

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**APLICACIÓN DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO EN
ACEITES DE TRANSFORMADORES**

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

**PRESENTADO POR:
MANUEL VICTORIANO ROJAS JUNES**

**PROMOCIÓN
1973-II**

**LIMA-PERÚ
2010**

**APLICACIÓN DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO EN
ACEITES DE TRANSFORMADORES**

Agradezco a mis padres por haber promovido
en sus hijos valores y dado sus mejores esfuerzos
para el mejoramiento continuo de ellos,
entendiendo como la forma
segura de alcanzar un desarrollo sostenido

SUMARIO

El presente trabajo expone la metodología para el diagnóstico de fallas en los aislamientos del transformador en cualquier etapa de su funcionamiento, aún desde cuando no hay daños apreciables en la máquina eléctrica y así determinar acciones futuras, entre ellas el programa de mantenimiento respectivo.

Un adecuado diagnóstico es necesario debido a los riesgos inherentes al funcionamiento de los transformadores por envejecimiento del aceite mineral y el papel aislante. La falla de estos elementos, antes del tiempo de vida estimado, afecta la productividad de las empresas e industrias que utilizan transformadores. Una falla inesperada para la producción y su tiempo de restauración resulta más costosa que el de la realización de un mantenimiento preventivo.

La metodología de diagnóstico aplica la técnica de análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite mineral de transformadores, para toda máquina o equipo eléctrico de la industria que utilice este tipo de aceite además de papel celulósico. Esta aplica diversos métodos de análisis

La adecuada práctica de diagnóstico preventivo esta regida por la siguiente normatividad: 1) La norma técnica de calidad de servicio eléctrico NTCSE aprobado mediante D.S. Nº 020-97-EM del 1997-10-09, 2) Las recomendaciones de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, Guía Ensayos de Campo para el Diagnóstico de Equipos de Potencia, y 3) Normas técnicas internacionales IEEE Std C7.104-1991 Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers, IEC 60599 Mineral oil-impregnated electrical equipment in service-guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis.

Cómo ejemplo de la aplicación de la metodología descrita en el informe se presenta el caso de estudio de los transformadores monofásicos de potencia de 40 MVA de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúñez de Mayolo.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA	3
1.1. Descripción del problema	3
1.2. Objetivos del trabajo.....	3
1.3. Evaluación del problema	3
1.4 Alcances y limitaciones del trabajo	5
1.5 Síntesis del trabajo	6
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	7
2.1 Aspectos normativos	7
2.1.1 Norma técnica de calidad de servicio eléctrico	7
2.1.2 Manuales y guías de la Dirección General de Electricidad del MEM.....	7
2.1.3 Normas internacionales	8
2.2 Caracterización de los aislantes del transformador en operación	9
2.2.1 El aceite mineral en los transformadores.....	9
2.2.2 Vida útil confiable del transformador.....	11
2.2.3 Propiedades del aceite mineral.....	12
2.2.4 Funciones del aceite en el transformador	13
2.2.5 Envejecimiento del aceite	16
2.2.6 Factores que destruyen el aislamiento sólido del transformador o papel Kraft.....	23
2.2.7 Compuestos furánicos	28
2.3 Gases generados en el aceite de transformadores en operación	32
2.3.1 Generalidades	32
2.3.2 Descomposición de la celulosa.....	34
2.3.3 Descomposición del aceite	35
2.3.4 Otros gases	37
2.4 Tipo de fallas relacionadas con la degradación del aceite y el papel	37
2.4.1 Fallas eléctricas.....	38
2.4.2 Fallas térmicas	39
CAPÍTULO III	
METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA	41

3.1	Pruebas e informaciones para determinar la condición del transformador	41
3.1.1	Pruebas	41
3.1.2	Información adicional.....	43
3.2	Análisis de gases disueltos en aceite de transformadores.....	44
3.2.1	Generalidades de gases de falla	44
3.2.2	Métodos para detectar gases de falla en el transformador	44
3.2.3	Técnicas de análisis	45
3.2.4	Requisitos del laboratorio de pruebas.....	46
3.2.5	Condiciones de los instrumentos	46
3.2.6	Toma de muestra del aceite	46
3.3	Métodos de diagnóstico de análisis cromatográfico	48
3.3.1	Aspectos generales de la metodología	48
3.3.2	Uso de relaciones de concentraciones individuales de gases disueltos.....	49
3.3.3	Uso de método del gas clave.....	52
3.3.4	Uso de concentraciones individuales y totales de gases clave disueltos	54
3.3.5	Uso de triángulo de Duval	56
3.3.6	Relación CO_2/CO	59
CAPÍTULO IV		
ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS		61
4.1	Caso de estudio, Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo.....	61
4.1.1	Relaciones de concentraciones individuales de gases disueltos	61
4.1.2	Gases clave.....	62
4.1.3	Concentraciones individuales y totales de gases clave.....	62
4.1.4	Triángulo de Duval	62
4.1.5	Relación CO_2/CO de los transformadores del caso de estudio	62
4.2	Estimación de costos.....	63
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		69
ANEXO A DIAGRAMAS DE FLUJO DE MÉTODOS DE DIAGNÓSTICO.....		72
ANEXO B FOTOGRAFÍAS TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 40 MVA		76
ANEXO C GLOSARIO DE TÉRMINOS		79
BIBLIOGRAFÍA		82

INTRODUCCIÓN

El trabajo surge de la necesidad de asegurar la confiabilidad operativa y extender la vida útil del transformador en baño de aceite utilizado en diversas empresas tal como las dedicadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad; así como a las industrias (minera, petroquímica, manufactura, alimentaria, textil, etc.).

El aceite mineral y el papel son los principales aislantes del transformador y durante su operación, estos materiales son sometidos a esfuerzos eléctricos y térmicos variables, degradando su vida, siendo el grado de envejecimiento del papel el que determina el fin de la vida útil del transformador. Los síntomas del envejecimiento de estos aislantes, son el cambio de las características físico-químicas y la presencia de gases de falla libres o disueltos en el aceite.

