolucionado es un indicador de la magnitud de fallas incipientes.

Las futuras muestras indican cambios con el tiempo a medida que la falla va desarrollándose. Las tendencias son evidentes cuando se grafica el volumen de gas en función del tiempo. Para determinar el volumen, en galones, del gas de falla disuelto en aceite aislante, utilizar la Ecuación (3.3):

$$TDCG_v = \frac{FG (V)}{1000000} \quad (3.3)$$

Donde:

FG: es la suma de H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 y CO [microlitros/litro (ppm)]

V: es el volumen del aceite en el transformador [litros (galones)]

$TDCG_v$: es el volumen total de gas combustible disuelto [litros (galones)]

Este método sencillo es muy útil para transformadores con conservador e inmersos en aceite completamente con condiciones que producen pequeñas cantidades de gas de falla. Estas condiciones garantizan el monitoreo continuo pero no han desarrollado aun un carácter distinto según los otros métodos de determinación de falla descritos en este informe. Este método de volumen de gas de falla continúa siendo útil a medida que las condiciones de falla aumenten, con la ventaja adicional que permite monitorear

continuamente el deterioro del aislamiento a pesar de alguna actividad relacionada con el aceite que incluye la desgasificación. [3]

3.5.4 Evaluación de la Condición del Transformador Utilizando Concentraciones Individuales y TDCG

Resulta difícil determinar si un transformador se está comportando normalmente si no tiene data histórica de gases disueltos. Además, existen considerables diferencias de opinión para considerar a un “transformador normal” con concentración de gases aceptable.

Se ha desarrollado un criterio de cuatro niveles para clasificar los riesgos a los transformadores, cuando no hay data histórica de gases disueltos, para operación continua a varios niveles de gas combustible. El criterio usa tanto las concentraciones para gases separados como la concentración total de todos los gases combustible. Ver Tabla 3.5.

- **Condición 1:** El TDCG por debajo de este nivel indica que el transformador está operando satisfactoriamente (ver Figura 3.1). Cualquier exceso de gas combustible individual de los niveles especificados sugieren una investigación adicional (ver 3.5.6 y 3.5.7).
- **Condición 2:** El TDCG dentro de este rango indica niveles de gas combustible mayor de lo normal. Cualquier exceso de gas combustible individual de los niveles especificados sugieren una investigación adicional. Referirse a la Figura 3.1, Paso 3. Se debe tomar acción para establecer una tendencia (Figura 3.1, Paso 4). Pueden presentarse fallas. Referirse a 3.5.5.
- **Condición 3:** El TDCG dentro de este rango indica un alto nivel de descomposición. Cualquier exceso de gas combustible individual de los niveles especificados sugieren una investigación adicional. Referirse a la Figura 3.1, Paso 3. Se debe tomar una acción inmediata para establecer una tendencia. (Figura 3.1, Paso 4). Las fallas están probablemente presentes. Referirse a 3.5.5.
- **Condición 4:** El TDCG excediendo este valor indica excesiva descomposición. Continuar con la operación podría resultar en la falla del transformador. Referirse inmediatamente y con cuidado a la Figura 3.1. Paso 3, y 3.5.5.

NOTA 1: La Tabla 3.5 asume que no se han realizado previamente pruebas al transformador para análisis de gases disueltos o que no existe una data histórica reciente. Si existiese un análisis previo, debería ser revisado para determinar si la situación es

estable o inestable. Referirse a 6.5.2 para tomar la acción apropiada.

^a Los números mostrados en la Tabla 3.5 están en partes de gas por parte por millón de aceite [$\mu\text{L/L}$ (ppm)] volumétricamente y están basados en un gran transformador de potencia con varios miles de galones de aceite. Con un volumen más pequeño de aceite, el mismo volumen de gas dará una concentración de gas más alto. Los transformadores de distribución pequeños y los reguladores de tensión pueden contener gases combustibles debido a la operación de fusibles de expulsión internos o interruptores de carga. Los códigos del Status en la Tabla 3.5 tampoco son aplicables a otros aparatos en que los interruptores de carga operan bajo aceite.

^b El valor del TDCG no incluye al CO_2 , ya que no es un gas combustible.

Tabla 3.5 – Concentraciones de Gases Disueltos [3]

STATUS	Límites de Concentración de Gases Disueltos [$\mu\text{L/L}$ (ppm) ^a]							
	Hidrógeno (H_2)	Metano (CH_4)	Acetileno (C_2H_2)	Etileno (C_2H_4)	Etano (C_2H_6)	Monóxido de Carbono (CO)	Dióxido de Carbono (CO_2)	TDCG ^b
Cond. 1	100	120	1	50	65	350	2500	720
Cond. 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Cond. 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Cond. 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

La Tabla 3.5 lista las concentraciones de gases disueltos para gases individuales y el TDCG para las Condiciones del 1 al 4. Esta tabla es utilizada para hacer la evaluación original de la condición de gases para un transformador nuevo o recientemente reparado o se utiliza si no hay pruebas previas al transformador de gases disueltos o si no hay una data histórica reciente. No está demás advertir que las concentraciones de gases disueltos contenidos en la Tabla 3.5 son valores de consenso basados en las experiencias de muchas compañías. El operador del transformador puede decidir utilizar concentraciones de gases disueltos diferentes para gases individuales (particularmente el acetileno) y el TDCG con un juicio de ingeniería y además basado en la experiencia con otros transformadores similares.

La condición para un transformador particular se determina encontrando el nivel más alto para los gases individuales o el TDCG en la Tabla 3.5. Por ejemplo, si una muestra arrojó las siguientes concentraciones de gas [en microlitros/litros (ppm), vol/vol]:

$$\frac{\text{H}_2}{270} \quad \frac{\text{CH}_4}{253} \quad \frac{\text{C}_2\text{H}_2}{5} \quad \frac{\text{C}_2\text{H}_4}{17} \quad \frac{\text{C}_2\text{H}_6}{75} \quad \frac{\text{CO}}{524} \quad \frac{\text{TDCG}}{1034}$$

Los gases que están dentro de la condición de más altos son H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_6 y el

TDCG. Por lo tanto, esta data indicaría que el transformador debe clasificarse como Condición 2. Este ejemplo también puede ser usado para mostrar otros dos factores que deberían ser considerados cuando se utiliza esta tabla, es decir; el tiempo de vida del transformador y el tipo de condición incipiente.

Los transformadores nuevos (un año o menos) usualmente contienen niveles de gases que están muy por debajo de la Condición 1 y no contienen niveles detectables de acetileno. Por lo tanto, el grado de preocupación en el ejemplo debería ser mucho más alto para un transformador de un mes que el de un transformador de 20 años de edad.

Otra consideración es que el acetileno puede generarse de tres diferentes condiciones de fallas incipientes, es decir; sobrecalentamiento de alta temperatura del aceite, descargas parciales (descargas de baja energía) o arcos eléctricos. En el caso de sobrecalentamientos, el acetileno representará una pequeña proporción de los gases de hidrocarburo. En el caso de descargas parciales, se generarán concentraciones muy altas de hidrógeno con relación al acetileno, y esto podría generalmente ser una causa para preocupación aun si el TDCG no es anormalmente alto. La condición más severa es el arco eléctrico. Cuando ocurren arcos eléctricos de alta energía, el hidrógeno y el acetileno son generalmente de la misma magnitud, al igual que los gases de hidrocarburo. Cuando se descubre una condición activa de arco eléctrico, se requiere la atención inmediata. [3]

3.5.5 Determinación del Procedimiento de Operación e Intervalo de Toma de Muestra Basados en los Niveles de TDCG y los Promedios de Generación de Gas en el Aceite

Cuando ocurre un incremento repentino en el contenido de gases disueltos en el aceite en transformadores que están operando satisfactoriamente y se sospecha de una falla interna, deberían usarse los procedimientos recomendados en la Figura 3.1. La Tabla 3.6 indica los intervalos de toma de muestra y los procedimientos de operación iniciales recomendados para varios niveles de TDCG [en microlitros/litro (ppm)]. Un incremento en el promedio de generación de gas indica un problema de creciente gravedad; por lo tanto, se recomienda un intervalo de toma de muestra más corto.

Una vez que se determina la fuente de gas, por análisis, inspección, consultoría o combinación de ellos, y el riesgo ha sido evaluado, entonces se aplicará criterios de ingeniería para determinar el intervalo de toma de muestras y procedimiento de operación finales.

3.5.6 Evaluación de un Posible Tipo de Falla Utilizando el Método de Gases Clave

La discusión anterior de la dependencia de la temperatura de los tipos de aceite y celulosa en la descomposición de gases (ver 2.4.1 y 2.4.2), proporciona la base para la determinación cualitativa de los tipos de falla provenientes de los gases que son típicos, o predominantes a diferentes temperaturas. Estos gases y proporciones significantes son llamados “gases clave (key)”. A continuación indica estos “gases clave” y las proporciones relacionadas para los cuatro tipos de fallas generales.

Tabla 3.6 – Acciones Basadas en el TDCG [3]

	Niveles de TDCG ($\mu\text{L/L}$)	Promedio de TDCG ($\mu\text{L/L/día}$)	Intervalo de Toma de Muestras y Procedimientos de Operación para Promedios de Generación de Gases	
			Intervalo de Toma de Muestras	Procedimientos de Operación
Condición 4	> 4630	> 30	Diaria	Considerar sacar de servicio al equipo. Avisar al fabricante.
		10 a 30	Diaria	
		< 10	Semanal	Extremar la precaución. Analizar los gases individuales. Planificar la parada del equipo. Avisar al fabricante.
Condición 3	1921 a 4630	> 30	Semanal	Extremar la precaución. Analizar los gases individuales. Planificar la parada del equipo. Avisar al fabricante.
		10 a 30	Semanal	
		< 10	Mensual	
Condición 2	721 a 1920	> 30	Mensual	Actuar con cautela. Analizar los gases individuales. Determinar la dependencia de la carga.
		10 a 30	Mensual	
		< 10	Cuatrimstral	
Condición 1	≤ 720	> 30	Mensual	Actuar con cautela. Analizar los gases individuales. Determinar la dependencia de la carga.
		10 a 30	Cuatrimstral	
		< 10	Anual	Continuar con la operación normal.

Ejemplo: Si un transformador tiene un nivel de TDCG de 1300 $\mu\text{L/L}$ (ppm) y genera gas a un promedio constante por debajo de 10 $\mu\text{L/L}$ (ppm) por día, debería tomarse la muestra cuatrimstralmente, y el operador debería actuar con cautela, analizar los gases individuales y determinar la dependencia de la carga. Si el promedio se incrementa a 30 $\mu\text{L/L}$ (ppm) por día, el operador entonces debería tomar la muestra mensualmente. [3]

a. **Aceite - Térmico:** Los productos de la descomposición incluyen etileno y metano, junto con cantidades menores de hidrógeno y etano. Se pueden formar restos de acetileno si la falla es severa o si involucra contactos eléctricos.

Gas Principal: Etileno.

b. **Celulosa – Térmico:** Grandes cantidades de dióxido de carbono y monóxido de

carbono se desarrollan a causa del sobrecalentamiento de la celulosa. Los gases de hidrocarburo, tales como el metano y el etileno, se formarán si es que la falla involucra la estructura impregnada de aceite.

Principal Gas: Monóxido de Carbono

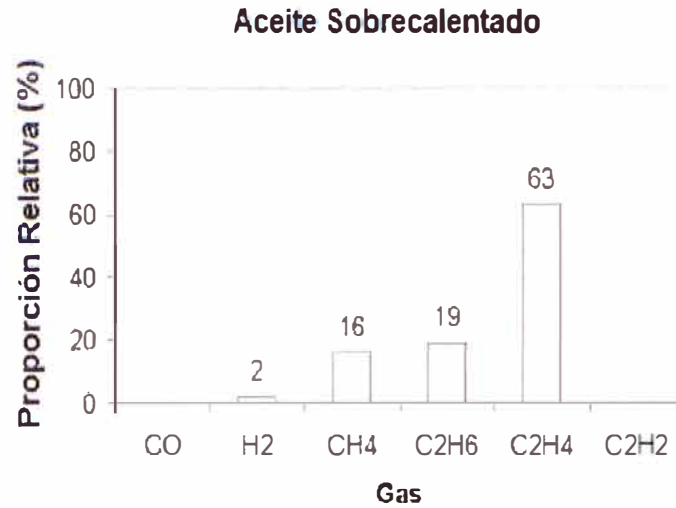


Figura 3.2 – Aceite Sobrecalentado [3]

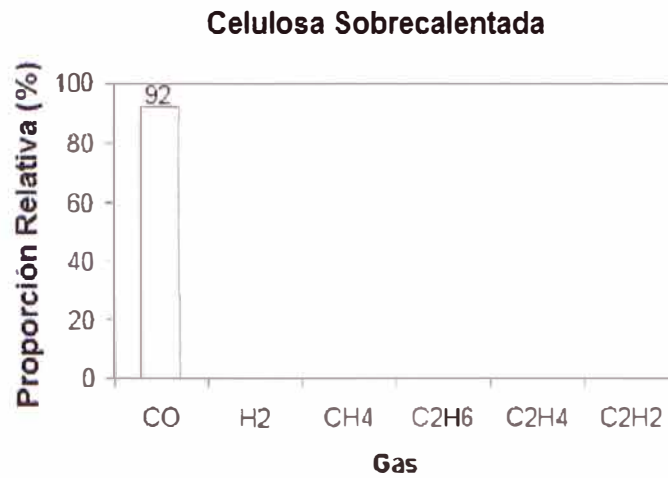


Figura 3.3 – Celulosa Sobrecalentada [3]

- c. **Eléctrica – Descarga Parcial:** Las descargas eléctricas de baja energía producen hidrógeno y metano, con pequeñas cantidad de etano y etileno. Montos comparables de monóxido de carbono y dióxido de carbono pueden resultar de descargas en la celulosa.

Gas Principal: Hidrógeno

- d. **Eléctrica – Arco Eléctrico:** Grandes cantidades de hidrógeno y acetileno son producidos, con menores cantidades de metano y etileno. Dióxido de carbono y monóxido de carbono pueden también ser formados si la falla involucra la celulosa. El

aceite puede ser carbonizado.

Gas Principal: Acetileno

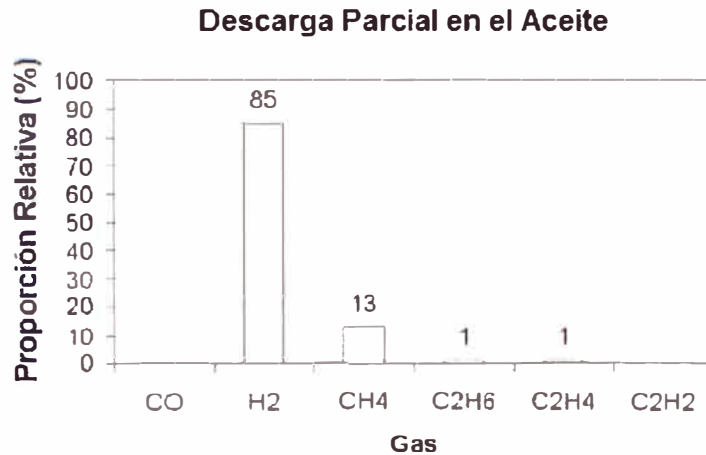


Figura 3.4 – Descarga Parcial en el Aceite [3]

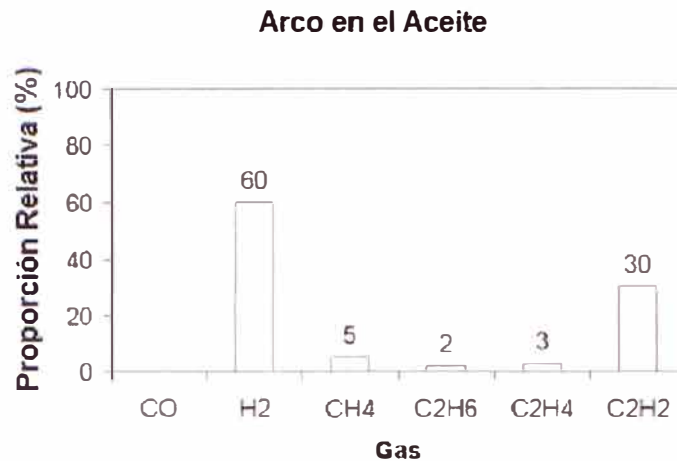


Figura 3.5 – Arco en el Aceite [3]

3.5.7 Evaluación de Posible Tipo de Falla Mediante el Análisis de Gases Combustibles Generados Separados

El uso de relaciones de gas para indicar un solo tipo de falla posible es un proceso empírico basado sobre la experiencia de cada investigador individual en correlación con los análisis de gas de muchas unidades con el tipo de falla subsecuentemente asignado como la causa del disturbio o de la falla cuando la unidad fue examinada. Este proceso fue atribuido a Doernenburg y confirmado después por Rogers en sistemas Europeos, del que se obtuvieron la mayoría de correlación diagnóstica. Algunos investigadores de EEUU han aplicado las reglas Europeas a unidades de sistemas de EEUU con una variedad de grados de éxitos, sin embargo; una base de datos de EEUU de tamaño comparable a los reportes Europeos no existe.

Las teorías de diagnóstico basadas en los principios de degradación térmica descritos

en 2.4.1 y 2.4.2 emplean un arreglo de proporciones (relaciones) de gases combustibles claves como indicadores de tipo de falla. Estas cinco proporciones (relaciones) son:

Proporción 1 (R1) = CH_4/H_2

Proporción 2 (R2) = $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$

Proporción 3 (R3) = $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$

Proporción 4 (R4) = $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$

Proporción 5 (R5) = $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$

El primer método de proporción (relación) (Doernenburg; ver 3.5.8) utiliza las Proporciones 1, 2, 3 y 4. Este procedimiento requiere niveles significantes de los gases para estar presente con el objetivo de que el diagnóstico sea válido.

El segundo método (Rogers; ver 3.5.9) utiliza las Proporciones 1, 2 y 5. El método de Rogers no depende de concentraciones de gas específicas para existir en el transformador y el diagnóstico sea válido. Sin embargo, sugiere que el método sea utilizado solamente cuando se hayan excedido los límites normales de gases individuales. [3]

3.5.8 Evaluación de Posible Tipo de Falla Utilizando el Método de Proporción de Doernenburg

El método de Doernenburg sugiere la existencia de tres tipos de fallas generales como se discutió en los puntos 2.4 y 3.3. El método utiliza las concentraciones de gas de las cuales son calculadas las Proporciones 1, 2, 3 y 4. El procedimiento paso a paso (diagrama de flujo) se muestra en la Figura 3.6.

Los valores para estos gases son comparados primeros con concentraciones especiales – L1 en la Tabla 3.7 (ver Pasos 2, 3 y 4 en la Figura 3.6) – para determinar si realmente hay un problema con la unidad y luego si existe suficiente generación de cada gas para que sea aplicable el análisis de Proporciones. Las proporciones, en este orden; Proporción 1, Proporción 2, Proporción 3 y Proporción 4 luego son comparadas con los valores limitantes, proporcionando un diagnóstico de falla sugerido como el que se muestra en la Tabla 3.8. La Tabla 3.8 da los valores límite de las proporciones de los gases disueltos en el aceite y de los gases obtenidos del espacio de gas o del relé Buchholz del transformador.

El diagrama de flujo en la Figura 3.6 ilustra la aplicación paso a paso del método de proporción de Doernenburg solamente para los gases extraídos del aceite del transformador. Exactamente el mismo procedimiento es seguido para los gases obtenidos del espacio de gas o relé Buchholz, excepto los valores límite para las proporciones serán aquellas apropiadas para el espacio de gas (ver Tabla 3.8).

A continuación se detalla las descripciones de los Pasos indicados en la Figura 3.6:

Paso 1: Las concentraciones de gas se obtienen extrayendo los gases y separándolos por análisis cromatográfico (ver 3.8).

Paso 2: Si al menos una de las concentraciones de gas [en microlitros/litro (ppm)] para el H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ exceden dos veces los valores para el límite L1 (ver Tabla 3.7) y uno de los otros dos gases exceden los valores para el límite L1, la unidad es considerada con falla; proceder al Paso 3 para determinar la validez del procedimiento de proporción.

Paso 3: Determinar la validez del procedimiento de proporciones, si al menos uno de los gases en cada proporción R1, R2, R3 y R4 excede el límite L1, el procedimiento de proporciones es válido; de otra forma, las proporciones no son significantes, y debería tomarse una nueva muestra a la unidad e investigar con procedimientos alternativos.

Paso 4: Asumiendo que el análisis de proporciones es válido, cada proporción sucesiva es comparada con los valores obtenidos de la Tabla 3.8 en este orden R1, R2, R3 y R4.

Paso 5: Si todas las proporciones subsiguientes para un tipo de falla específico están dentro de los valores dados en la Tabla 3.8, el diagnóstico sugerido es válido.

Tabla 3.7 – Concentraciones Límite de Gases Disueltos ^a [3]

Gases Clave (Key)	Concentraciones L1 [uL/L (ppm)]
Hidrógeno (H ₂)	100
Metano (CH ₄)	120
Monóxido de Carbono (CO)	350
Acetileno (C ₂ H ₂)	1
Etileno (C ₂ H ₄)	50
Etano (C ₂ H ₆)	65

^a Estos valores son diferentes a los valores de Doernenburg y coinciden con la Condición 1 de la Tabla 3.5.

3.5.9 Evaluación de Posibles Tipos de Fallas Utilizando el Método de Proporciones de Rogers

El Método de Proporciones e Rogers sigue el mismo procedimiento general que el método de Doernenburg, con la excepción solamente de tres proporciones (R1, R2 y R5) son usados. Este método, mostrado en el diagrama de flujo paso a paso (ver Figura 3.7), también se basa en los principios de degradación térmica descritos en 2.4.1 y 2.4.2. La validez de este método está basada en la correlación de los resultados de un número mucho más grande de investigaciones de falla con el análisis de gas para cada caso. Sin embargo, así como con el método de Doernenburg, las proporciones de Rogers pueden dar

proporciones que no encajan dentro de los códigos de diagnóstico; por lo tanto, deberían considerarse otros métodos analíticos dados en 3.5.4 y 3.5.6, así como también otras opciones indicadas en la Figura 3.1.