Una falla en la productividad de las empresas genera pérdidas económicas debido al incumplimiento en el suministro de energía eléctrica, compra de energía a otros para cumplir con el contrato, así como las compensaciones y penalidades.

Para cumplir las empresas con su objetivo de productividad, la solución es aplicar una metodología para el diagnóstico preventivo. Para este informe se detalla la técnica de análisis cromatográfico de los gases de falla disueltos en el aceite mineral de transformadores.

Esta metodología realiza 1) Pruebas para determinar la condición del transformador, 2) Análisis de gases de falla disueltos en aceite de transformadores y 3) Métodos de diagnóstico de análisis cromatográfico.

En este informe, además de explicar la metodología, se presenta un caso de estudio: "Aplicación de la cromatografía de gases para el diagnóstico de los transformadores monofásicos de 40 MVA de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo".

El trabajo ha sido desarrollado gracias a mi experiencia en la construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento de los equipos electromecánicos de las centrales hidroeléctricas Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución, como Jefe de Ingeniería de Mantenimiento y Jefe de las Centrales Hidroeléctricas Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución desde el año 1973 al 1986 y del 1995 al 2003, instalaciones aún bajo la administración de ELECTROPERU S.A. desde el año 1972; y responsable del mantenimiento mayor de las centrales hidroeléctricas Cañón del Pato, Cahua, Machupicchu y Aricota I y II entre los años 1987 al 1994.

El presente trabajo está dividido en cuatro capítulos. En el primer capítulo “Planteamiento de Ingeniería del Problema” se describe el problema y los objetivos, además de discutir sobre la importancia de la solución propuesta, su justificación y alcances. Finalmente se hace una síntesis de la metodología a describir para los diagnósticos preventivos.

El segundo capítulo “Marco Teórico Conceptual”, expone los conceptos teóricos esenciales para la comprensión de la problemática y su solución. Está estructurado de la siguiente manera: primero se presentan los aspectos normativos, luego la caracterización de los aislantes del transformador en operación, posteriormente la generación de gases de falla disueltos en el aceite de transformadores en operación, y finalmente los tipos de fallas relacionadas con la degradación del aceite y el papel.

El tercer capítulo desarrolla la metodología para el diagnóstico preventivo. Esta se detalla en tres partes, cómo se mencionó previamente: primero, sobre las pruebas y ensayos para determinar la condición del transformador, segundo, el análisis de gases disueltos en aceite de transformadores, y tercero, los métodos de diagnóstico de análisis cromatográfico utilizados. El cuarto capítulo presenta el caso de estudio.

Quisiera agradecer de manera especial a la Universidad Nacional de Ingeniería, a mi asesor el Ing. Manuel Carranza Arévalo, y a ELECTROPERU S.A. por haberme transmitido conocimientos y experiencias de ingeniería eléctrica y dado la oportunidad para comprobar dichos conocimientos trabajando principalmente en las centrales hidroeléctricas Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución, cuya producción actual cubre el 28% de la demanda nacional de energía eléctrica.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

En este capítulo se realiza el planteamiento de ingeniería del problema. En primer término se describe el problema y el objetivo del trabajo. También se hace una evaluación del problema y se precisan los alcances del informe. Por último se resume la metodología expuesta en el presente informe.

1.1 Descripción del Problema

Riesgos inherentes al funcionamiento de los transformadores por envejecimiento del aceite mineral y el aislamiento sólido ó papel aislante.

La falla de estos elementos, antes del tiempo de vida estimado, afecta la productividad de las empresas e industrias que utilizan transformadores. Una falla inesperada detiene la producción, su tiempo de restauración resulta mucho más costoso que el de la realización de un mantenimiento preventivo.

El aceite mineral cumple la función aislante, refrigerante, preservación del papel aislante y proporciona información sobre la salud del transformador.

1.2 Objetivos del trabajo

Explicar la metodología del análisis cromatográfico de gases de falla disueltos (DGA) contenidos en muestras de aceite tomadas del transformador, para el diagnóstico de fallas en los aislamientos del transformador en cualquier etapa de su funcionamiento aún cuando no hay daños apreciables en la máquina eléctrica y así determinar la condición operativa de los transformadores y las acciones futuras, entre ellas el programa de mantenimiento respectivo.

La aplicación correcta de los métodos de diagnósticos preventivos expuestos en este informe, asegura la confiabilidad operativa y extiende la vida útil del transformador.

1.3 Evaluación del problema

Toda empresa que busque la competitividad en su medio debe seguir prácticas de calidad que eviten que su productividad decaiga por fallas no previstas en su sistema de generación, transmisión, distribución, etc.

El diagnóstico es sumamente importante ya que la detección del deterioro de un elemento con anticipación hace que se esté prevenido ante una falla futura (corto o largo plazo), pudiendo programarse su reparación, mantenimiento o recambio oportunamente,

sin afectar la cadena de producción.

Entre el tipo de empresas afectadas por la inexistencia de diagnósticos de los transformadores sumergidos en aceite, se encuentran las empresas dedicadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad, así como a las industrias (minera, manufacturera, alimentaria, textil, petroquímica, etc.). Una falla en su productividad genera pérdidas económicas debido al incumplimiento en la proporción de energía, compra de energía a otros para cumplir con el contrato, así como compensaciones y penalidades.

La consideración principal de los riesgos de falla de los transformadores es la generación de gases combustibles los cuales pueden causar daños por el excesivo acumulamiento de estos y el peligro de explosión latente la cual produce pérdidas humanas y materiales.

Para los problemas mencionados y asegurar un nivel de calidad de energía que proteja al consumidor, se han dispuesto una serie de normativas: 1) La norma técnica de calidad de servicio eléctrico, 2) Las recomendaciones de la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM), y 3) Las Normas internacionales. Pero al margen de las exigencias o recomendaciones legales prima la competitividad en la industria.

La operación confiable de transformadores se logra mediante la estrategia del mantenimiento basado en la condición del aceite aislante y del papel aislante, para tal efecto es indispensable realizar frecuentes análisis físico-químicos del aceite y análisis de los gases de falla disueltos en el aceite.

El análisis cromatográfico de gases disueltos es el primer indicador de un problema y puede identificar el deterioro del papel aislante y del aceite mismo, sobrecalentamientos, puntos calientes, descargas parciales y arcos. La salud del aceite es un reflejo de la salud del transformador. Los más importantes indicadores son las cantidades de gases combustibles individuales y totales y, la velocidad de generación de estos.

Entre las ventajas del diagnóstico del análisis cromatográfico de gases disueltos en el aceite mineral de transformadores están las siguientes:

1. El aviso anticipado de fallas eléctricas en desarrollo, incluso las incipientes.
2. Determinación de la inadecuada utilización del transformador.
3. Verificación de la condición del nuevo transformador o del transformador reparado.
4. Programación del mantenimiento y reparaciones del transformador.
5. Vigilancia ó monitoreo del transformador bajo sobrecarga.

La guía desarrollada en este documento es de suma importancia en la competitividad del mercado eléctrico, ya que la preocupación fundamental de quienes prestan servicios

de suministro de energía eléctrica, así como de los mismos clientes industriales finales, es tener conocimiento sobre la condición de todos los elementos o componentes correspondientes a su sistema eléctrico de producción, entre ellos el transformador.

Dado que en estos tiempos de la modernidad, la energía eléctrica desempeña un papel muy importante en todas actividades ya sean estas, industriales, comerciales y domésticas, el servicio de energía eléctrica tiene que ser confiable.

El ambiente competitivo que vive la mayoría de las empresas, en un ambiente globalizado, hace necesario reforzar de una manera más sistemática el proceso de toma de decisiones, incluyendo en el proceso de análisis, tanto los aspectos técnicos como los económicos.

1.4 Alcances y limitaciones del trabajo

En el presente trabajo se explica la metodología para el diagnóstico preventivo de fallas en los aislamientos del transformador en cualquier etapa de su funcionamiento, aún cuando no se aprecie daños en la máquina eléctrica. La metodología aplica la técnica de análisis cromatográfico de los gases de falla disueltos en el aceite mineral de transformadores y, para toda máquina o equipo eléctrico de la industria que utilice como aislante aceite mineral y papel celulósico.

El presente es un documento de consulta, que sirve de guía sobre el método y procedimientos específicos para asistir al operador del transformador, en las decisiones sobre su estado y continuación de operación del transformador que presenta gases de falla combustibles. No obstante, el operador debe poner atención que, aunque las razones para la formación de gases tienen bases técnicas firmes, la interpretación de los datos en términos de una causa específica o causas, no es una ciencia exacta, pero si es el resultado de evidencias empíricas, de los cuales se ha derivado reglas de interpretación.

Experiencias personales con esta guía ayudará a los operadores en la determinación del mejor procedimiento o combinación de procedimientos, para cada caso específico. Algunos factores incluidos en las decisiones del operador son: El tipo de aceite del sistema de preservación, el tipo y frecuencia del programa de toma de muestras y las herramientas analíticas disponibles. En general cualquier procedimiento proporciona al operador información muy útil relacionada con la condición del transformador.

El principal obstáculo en la interpretación de la falla, es la falta de una correlación entre los gases de falla identificados y las fallas encontradas luego de una inspección interna del transformador.

Los resultados de varias pruebas de la ASTM (American Society for Testing and Materials, <http://www.astm.org/>) indican que los procedimientos analíticos para analizar

gases son difíciles, tiene mala precisión y pueden ser muy inexactos, especialmente entre laboratorios. Por tal razón antes de tomar acciones, es indispensable repetir el análisis para confirmar el diagnóstico.

1.5 Síntesis del trabajo

La solución planteada en este informe para la realización del diagnóstico preventivo respectivo consta de las siguientes etapas principales, las cuales serán desarrolladas en el capítulo "Metodología para la solución del problema".

1. Pruebas para determinar la condición del transformador
2. Análisis de gases de falla disueltos en aceite de transformadores
3. Métodos de diagnóstico de análisis cromatográfico utilizados

Luego de explicada la metodología, se presenta un caso de estudio: la aplicación de la cromatografía de gases para el diagnóstico de los transformadores monofásicos de potencia de 40 MVA de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

En este capítulo se exponen las bases teóricas conceptuales más importantes para la comprensión del sistema descrito en el presente informe.

Los temas a tratar son: 1) Aspectos normativos, 2) Caracterización de los aislantes del transformador en operación, 3) Gases generados en el aceite de transformadores en operación y 4) Tipo de fallas.

2.1 Aspectos normativos

Tanto los titulares de concesión, como los titulares de autorización, están obligados a conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda.

Esto ha sido especificado en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y modificatorias respectivas.

2.1.1 Norma técnica de calidad de servicio eléctrico

El objetivo de esta norma es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Su aplicación es imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no hayan acordado o no hayan pactado en contrario. El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

- a) Calidad del Producto.- Tensión, Frecuencia, Perturbaciones (Flícker y tensiones armónicas)
- b) Calidad de Servicio.- Interrupciones
- c) Calidad de Servicio Comercial.- Trato al cliente, Medios de atención, Precisión de medida
- d) Calidad de alumbrado público.- Deficiencias del alumbrado

2.1.2 Manuales y guías de la Dirección General de Electricidad del MEM

Los manuales y guías están orientados a lo siguiente:

- a. Establecer los requerimientos mínimos necesarios para el diagnóstico de campo de los equipos de potencia que conforman el sistema eléctrico, tales como transformadores de potencia, reguladores y reactores en aceite.
- b. Establecer las actividades necesarias por parte de las empresas concesionarias que desarrollan las actividades de Generación, Transmisión y Distribución, en cuanto se refiere al mantenimiento de dichos equipos de potencia.