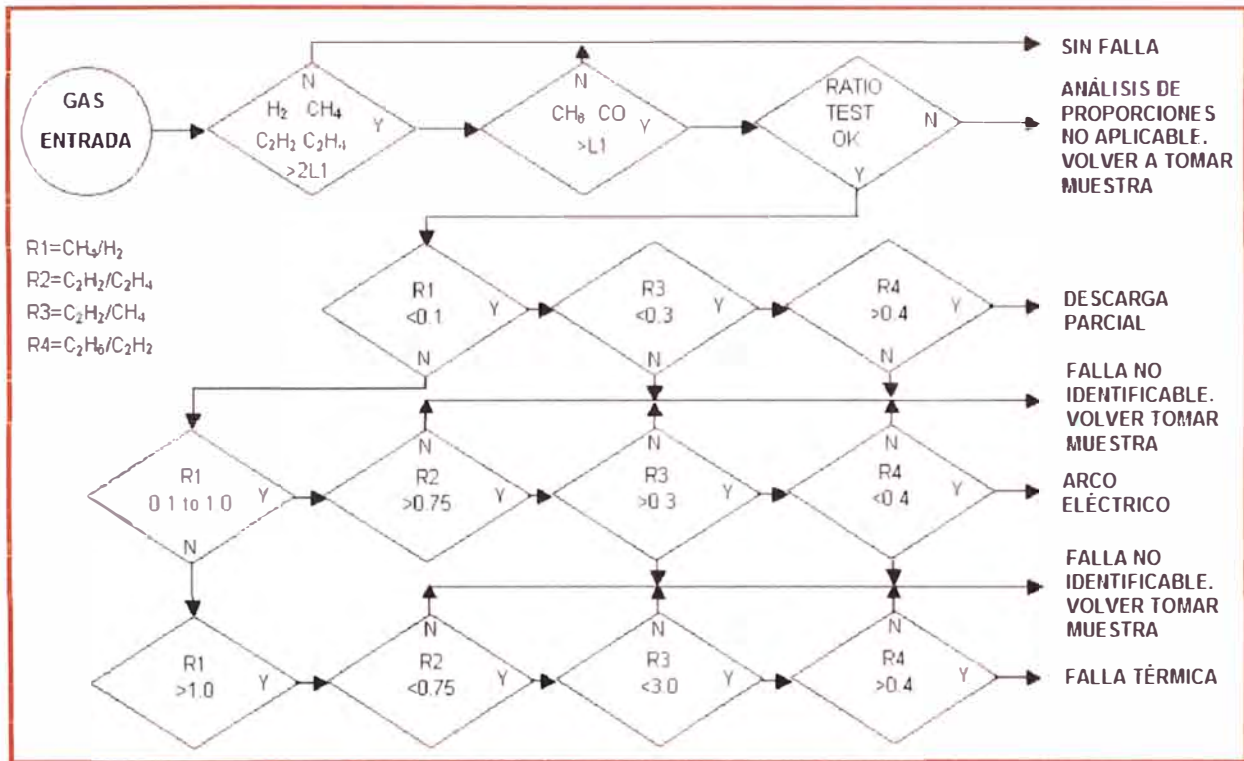


Figura 3.6 – Diagrama de Flujo del Método de Proporciones de Doernenburg [3]

Tabla 3.8 – Proporciones para Gases Clave: Doernenburg [3]

Diagnóstico de Falla Sugerido	Proporción 1 (R1) CH ₄ /H ₂		Proporción 2 (R2) C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄		Proporción 3 (R3) C ₂ H ₂ /CH ₄		Proporción 4 (R4) C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	
	Accite	Espacio de Gas	Accite	Espacio de Gas	Accite	Espacio de Gas	Accite	Espacio de Gas
	1. Descomposición Térmica	> 1.0	> 1.0	< 0.75	< 1.0	< 0.3	< 0.1	> 0.4
2. Descargas Parciales (DP de baja intensidad)	< 0.1	< 0.01	Insignificante		< 0.3	< 0.1	> 0.4	> 0.2
3. Arco Eléctrico (DP de alta intensidad)	> 0.1 a < 1.0	> 0.01 a < 0.1	> 0.75	> 1.0	> 0.3	> 0.1	< 0.4	< 0.2

La Tabla 3.9 da los valores correspondientes para las tres proporciones de gases clave para los diagnósticos (casos) sugeridos. Estas proporciones, de acuerdo con Rogers, son aplicables tanto para los gases tomados del espacio de gas (o relé Buchholz) como para los gases extraídos del aceite. Los tipos de fallas (casos) dados en la Tabla 3.9 han sido escogidos por la combinación en algunos casos del número de tipos de fallas originalmente sugerido por Rogers.

La figura 3.7 es un diagrama de flujo describiendo la aplicación paso a paso del

método de proporciones de Rogers.

Tabla 3.9 – Proporciones de Rogers para Gases Clave [3]

Caso	R2 C_2H_2/C_2H_4	R1 CH_4/H_2	R5 C_2H_4/C_2H_6	Diagnóstico de Falla Sugerido
0	< 0.1	> 0.1 a < 1.0	< 1.0	Unidad en estado normal
1	< 0.1	< 0.1	< 1.0	Arco eléctrico: Densidad de baja energía – DP ^a
2	0.1 a 3.0	0.1 a 1.0	> 3.0	Arco eléctrico: Descarga de alta energía
3	< 0.1	> 0.1 a < 1.0	1.0 a 3.0	Térmica: Baja Temperatura
4	< 0.1	> 1.0	1.0 a 3.0	Térmica < 700°C
5	< 0.1	> 1.0	> 3.0	Térmica > 700°C

^a Habrá una tendencia a incrementarse para las proporciones R2 y R5 por encima de 3 a medida que la descarga evoluciona en intensidad.

3.5.10 Aplicación a Gases Libres en Relés Buchholz

Durante una falla, la producción promedio de gases de todos los tipos está enlazada muy de cerca al promedio de liberación de energía. En consecuencia, el bajo promedio de liberación de energía en descargas parciales, o en puntos calientes de baja temperatura, causarán gases que evolucionarán lentamente y existe cada probabilidad que todos los gases producidos se disolverán en el aceite. El promedio más alto de liberación de energía de una falla de núcleo de alta temperatura, por ejemplo, puede causar una evolución de gas lo suficientemente rápido y resultar en burbujas de gases. Estas usualmente se disolverán parcialmente en el aceite (e intercambiarse con gases que ya están disueltos) pero algunos gases pueden muy bien alcanzar el relé colector de gases o amortiguamiento de gases; este gas puede acercarse al equilibrio con los gases disueltos en el aceite.

Un promedio muy alto de liberación de energía asociado con un arco eléctrico de gran potencia causa una rápida y sustancial evolución de gas (el incremento de presión resultante normalmente opera al elemento de incremento del relé colector de gas). Las grandes burbujas de gases suben rápidamente hacia el relé e intercambian pequeñas cantidades de gases con el aceite ya que el gas que se colecta en el relé está inicialmente lejos de estar en equilibrio con los gases disueltos en el aceite. Sin embargo, si este gas es dejado por un tiempo largo en el relé, algunos componentes se disolverán, modificando la composición de los gases colectados. El acetileno, que es producido en significantes cantidades por fallas de arco eléctrico y que es muy soluble, es un ejemplo notable de un gas que puede disolverse comparativamente muy rápido para producir resultados erróneos. En principio, el análisis de gases libres de un relé colector de gas o de un colchón de gas puede ser evaluado de la misma manera que el análisis de gases disueltos en aceite. Sin

embargo, donde el elemento de incremento ha operado y el gas se ha acumulado en cantidades sustanciales, existe la posibilidad de tener una falla seria, y los análisis de los gases deberían ser realizados para identificar la falla. Las alarmas del relé Buchholz debidas a la acumulación de aire son también posibles seguida de una combinación de días calurosos y la temperatura cae repentinamente en la noche. [2]

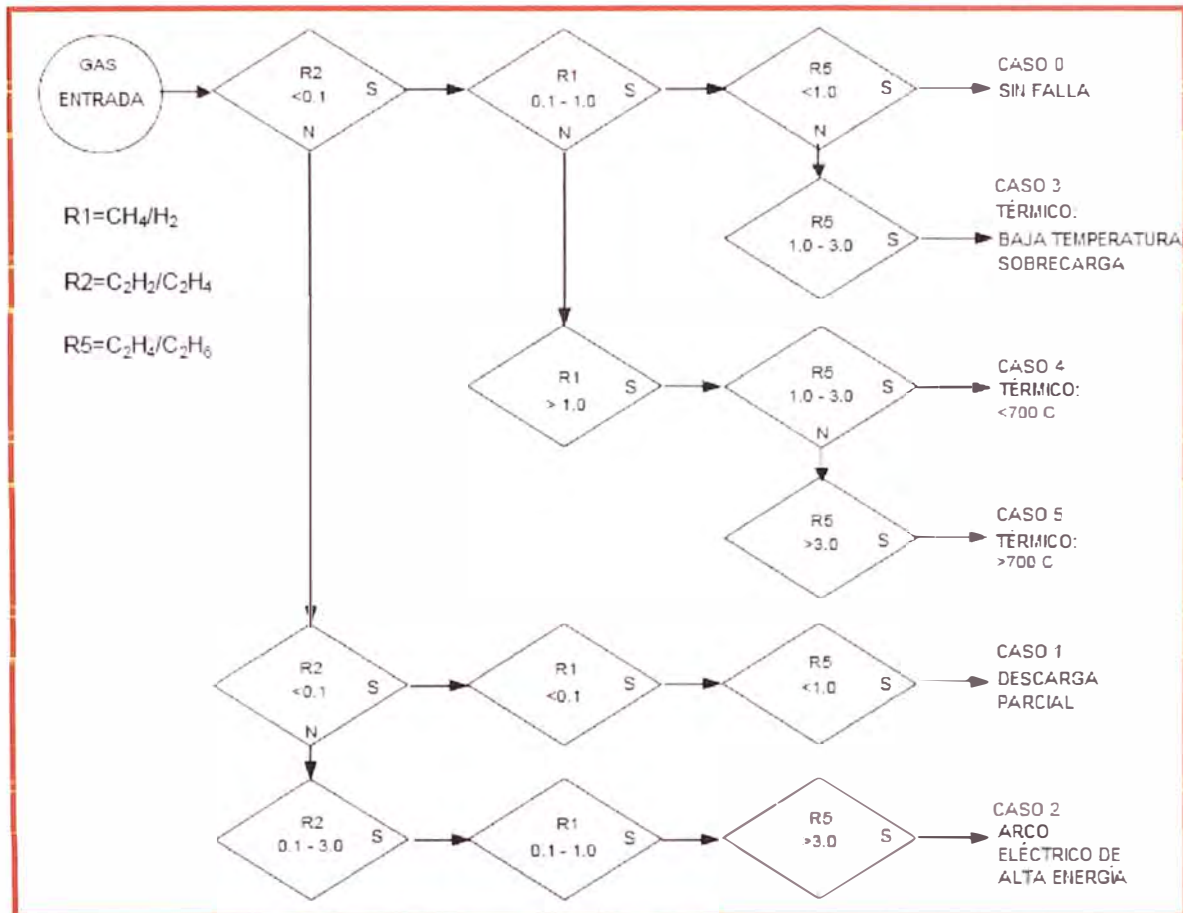


Figura 3.7 – Diagrama de Flujo del Método de Proporciones de Rogers [3]

Es, por lo tanto, importante coleccionar el gas en el relé lo más pronto posible sin quemarlo, y tomar muestras de aceite en el relé y en el tanque principal.

Donde el gas se ha acumulado lentamente, la evaluación de gases disueltos en el aceite es más informativa que la de los gases libres; este análisis de gas en aceite es también esencial con el fin de determinar el promedio total de evolución de gases y luego chequear si la falla va en aumento, que es el asunto más importante para investigar. Cuando el análisis de gases libres es realizado, es necesario convertir las concentraciones de varios gases en estado libre en concentraciones equivalentes en estado disuelto, usando la tabla 3.7 y compararlos con las concentraciones de gases disueltos en aceite del relé y el tanque principal.

Aplicando los principios indicados líneas arriba, la comparación de las

concentraciones actuales en el aceite con las concentraciones equivalentes en el gas libre puede darnos información de gran valor en cómo las burbujas de gas que estaban lejos pueden haber subido a través del aceite, por lo tanto, el promedio de la evolución de los gases.

El cálculo de concentraciones de gases disueltos equivalentes a concentraciones de gases libres se hace aplicando el coeficiente de Ostwald separadamente para cada gas. Para un gas particular, el coeficiente de Ostwald k es definido como sigue:

$$K = \frac{\text{concentración de gas en fase líquida}}{\text{concentración de gas en fase gas}} \quad (3.4)$$

Las concentraciones deben estar en microlitros por litro. Los coeficientes de Ostwald para varios gases en aceite mineral aislante a 20°C y 50°C están dados en la tabla 3.10.

El coeficiente de Ostwald es independiente de las presiones parciales actuales del gas en cuestión. Las fases líquidas y gaseosas se asumen que están a la misma temperatura; este caso se da raras veces pero el error introducido por alguna diferencia no invalidará las conclusiones alcanzadas. [2]

3.6 Condiciones Para el Cálculo de Relaciones:

- a) Si se han realizado análisis DGA consecutivos sobre un periodo de tiempo relativamente corto (días o semanas), las variaciones inconsistentes (por ejemplo las disminuciones intempestivas de concentraciones) pueden tener que ser eliminadas como una indicación de un problema analítico o de muestra.
- b) Las relaciones de gas son significantes y deberían ser calculados solo si al menos un valor de concentración de gas está por encima de valores típicos y por encima de promedios típicos de incremento de gas (Ver punto 3.8).

Si las relaciones de gas son diferentes a aquellas que se obtuvo en el análisis anterior, una nueva falla puede sobreponerse a sí misma en una vieja o una de normal envejecimiento. Con el fin de obtener solamente las relaciones de gas correspondiente a la nueva falla, restar los valores del DGA previo del último análisis DGA y recalculan las relaciones. Esto es particularmente verdadero en el caso de CO y CO₂ (ver 2.4). Asegurarse que para comparar los valores DGA deben ser de muestras tomadas del mismo lugar y preferiblemente de aceite en movimiento. En la interpretación debería también tomarse en cuenta tratamientos previos realizados en el equipo, tales como reparación, filtrado o desgasificación del aceite, que pueden afectar el nivel de gases en el aceite mineral aislante.

Tabla 3.10 – Coeficientes de Ostwald para varios gases en aceite mineral aislante [2]

Gas	k a 20°C	k a 50°C
N ₂	0.09	0.09
O ₂	0.17	0.17
H ₂	0.05	0.05
CO	0.12	0.12
CO ₂	1.08	1
CH ₄	0.43	0.4
C ₂ H ₆	2.4	1.8
C ₂ H ₄	1.7	1.4
C ₂ H ₂	1.2	0.9

NOTA: La data mostrada en esta tabla representa valores promedio obtenidos de algunos tipos actuales de transformadores en aceite mineral aislante. Datos actuales pueden diferir un poquito de este cuadro. No obstante, los datos arriba mostrados pueden ser usados sin la influencia de conclusiones sacadas de resultados de pruebas recalculadas.

En el caso de transformadores de potencia con respiradores de aire, ocurren pérdidas lentamente en el tiempo por difusión a través del conservador o como resultado de los ciclos temperatura-expansión del aceite, con el resultado de que los niveles de gases medidos pueden ser un poquito menor que los niveles de gas actualmente formado en el transformador. Sin embargo, no existe un acuerdo concerniente a la magnitud de esta pérdida por difusión en servicio, algunos lo consideran totalmente despreciable, otros como potencialmente significativa, dependiendo del tipo de equipo usado. En caso de duda, puede ser conveniente medir la concentración en el conservador para tener una idea del volumen ventilado. Las pérdidas significantes por difusión pueden afectar las relaciones de gas, valores típicos de concentraciones de gas y promedios de incremento de gas. [2]

3.7 Niveles de Concentración de Gas en Servicio

3.7.1 Probabilidad de Falla en Servicio

a) General: La probabilidad o riesgo de tener un incidente o falla en servicio está relacionada con niveles de concentración de gas.

Por debajo de ciertos niveles de concentración (citados como valores típicos o valores normales), la probabilidad de tener una falla es baja. El equipo es considerado saludable, a pesar de que una falla no puede ser descartada del todo, incluso con estos bajos niveles, es improbable. Una primera aproximación en borrador entre análisis saludables y sospechosos puede entonces ser obtenidas calculando los valores típicos para el equipo.

La probabilidad de tener una falla puede incrementarse significativamente con valores muy por encima de los niveles de concentración típicos. La situación entonces es considerada crítica, a pesar de que una falla puede nunca ocurrir a estos altos niveles, el riesgo de tener una es alto. Tales fallas pueden ser divididas en dos categorías:

- Las fallas que se desarrollan en un tiempo muy corto (que son por lo tanto imposibles de detectar por medio de una muestra de aceite en laboratorio, sólo por detectores en línea).
- Las fallas que se desarrollan en un intervalo de tiempo extendido. Solamente esta segunda categoría puede ser detectada con análisis de laboratorio DGA.

b) Métodos de Cálculo: El uso de una buena base de datos DGA y un buen equipo de mantenimiento son capaces de calcular la probabilidad de falla en servicio para un tipo de equipo determinado a un nivel de concentración de gas dado. Esto puede ser obtenido calculando el número de análisis DGA que han apuntado a una falla actual o incidente en servicio (alarma de gas, fallas, reparación, paradas, etc.), y comparándolo con número total de análisis DGA en este tipo de equipo y a este nivel de concentración de gas.

Un gran número de análisis es necesario para obtener valores confiables de probabilidad de falla. El conocimiento de estos valores, sin embargo, es muy útil cuando se escoge el porcentaje de normalidad más apropiado para un SEIN y tipo de equipo dados (ver 3.7.2.c). [2]

3.7.2 Valores de Concentraciones Típicos

a) General: Los valores de concentraciones típicas son las cantidades de gas aceptable por debajo de lo que la experiencia de campo muestra como no detectable o posible falla incipiente, y que solamente son sobrepasados arbitrariamente por un bajo porcentaje de contenido de gas más alto, por ejemplo el 10%. Los valores de concentraciones típicas serán referidos en tal ejemplo como el 90% de los valores típicos.

Sin embargo, los valores de concentraciones típicas son preferiblemente a ser considerados como directrices iniciales para la toma de decisiones, cuando no existe otra experiencia disponible. Ellas no deberían usarse para indagar si una falla existe o no dentro de un equipo. Ellas deberían ser vistas como valores que por encima de los cuales el promedio de formación de gas puede permitir la detección de una probable falla.

Los valores de concentraciones típicas están afectados por un número de factores,

principalmente el tiempo de operación desde el Comisionamiento, el tipo de equipo y la naturaleza de la falla (eléctrica o térmica). Para transformadores de potencia, el tipo de protección del aceite, el factor de carga y el modo de operación son otros factores que influyen.

Los valores de concentraciones típicos pueden ser calculados como se mostrará a continuación y deberían ser obtenidos por los usuarios de los equipos en los específicos tipos de equipo.

- b) Métodos de Cálculo:** El método más simple de cálculo consiste en recolectar todos los resultados DGA concernientes a un tipo de equipo específico. Para cada característica de gas considerado, el número acumulativo de análisis DGA donde la concentración de gas está por debajo de un valor dado es calculado, luego se grafica en función de la concentración de gas. Usando la curva generada, la concentración de gas correspondiente a un porcentaje dado del número acumulativo total de análisis (por ejemplo 90%) es el 90% del valor de concentración típico para ese gas y tipo de equipo.
- c) Selección de Porcentajes de Normalidad:** Si el porcentaje de normalidad elegido (por ejemplo 90%, 95% u otro) es demasiado bajo, se dará lugar a la sospecha en muchas piezas del equipo, con pérdida de credibilidad en el diagnóstico y recomendaciones, y un incremento en los costos de mantenimiento. Si el porcentaje de normalidad elegido es bastante alto, puede ocurrir una falla sin previo aviso, implicando además costos considerables.

La elección del porcentaje de normalidad es muchas veces una conjetura, deja a la experiencia del usuario de equipos similares. Un cierto margen en la elección de un porcentaje de normalidad es también proporcionado considerando la probabilidad de falla y el promedio de falla actual del equipo en servicio. Si no hay presencia de tal información o experiencia, los usuarios pueden escoger porcentajes de normalidad conservativos tales como 90% como valor de proyección aproximado. Si una adecuada base de datos no está disponible para calcular valores típicos, los usuarios también pueden adoptar como un primer paso, valores observados en otros sistemas e indicados en las notas de aplicación. Es evidente de estos valores que, en general, los valores típicos son más bajos en transformadores de instrumentación y bushings que en transformadores de potencia, especialmente aquellos con OLTC (conmutadores de tap bajo carga). [2]

3.7.3 Valores de Concentración de Alarma

Los valores de concentración de alarma son aquellos valores de concentración por encima del cual la probabilidad de un incidente es lo suficientemente alto para requerir urgentes decisiones y/o acciones competentes.

Los valores de concentración de alarma deben ser establecidos por los usuarios, fabricantes o expertos independientes, basados en la experiencia previa con equipos con características similares (tensión, tipo, fabricante, carga, tiempo de vida, etc.).

3.7.4 Promedios de Incremento de Gas

Si no hay incremento de concentraciones de gas sobre el último análisis, están las posibilidades de que la falla ha desaparecido (o que una muy pequeña continúa allí, en el caso de equipos con respiradores de aire, las pérdidas compensadas por difusión a través del conservador. (Ver 3.6).

Para considerar un promedio de incremento de gas como típico o en alarma depende mucho del tipo y el tiempo de vida del equipo, tipo de fallas identificadas, patrones de respirador de aires y de carga, y el volumen de aislamiento involucrado. Últimamente, el promedio de incremento debería ser decidido por el usuario del equipo, el fabricante y/u otros expertos.

Un incremento en la concentración de gas de más del 10% por mes encima de valores de concentraciones típicos es generalmente considerado como prerrequisito para el pronunciamiento de falla como activo, una vez dado esto es claro que la precisión en los valores DGA es mejor que el 10% después de un mes. Promedios de incremento de gas mucho más altos, tales como 50% por semana, y/o evolucionando hacia fallas de energía más altas (por ejemplo D2 o T3), son generalmente consideradas muy serias, especialmente si ellas exceden los valores de concentración de alarma. En el caso de transformadores de potencia, típicos promedios de producción de gas en milímetros por día son también reportados (ver tabla 3.13). Una atención especial se debe dar a los casos donde hay una aceleración en el incremento de promedio de gas.

Nota: En el caso de óxidos de carbono, los promedios de incremento de gas dependen de la relación aceite-papel, que pueden ser bastante diferentes dependiendo del equipo considerado.