La guía cubre los ensayos a ser realizados en los diferentes sectores típicos de distribución, dentro de la zona de concesión de los concesionarios de distribución, transmisión y generación de electricidad, en todo el territorio nacional.

La guía es de aplicación imperativa para todas las empresas que desarrollan actividades en el sector electricidad orientadas al servicio público, tanto generadoras, transmisoras y distribuidoras a nivel nacional y cuyas instalaciones incluyan equipos de potencia tales como transformadores de potencia, reguladores y reactores en aceite.

2.1.3 Normas internacionales

Se toma en consideración lo siguiente:

- a. IEEE Std C57.104-1991
- b. IEC 60599 Edition 2.1 2007-05

a. IEEE Std C57.104-1991 Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers

Describe el procedimiento para el análisis de gases libres, gases combustibles y no combustibles disueltos en el aceite de transformadores. Los procedimientos incluyen lo siguiente:

- i. Teoría de generación de gases combustibles en transformadores
- ii. Interpretación del análisis de gases disueltos
- iii. Procedimiento operativos sugeridos
- iv. Técnicas de diagnóstico, tales como gases clave, relación de Doernenburg y relación de Rogers
- v. Instrumentos para la detección y determinación de cantidad de gases disueltos

El principal obstáculo en la elaboración del diagnóstico, es la falta de correlación de los gases de falla identificados con las fallas encontradas en la inspección del transformador.

Los procedimientos de análisis de gases disueltos son difíciles, tienen mala precisión y pueden ser ampliamente inexactos, especialmente entre laboratorios.

b. IEC 60599 Edition 2.1 2007-05 Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service –Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis

Describe el procedimiento, como las concentraciones de gases disueltos o gases

libres pueden ser interpretados para diagnosticar la condición del aparato ó equipo eléctrico inmerso en aceite mineral y sugerencias para acciones futuras. Los procedimientos incluyen lo siguiente:

- i. Mecanismo de formación de gases
- ii. Identificación de fallas
- iii. Condiciones para el cálculo de relaciones
- iv. Niveles de concentración de gases en servicio
- v. Métodos recomendados para la interpretación de gases disueltos
- vi. Informe de resultados

El análisis de gases libres o disueltos es una de las más amplias herramientas para la detección y evaluación de fallas en aparatos eléctricos. No obstante, la interpretación de los resultados es a menudo compleja y debe ser realizada con cuidado, por personal de mantenimiento con experiencia en aislamientos.

2.2 Caracterización de los aislantes del transformador en operación

En la presente sección se caracteriza los aislantes del transformador en operación. El tema es desarrollado en los siguientes ítems: 1) El aceite mineral en los transformadores, 2) Vida útil confiable del transformador, 3) Propiedades del aceite mineral, 4) Funciones del aceite en el transformador, 4) Envejecimiento del aceite, 5) Factores que destruyen el aislamiento sólido del transformador o papel Kraft, 6) Compuestos furánicos.

2.2.1 El aceite mineral en los transformadores

En este ítem se discutirá los beneficios por el cual los transformadores están sumergidos en aceite mineral. También aspectos sobre su envejecimiento.

Los primeros transformadores no tenían aceite. El único medio aislante o dieléctrico existente era el aire, lo que representaba un grave problema debido a los materiales de construcción con los que se debía trabajar.

Los primeros diseños presentaban grandes pérdidas de energía que generaban una gran cantidad de calor en el núcleo y en las bobinas. El aire no era totalmente efectivo para disipar el calor del centro del transformador. El tamaño estaba supeditado a diseños de muy baja capacidad; si se construían más grandes la ineficiencia de los dispositivos ocasionaría que se quemaran.

Tal situación limitó la utilidad del transformador y casi inmediatamente se evidenció la necesidad de idear una forma de superar dicho inconveniente. En 1887, Elihu Thomson patentó el uso del aceite mineral en el transformador y años más tarde esta práctica de utilizar aceite como aislante dieléctrico se afianzó en el mercado comercial.

Los primeros diseños dependían del aceite mineral aislante para llevar a cabo la transferencia de calor y para mantener las partes energizadas aisladas unas de otras. A

medida que se ha desarrollado el uso de fluidos aislantes se hizo evidente que el aceite mineral en un transformador inmerso en él cumple cuatro funciones que contribuyen a la operación del mismo. Las funciones del aceite son:

1. Proporciona rigidez dieléctrica, actúa como un material aislante y dieléctrico.
2. Se encargará de la transferencia de calor, actúa como medio de enfriamiento
3. Protege al aislamiento sólido; actúa como una barrera entre el papel y los efectos dañinos del oxígeno y la humedad.
4. Puede probarse para conocer las condiciones internas del equipo; actúa como una herramienta de diagnóstico para la evaluación del aislamiento sólido

Esta última función es muy importante para el propósito de nuestro diagnóstico preventivo, ya que a medida que el aceite envejece disminuye su capacidad para cumplir con las tres primeras funciones listadas.

Los subproductos químicos que se derivan del envejecimiento se acumulan en el aceite e incluso descienden del aceite o se condensan en forma de lodo. Si se permite que el proceso de envejecimiento se prolongue en el tiempo, afectará la capacidad del aceite para actuar como dieléctrico o para que transfiera el calor de forma eficiente. Para notar estos efectos, el aceite debe estar en muy malas condiciones.

En relación a la cuarta función, el aceite siempre puede someterse a prueba, sin importar su condición, y los resultados ofrecerán información de utilidad. En todo caso, esta función no se verá perjudicada por el envejecimiento del aceite.

La función más importante del aceite, desde la perspectiva de mantenimiento del equipo y del aceite, es la protección del papel. Éste es también uno de los aspectos más sensible a los efectos del envejecimiento del aceite de los equipos en servicio. Los productos de la descomposición que se acumulan con el tiempo y que deben avanzar considerablemente para afectar la rigidez dieléctrica o para que la capacidad de transferencia de calor, comienza a afectar las cualidades protectoras del aceite, casi inmediatamente después de que empiezan a formarse.