Detectores de gas en línea, incluyendo aquellos que ya están disponibles para el hidrógeno, pueden estar particularmente bien adaptados para detectar promedios de incremento de gas no típicos que ocurren en cuestión de minutos, horas o semanas, que generalmente no es posible con la rutina de muestras de aceite que se realiza mensual o

anualmente. Sin embargo, cuando tales incrementos son detectados por un equipo de monitoreo en línea, se debería realizar un análisis DGA completo hecho en laboratorio para confirmar las lecturas del detector, evaluar los promedio de incremento de varios gases e identificar la falla. [2]

3.8 Método Recomendado Para la Interpretación DGA

Rechazar o corregir valores DGA inconsistentes (ver 3.6). Calcular el promedio de incremento de gas desde el último análisis, tomando en cuenta la precisión de los resultados DGA.

Si todos los gases están por debajo de los valores típicos de concentración de gas y promedios de incremento de gas, se reporta como “DGA Normal / Equipo en Buenas Condiciones”.

Si al menos un gas está por encima de los valores típicos de concentración de gas y promedios de incremento de gas, calcular las relaciones de gas e identificar la falla usando la tabla 3.2 (ver 3.4). Verificar en caso de un eventual diagnóstico erróneo (ver 2.4.3).

En caso sea necesario sustraer los últimos valores del presente antes de calcular las relaciones, particularmente en el caso de CO, CO₂ (ver 3.6).

Determinar si las concentraciones de gas y promedios de incremento de gas están por encima de los valores de alarma. Verificar si la falla está evolucionando hacia su etapa final. Determinar si el papel está involucrado (ver 2.4.1 y 3.4.1).

Tomar acción apropiada de acuerdo al mejor juicio de ingeniería y/o con la ayuda de la figura 3.8. Se recomienda:

- Incrementar la frecuencia de toma de muestra (trimestral, mensual u otra) cuando las concentraciones de gas y sus promedios de incremento excedan los valores típicos.
- Considerar acción inmediata cuando las concentraciones de gas y los promedios de incremento de gas excedan los valores de alarma. [2]

3.9 Reporte de Resultados

El reporte debería ser adaptado al tipo específico de equipo considerado.

El reporte de interpretación DGA debería incluir lo siguiente, cuando esté disponible:

- Reporte de Análisis DGA, el método de análisis DGA, y la fecha del análisis.
- Información específica del equipo tales como:
 - Fecha del Comisionamiento, tensión, tipo general (por ejemplo transformador de potencia o de instrumentación), potencia nominal.
 - Características especiales (por ejemplo, sellados o con respirador de aire, tipo de OLTC

(3.10.1.f).

- Volumen de aceite.
- Fecha de la toma de muestra de aceite o gas.
- Lugar de la toma de muestra de aceite o gas.
- Operaciones especiales o incidentes justo antes o después de la toma de muestra de aceite o gas, tales como disparos, alarma de gas, desgasificación, reparación, parada.
- DGA previo en el equipo.
- Indicación de valores típicos para este equipo específico, si se supiese.
- Indicación de “Equipo Saludable / DGA Típico” o “Falla”.
- En caso de “Falla”, identificar la falla usando la tabla 3.2 (ver 3.4), con valores de relaciones de gas calculados e indicados.
- Indicar si el papel aislante está involucrado o no, con el valor de la relación CO_2/CO .
- Acciones recomendadas:
 - Nueva frecuencia de toma de muestra de aceite
 - Análisis de compuestos furánicos si la relación CO_2/CO es menor que 3
 - Otras pruebas

3.10 Notas de Aplicación Para Equipos

Los “valores típicos” en las siguientes notas de aplicación no son valores límites. Ellos están dados solamente para información, como una herramienta de mantenimiento. En una muestra de transformadores dada, ellos indican por ejemplo que el 90% de los valores DGA en servicio están por debajo del 90% de los valores típicos y el 10% están por encima. Cuando los valores típicos son excedidos, la única acción recomendada por esta norma es incrementar la frecuencia de los análisis DGA.

Los valores típicos dependen de varios parámetros (tiempo de servicio, tipo y fabricante del equipo, operación y carga, clima, etc.), y no son exactamente lo mismo para todas las redes eléctricas. Los rangos de los valores típicos están por lo tanto indicados en las siguientes notas de aplicación, que cubre los diferentes valores individuales observados a nivel mundial y encuestados por la IEC y la CIGRE.

Los rangos de los valores típicos indicados en estas notas de aplicación deberían ser usados solamente por defecto, cuando los valores individuales no están disponibles.

Nota: Para transformadores de potencia, ver también (3.10.1.e)

3.10.1 Transformadores de Potencia

a) Características Específicas:

- Respirador de aire (tipo conservador abierto)
- Sellado o cubierto de nitrógeno
- Transmisión vs. Generación
- OLTC sin comunicación con el tanque principal vs. OLTC comunicante
- Del tipo núcleo o del tipo cascarón
- Reactores

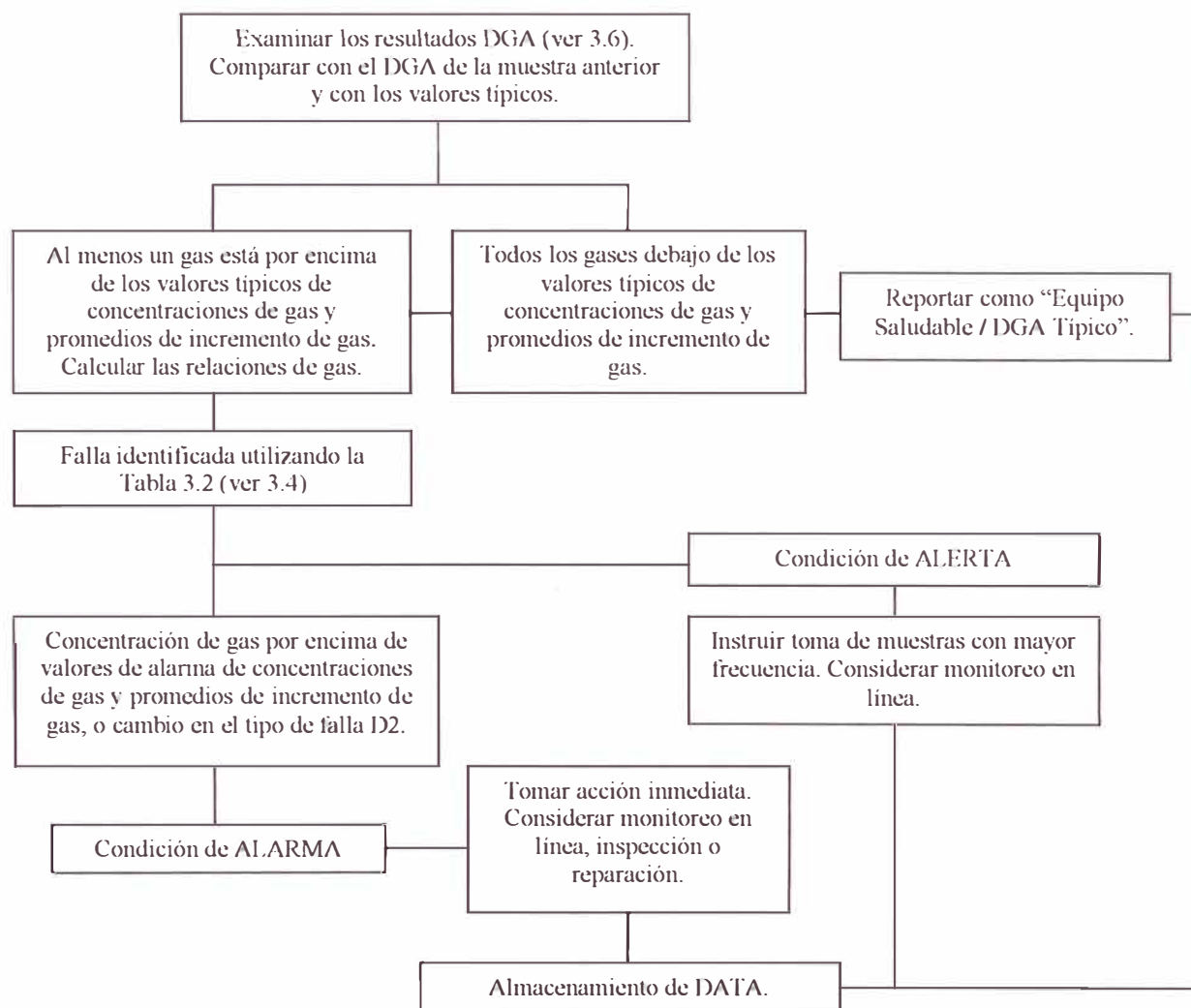


Figura 3.8 – Diagrama de Flujo para Análisis DGA [2]

b) Fallas Típicas:

Las fallas típicas se muestran en la tabla 3.11.

c) Identificación de Fallas por DGA

La Tabla 3.2 (ver 3.4) se aplica directamente a todos los subtipos de transformadores, excepto aquellos equipados con un OLTC comunicante. En los últimos casos, si C_2H_2/H_2 es más alto que 2 ó 3, hay una contaminación del OLTC dentro del tanque principal, y la tabla 3.2 no se aplica o se aplica con cuidado, después de sustraer la contaminación de

fondo del OLTC (ver 3.4.3).

Tabla 3.11 – Falla Típicas en Transformadores de Potencia [2]

Tipo	Falla	Ejemplos
PD	Descargas parciales	Descargas en cavidades llenas de gas como resultado de impregnación incompleta, alta humedad en el papel, sobresaturación del aceite o cavitación, y apuntando a la formación de X-Wax.
D1	Descargas de baja energía	Chisporroteo o arco entre malas conexiones de potencial diferente o flotante, anillos protectores, toroides, discos adyacentes o conductores del bobinado, soldaduras rotas o lazos cerrados en el núcleo. Descargas entre partes de sujeción, bushings y tanque, alta tensión y tierra dentro de los bobinados, en las paredes del tanque. Agrietamiento en bloques de madera, en el pegamento de las vigas del aislamiento, en espaciadores de los bobinados. Descomposición del aceite, selector de corriente de corte.
D2	Descargas de Alta Energía	Flashover, agrietamiento, o arco de alta energía local o con descarga de potencia. Corto circuito entre baja tensión y tierra, conductores, bobinados, bushings y tanque, barra de cobre y tanque, bobinados y núcleo, en el ducto de aceite, torreta. Lazos cerrados entre dos conductores adyacentes alrededor del flujo magnético principal, pernos aislados del núcleo, anillos metálicos que sujetan las piernas del núcleo.
T1	Falla Térmica $t < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$	Sobrecargas del transformador en situaciones de emergencia. Ítem bloqueado restringiendo el flujo de aceite en los bobinados. Flujos de fuga o extraviados en amortiguadores de vigas de carga.
T2	Falla Térmica $300\text{ }^{\circ}\text{C} < t < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	Contactos defectuosos entre conexiones empernadas (particularmente entre la barra de aluminio), contactos dentro del selector switch (formación de carbono pirolítico), conexiones del cable de la barra de los bushings. Corrientes circulantes entre los pernos y abrazaderas de cargas, abrazaderas y laminaciones, en cables de tierra, soldaduras defectuosas o abrazaderas en campos magnéticos. Aislamiento erosionado entre conductores paralelos adyacentes en los bobinados.
T3	Falla Térmica $t > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	Grandes corrientes circulantes en el tanque y el núcleo. Corrientes menores en las paredes del tanque originado por un gran campo magnético descompensado. Corto circuito en los enlaces de las laminaciones de acero del núcleo.

Nota 1: Cualquier formación de gas por debajo de los valores típicos de concentración de gas y promedios de incremento de gas no deberían ser considerados como una indicación de “falla”, sino más bien como “normal formación de gas”. Las relaciones son insignificantes en tales casos (ver nota 2 de la tabla 3.2).

Nota 2: En el caso de transformadores de potencia con respirador de aire, la pérdida de gases ocurre muy lentamente con el tiempo por difusión a través del conservador que es originado por los ciclos de expansión del aceite, con el resultado de niveles de gases medidos que pueden ser un poquito que los niveles de gases formados actualmente en el transformador. Sin embargo, no existe un acuerdo concerniente a la magnitud de las

pérdidas por difusión en servicio, algunos los consideran totalmente despreciable, otros como potencialmente significativa, dependiendo del tipo de equipo considerado. En caso de duda, para tener una idea del volumen ventilado sería oportuno también medir la concentración de gas en el conservador. Las pérdidas significantes por difusión pueden afectar las relaciones de gas, los valores típicos de concentraciones de gas y los promedios de incremento de gas (ver 3.6).

d) Valores de Concentración Típicos

Los rangos del 90% de valores de concentración de gas típicos observados en transformadores de potencia, de alrededor de 25 redes eléctricas a nivel mundial e incluyendo más de 20 000 transformadores, están dados en la tabla 3.12. Para el hidrógeno por ejemplo, una red reportó un valor típico de 50 $\mu\text{l/l}$, otro de 150 $\mu\text{l/l}$ y las otras 23 reportaron valores entre 50 $\mu\text{l/l}$ y 150 $\mu\text{l/l}$ (CIGRE – IEC)

Tabla 3.12 – Rangos del 90% de valores de concentraciones de gas típicos observados en transformadores de potencia, en $\mu\text{l/l}$. [2]

	C_2H_2	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Todos los transformadores		50 - 150	30 - 130	60 - 280	20 - 90	400 - 600	3800 - 14000
Sin OLTC	2 - 20						
Con OLTC Comunicante	60 - 280						

El término “OLTC Comunicante” que aparece en las Tablas 3.12 y 3.13 significa que alguna comunicación del aceite y/o gas es posible entre el compartimiento del OLTC y el tanque principal o entre sus respectivos conservadores. Estos gases pueden contaminar el aceite en el tanque principal y afectar los valores de concentración en estos tipos de equipos.

El término “Sin OLTC” se refiere a transformadores que no están equipados con un OLTC, o equipados con un cambiador de tap que no se comunica con el tanque principal. Los valores típicos en la Tabla 3.12 se aplican tanto a transformadores sellados como a los que tienen respirador de aire, y corresponden mayormente a transformadores con núcleo. Los valores en los transformadores con capas (Shell-type) es probable que sean más altos. En algunos países, los valores del C_2H_6 son más altos. En lugares donde los transformadores son operados debajo de la carga nominal, los valores para el CH_4 y el CO y particularmente para el C_2H_4 son menores. En otros países, valores de 0.5 $\mu\text{l/l}$ para el C_2H_2 y 10 $\mu\text{l/l}$ para el C_2H_4 fueron reportados. Los valores para el H_2 pueden ser más altos en transformadores donde las reacciones entre el aceite y los componentes del

transformador (pintura, metales, etc.) están ocurriendo. Los valores en transformadores que son desgasificados frecuentemente, una práctica usada en pocos países, no deberían ser comparados con los valores de la Tabla 3.12.

e) Promedios de Incremento de Gas Típicos

Rangos del 90% de los promedios de incremento de gas típicos observados en transformadores de potencia, de cuatro redes eléctricas diferentes e incluyendo más de 20 000 análisis DGA, son mostrados en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13 – Rangos del 90% de los promedios de incremento de gas típicos observados en transformadores de potencia (todos los tipos), en $\mu\text{l/l/año}$ [2]

	C_2H_2	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Todos los transformadores		35 - 132	10 - 120	32 - 146	5 - 90	260 - 1060	1700 - 10000
Sin OLTC	0 - 4						
Con OLTC Comunicante	21 - 37						

Los valores típicos en la Tabla 3.13 son válidos para grandes transformadores de potencia con un volumen de aceite mayor a 5000 litros. Los valores en transformadores pequeños (< 5000 litros) son usualmente menores. Los valores en los primeros y últimos años del equipo tienden a ser más altos que los valores promedio de la Tabla 3.13.

Los valores de la Tabla 3.13 pueden ser convertidas a ml/día cuando se conoce el volumen de aceite del transformador. Los valores de la Tabla 3.13 no deberían usarse para calcular los valores de concentración después de varios años y compararlos con los valores de la Tabla 3.12, ya que los valores en estas dos tablas son afectadas de modo diferente por la forma de sus respectivas curvas acumulativas y pérdidas de gases.

Cuando se calcule promedios de incremento típicos de redes individuales, los intervalos deberían ser escogidos para proporcionar una precisión aceptable de resultados.

f) Información específica que tiene que ser adicionada al Reporte DGA (Ver 3.9)

- Potencia Nominal
- Sub-tipo de transformador: sellado o con respirador de aire
- Temperatura de aceite máximo
- Tipo de sistema de enfriamiento: ONAN (aceite natural, aire natural), OFAF (aceite forzado aire forzado), etc.
- Horas de servicio
- Tipo de OLTC (comunicante con el tanque principal o no)
- Número de operaciones del OLTC, si se conociese.

Nota: Los OLTC se componen mayormente de un switch selector, ubicado en el aceite del tanque principal, y un switch desviador, ubicado en un tanque separado pero en el mismo eje de operación.

3.11 Representaciones Gráficas

Las representaciones gráficas de las relaciones de gas son convenientes para seguir esta evolución de fallas visualmente.

Estas representaciones son también útiles en casos que no reciban un diagnóstico usando la tabla 3.2, porque ellos cayeron fuera de los límites de las relaciones de gas. Usando las figuras 3.9 o 3.10, la zona o caja que está más cerca al del caso no diagnosticado puede ser visualizado fácilmente y atribuido con cuidado a este caso. La figura 3.11 es particularmente útil ya que siempre proporciona un diagnóstico en tales casos.

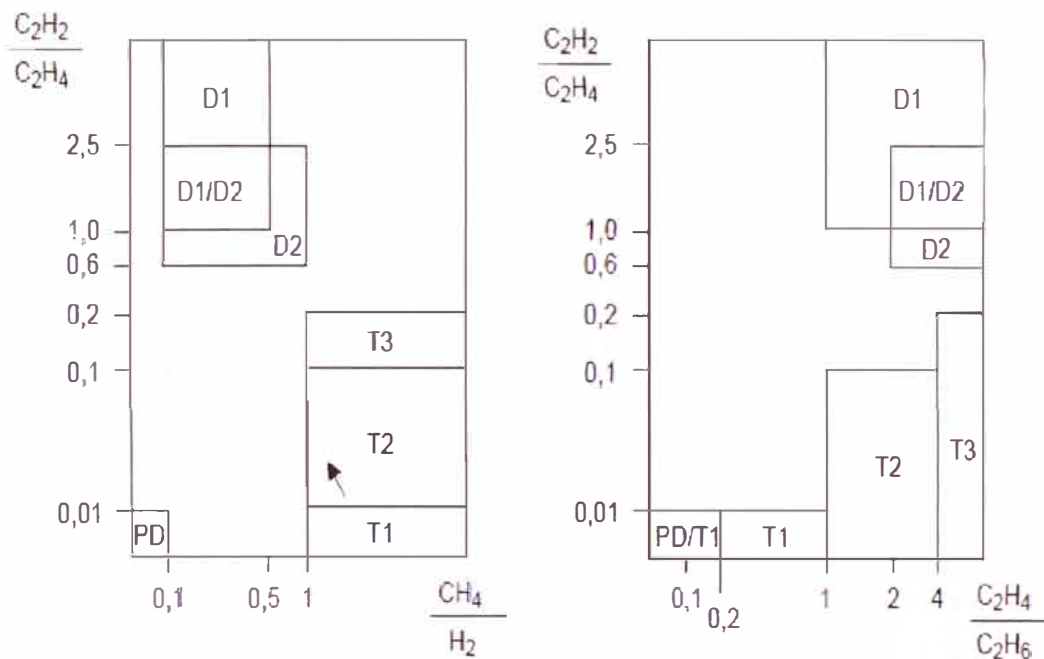


Figura 3.9 – Representación Gráfica de las Relaciones de Gases [2]

Donde:

PD: Descargas Parciales

D1: Descargas de baja energía

D2: Descargas de alta energía

T1: Falla Térmica, $t < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$

T2: Falla Térmica, $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$

T3: Falla térmica, $t > 700^{\circ}\text{C}$

NOTA 1: La flecha indica el incremento de temperatura.

NOTA 2: Los ejes están limitados a valores de 10 para mejor claridad de presentación, pero actualmente se extienden a valores ilimitados.

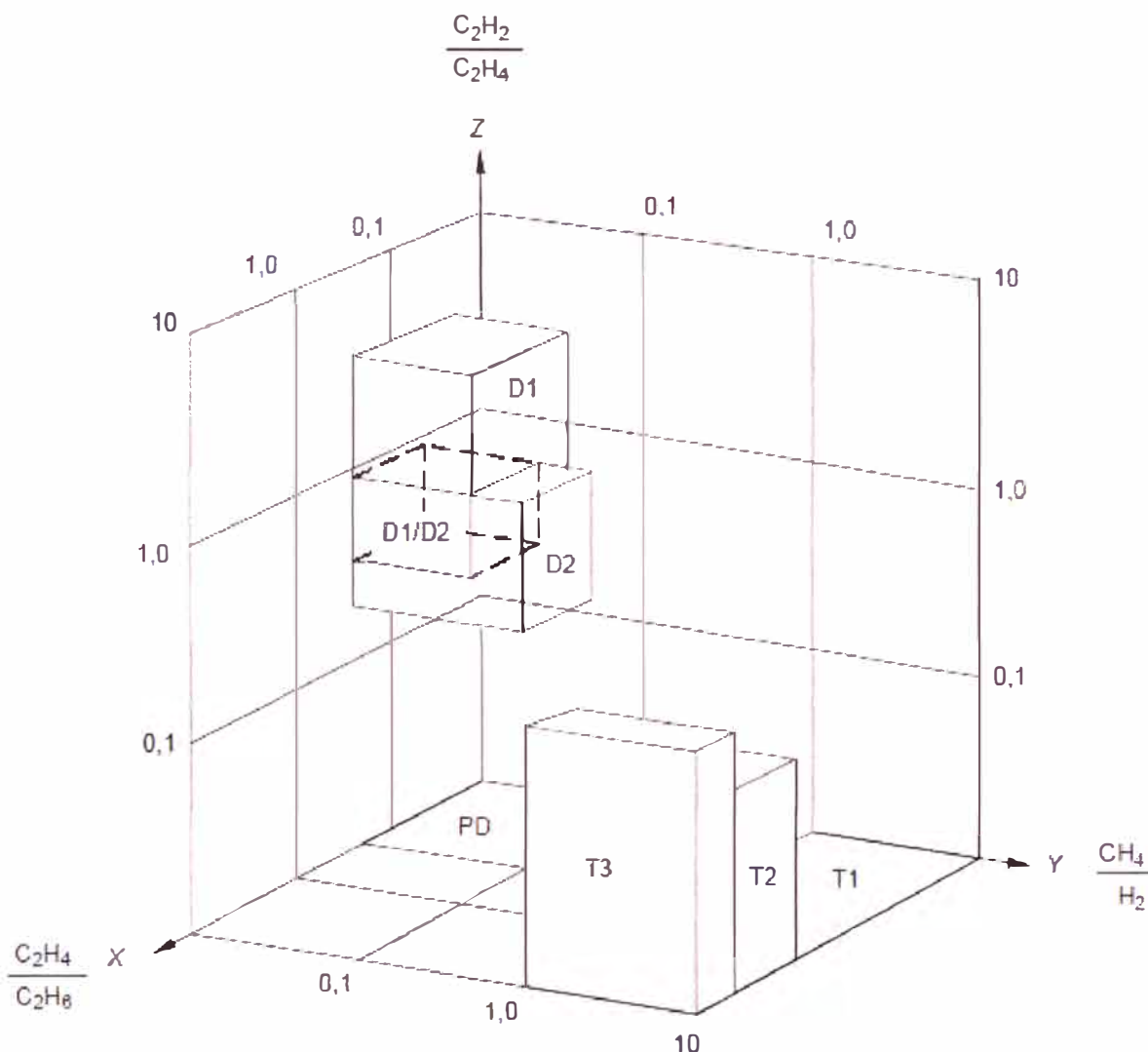


Figura 3.10 – Representación Gráfica de la relaciones de Gas [2]

Donde:

PD: Descargas Parciales

D1: Descargas de baja energía

D2: Descargas de alta energía

T1: Falla Térmica, $t < 300\text{ °C}$

T2: Falla Térmica, $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$

T3: Falla térmica, $t > 700\text{ °C}$

NOTA 1: Cada uno de los casos definidos en la Tabla 2 está representado por un volumen o “box” en la gráfica 3-D.