En las primeras etapas del proceso de envejecimiento se forman cantidades muy pequeñas de estos productos de descomposición. Estos tienen gran afinidad por la estructura del papel que forma el aislamiento sólido y sin tregua destruyen la estructura molecular del papel, aun cuando estén presentes en pequeñas concentraciones. Esto significa que la función más importante del aceite es neutralizar el proceso de envejecimiento.

El programa de mantenimiento del aceite será definido por la necesidad de mantener lejos del papel los productos de la descomposición del aceite. Se logrará así evitar, en lo posible, la formación de tales productos de descomposición o eliminarlos del aceite y del

papel lo más pronto posible en caso de que se formen.

2.2.2 Vida útil confiable del transformador

La vida del transformador es la vida del aislamiento sólido, y la vida del aislamiento sólido es un factor controlable.

El envejecimiento o deterioro del aislamiento sólido es una función (a través del tiempo) de: 1) la temperatura, 2) la humedad 3) los niveles de oxígeno, 4) productos de oxidación del aceite.

Con los sistemas modernos de preservación de aceite, el oxígeno y la humedad que contribuyen al envejecimiento pueden minimizarse, si no eliminarse, quedando la temperatura como el enemigo principal de la vida del aislamiento. Debido a que la temperatura en la mayoría de los transformadores no es uniforme, la mayor parte del envejecimiento ocurrirá en las regiones más calientes del transformador.

Al aumentar la temperatura del transformador sobre los límites de diseño, el aislamiento envejecerá más rápidamente. Refiriéndose a la guía de carga IEEE Std C57.91 "Guía para Cargar Transformadores Inmersos en Aceite Mineral", al aumentar la temperatura promedio diaria de 110° C a 118° C, el factor de envejecimiento aumentará a 2,23.

Por el contrario, si se opera el transformador con una temperatura diaria promedio de 102° C (8° C más frío), el factor de envejecimiento sería de 0.434. Esto aumentaría la vida del aislante en un sistema bien seco ($\leq 0.5\%$ de humedad en el aislamiento sólido) y libre de oxígeno, a unos 39 años.

La guía de carga IEEE Std C57.91 provee conocimientos y consejos para el proceso de toma de decisiones con respecto a los ciclos de carga, cargas de emergencia de larga duración, operación con capacidad de enfriamiento disminuida, efectos sobre otros componentes, condiciones poco comunes de altitud y temperatura, toma de carga en frío y muchos más.

Un estudio sobre la vida útil de transformadores, desarrollado en 1965, mostró una expectativa de vida promedio de 22 años; Un estudio de 1988 mostró una expectativa de vida promedio de 11 años. Estos estudios parecen demostrar que los transformadores más viejos, diseñados y fabricados con criterios conservadores, duran más que los transformadores nuevos, de menor tamaño, con menos aislamiento y tolerancias más ajustadas.

Cuándo un transformador falla, lo más probable es que sea una avería del devanado a causa de un aislamiento sólido debilitado; el 85% de los transformadores presentan este tipo de falla. El aislamiento sólido es el talón de Aquiles de los transformadores.

Un transformador llega al final de su vida útil operacional confiable antes de

finalmente fallar y dejar de operar.

Nota:

La vida operacional confiable se define cómo el periodo de tiempo durante el cual el transformador puede soportar los esfuerzos de operación normal.

A medida que un transformador envejece, su aislamiento pierde sus características mecánicas y eléctricas, hasta caer fuera de los criterios de diseño para su aplicación particular. Al ocurrir esto, el aislamiento pierde su capacidad para soportar los esfuerzos de operación, disminuyendo su confiabilidad.

En algún momento, la confiabilidad disminuye tanto que se debe programar un reemplazo planificado, antes de esperar que falle y cause un corte de servicio no planificado

La resistencia mecánica del material aislante sólido (celulosa) se mide por su resistencia a la tracción o por su grado de polimerización (DP). La resistencia a la tracción mide la resistencia física de una muestra del aislamiento sólido.

El grado de polimerización mide la longitud de las moléculas de celulosa, que relaciona directamente con la resistencia física del aislamiento sólido. Mientras mas largas sean las cadenas moleculares (Polímeros), más resistente será el aislamiento y viceversa.

El aislamiento Kraft nuevo de fábrica tiene un DP aproximado de 1200 (Resistencia a la tracción de 117 000 kPa). Luego que los conductores aislados con colocados alrededor del núcleo, se hornea el conjunto para su secado, el DP decrece hasta unos 1000 (98 000 kPa de resistencia a la tracción).

Durante la vida del transformador, las condiciones de operación hacen que el aislamiento se despolimerice. Cuándo el valor del DP se acerca a 200 (23 400 kPa), el aislamiento deja de ser confiable.

Según el estándar IEEE Std. C97.91-1995, el final de la vida confiable del aislamiento ocurre cuando el DP alcanza el valor de 200 ó 75% de pérdida de resistencia a la tracción.

Algunos transformadores fallan antes de alcanzar un DP de 200, y otros continúan operando por debajo de este valor, pero un transformador con un DP de 200 definitivamente ha llegado al final de su vida operacional confiable. El propietario de este transformador debe tomar acciones inmediatas para reemplazarlo.

2.2.3 Propiedades del aceite mineral

En la Tabla 2.1 se indica las propiedades eléctricas, físico-químicas y de estabilidad ante la oxidación, para aceite mineral nuevo de transformadores sin inhibidor, el método de

ensayo para cuantificar las propiedades y los valores típicos especificados.

Tabla 2.1 Propiedades del aceite mineral nuevo sin inhibidor para transformadores

Propiedades	Método según norma ASTM	Valor de especificación
1.- Eléctrica		
Tensión de ruptura dieléctrica electrodos de disco, separación 0.10"	D877	30 kV mínimo
Tensión de ruptura dieléctrica electrodos VDE, separación 2 mm	D1816	35 kV mínimo
Factor de potencia del líquido a 25° C	D924	0.05% máximo
Factor de potencia del líquido a 100° C	D924	0.30% máximo
2.- Físicas		
Color	D1500	0.5 máximo
Punto de inflamación	D92	145° mínimo
Tensión interfacial	D971	40 mN/m mínimo
Temperatura de fluidez crítica	D97	- 40° C máximo
Coefficiente de viscosidad cinemática a 40° C	D445	11 cSt máximo
Apariencia	D1524	Clara y brillante
3.- Químicas		
Punto de anilina	D611	84° C máximo
Azufre corrosivo	D1275	Pasa
Número de neutralización (acidez)	D974	0.015 mg KOH/g máximo
Humedad	D1533	25 ppm máximo
Bifenilos policlorinados	D4059	No detectado
Compuestos furánicos	D5837	20 partes por billón
Contenido de inhibidor (sólo aceite con inhibidor)	D2668/D4768	0.20 a 0.30 % por peso
4.- Estabilidad de oxidación		
Lodos a 72 h	D2440	0.15% máximo
Número de acidez a 72 h	D2440	0.50 mg KOH/g máximo
Lodos a 144 h	D2440	0.30% máximo
Número de acidez a 144 h	D2440	0.60 mg KOH/g máximo

2.2.4 Funciones del aceite en el transformador

En esta sección se detallarán los aspectos relacionadas a las cuatro funciones principales que cumple el aceite en los transformadores: a) Aislante dieléctrico, b) Medio de transferencia de calor, c) Protector del aislamiento sólido ó papel Kraft, d) Herramienta de diagnóstico del aislamiento sólido.

a. Aislante dieléctrico

Los dos materiales más utilizados como aislantes en los transformadores son: papel Kraft (como aislamiento sólido) y aceite mineral (como aislamiento líquido). En realidad, el medio aislante o dieléctrico más importante en el equipo no es ni el líquido ni el sólido. En sí existe una sinergia entre los dos materiales en lo que respecta a la rigidez dieléctrica.

La combinación del papel impregnado de aceite es un aislante dieléctrico de mejor característica de lo que se pudiera esperar en caso de sumar aritméticamente la rigidez dieléctrica del aceite y la del papel, un buen estimado de esta mejora está entre 20% y 25%.

Además, la rigidez dieléctrica por kilogramo y por volumen es impresionante. Hay unos cuantos materiales que presentan capacidades eléctricas similares, sin embargo, debido al precio ninguno es tan versátil. La combinación papel/aceite apareció hace más de cien años y hasta el momento no se ha encontrado un reemplazo a buen costo para la mayoría de las aplicaciones en las que se utiliza este sistema.

El envejecimiento mientras el equipo está en servicio afecta las propiedades dieléctricas del aceite (como un medio autónomo) de manera más rápida de lo que afecta a las mismas propiedades del aislamiento sólido sobre la misma base, no obstante la modificación en las propiedades dieléctricas del aceite al envejecer se presenta como un deterioro gradual y muy lento.

A un cierto punto crítico, mientras los productos de descomposición del aceite se separan del sistema en forma de lodo, la disminución gradual de las propiedades dieléctricas del aceite pueden acelerarse rápidamente a medida que se forman trayectorias conductoras en el aceite, que cortocircuitan los conductores dentro del equipo.

El envejecimiento afecta las propiedades de la combinación aceite/papel más rápidamente de lo que lo haría con cada uno de los materiales por separado, pero, incluso esos cambios en las propiedades eléctricas se producen a un ritmo mucho más lento que lo que el envejecimiento afecta las propiedades químicas y físicas de ambos materiales.

b. Medio de transferencia de calor

La composición del aceite determina sus propiedades físicas. La distribución y tipo de hidrocarburos presentes, así como el peso molecular de dichos componentes determina propiedades físicas importantes, tal cómo: a) el perfil de viscosidad, b) el calor específico, c) la densidad relativa y d) el coeficiente de expansión del aceite.

Tales propiedades físicas determinan cuan bien el aceite se moverá hasta un punto en el que se le pueda:

- 1) “recoger” el calor del núcleo y de las bobinas.
- 2) Absorber el exceso de calor.
- 3) Transportar el exceso de calor de donde no es conveniente que esté hacia la armazón del transformador.
- 4) Disipar el exceso de calor en la atmósfera.

Las características del aceite, en relación con la transferencia de calor, cambian muy lentamente, a medida que el aceite envejece en servicio. Básicamente no se manifestará cambio alguno durante mucho tiempo, hasta que los lodos sólidos se acumulen en el aceite.

Al formarse el lodo, se precipitará ó separará del aceite. Esto impedirá la transferencia de calor al cubrir las superficies metálicas en las que el aceite disipa el calor en la atmósfera. El lodo proveniente del envejecimiento del aceite también llenará los poros y otras estructuras en el aislamiento sólido y evitará el paso de aceite en ambos sentidos (hacia adentro y afuera) de la bobina.

Esta condición impide aún más la adecuada transferencia de calor. Las propiedades físicas que definen la capacidad de transferencia de calor del aceite no cambian sustancialmente durante la disminución de las propiedades por el envejecimiento; de manera que casi todos los efectos relacionados con la transferencia de calor se deben a la formación de lodos.

c. Protector del aislamiento sólido ó papel Kraft

El transformador se mantiene unido, literalmente, por el papel que constituye el aislamiento sólido. La acción del calor, el oxígeno y la humedad sirven para descomponer el papel y reducir su resistencia mecánica, 85% de todas las fallas del transformador se deben a que el papel se ha debilitado hasta el punto en que ya no se puede recuperar del esfuerzo. El papel (y el transformador) fallan cuándo el papel deteriorado cede en lugar de “recuperarse”.

El aceite protege al papel de la acción del calor, el oxígeno y la humedad. El aceite extrae el calor del papel en la bobina y en el núcleo a medida que este se origina. El aceite de transformador presenta un contenido de oxígeno y de humedad mucho menor en comparación con la atmósfera, de manera que forma una barrera efectiva contra los efectos dañinos del oxígeno y de la humedad.