NOTA 2: Las coordenadas de cada box son las mismas que se muestran en la figura 3.9 y la Tabla 2. Es más conveniente utilizar esta representación con la ayuda de un software.

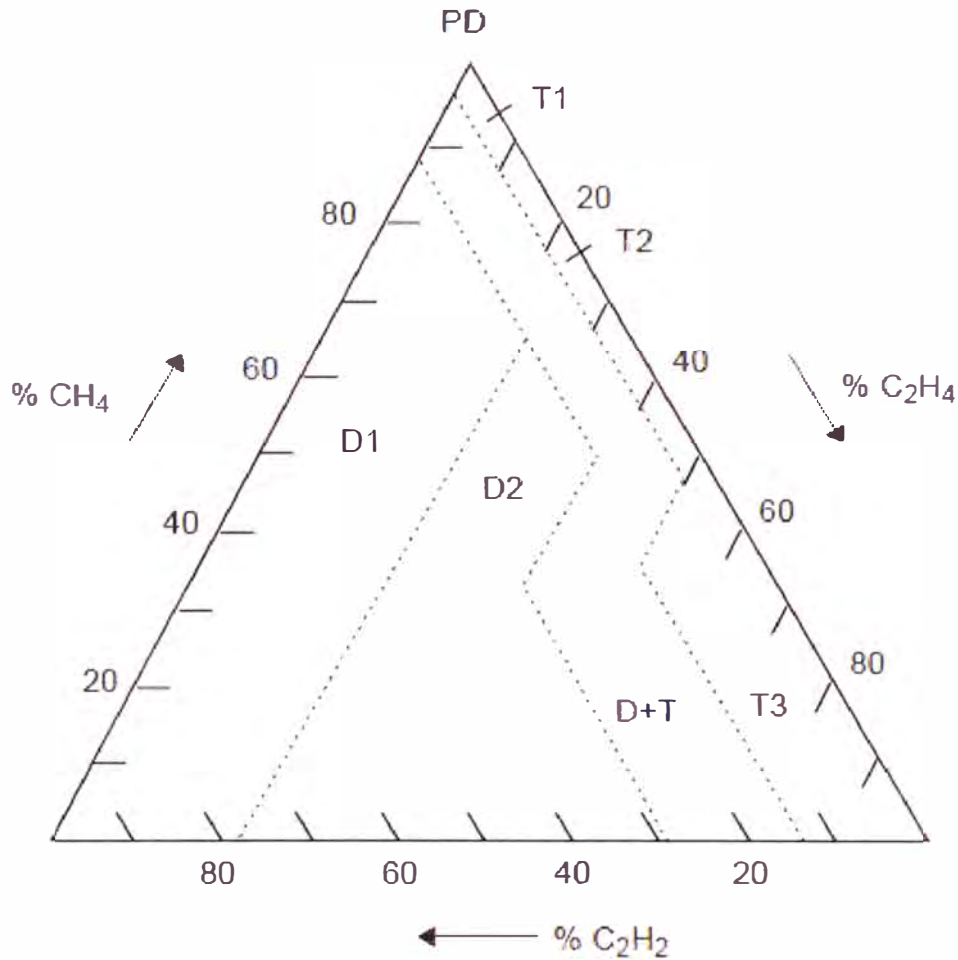


Figura 3.11 – Representación Gráfica de Relaciones de Gases / Triángulo de Duval [2]

Donde:

$$\% C_2H_2 = \frac{100x}{x + y + z}; \text{ Para } x = (C_2H_2) \text{ en microlitros por litro}$$

$$\% C_2H_4 = \frac{100y}{x + y + z}; \text{ Para } y = (C_2H_4) \text{ en microlitros por litro}$$

$$\% CH_4 = \frac{100z}{x + y + z}; \text{ Para } z = (CH_4) \text{ en microlitros por litro}$$

Además:

Donde:

PD: Descargas Parciales

D1: Descargas de baja energía

D2: Descargas de alta energía

T1: Falla Térmica, $t < 300^\circ\text{C}$

T2: Falla Térmica, $300^\circ\text{C} < t < 700^\circ\text{C}$

T3: Falla térmica, $t > 700^\circ\text{C}$

3.12 Métodos de Monitoreo de la Concentración de Gases Disueltos en el Aceite Mineral Aislante

En los transformadores eléctricos aislados con aceite mineral, la inspección directa de sus componentes no es posible si el equipo no está fuera de servicio. En vista que esto es exactamente lo que se procura evitar a través del mantenimiento, se hace necesario utilizar un procedimiento indirecto. Los procedimientos de mantenimiento predictivo de transformadores de potencia, se basan principalmente en el monitoreo periódico y sistemático de los gases disueltos en su líquido aislante.

Para la realización de este monitoreo, se tiene dos métodos, el análisis “fuera de línea” o tradicional y el monitoreo “en línea” o en tiempo real.

Tabla 3.14 – Límites de Zonas [2]

Límites de Zonas				
PD	98% CH ₄			
D1	23% C ₂ H ₄	13% C ₂ H ₂		
D2	23% C ₂ H ₄	13% C ₂ H ₂	38% C ₂ H ₄	29% C ₂ H ₂
T1	4% C ₂ H ₂	10% C ₂ H ₄		
T2	4% C ₂ H ₂	10% C ₂ H ₄	50% C ₂ H ₄	
T3	15% C ₂ H ₂	50% C ₂ H ₄		

3.12.1 Método Tradicional – Análisis Cromatográfico

La cromatografía es un método físico-químico de separación. Ella está fundamentada en la migración diferencial de los componentes de una mezcla, que ocurre debido a diferentes interacciones, entre dos fases inmiscibles, la fase móvil y la fase estacionaria. Una gran variedad de combinaciones entre fases móviles y estacionarias la convierte en una técnica muy versátil y de gran aplicación.

El análisis cromatográfico de gases disueltos en aceite se hace en tres etapas: la toma de muestra de aceite, la extracción de los gases de la muestra de aceite y el análisis de los gases extraídos de la muestra en un cromatógrafo de gases, responsable de la identificación y cuantificación de cada gas disuelto en aceite.

La toma de muestra de aceite es una etapa muy importante del sistema de análisis. Una muestra recogida, para ser representativa del equipo, debe ser proveniente del aceite de circulación de la parte activa. Las muestras deben ser tomadas, de preferencia, con el equipo en condiciones normales de operación.

El procedimiento detallado de la toma de muestra está descrito en normas internacionales. A continuación se describe algunas consideraciones:

- Se debe dar atención particular a las precauciones de seguridad, particularmente en el

caso de tomar la muestra en equipos energizados.

- La jeringa de vidrio la válvula de tres vías es el recipiente ideal para la toma de muestra.
- Para llenar la jeringa se debe aprovechar la propia presión de la columna de aceite del transformador.
- Se debe evitar jalar el émbolo de la jeringa durante la toma de muestra, ya que este procedimiento puede provocar una disminución de la presión interna de la misma, pudiendo provocar una discrepancia parcial del aceite, convirtiendo la muestra no más representativa del aceite en circulación en el transformador.
- Normalmente la toma de muestra debe realizarse en la válvula inferior de muestreo, por razones de facilidad y seguridad. Sin embargo, cualquier otro lugar en el que se pueda obtener una muestra de aceite que está en circulación en la parte activa puede ser utilizada.

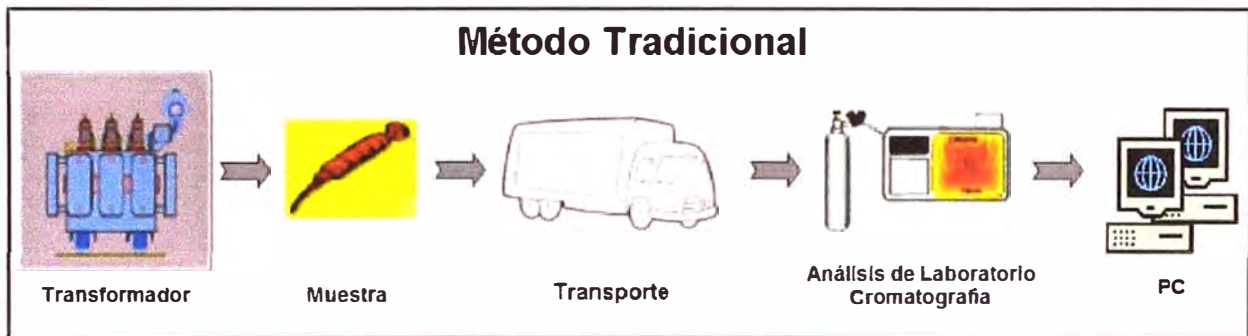


Figura 3.12 – Método Tradicional de Análisis Cromatográfico

Para la extracción de los gases presentes en la muestra se utilizan diversos aparatos, los cuales se muestran en la figura 3.14.

Para la identificación y cuantificación de los gases presentes en la muestra, una pequeña alícuota (parte que se toma de un volumen) de los gases extraídos es luego analizada en el cromatógrafo. Los resultados obtenidos son evaluados de acuerdo con los métodos establecidos de diagnóstico. [1]

a) Cromatógrafo:

En el cromatógrafo ocurren los procesos de reconocimiento y evaluación de los gases presentes en la muestra. Como resultado del análisis se obtiene un cromatograma (gráfico donde se indican los compuestos y el grado de concentración de los compuestos que se encuentran presentes en una mezcla. Permite la obtención de dos importantes parámetros de información: el tiempo de retención y el área de picos).

Las partes fundamentales de un cromatógrafo, mostradas en la figura 3.13, son:

- Gas de transporte y control de flujo (1)

- Inyector (vaporizador) de la muestra (2)
- 3.- Columna cromatográfica y horno de la columna (3)
- 4.- Detector (4)
- Electrónica de tratamiento (amplificación) de señal (5)
- Registrador de señales (6)

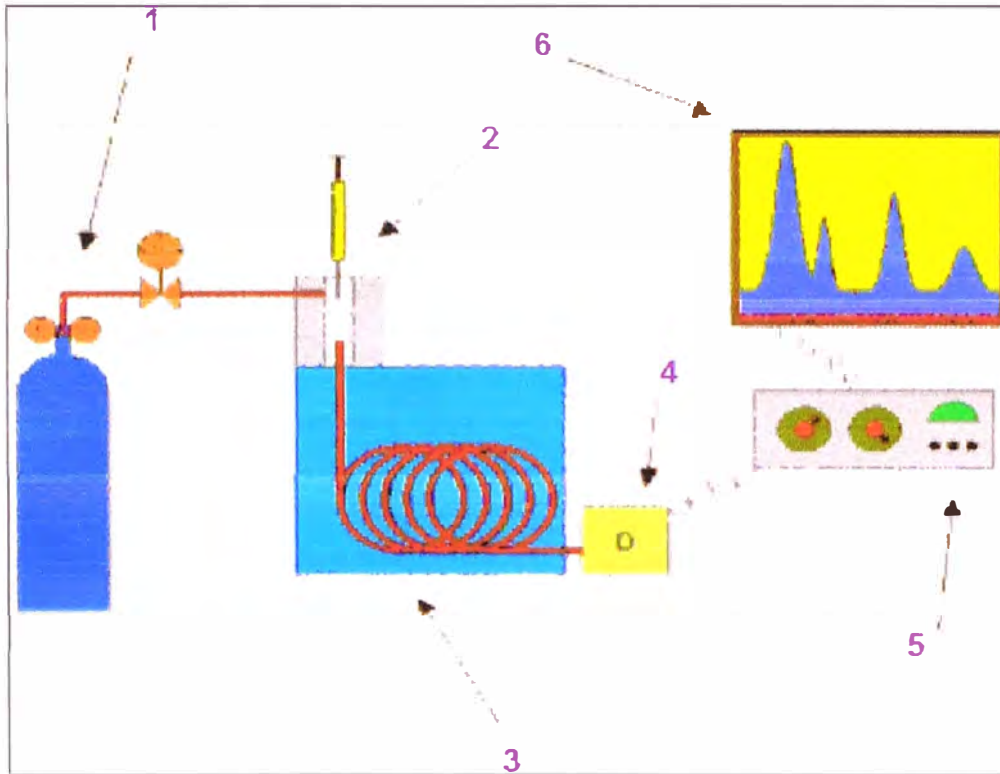


Figura 3.13 – Representación Esquemática de un Análisis Cromatográfico [1]

b) Gas de transporte y control de flujo:

Un cilindro conteniendo el gas bajo alta presión sirve como fuente de gas de transporte, cuya función es llevar las moléculas, de la muestra a ser separada, del punto de inyección hasta el detector, pasando por la columna donde ocurrirá la separación.

Debe presentar las siguientes características:

- No debe interactuar con la fase estacionaria ni con la muestra
- Alta pureza
- Bajo Costo
- Ser adecuado al detector en uso

Los gases más usados como fases móviles son el nitrógeno, helio, hidrógeno y argón. El flujo de gas de arrastre debe ser constante durante el análisis, independientemente de las variables operacionales tales como la presión en la entrada de la columna, presión en la salida del detector, temperatura, etc., para que exista reproducibilidad en los tiempos de

retención. El análisis cuantitativo también se ve afectado por las variaciones de flujo, debido a cambios en las zonas de picos.

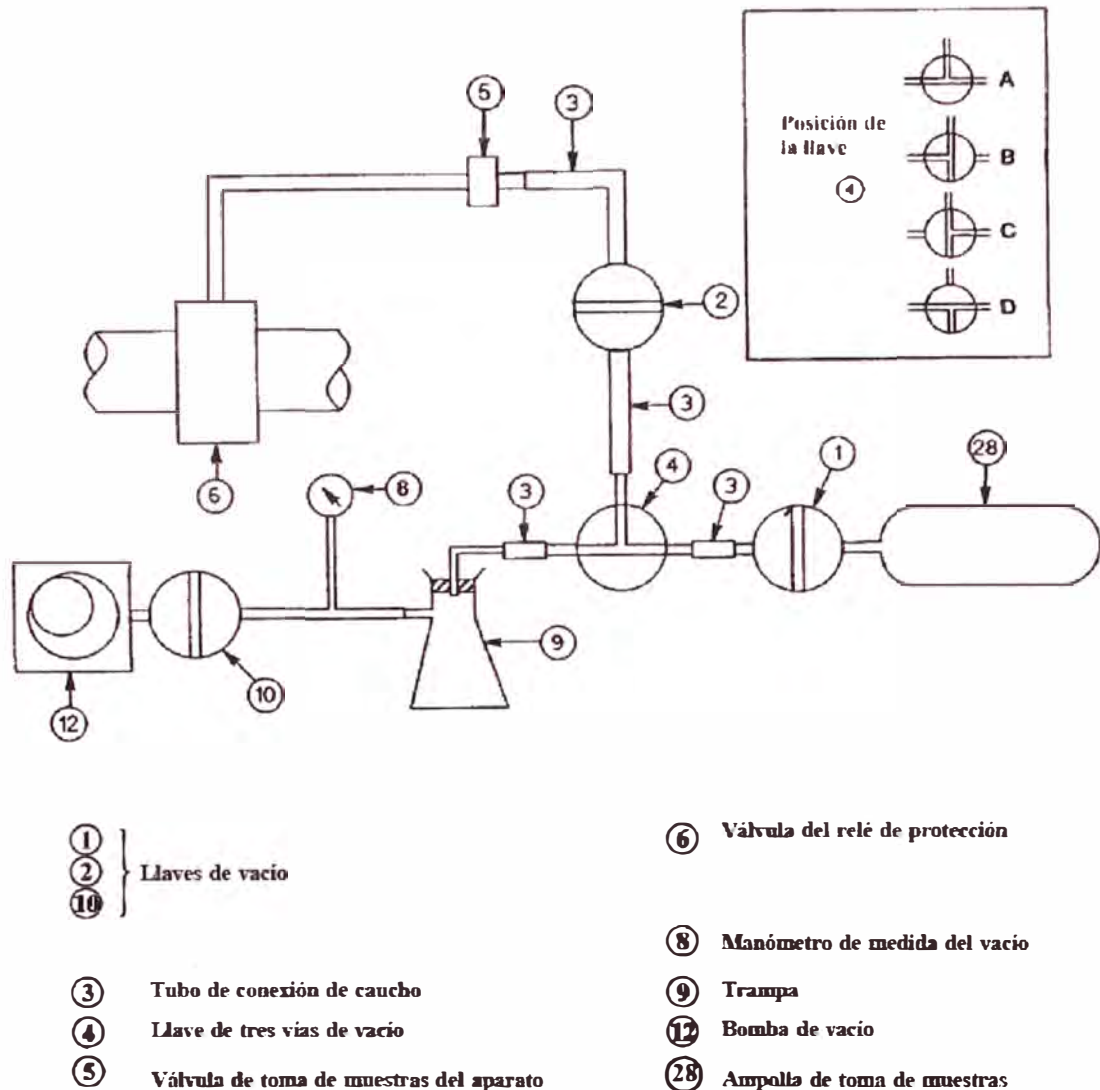


Figura 3.14 – Toma de Muestra de Gases Libres con Vacío [4]

c) Inyector:

En su versión más simple, se trata de un bloque de metal conectado a la columna cromatográfica y es alimentado de gas de transporte. Es bloque contiene un orificio con un septo, generalmente de goma de silicona, por la cual las muestras líquidas o gaseosas pueden ser inyectadas.

Existen dos sistemas generales para la inyección de muestras gaseosas: jeringas y válvulas. A pesar de no permitir la misma exactitud presentada por la válvula de inyección, las jeringas son útiles para la mayoría de propósitos, más allá de que sean baratas y altamente versátiles; es decir, permiten gran flexibilidad en cuanto al volumen a ser inyectado.

El inyector debe estar calentado a una temperatura por encima del punto de ebullición

de los componentes de la muestra, para que la muestra se volatilice completa e instantáneamente y sea llevada para la columna. Si la temperatura fuese excesivamente alta, puede ocurrir la descomposición de la muestra.

La muestra debe entrar en la columna en la forma de un estrecho segmento, de manera que se evita la ampliación de los picos.

d) **Columna Cromatográfica:**

Las columnas son los dispositivos fundamentales de un cromatógrafo, que permiten la separación de los constituyentes de la muestra. Para obtener la separación de los compuestos, necesario que la columna sea eficiente, o sea, que exista una gran diferencia entre los coeficientes de adsorción de las sustancias de interés.

Una versión más común, las columnas convencionales son precargadas integralmente con las partículas de la fase estacionaria, un activo sólido. Son denominadas columnas empacadas o rellenas, empleada generalmente en el análisis de gases, tal como se muestra en la figura 3.15.

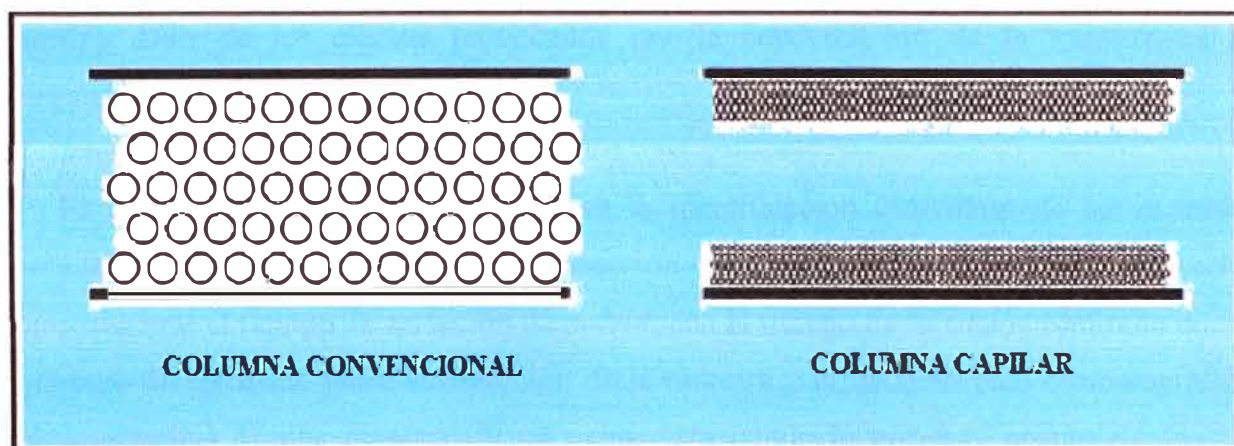


Figura 3.15 – Columnas Típicas Utilizadas en Cromatografía Gaseosa [1]

Las precargas de las columnas se hacen con polímeros porosos especiales, Porapak tipos N, P, Q, R, S y T, y chromosorb (serie 100). Todos los tipos pueden ser utilizados en el rango de temperatura de $-78\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+250\text{ }^{\circ}\text{C}$. Las ventajas de estos materiales son:

- No existe arrastre de la fase estacionaria y, por lo tanto, alta sensibilidad de la línea básica.
- No adsorbe compuestos polares, una misma columna puede ser usada para separar gases, alcoholes y glicoles.
- No propician variaciones de tiempo de retención, porque no pierden fase estacionaria.
- Las columnas son fácilmente envasadas.
- Fácil separación del agua de materiales orgánicos sin picos asimétricos

- Gran área de superficie de contacto.

e) Detector:

Las sustancias presentes en la muestra pasan a través de la columna, donde son separadas, y llegan al sistema de detección, cuya función es indicar y cuantificar los componentes separados por la columna. Un gran número de detectores se utiliza en cromatografía gaseosa, siendo los más comunes:

- Detector por conductividad térmica
- Detector de ionización de llama
- Detector por captura de electrones
- Detector fotométrico de llama
- Detector de conductividad electrolítica

La influencia de la temperatura en el detector, depende considerablemente del tipo de detector empleado. Como regla general, el detector y su conexión con la salida de la columna deberán estar lo suficientemente calientes para evitar condensaciones de la muestra. Uno de los efectos provocados por la condensación de la muestra es el alargamiento de los picos.

f) Análisis Cualitativo:

El objetivo del análisis cualitativo es la identificación individual de las especies contenidas en la muestra. La identificación de las sustancias puede ser hecha comparándose el tiempo de retención de padrón con el tiempo de retención (definido como el tiempo de recorrido entre la inyección de la muestra y el máximo pico cromatográfico del compuesto) de una muestra. Si un compuesto conocido posee el mismo tiempo de retención que un elemento dado en la muestra, se trata de la misma sustancia. (fig. 3.16)

g) Análisis cuantitativo:

La cromatografía gaseosa es una técnica eminentemente cuantitativa. El principio básico de la cuantificación es que el área de los picos registrados en el cromatograma es proporcional a la masa del compuesto inyectado.