El proceso de envejecimiento acarrea la aparición de ciertos productos de la reacción entre el papel y el aceite. Tales productos son muy agresivos con el papel, lo destruyen molécula a molécula, lo cual reduce radicalmente la rigidez mecánica del aislamiento sólido. Esta disminución en la rigidez comienza a producirse inmediatamente, a un grado significativo, al formarse cualquier subproducto a partir del envejecimiento del aceite.

Esta función es la primera en desaparecer cuando el aceite envejece. El mantenimiento del aceite restablece la capacidad de éste de proteger el papel, debido a que elimina los productos perjudiciales de la descomposición.

d. Herramienta de diagnóstico del aislamiento sólido

Las varias décadas de experiencia en la realización de pruebas en el aceite y

relacionar cuidadosamente los resultados con las condiciones en el interior del equipo eléctrico, han ayudado a aprender a interpretar los resultados de las pruebas de aceite

A pesar que el envejecimiento del aceite afecta los resultados de la prueba, éste no limita la capacidad para probar el aceite o para interpretar los resultados. Siempre se puede obtener un valor para la prueba de aceite que se realiza, que permita evaluar y monitorear las condiciones del equipo. Más aún, siempre se puede realizar una interpretación válida a aquellos resultados relacionados con las condiciones internas del equipo. En conclusión, el envejecimiento del aceite no afecta su habilidad de cumplir con esta cuarta función.

2.2.5 Envejecimiento del aceite

Es necesario definir la frase “envejece en servicio”. El paso del tiempo es una pequeña parte de la respuesta. Un aceite con varios años puede ser, sin embargo, relativamente “nuevo” en términos de sus características benéficas, mientras que un aceite con apenas unos cuantos años puede estar tan “envejecido” que haga necesario una limpieza y mantenimiento profundo para devolverle funcionalidad. En esta sección se tratará sus causas y su control.

a. Oxidación

El aceite envejece porque se oxida. Los hidrocarburos en el aceite reaccionan con el oxígeno disuelto para formar derivados de la oxidación en el aceite. A estos derivados nos referimos al utilizar términos como productos de la descomposición, productos de la oxidación, compuestos de la oxidación o derivados del envejecimiento en el aceite, El aceite se oxida y envejece a velocidades distintas que dependen de un número de variables. Una velocidad de envejecimiento más rápida significa que el aceite requiere mantenimiento más frecuente y que además habrá mayor daño en el aislamiento sólido, si se retrasa el mantenimiento

Los productos de la oxidación están compuestos por alcoholes, ácidos, peróxidos, acetonas, aldehídos, epóxidos, jabones y se caracterizan por lo siguientes:

- i. Todos los productos de la oxidación contienen una cadena de hidrocarburo
- ii. Todos los productos de la oxidación contienen oxígeno y determina que estos sean compuestos polares.
- iii. Debido a su polaridad, estos productos de oxidación pueden eliminarse del aceite mediante un procedimiento de mantenimiento, pasando el aceite a través de un lecho de material adsorbente como la tierra Fuller. En la Figura 2.1 se puede observar cómo cambia las propiedades de tensión interfacial (IFT) y número de neutralización (acidez) en el tiempo.
- iv. Debido a su contenido polar, estos compuestos son parcialmente solubles en el aceite

y en el agua. Un efecto secundario de esta característica, es que el aceite envejecido en servicio atraerá y mantendrá más humedad que un aceite nuevo.

v. Todos los productos de oxidación, son muy dañinos para el papel que constituye el aislamiento sólido. Ellos atacan químicamente las cadenas de celulosa que forman las fibras del papel.

vi. Cada uno de los productos de oxidación actúa sobre los otros y sobre el aceite, para formar lodos. Estos son menos solubles en el aceite y se separan de la solución para formar depósitos en el transformador e interferir con la transferencia de calor y la rigidez dieléctrica. La Figura 2.2 muestra el corte transversal de la bobina de un transformador con cinco capas sucesivas de formación de lodos. La capa uno ya se ha solidificado y ahora es una parte permanente del transformador.

vii. Debido a su característica polar, los productos de la descomposición se forman primero dentro y sobre el aislamiento sólido, la celulosa también cuenta con características polares y presenta mayor afinidad que la que presentan los hidrocarburos que forman el aceite, los cuales no son polares.

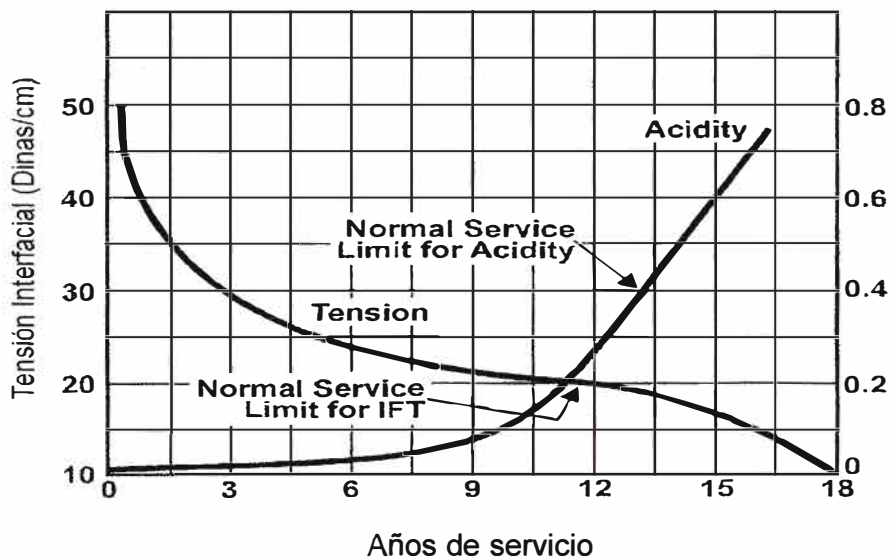


Figura 2.1 Tensión Interfacial (IFT) y acidez vs. años de servicio del aceite mineral