Existen varios modos de medirse el área de un pico cromatográfico:

- Técnicas manuales
- Integradores electrónicos
- Computadoras

Cualquiera que sea el método usado para medir el área de los picos, el procedimiento general de un análisis cuantitativo por cromatografía gaseosa involucra la obtención del

cromatograma de la muestra, la medida del área de los picos de interés y el cálculo de la masa correspondiente a cada uno de los picos.

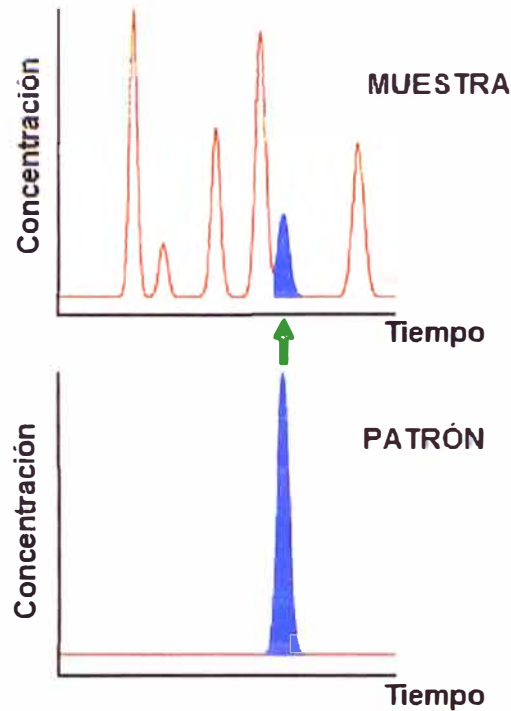


Figura 3.16 – Comparación entre Cromatogramas de una Muestra y una solución Patrón [1]

Este cálculo debe ser hecho empleando una curva de calibración, gráfico que correlaciona el área del pico con la masa del compuesto. La curva de calibración es obtenida a partir de la cromatografía de padrones conteniendo masas conocidas de los compuestos a ser cuantificados. Para cada sustancia, se debe hacer una curva de calibración propia, ya que cada compuesto responde de manera diferente al detector.

3.12.2 Métodos de Monitoreo en Línea

El monitoreo en tiempo real de la condición del aceite de transformadores es una técnica reciente, siendo una práctica de mantenimiento predictivo con los siguientes objetivos: operar el transformador con el rendimiento máximo, detectar las primeras señales de falla, reducir las paradas no programadas y las fallas del equipo, y aumentar el tiempo de vida útil del transformador. Los sistemas de medición que monitorean la concentración de gases disueltos en aceite “en línea” se presentan en este punto.

a) Hydran M2:

El Hydran M2 es un sistema de medición de concentración de gases disueltos en aceite fabricado por GE Infrastructure Energy de Canadá. (fig. 3.17)

El Hydran M2 está compuesto por dos módulos principales, el primero consiste en un

pequeño cilindro (Transmisor Inteligente) que está directamente conectado a la válvula de salida de aceite del transformador. Contiene el sensor de gas del Hydran, el sistema de control de temperatura de la cámara del sensor y el microprocesador de control del instrumento. El HYDRAN M2 también posee los contactos de alarma (nivel de gas alto, muy alto y de falla del sistema), salida analógica, display y un teclado alfanumérico que permite el control del sistema de medición (SM) sin requerir el uso de una computadora externa.



Figura 3.17 – Hydran M2 [5]

El HYDRAN M2 posee una salida RS-232 para la conexión a una computadora externa o módem y una salida RS-485 para la comunicación con otros Hydran M2 o una PC remota. También indica la lectura realizada por el Hydran, así como la actuación de las alarmas.

Sensor del Hydran M2: Los gases combustibles disueltos en el aceite pasan a través de una membrana permeable donde son extraídos del aceite, ingresando hacia un detector electroquímico de gas donde son combinados con oxígeno para producir una señal que es proporcional al promedio de reacción entre estos gases. El sensor del Hydran M2 es sensible al hidrógeno (H_2), monóxido de carbono (CO), acetileno (C_2H_2) y etileno (C_2H_4) los cuales son gases primarios generados en fallas de aislamiento del transformador. [5]

La lectura del Hydran M2 está compuesta por la suma ponderada de los cuatro gases clave encontrados disueltos en el aceite. Siendo la indicación del Hydran M2 el resultado de la ecuación:

$$\text{Lectura} = [H_2] + 15\% [CO] + 8\% [C_2H_2] + 1.5\% [C_2H_4] \quad (3.5)$$

Donde:

H_2 : Concentración de hidrógeno (ppm)

CO: Concentración de monóxido de carbono (ppm)

C₂H₂: Concentración de acetileno (ppm)

C₂H₄: Concentración de etileno (ppm)

b) GMM – Tree Tech:

El GMM es un sistema de medición desarrollado por la compañía Tree Tech, con tecnología brasilera, para el monitoreo de gases disueltos en aceite aislante (hidrógeno), utilizados en transformadores y equipos de alta tensión. El GMM también monitorea la temperatura y el contenido de agua en el aceite. Por medio de cálculos matemáticos, el GMM proporciona las tasas de evolución del hidrógeno y el contenido de agua en el aceite. El GMM está compuesto por dos módulos: GMM: Medidor y GMM: MMI (figura 3.18).



Figura 3.18 – GMM Tree Tech [6]

Módulo GMM Medidor: Este es el módulo que contiene las membranas para la extracción del hidrógeno disuelto en el aceite y los sensores para medir las magnitudes a ser monitoreadas. Es provisto de un adaptador para la conexión directa en la válvula del transformador o equipo de instalación, que consta de una cámara conteniendo el sistema de extracción de gases (membranas), una válvula para venteo y toma de muestra de aceite, ecualizador de presión, un conjunto de tarjetas (PCIs), para alimentación y comunicación serial (RS 485) para conexión con el módulo GMM – MMI o una red de comunicación.

Módulo GMM MMI: El módulo de interface, provisto de dos display para la indicación local, dos salidas de corriente para la indicación remota, puede ser configurado a través de un software, tiene dos salidas seriales (RS 232 y RS 485), para la conexión con el GMM Medidor. El GMM – MMI posee 6 Leds para señalar las condiciones de alarma, otros contactos configurables NC/NA y un reloj interno.

Durante la operación normal, el GMM – MMI indica en tiempo real y de manera secuencial la concentración de hidrógeno, temperatura del aceite, contenido de agua y las tasas de evolución del hidrógeno y contenido de agua. [6]

c) Calisto:

El Calisto, fabricado por la compañía Morgan Schaffer, es un dispositivo que mide continuamente la concentración de hidrógeno y de agua disueltos en el aceite del transformador. El Calisto es utilizado para detectar fallas incipientes del transformador, y adicionalmente monitorea continuamente el agua disuelta, un parámetro importante para la evaluación las condiciones del sistema de aislamiento del transformador (conjunto papel y aceite).



Figura 3.19 – Calisto (MORGAN SCHAFFER) [7]

A diferencia de otros sistemas de monitoreo de concentración de gases disueltos, el Calisto, para obtener una muestra representativa del aceite del transformador, utiliza un sistema de circulación forzada de aceite (bomba de circulación interna de 60 ml/min).

La extracción continua de los gases de falla del aceite del transformador es realizada por una sonda especialmente diseñada, hecha de múltiples tubos capilares de teflón. Este proceso de extracción es realizado debido a la permeabilidad del teflón a los gases. Estos se propagan en la sonda en su propia velocidad específica hasta que se alcance el equilibrio. La sonda se llena una vez esté estabilizada, toda la variación en la concentración del gas en el aceite comenzará a modificar el equilibrio en la sonda. Para el hidrógeno, el 50% de variación en su concentración será medida en la sonda dentro de aproximadamente 60 minutos.

El detector de hidrógeno del Calisto está conectado directamente a una sonda, que

consiste en un sensor de conductividad térmica. En el equilibrio, la conductividad térmica de la muestra de la sonda; refleja directamente su composición. Toda variación en la composición del hidrógeno de la muestra será reflejada directamente en una variación significativa de la conductividad térmica. [7]

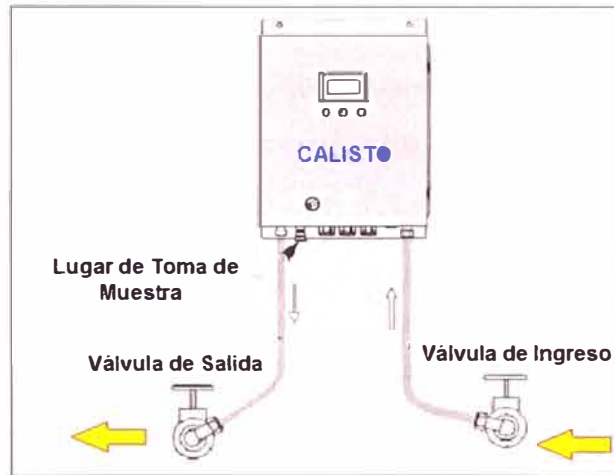


Figura 3.20 – Sistema de Circulación de Calisto [7]

d) Serveron TM8:

Los analizadores Serveron TM8, de la Norteamericana Serveron Corporation, son verdaderos cromatógrafos acoplados al transformador (figura 3.21), exclusivamente para transformadores que se encuentran instalados en centrales de generación. Los instrumentos del Serveron TM8 realizan un examen de laboratorio al aceite del transformador, proporcionando las lecturas de otros tipos de gases de falla.



Figura 3.21 – Serveron TM8 (SERVERON CORPORATION) [8]

Los errores introducidos con la manipulación de la muestra son eliminados. Las muestras son realizadas con un intervalo de cuatro horas, haciendo un monitoreo prácticamente en línea de la situación del transformador.

El Serveron TM3 combina una tecnología propia de extracción de los gases disueltos en el aceite y un robusto cromatógrafo, capaz de ser instalado en condiciones ambientales adversas de una subestación.

El cromatógrafo del Serveron TM3 es sensible a otros tipos de gases de falla, siendo estos: acetileno (C_2H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), hidrógeno (H_2), oxígeno (O_2), etileno (C_2H_4), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2). [8]

Los subsistemas del Serveron TM8 son los siguientes:

- Extractor de gases, montado directamente en el transformador
- Cromatógrafo acoplado al transformador
- Tanque de verificación con concentraciones conocidas y trazables de cada gas de falla, apropiado para la verificación en campo del desempeño del instrumento
- Microcontroladores y memorias no volátiles capaces de almacenar un año de datos, módem industrial integrado e indicadores de estatus externos.
- Software Serveron TM8, capaz de direccionar la conexión del módem al instrumento para la descarga de datos a una computadora remota.

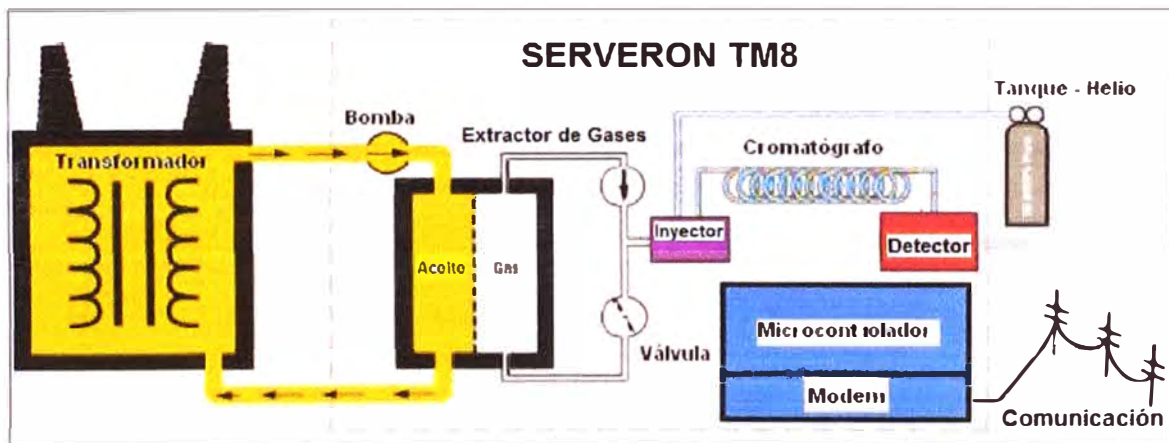


Figura 3.22 – Componentes del Serveron TM8 [8]

CAPÍTULO IV
APLICACIÓN DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA
AGUAYTIA (175 MW)

La Central Termoeléctrica Aguaytia, propiedad de TERMOSELVA SRL, es una central a gas natural de ciclo simple, siendo su fecha de inicio de operación comercial el 20 de julio del 1998. La Central Termoeléctrica Aguaytia está conformada por dos turbinas Alstom GT11NM-XL/XP de 88.4413 MW y 86.9644 MW, cuyos costos de generación son 42.07 US\$/MWH y 42.40 US\$/MWH respectivamente, medidas a condiciones ambientales promedio establecidas por el COES y cuyo nivel de tensión nominal de generación es de 13.8kV, la cual es elevada a 220kV por sus respectivos transformadores de potencia y es conectada al sistema eléctrico a través de la SSEE Aguaytia, propiedad de la empresa ETESELVA SRL. La Central se localiza aproximadamente a 2 km de la ciudad de Aguaytia, provincia de Padre Abad, departamento de Ucayali.

La central tiene las siguientes características técnicas:

Tabla 4.1 – Características Técnicas [9]

Unidad	Capacidad (MW)	Generación (kV)	BTU/kW-H (LHV)
TG – 1	88.4413*	13.8	10,128.05
TG – 2	86.9644*	13.8	10,213.73
Total	175.4057*		

* Medidas a condiciones ambientales promedio establecidas por el COES.

PIC del Perú S.A.C., empresa que actualmente está a cargo de la Operación y Mantenimiento de la Central Termoeléctrica Aguaytia, inicia sus operaciones el año 2003 y como parte de sus actividades de mantenimiento preventivas y predictivas, incluyó en su plan anual de mantenimiento las actividades de monitoreo y pruebas a los transformadores; las cuales consisten en análisis periódicos físicos-químicos, cromatográficos, pruebas eléctricas, y prueba de sus protecciones.

Se muestra a continuación el estado actual de la condición del aceite de los

transformadores de potencia GSUT: 11BAT10 y 12BAT10 de la TG-1 y TG-2 respectivamente; sus parámetros físico-químicos y cromatográficos registrados, con el fin de determinar su confiabilidad en la operación de la Central Termoeléctrica Aguaytia.

4.1 Antecedentes del Transformador GSU 11BAT10

Durante el mes de enero del 2004, se ejecutó el proyecto de “Mejoramiento del Turbo-Compresor” de la unidad, con lo que se logró incrementar la generación de la unidad TG-1 de 78.5 MW a 85 MW, por consiguiente también se elevó la temperatura de operación del transformador de potencia 11BAT10.

Adicionalmente, un año antes, se estableció un programa de mantenimiento predictivo para el monitoreo del aceite mineral aislante: el monitoreo tradicional. Ver 3.12.1.

La Tabla 4.2 a continuación muestra el registro de los parámetros físico-químicos del transformador de potencia 11BAT10, registrados hasta el último análisis realizado con fecha del 14 de marzo del 2011.

Tabla 4.2 - Parámetros Físico Químicos del aceite del 11BAT10 [9]

Fecha	Muestra tomada de Fondo de Tanque		Analizado por
	Rigidez dieléctrica	Cantidad de Agua	
	ASTM D1816	ASTM D1533	
	KV	ppm	
	>30 KV	<20 ppm	
14-may-02	36.00	6.00	SD Myers
15-dic-02	50.00	6.00	SD Myers
28-ene-04	44.00	5.00	SD Myers
30-nov-05	50.00	9.00	SD Myers
09-feb-07	52.00	12.00	ABB
04-abr-08	65.00	9.00	ABB
30-may-09	47.00	12.00	SD Myers
15-jun-09	50.00	9.00	SD Myers
14-mar-11	49.00	10.00	SD Myers

A inicios del año 2010 se inicia la gestión implementar el proyecto de Monitoreo en Línea del aceite mineral aislante, teniendo como postores a los equipos Hydran M2 de la norteamericana General Electric y el GMM de la brasileña Tree Tech.

Se decidió adquirir el equipo Hydran M2 de la marca GE, el cual fue instalado en marzo del presente año; iniciándose de esta manera el método de Monitoreo en Línea del aceite mineral aislante.

El gráfico 4.1 a continuación muestra la tendencia del comportamiento de los parámetros físico-químicos del transformador de potencia 11BAT10, registrados hasta el último análisis realizado con fecha del 14 de marzo del 2011

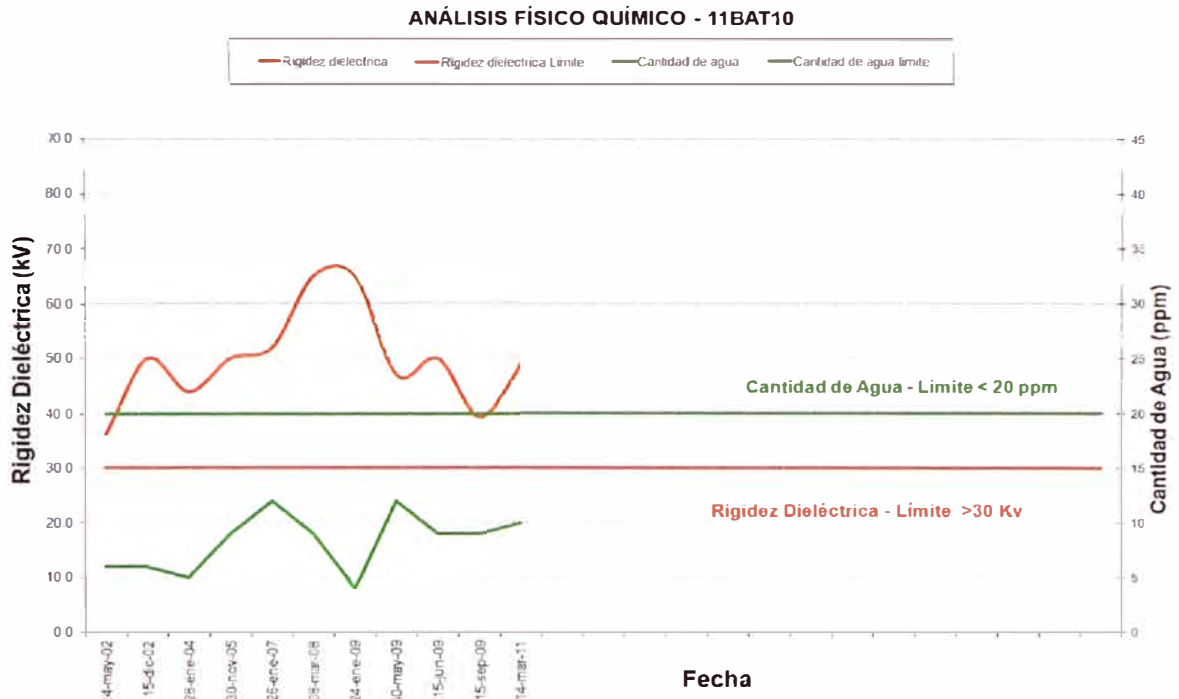


Gráfico 4.1 – Tendencia del Análisis Físico-Químico

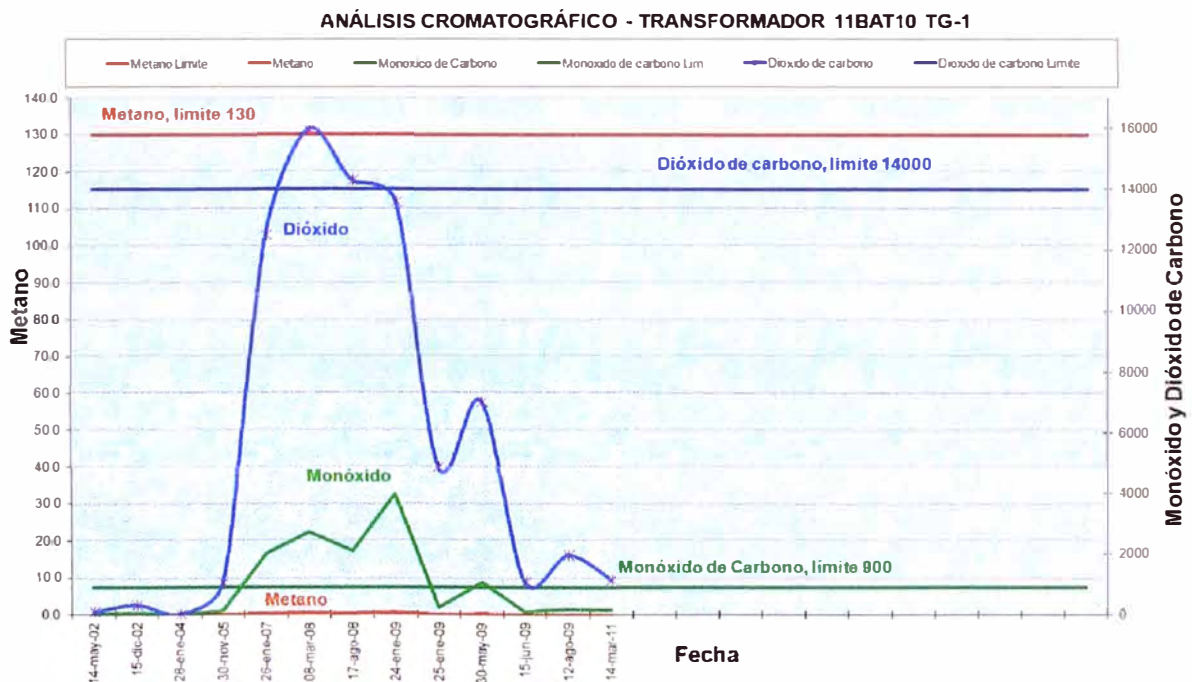


Gráfico 4.2 – Análisis Cromatográfico: CH₄, CO y CO₂

En la Tabla 4.3 se muestra el registro de los parámetros cromatográficos del transformador de potencia 11BAT10, registrados hasta el último análisis realizado.

Tabla 4.3 – Parámetros Cromatográficos del Aceite del 11BAT10 [9]

RESULTADOS DE ANALISIS CROMATOGRAFICOS - TRANSFORMADOR 11BAT10 DE LA TG-1												
Fecha	Hidrógeno	Oxígeno	Nitrógeno	Metano	Monóxido de Carbono	Dióxido de Carbono	Etileno	Etano	Acetileno	Total de Gases Combustibles	Total Gases	Laboratorio
14/may/2002	0	605	2360	0	17	74	10	20	40	17	3056	SD MYERS
15/dic/2002	1	2011	8639	1	47	301	20	30	50	49	11000	SD MYERS
28/ene/2004	0	633	2108	0	1	7	0	0	0	1	2749	SD MYERS
30/nov/2005	3	1185	16891	2	127	1042	0	0	0	132	19250	SD MYERS
26/ene/2007	0	206	925	26	2007	12489	4	0	0	2037	15657	ABB
08/mar/2008	0	12123	95352	40	2710	15926	0	0	0	2750	126151	ABB
17/ago/2008	0	1105	10649	30	2101	14268	0	0	0	2131	28153	ABB
24/ene/2009	0	22007	63785	63	3961	13587	0	0	0	4024	103403	ABB
25/ene/2009	0	1167	15560	5	236	4843	1	1	0	243	21813	DOBLE
30/may/2009	0	4802	45041	18	1043	6980	3	4	0	1068	57891	SD MYERS
15/jun/2009	0	16205	55358	2	94	1061	0	0	0	96	72720	SD MYERS
12/ago/2009	0	4024	16436	2	166	1946	0	0	0	168	22574	SD MYERS
14/mar/2011	0	4068	19866	2	140	1155	0	0	0	142	25231	SD MYERS

Como se puede observar en la Tabla 4.3, los análisis fueron realizados por diferentes laboratorios.

Los gráficos 4.2, 4.3 y 4.4 muestran las tendencias del comportamiento de los parámetros cromatográficos observados: dióxido de Carbono, monóxido de Carbono, metano, etano, etileno y acetileno del transformador de potencia 11BAT10, registrados hasta el último análisis realizado con fecha del 14 de marzo del 2011.

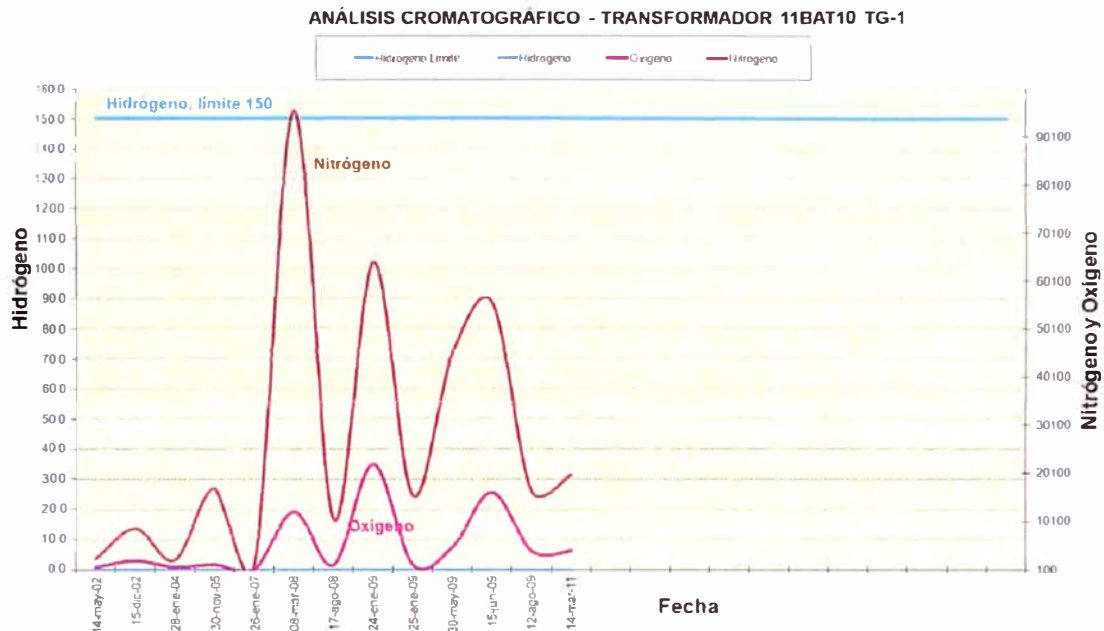


Gráfico 4.3 – Análisis Cromatográfico: N₂ y O₂

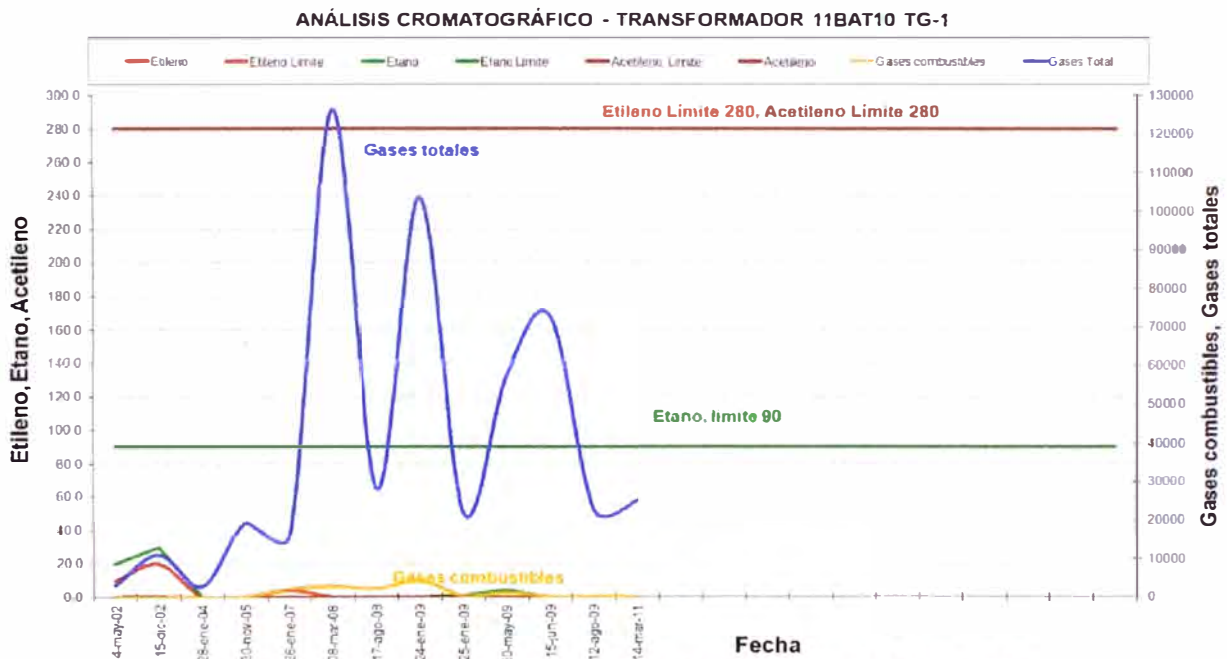


Gráfico 4.4 – Análisis Cromatográfico: C₂H₆, C₂H₄ y C₂H₂

4.2 Antecedentes del Transformador GSU 12BAT10

El transformador de potencia 12BAT10 GSUT de la unidad TG-2 fue puesto en servicio en 1998, y desde aquella fecha los resultados del análisis físico-químico del aceite mineral aislante daban como resultados valores altos (mayores de 20ppm) de humedad.

Debido a esta situación, se dio inicio a una exhaustiva investigación la cual permitió detectar que el transformador de potencia 12BAT10 fue instalado sin el bladder protector; ocasionando que la humedad del ambiente ingresara dentro del transformador,

contaminando el aceite mineral aislante; y de acuerdo a las tendencias se puede observar que aun mantiene valores altos de humedad a comparación con la unidad TG-1. La instalación del bladder recién fue instalada fue realizada en octubre del 2004.

Desde que el 12BAT10 GSUT experimentó la degradación del aceite, debido a la humedad contenida en el fondo del transformador; se estableció un programa de monitoreo para controlar estos parámetros: el método tradicional.

En esta unidad también se ejecutó el proyecto de “Mejoramiento del Turbo-Compresor”, elevando su capacidad de generación de 78 a 85 MW; incrementándose de la misma manera la temperatura de operación del transformador de potencia. Al igual que en la unidad TG-1, en el año 2010 se inicia la gestión implementar el proyecto de Monitoreo en Línea del aceite mineral aislante, teniendo como postores a los equipos Hydran M2 de la norteamericana General Electric y el GMM de la brasileña Tree Tech.

También se decidió adquirir el equipo Hydran M2 de la marca GE, el cual fue instalado en agosto del presente año; iniciándose de esta manera el método de Monitoreo en Línea del aceite mineral aislante.

La tabla 4.5 muestra el registro de los parámetros cromatográficos del transformador principal 12BAT10, registrados hasta el último análisis realizado con fecha del 15 de agosto del 2011.

Los gráficos 4.6, 4.7 y 4.8 muestran a continuación las tendencias del comportamiento de los parámetros cromatográficos observados: dióxido de Carbono, monóxido de Carbono, metano, etano, etileno y acetileno del transformador principal 12BAT10, registrados hasta el último análisis realizado con fecha del 15 de agosto del 2011.

La Tabla 4.4 muestra el registro de los parámetros físico-químicos del transformador de potencia 12BAT10, y el Gráfico 4.5 muestra la tendencia de los mismos, registrados hasta el último análisis realizado con fecha del 15 de agosto del 2011.

4.3 Análisis

4.3.1 Análisis del Transformador GSU 11BAT10

Desde el inicio de sus operaciones, la CCTT Aguaytia ha tenido diversos eventos de aperturas de línea y descargas atmosféricas, con lo cual el transformador 11BAT10 de la unidad TG-1 ha desarrollado incrementos de corriente elevadas de muy corta duración, con lo que podría haber generado calentamientos instantáneos en su aceite aislante.

Tabla 4.4 - Parámetros Físico Químicos del aceite del 11BAT10 [9]

Fecha	Rigidez Dieléctrica	Cantidad de Agua	Laboratorio
	ASTM D1816	ASTM D1533	
	KV	ppm	
	>30 KV	<20 ppm	
21-oct-04	20	34	Oil & Trans./Bladder Install.
07-nov-04	64	7	Oil & Trans.
01-dic-04	30	30	Oil & Trans.
06-ene-05	26	34	Oil & Trans.
27-ene-05	22	34	Oil & Trans.
08-mar-05	23	37	Oil & Trans.
14-mar-05	58	11	Oil & Trans.
05-may-05	28	35	Oil & Trans.
13-jun-05	26	36	Oil & Trans.
06-ago-05	27	35	Oil & Trans.
30-sep-05	26	36	Oil & Trans.
30-oct-05	50	10	Oil & Trans.
30-nov-05	38	30	Oil & Trans.
06-feb-06	29	27	Oil & Trans.
28-abr-06	61	1	Oil & Trans./High Vacuum
05-jun-06	35	29	Oil & Trans.
22-jun-06	61	5	Oil & Trans.
26-jul-06	40	18	Oil & Trans.
10-ago-06	36	24	Oil & Trans.
29-sep-06	39	23	Oil & Trans.
15-oct-06	63	7	Oil & Trans.
28-nov-06	43	21	SD Myers
15-ene-07	30	22	Oil & Trans.
28-ene-07	52	8	Oil & Trans.
30-mar-07	50	12	Oil & Trans.
22-may-07	46	19	ABB
03-jun-07	50	17	SD Myers
11-ago-07	50	6	Oil & Trans.
27-sep-07	34	23	ABB
17-oct-07	58	13	Oil & Trans.
08-dic-07	56	19	Oil & Trans.
15-ene-08	51	16	ABB
21-abr-08	49	18	Oil & Trans.
25-ago-08	23	23	ABB
25-oct-08	24	21	Electro Service
04-nov-08	65	5	Electro Service
04-nov-08	64	5	Doble Engineering
30-may-09	50	18	SD Myers
28-sep-09	44	41	SD Myers
10-nov-09	58	6	Electro Service
15-ago-11	50	30	SD Myers

Tabla 4.5 – Parámetros Cromatográficos del Aceite del 12BAT10 [9]

RESULTADOS DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICOS - TRANSFORMADOR 12BAT10 DE LA TG-2												
FECHA	Hidrógeno	Oxígeno	Nitrógeno	Metano	Monóxido de Carbono	Dióxido de Carbono	Etileno	Etano	Acetileno	Total de Gases Combustibles	Total Gases	Laboratorio
11/nov/1998	11	4000	7000	2	101	1780	2	0	0	116	12896	SD MYERS
06/may/2001	0	830	13460	0	368	1500	0	0	0	368	16158	SD MYERS
26/ene/2002	109	2304	8675	4	120	1210	0	0	0	233	12422	SD MYERS
14/may/2002	0	565	1512	0	0	38	0	0	0	0	2115	SD MYERS
15/dic/2002	0	7063	27655	7	101	4458	0	0	0	108	39284	SD MYERS
21/may/2003	0	11356	38296	14	79	5255	0	0	0	93	55000	SD MYERS
25/ago/2003	0	1033	3344	0	1	23	0	0	0	1	4401	SD MYERS
26/ene/2004	0	1347	4143	0	1	9	0	0	0	1	5500	SD MYERS
05/feb/2004	3	4707	17560	15	70	2396	0	0	0	88	24751	SD MYERS
05/mar/2004	0	15704	38924	0	7	363	0	0	0	7	54998	SD MYERS
11/jul/2004	0	990	3074	0	0	10	0	0	0	0	4074	SD MYERS
14/mar/2005	0	1214	4277	0	3	7	0	0	0	3	5501	SD MYERS
08/jun/2005	0	992	4011	5	15	477	4	0	0	20	5500	SD MYERS
30/nov/2005	0	17779	48769	4	12	537	0	0	0	16	67101	SD MYERS
04/jun/2006	0	2065	7089	2	8	184	0	0	0	10	9348	SD MYERS
28/abr/2006	0	6038	21392	0	4	64	0	0	0	4	27498	SD MYERS
06/may/2006	0	801	2857	0	0	7	0	0	0	0	3665	SD MYERS
26/jun/2006	0	861	2787	0	1	16	0	0	0	1	3665	SD MYERS
15/oct/2006	0	583	2155	0	1	11	0	0	0	1	2750	SD MYERS
27/abr/2007	0	3360	6042	3	164	1698	0	0	0	167	11267	ABB
10/nov/2008	0	2879	9126	0	0	64	0	0	0	0	12069	DOBLE
30/may/2009	0	3921	14016	0	27	367	0	0	0	27	18331	SD MYERS
28/sep/2009	0	4902	18115	1	73	968	0	0	0	74	24059	SD MYERS
10/nov/2009	1	10200	30616	0	1	71	0	0	0	2	40889	DOBLE
15/ago/2011	0	4097	18425	2	107	1199	0	0	0	109	23830	SD MYERS

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO - 12BAT10

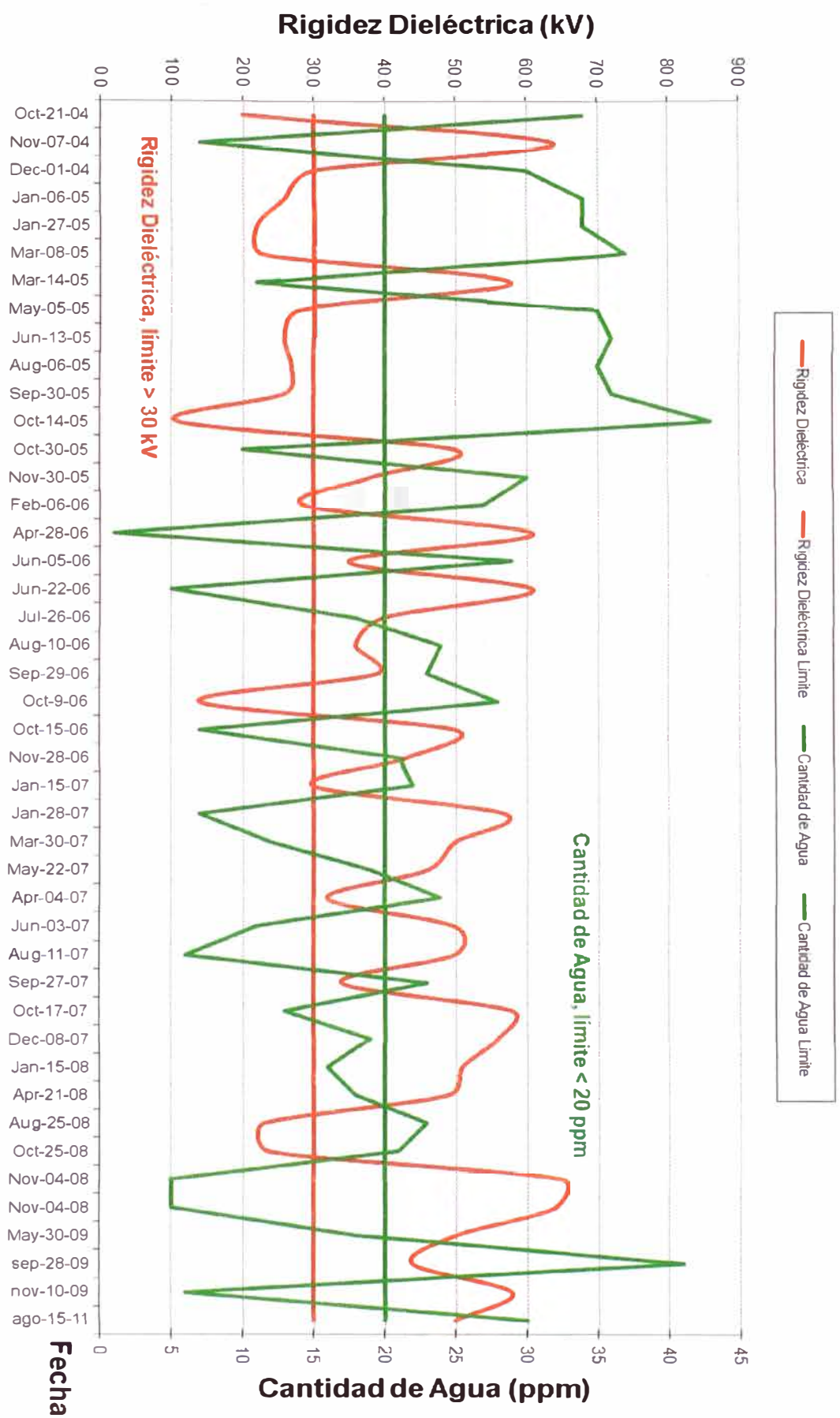


Gráfico 4.5 – Tendencia del Análisis Físico-Químico

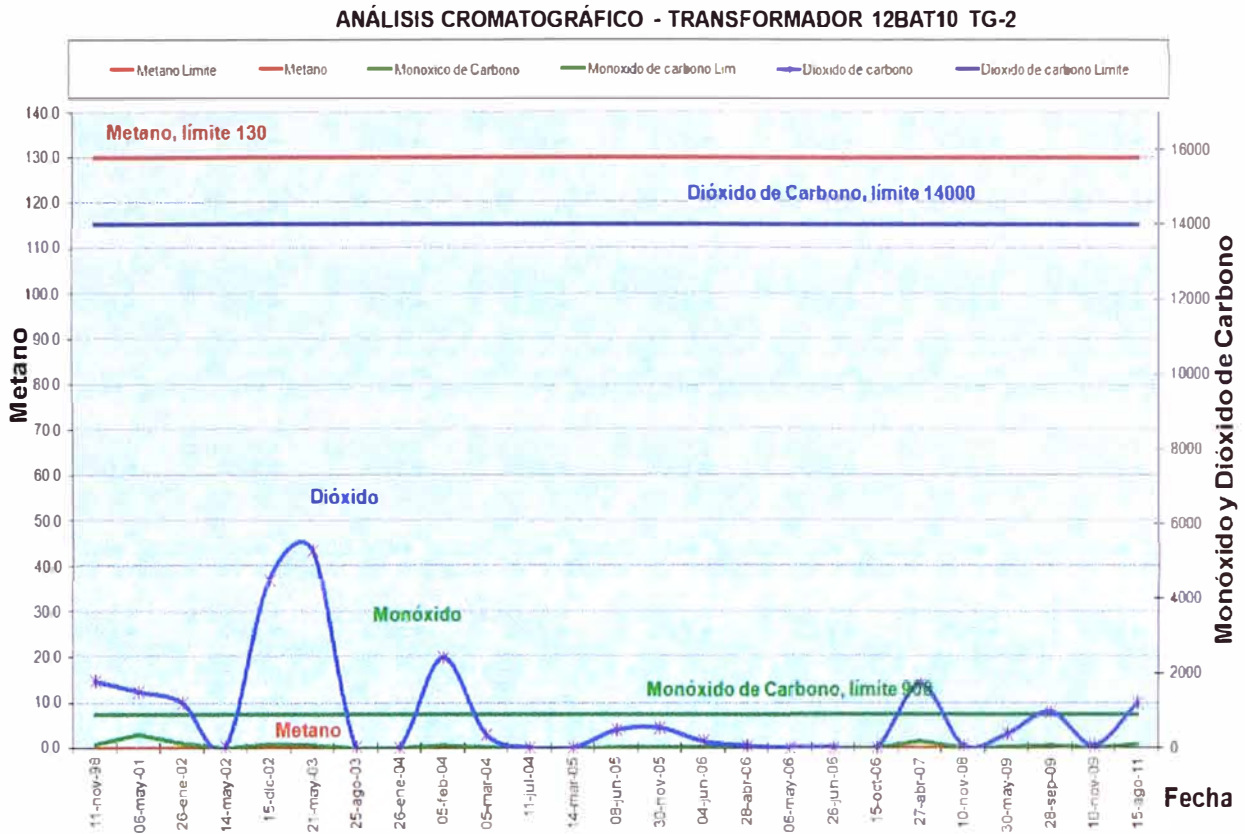


Grafico 4.6 – Análisis Cromatográfico: CH₄, CO y CO₂

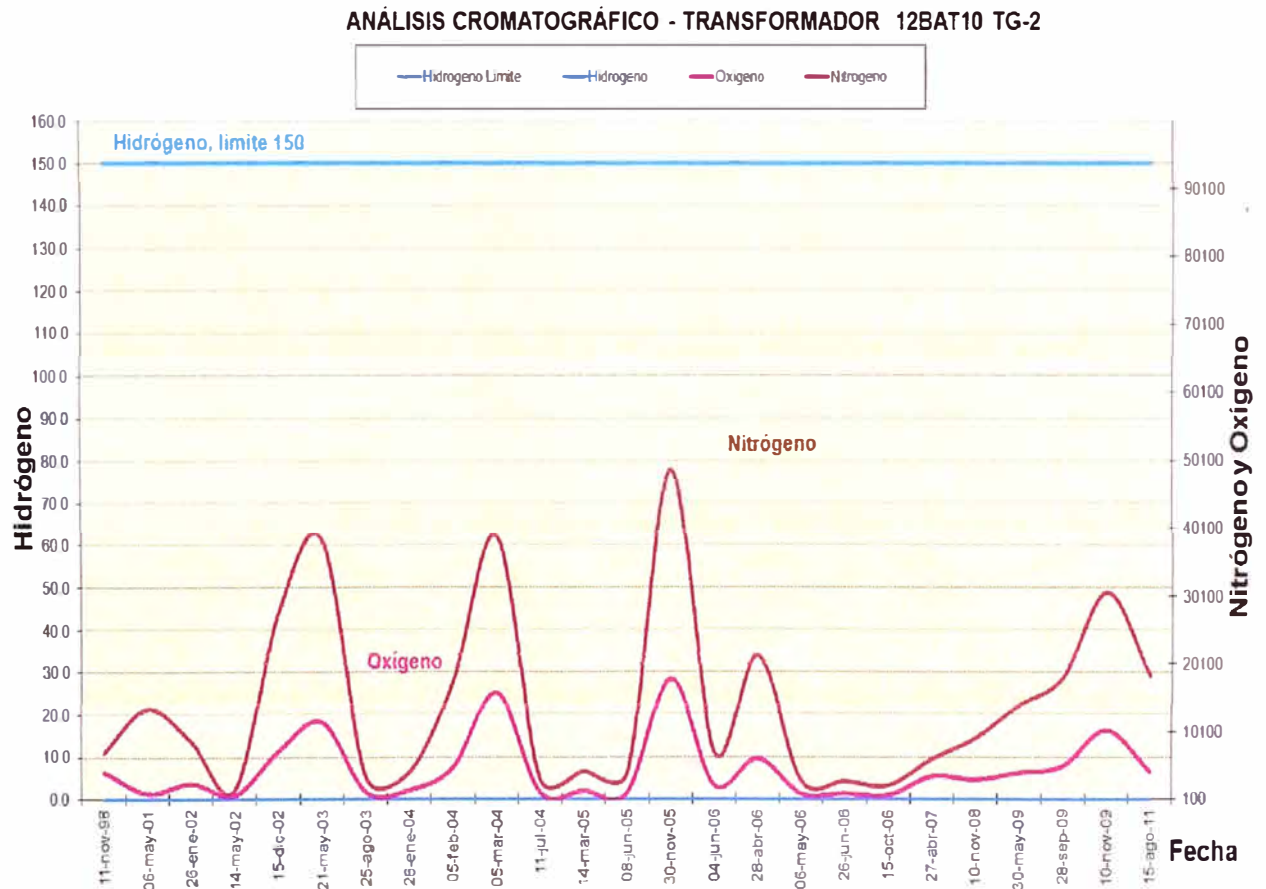
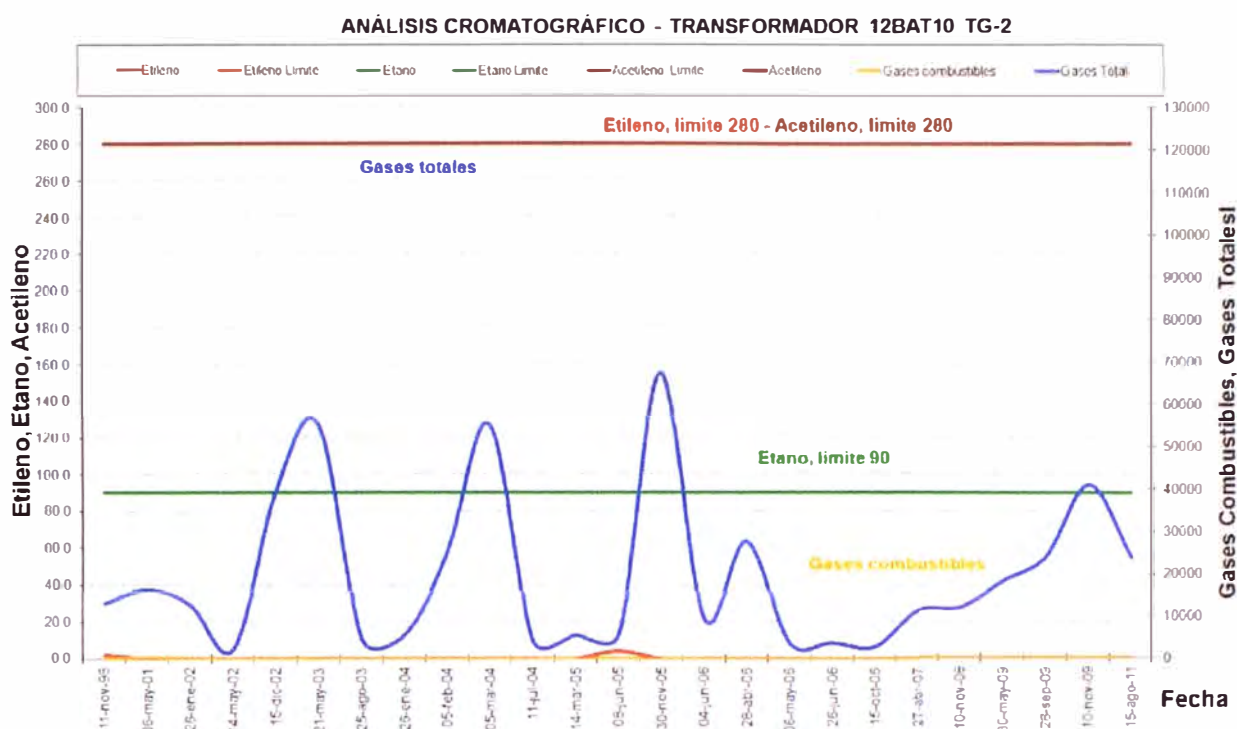


Gráfico 4.7 – Análisis Cromatográfico: N₂ y O₂



En el transformador de potencia 11BAT10 de la unidad TG-1, los últimos análisis cromatográficos realizados por diversos laboratorios (ver Tabla 4.3), muestra un incremento de gases en el aceite, del tipo monóxido de carbono (CO), y dióxido de carbono (CO₂), los cuales se encuentran por encima de los límites recomendados; pero en los próximos años estos valores disminuyen por debajo de los límites; descartando de esa manera el incremento progresivo de estos gases.

Con respecto a los gases C₂H₆, C₂H₄ y C₂H₂; considerados los gases más peligrosos, se puede decir que no fueron detectados durante la operación del transformador. Por tal motivo, no es posible aplicar el método de proporciones de Doernenburg y Rogers; así como también la interpretación gráfica.

En marzo del presente año, como parte de nuestro programa de mantenimiento predictivo, se instaló el monitor de aceite en línea Hydran M2 el cual arrojó un valor inicial de 27 ppm de Gases Totales y 2ppm de Humedad; y siguiendo la recomendación del fabricante del equipo, se tomó una muestra de aceite para enviarlo a un laboratorio con el fin de establecer una línea base.

Aplicando la ecuación 3.5 y utilizando los datos del último análisis cromatográfico realizado por el Laboratorio SD Myers, el ppm Total da como resultado 25.2 ppm; el cual se asemeja mucho al valor arrojado por el Hydran M2.

En el caso de humedad en el aceite, la tabla 4.2 indica un valor de 10 ppm; y comparándolo con el valor que arrojó el Hydran M2 se puede decir que hay mucha diferencia entre estos valores.

4.3.2 Análisis del Transformador GSU 12BAT10

En el transformador de potencia 12BAT10, los últimos análisis cromatográficos realizados por el laboratorio ABB, muestra valores aceptables de gases en el aceite, del tipo monóxido de carbono (CO), y dióxido de carbono (CO₂), los cuales están dentro de los límites recomendados por la IEC y la IEEE.

Además, los gases C₂H₆, C₂H₄ y C₂H₂; considerados los gases más peligrosos, prácticamente no fueron detectados durante la operación del transformador. Motivo por el cual, no es posible aplicar el método de proporciones de Doernenburg y Rogers; así como también la interpretación gráfica.

Como parte de nuestro programa de mantenimiento predictivo, en agosto del presente año, se instaló el monitor de aceite en línea Hydran M2 el cual arrojó un valor inicial de 46 ppm de Gases Totales y 2ppm de Humedad; y siguiendo la recomendación del fabricante se tomó una muestra de aceite para enviarlo a un laboratorio.

Aplicando la ecuación 3.5 y utilizando los datos del último análisis cromatográfico realizado por el Laboratorio SD Myers, el ppm Total da como resultado 16.05 ppm; el cual difiere mucho al valor arrojado por el Hydran M2.

En el caso de humedad en el aceite mineral aislante, la tabla 4.2 indica un valor de 30 ppm; y comparándolo con el valor que arrojó el Hydran M2 se puede decir que hay mucha diferencia entre estos valores.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE COSTOS DE LA APLICACIÓN DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA AGUAYTIA

El Departamento de Mantenimiento EI&C de la Central Termoeléctrica Aguaytia tiene asignado anualmente un presupuesto para los trabajos rutinarios de mantenimiento y/o consumibles o partes que puedan ser necesarios en la ejecución de dichos trabajos; de manera preventiva, predictiva o correctiva. Sin embargo; también tiene asignado un presupuesto adicional para ejecución de proyectos especiales, siempre y cuando éstos sean viables y no sobrepasen el monto que ha sido destinado.

Como se mencionó en el capítulo anterior, la Central Termoeléctrica Aguaytia inicia sus actividades comerciales el año 1998 y a la fecha, bordea los 15 años de operación de los transformadores de potencia; por lo que se decidió implementar un proyecto de monitoreo moderno de los mismos, específicamente del aceite mineral aislante.

Actualmente en el mercado ya se comercializan productos modernos (equipos, software, etc.) que monitorean al transformador de potencia en sus diversas aplicaciones. Uno de esos productos es el Monitor de Gases Combustibles y Humedad del aceite mineral aislante.

5.1 Cotización de Equipos

Se procedió a solicitar la cotización a tres proveedores en el Perú de dos marcas internacionales. En la Tabla 5.1 se muestra los precios recibidos en dichas cotizaciones.

El proveedor del equipo TREETECH argumentó: “El GMM de TREETECH, mide directamente el hidrógeno H₂, el cual está presente en los gases que se originan en las fallas más frecuentes. Es decir, no se aplica ninguna suma ponderada en la medición. Adicionalmente, TREETECH cuenta con personal capacitado en fábrica y tiene condiciones de ofrecer servicios post-venta, garantizando servicios de instalación, configuración y asesoría permanente.”

De otro lado, el proveedor del equipo GE Energy argumentó lo siguiente: “El Hydran M2 de GE, cuenta con respaldo técnico permanente para todos nuestros clientes ante cualquier consulta, así como la del fabricante GE Energy a través de nosotros; somos la empresa líder en Perú en el suministro de equipos de monitoreo de gases y humedad en el aceite mineral aislante de transformadores de potencia; por lo que hemos sido certificados con el ISO 9001 para este rubro. La garantía del equipo es de un año.”

Tabla 5.1 – Cotizaciones Recibidas por Proveedores Nacionales [9]

Opción	Proveedor	Equipo	Características	Cumple	Precio (sin IGV)
1	ABB	HYDRAN M2 GE ENERGY	H ₂ /CO	SI	\$26,500.00
2	GE	HYDRAN M2 GE ENERGY	H ₂ /CO	SI	\$12,100.00
3	LOGITECH	GMM TREETECH	H ₂ sin referencia cruzada de CO	SI	\$13,500.00

Luego de la evaluación de precios y productos, finalmente se decide por adquirir solamente 01 equipo Hydran M2 de GE (Monitor de Gases Combustibles y Humedad en línea del aceite mineral aislante) para el transformador de potencia de la unidad TG-1 y posteriormente se programa adquirir un segundo equipo para el transformador de la unidad TG-2. La instalación y montaje de los equipos Hydran M2 adquiridos se realizaron en marzo y agosto del presente año en los transformadores de potencia de las unidades TG-1 y TG-2 respectivamente.

5.2 Análisis de Costos

A continuación se detalla el Análisis de Costos que comprende los gastos realizados en la ejecución del Proyecto de Monitoreo en Línea del Aceite Mineral Aislante, hasta la puesta en servicio:

Tabla 5.2 – Análisis de Costos de la Implementación del Proyecto [9]

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		Precio Unitario	Precio Total
		Medida	Cant.	US\$	US\$
SUMINISTROS EQUIPO BÁSICO STANDARD:					
1	Sistema de Monitoreo de Gases Compuestos y Humedad en aceite modelo Hydran M2, marca GE ENERGY que incluye : 01 CD con la información completa de los manuales y el software Hydran Multiprotocolo (DNP3.0 y Modbus), cable serial RS-232.	UN	2	12,100.00	24,200.00
SUBTOTAL EQUIPO BÁSICO				24,200.00	

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		Precio Unitario	Precio Total
		Medida	Cant.	US\$	US\$
SUMINISTRO Y SERVICIOS DE MONTAJE EQUIPO BASICO HM2:					
I HARDWARE					
1	Lote de cables, conectores y accesorios de instalación (marcadores, sujetadores, tuberías flexibles, etc.)	UN	2	200.00	400.00
2	Adaptador de brida a rosca de 1 ½ pulgada, de bronce; para instalación de equipos de monitoreo.	UN	2	50.00	100.00
				Sub Total 1	500.00
II DOCUMENTOS					
1	Manuales de Operación	UN	1	50	50.00
2	Información en medios ópticos	UN	1	50	50.00
				Sub Total 2	100.00
III IMPLEMENTACIÓN EN CAMPO – PIC					
1	Desarrollo de ingeniería de detalle.	HH	24	8.00	192.00
2	Servicio de instalación y configuración HYDRAN M2.	HH	12	8.00	96.00
3	Servicio de cableado y adecuación de equipamiento.	HH	12	8.00	96.00
4	Entrenamiento en Oficinas SOLTEC	UN	1	200.00	200.00
				Sub Total 4	584.00
SUB TOTAL SUMINISTRO Y SERVICIOS DE MONTAJE EQUIPO BASICO (USD) :				1,184.00	
COSTO TOTAL DEL PROYECTO - INCLUIDO IGV (18%)				29,953.12	

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

- 1 Los valores de los gases CO y CO₂, en el transformador de potencia 11BAT10 que están por encima de los valores límites, podrían ser generados o asociados con una descomposición térmica impregnada en la celulosa.
- 2 Tomando en cuenta los valores máximos de CO₂ y CO de la tabla 4.3 y 4.5; la relación de gases CO₂/CO >3, en los transformadores de potencia 11BAT10 y 12BAT10 nos indican que no existe degradación del papel aislante.
- 3 Cuando los valores de CO₂ y CO en el aceite del transformador 11BAT10 estaban fuera de los límites; el reporte que presentó la compañía ABB en ese entonces, no mencionó alguna situación crítica o de peligro; debido a las proporciones de estos gases mencionados y la ausencia de otros gases (acetileno, etileno y etano) no reflejaban un escenario crítico.
- 4 En el transformador 11BAT10, los parámetros de rigidez dieléctrica y cantidad de agua están en los rangos normales de operación y mantienen estabilidad en el tiempo.
- 5 En el transformador 12BAT10, en vista que no fue instalado el bladder desde el inicio de sus operaciones; los valores de humedad en el aceite se incrementan en intervalos de tiempo muy cortos, motivo por el cual se realiza constantemente la regeneración del aceite (termovació). De acuerdo al último análisis de laboratorio (Ver Tabla 4.4), el valor de la rigidez dieléctrica está dentro del límite permisible, pero no el valor de la humedad.
- 6 Las pruebas eléctricas realizadas a ambos transformadores, a lo largo del tiempo de operación, muestran resultados adecuados y estables.
- 7 A pesar del incremento normal de temperatura después de la ejecución del Proyecto de Mejoramiento del Compresor, los valores de temperatura continúan dentro de los rangos de operación normales en ambos transformadores de potencia.
- 8 Haciendo una comparación en base a tendencias entre los transformadores de potencia

11BAT10 y 12BAT10 podemos apreciar una diferencia marcada:

- En el transformador de potencia 11BAT10 se incrementó la presencia de CO y CO₂ por encima de los valores límites; pero luego estos valores disminuyeron por debajo de los límites y se mantienen.
 - En el transformador de potencia 12BAT10 se mantienen los valores de CO y CO₂ por debajo de los valores límites recomendados.
- 9 Se puede afirmar que actualmente, los transformadores de potencia de la Central Termoeléctrica Aguaytia de acuerdo al consolidado de valores del Análisis Físico-Químico y Análisis Cromatográfico; se encuentran en estado normal.
- 10 La tecnología que tuvo mención en el presente informe muestra un avance significativo de la ingeniería moderna del mantenimiento predictivo en transformadores de potencia, que implica obtener siempre el mejor desempeño posible por un mayor tiempo de los mismos, evitando al máximo paradas no programadas y reparaciones costosas.
- 11 Una avanzada tecnología de mantenimiento significa tener reducción de costos, mejor calidad y competitividad para las empresas.

Recomendaciones:

- 1 Se recomienda realizar en forma periódica (mínimo una vez al año) ensayos cromatográficos al aceite durante un año, y así poder iniciar un monitoreo predictivo del comportamiento de estos gases observados con valores más confiables.
- 2 Se recomienda efectuarle una prueba de furanos al aceite mineral aislante de los transformadores; siempre y cuando sobrepasen los valores límite de los gases CO y CO₂, con el fin de tener más parámetros de análisis y poder descartar la inexistencia de degradación del papel aislante.
- 3 Actualmente, el aceite del transformador de potencia 12BAT10 debe ser sometido a un tratamiento de termovacio; ya que el valor (30 ppm) de contenido de humedad del último análisis realizado está fuera del límite recomendable (20 ppm).
- 4 Implementar el proyecto Hydran M2 con Modelos de Diagnóstico (ver Anexo F) para poder realizar un seguimiento óptimo del estado de los transformadores de potencia en tiempo real; elevando de esa manera el nivel de confiabilidad y disponibilidad de los equipos en mención en la Central Termoeléctrica Aguaytia.
- 5 En lugares de difícil acceso (particularmente en las minas) donde existan transformadores de potencia en operación; se recomienda que tengan sus propios equipos de tratamiento de aceite para actuar rápidamente ante cualquier eventualidad.

ANEXOS

ANEXO A: PROTOCOLO DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DEL TRANSFORMADOR 11BAT10 – LABORATORIO SD MYERS



Page 2

Date Printed 04/05/2011

TC# 396

Customer 8000016 OIL & TRANSFORMER MOSELVA S/N MNL9319-02
 Sub-Name CT AGUAYTIA Mfg. ABB
 Location OUTDOOR Unit No. TAR1

Gal Liq 12,192 gal Primary 223,000
 KVA 100,000 Secondary 13,800

KARL FISCHER TESTING MOISTURE CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	AVG TEMP	PPM	PCT. SATURATION	MOIST./DRY WGT. PCT.	GRADE
05/14/2002	20E	6	11.0 AC	1.02	B
12/15/2002	40	6	6.0 AC	0.43	A
01/28/2004	45	5	3.1 AC	0.18	A
11/30/2005	30	9	10.2 QU	0.85	A
05/30/2009	72	12	3.3 AC	0.23	A
08/15/2009	45	9	5.9 AC	0.45	A
03/14/2011	28	10	13.5 QU	1.52	C

FURAN ANALYSIS EXPRESSED IN PPB

DATE	5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F	TOTAL
08/15/2009	ND	ND	ND	ND	ND	ND
03/14/2011	ND	ND	ND	ND	ND	ND

RECOMMENDATION RETEST 1 YEAR
 RESULT MINIMALLY CHANGED FROM LAST TEST. NORMAL
 RESULT FOR HEALTHY EQUIPMENT.

CALCULATED DP 500 EST. LIFE REMAINING 100%

GAS-IN-OIL ANALYSIS GAS CHROMATOGRAPHY EXPRESSED IN PPM

DATE	HYDROGEN	OXYGEN	NITROGEN	METHANE	CARBON MONOXIDE	CARBON DIOXIDE	ETHANE	ETHYLENE	ACETYLEN	TOTAL COMBUST.	TOTAL GAS
05/14/2002	ND	605	2,360	ND	17	74	ND	ND	ND	17	3,056
12/15/2002	1	2,011	8,639	1	47	301	ND	ND	ND	49	11,000
01/28/2004	ND	633	2,108	ND	1	7	ND	ND	ND	1	2,749
11/30/2005	3	1,185	18,891	2	127	1,042	ND	ND	ND	132	19,250
05/30/2009	ND	4,502	45,041	15	1,043	8,990	3	4	ND	1,065	57,891
08/15/2009	ND	15,205	55,358	2	94	1,081	ND	ND	ND	26	72,720
09/12/2009	ND	4,024	18,438	2	188	1,948	ND	ND	ND	168	22,574
03/14/2011	ND	4,068	19,868	2	140	1,155	ND	ND	ND	142	25,231

RECOMMENDATION RETEST 1 YEAR
 B-THE ANALYSIS OF THIS SAMPLE SHOWS NO SIGNIFICANT INCREASE IN THE COMBUSTIBLE GAS VOLUME.

ANEXO B: PROTOCOLO DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DEL TRANSFORMADOR 12BAT10 – LABORATORIO SD MYERS



Page 2

Date Printed 02/22/2011

TC# 395

Customer 8000016 FERCHALE / TERMOSELVA
 Sub-Name PLANTA TERMICA / AGUAYTIA
 Location OUTDOOR

S/N MNL9319-D1
 Mfg. ABE-USA
 Unit No. GT-12

Gallons 12,152 High Volt. 220,000
 KVA 100,000 Low Volt. 13,800

KARL FISCHER TESTING MOISTURE CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	AVG. TEMP	PPM	PCT. SATURATION	UN	MOIST/DRY WGT. PCT.	GRADE
11/27/06		49	N/A	UN	N/A	N/A
11/28/06		21	N/A	UN	N/A	N/A
06/02/07	69	19	6.1	AC	0.38	A
06/03/07	69	17	5.3	AC	0.33	A
05/30/09	72	18	5.0	AC	0.35	A
05/28/09	75	41	10.6	UN	0.80	A
08/15/11	51	30	16.5	UN	1.12	B

RECOMMENDATION

FURAN ANALYSIS EXPRESSED IN PPB

DATE	5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F	TOTAL
03/28/03	ND	ND	8	ND	ND	8

RECOMMENDATION RETEST 1 YEAR

THESE BASELINE DATA INDICATE THE CELLULOGIC INSULATION IS IN GOOD CONDITION.

CALCULATED DP 800 EST. LIFE REMAINING 100%

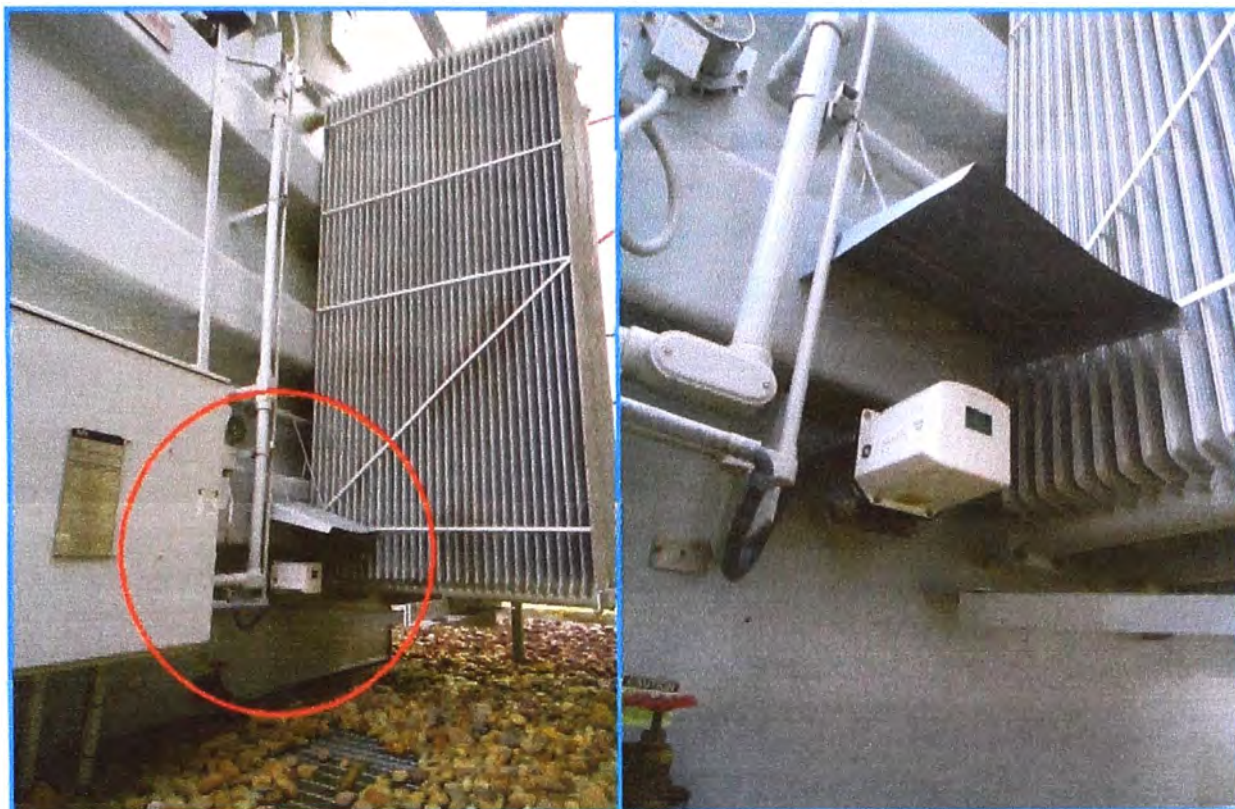
GAS-IN-OIL ANALYSIS GAS CHROMATOGRAPHY EXPRESSED IN PPM

DATE	HYDROGEN	OXYGEN	NITROGEN	METHANE	CARBON MONOXIDE	CARBON DIOXIDE	ETHANE	ETHYLENE	ACETYLENE	TOTAL COMBUST.	TOTAL GAS
04/06/06	ND	2,055	7,089	2	5	154	ND	ND	ND	10	9,346
04/28/06	ND	6,038	21,352	ND	4	54	ND	ND	ND	4	27,498
06/05/06	ND	601	2,857	ND	ND	7	ND	ND	ND	ND	3,665
06/26/06	ND	651	2,767	ND	1	16	ND	ND	ND	1	3,665
10/15/06	ND	533	2,155	ND	1	11	ND	ND	ND	1	2,750
05/30/09	ND	3,921	14,916	ND	27	367	ND	ND	ND	27	18,331
05/28/09	ND	4,902	16,115	1	73	968	ND	ND	ND	74	24,059
08/15/11	ND	4,097	16,425	2	107	1,199	ND	ND	ND	109	23,830

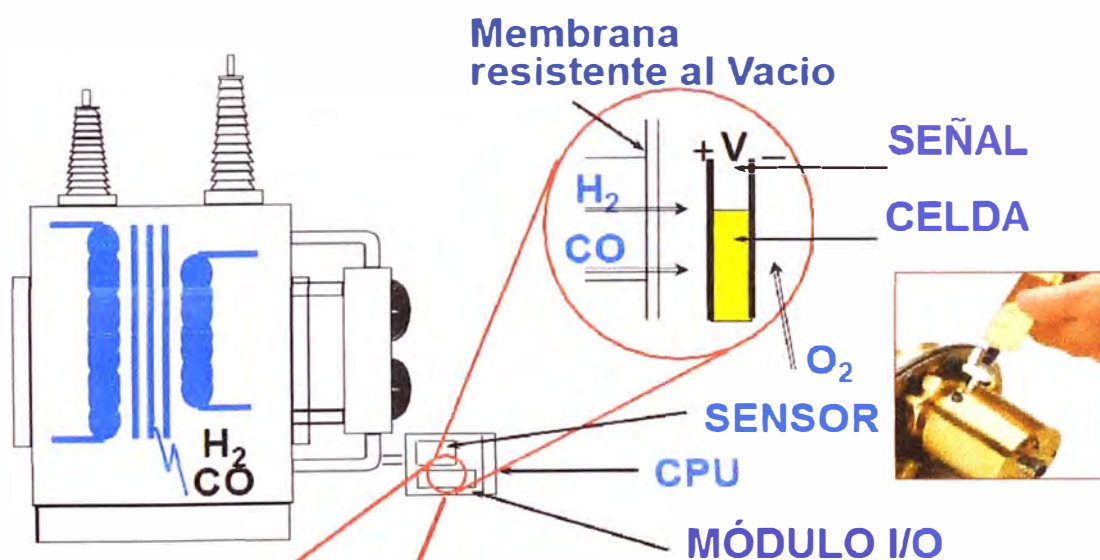
RECOMMENDATION RETEST 1 YEAR

E-THE ANALYSIS OF THIS SAMPLE SHOWS NO SIGNIFICANT INCREASE IN THE COMBUSTIBLE GAS VOLUME. THIS INDICATES NORMAL OPERATION.

ANEXO C: HYDRAN M2 INSTALADO ACTUALMENTE EN LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA AGUAYTIA



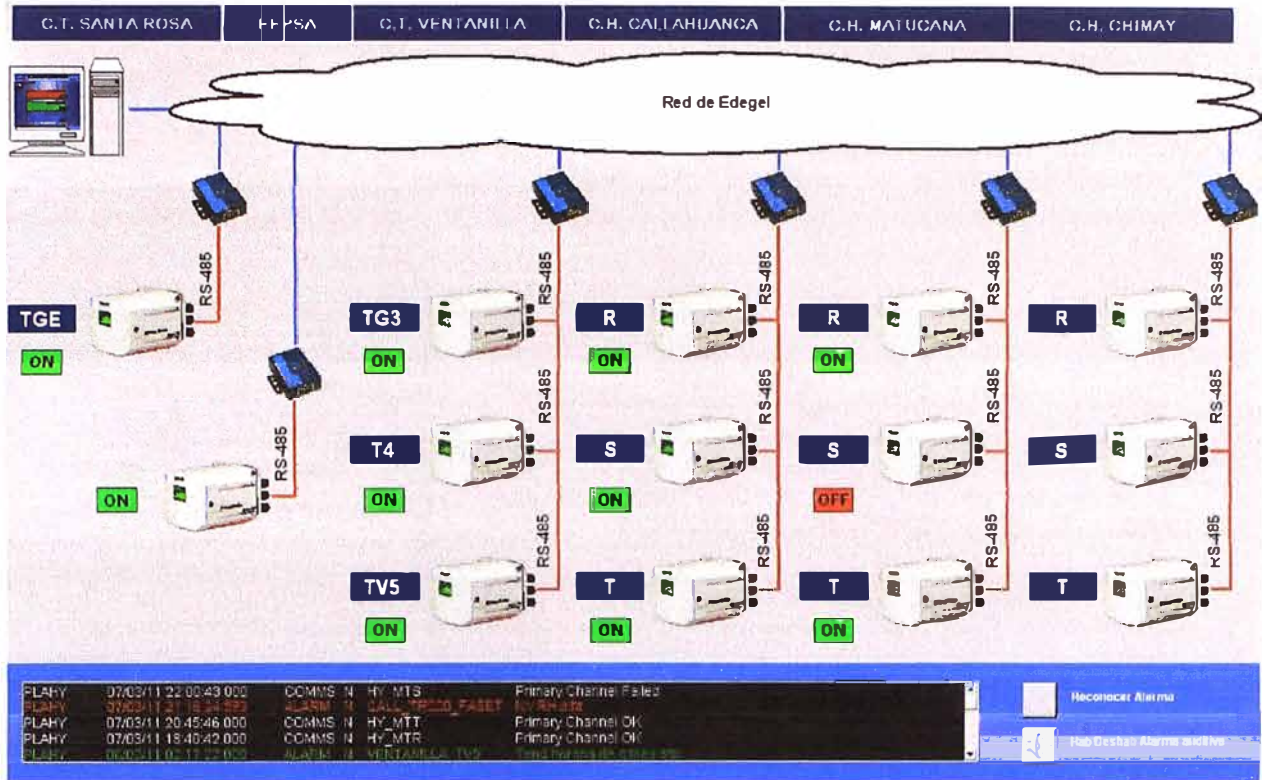
ANEXO D: TECNOLOGÍA DEL HYDRAN M2



Gases y Humedad –
Sensor Capacitivo
inmerso en Aceite

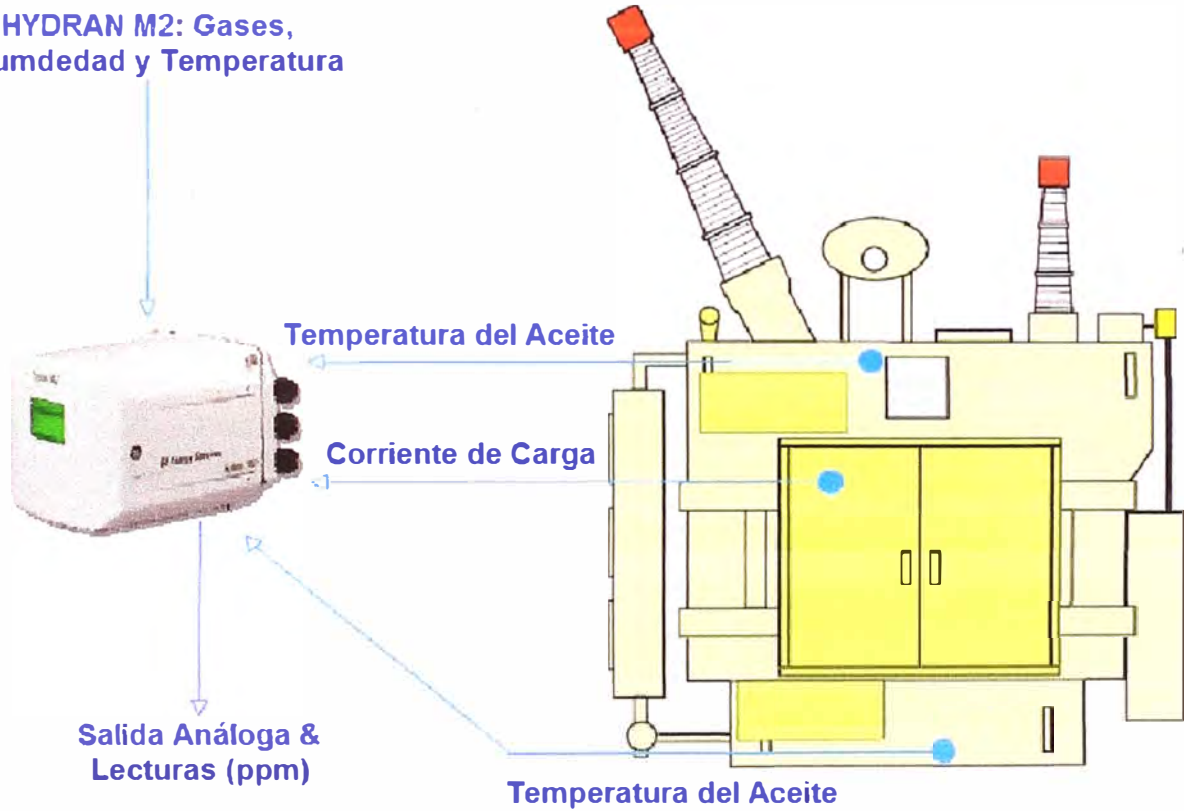
El muestreo del aceite es asegurado por un proceso patentado de muestreo dinámico basado en una convección térmica que NO requiere Una bomba adicional.

ANEXO E: SCADA DE MONITOREO DE TRANSFORMADORES - EDEGEL



ANEXO F: PROYECTO HYDRAN M2 CON MODELOS DE DIAGNÓSTICO

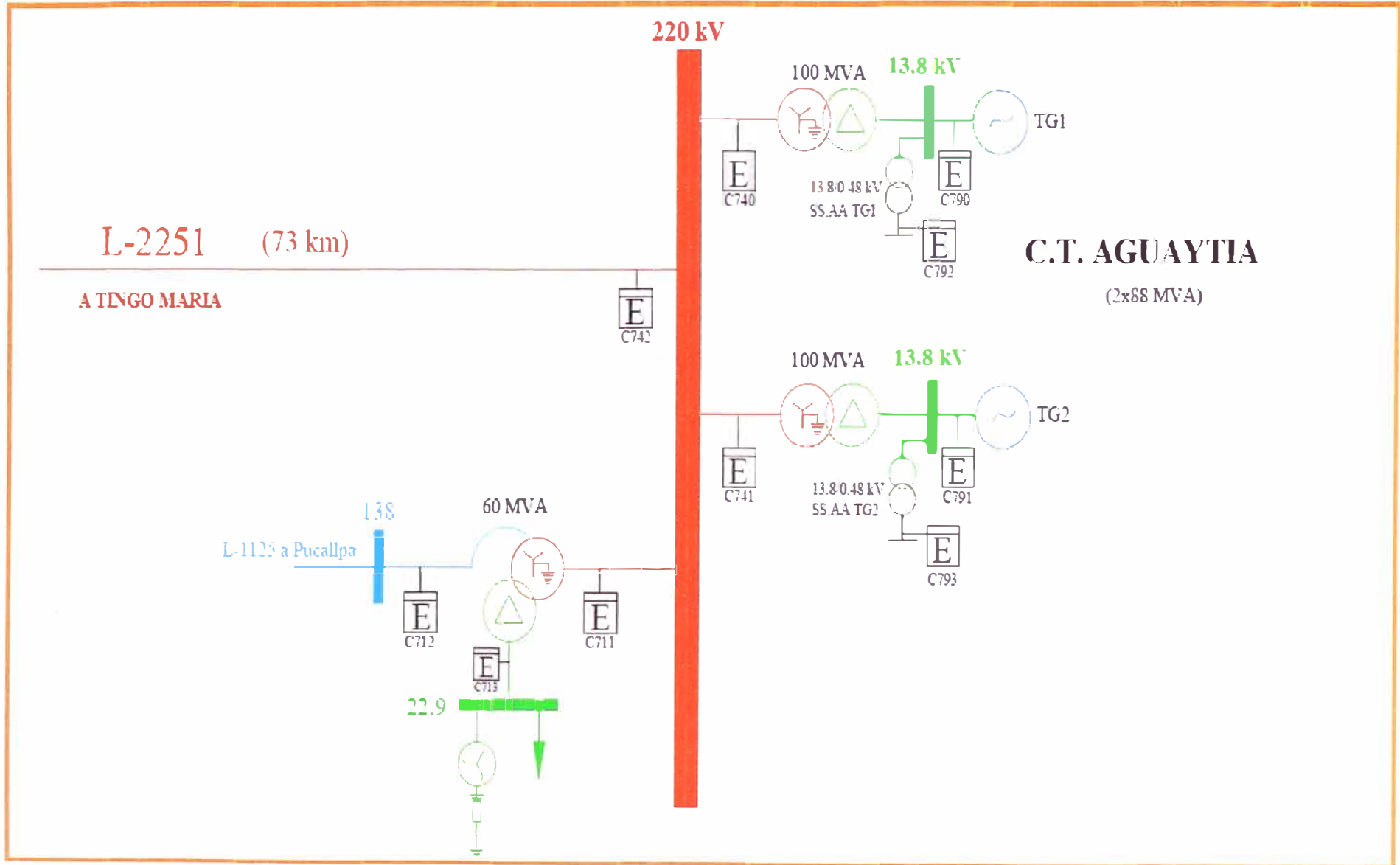
HYDRAN M2: Gases, Humedad y Temperatura



ANEXO G: EMPRESAS QUE ACTUALMENTE UTILIZAN EL HYDRAN M2 EN PERÚ

Descripción	Cliente	Comentarios	Cantidad	TRAFOS KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	Luz del Sur/Lima	Diversas Subestaciones con integración al SCADA	30	220KV, 60KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	Edecañete/Lima	Instalado en SET Cantera con comunicación al SCADA.	1	
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	Electrosur/Tacna	Diversas Subestaciones con integración al SCADA	4	60KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	EDELHOR/Lima	Diversas Subestaciones con integración al SCADA	20	220 KV, 60 KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	EDEGEL (Sta. Rosa, Callahuanca, Ventanilla, Chimay, Matucana)	CH Santa Rosa, Ventanilla y Callahuanca con MiniScada, Chimay, Matucana	14	220KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	ENOSA/Piura	Diversas Subestaciones con integración al SCADA	3	60KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	ENSA/Chiclayo	Diversas Subestaciones con integración al SCADA	4	60 KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	HIDRANDINA/Trujillo	Diversas Subestaciones	7	138KV . 60KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	ELECTROCENTRO/Huancayo	Diversas Subestaciones	7	60KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	ENERSUR/Yuncan	CH Yuncan/ En proceso de montaje	4	220 KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	Red de Energía del Perú.	Instalado en diversas Subestaciones	4	
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	Minera los Quenuales	Instalado en la Subestación de la mina.	2	
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	Minera Barrick/Huaraz	En Subestación de la Mina	2	60KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	Antamina/Huaraz	Instalado en diversas subestaciones.	2	
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	Lima Airport Partners/Callao	Subestación del Aeropuerto Jorge Chávez.	1	60 KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	Aceros Arequipa/Pisco	Planta Aceros Arequipa/Pisco	2	220 KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	Duke Energy - Egenor	En Carhuaquero	3	220 KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	Minera Santa Luisa/Huaraz	Subestaciones de la Mina con integración al SCADA	2	220KV, 60KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	EEPSA(Endesa)/Piura	Subestación Piura	1	220KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	SEAL/Arequipa	Subestacion Parque Industrial en proceso	3	138KV . 60KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	CASAGRANDE/Trujillo	Trujillo Planta	1	13.8KV/ 6.6 KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	PLUSPETROL Norte/Zona Selva	Diversas Subestaciones y Transformadores	6	60KV, 22.9 KV
Equipo de Monitoreo en Línea de Gases y humedad	ELECTROPUNO/Puno	Diversas Subestaciones	4	60 KV
TOTAL APROX.			127	

ANEXO H: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA C.T. AGUAYTIA



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Patrick Mendes Cardoso, "Adaptación de un Sistema de Medición de Gases en Aceite Mineral Aislante para Monitorear Múltiples Transformadores de Potencia", Universidad Federal de Santa Catarina – Brasil. 2005.
- [2] IEC, "Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service – Guide to the Interpretation of Dissolved and free Gases Analysis", IEC 60599 Edition 2.1 2007-05.
- [3] IEEE, "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers", IEEE Standard C57.104 – 2008.
- [4] IEC, "Guía para la toma de muestra de gases y de aceite en equipos eléctricos rellenos de aceite y para el análisis de los gases libres y disueltos", IEC 60567 Segunda Edición 1992-07.
- [5] GE Infrastructure Energy, "Hydran M2 - Manual Instructivo", Pieza 17507 5ta Revisión may/2010 - Canadá.
- [6] Tree Tech, "GMM Monitor de Gas y Humedad – Catálogo del Producto", CA-030 09/2005 Revisión 1.
- [7] Morgan Schaffer, "Calisto Online Dissolved Gas Monitor – Brochure", http://www.morganschaffer.com/book/admin/preview.php?module_id=7..
- [8] Serveron Corporation, "Serveron TM8 Online Transformer Monitor – Brochure", <http://www.bplglobal.net/eng/products-services/transformer-monitors/download.aspx?id=154>
- [9] PIC del Perú SAC, "Herramientas de Gestión – Proyecto Aguaytia", Base de Datos 2011.