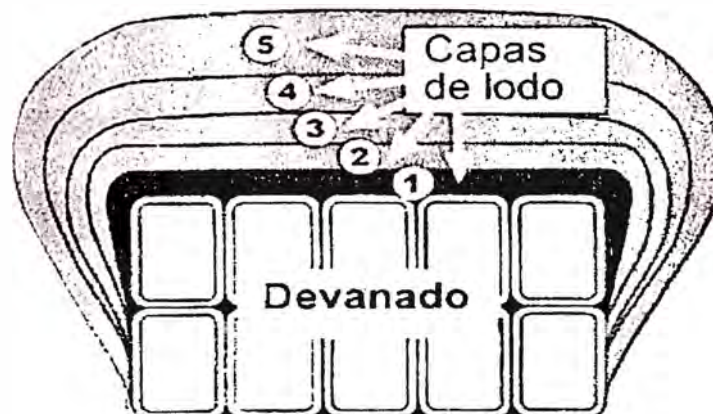


Figura 2.2 Corte transversal de la bobina de un transformador con capas de lodo

b. Aceleradores del envejecimiento del aceite

Existen varias condiciones en un transformador que hacen que el aceite reaccione con mayor rapidez en presencia de oxígeno. Estas son: 1) Oxígeno, 2) Calor, 3) Humedad y metales como catalizadores, y 4) Campo eléctrico.

b.1 Oxígeno

A mayor cantidad de oxígeno presente, más rápida es la reacción del aceite, casi en proporción directa. Además del oxígeno disuelto en el aceite, se encuentra oxígeno en el aceite y en el papel, unido químicamente a las moléculas del aceite y del papel. A temperaturas por encima de 70° C, ese oxígeno, el cual normalmente no está disponible para oxidarse con el aceite, puede liberarse para reaccionar con el aceite y acelerar el proceso de envejecimiento.

La mayor parte de oxígeno presente en el aceite del transformador es de origen atmosférico. El aire contiene aproximadamente 20% de oxígeno y este se disuelve en el aceite expuesto al aire.

El contenido de oxígeno del aceite aumentará mientras el equipo está en servicio debido a las fugas y a la liberación de oxígeno de los enlaces químicos en el aceite y en el papel. Por lo general el oxígeno se elimina del aceite durante el llenado, también puede eliminarse de un transformador que está en servicio mediante una desgasificación al vacío.

La oxidación no es un problema relevante, si el aceite presenta menos de 1000 a 2000 ppm de oxígeno disuelto. Para el aceite que exceda estos límites, se puede reducir la oxidación mediante un inhibidor de oxidación.

b.2 Calor

Muchas reacciones químicas se desarrollan más rápido a temperaturas más altas. La reacción de oxidación del aceite es una de ellas. Numerosas reacciones presentan igual relación entre la velocidad de la reacción y la temperatura de la reacción; por lo que descripción y ecuación general que describen esta relación son de uso generalizado.

Este tema se conoce generalmente con el nombre de Teoría de la Velocidad de Reacción de Arrhenius y la respectiva ecuación es: $k = Ae^{-B/T}$. En donde k es la velocidad de reacción, e es la base del logaritmo neperiano, A y B son constantes determinadas por el tipo de reacción y T es la temperatura absoluta en grados Kelvin.

Para la reacción de oxidación del aceite, la ecuación de reacción es tal que la velocidad de reacción se duplica cada vez que la temperatura se incrementa en diez grados Kelvin (10°K).

La ecuación se resume en la Figura 2.3, en la que el tiempo para que el aceite se oxide hasta un número de neutralización de 0,25 mgKOH/g se compara con tres

temperaturas: 70° C, 60° C y 50° C. Nos referimos a esta relación como la regla de los 10° C, un descenso de 10° C reduce la velocidad de la reacción a la mitad, mientras que un incremento de 10° C duplica la velocidad de reacción.

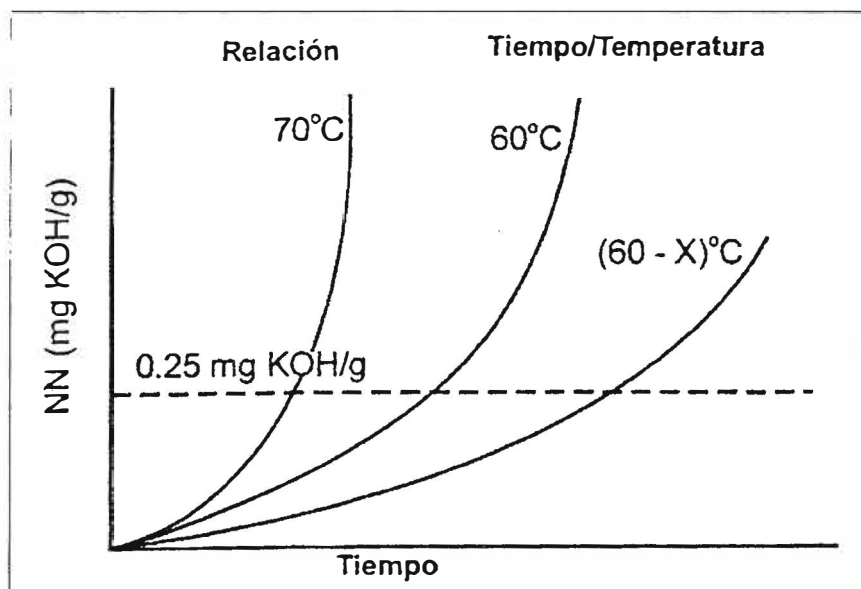


Figura 2.3 Velocidad de oxidación del aceite mineral en función del tiempo y temperatura

b.3 Humedad y metales cómo catalizadores

Se han realizado experimentos para verificar qué efecto tienen algunos otros posibles aceleradores sobre la oxidación del aceite. Los efectos de la humedad y metales catalizadores en la velocidad de oxidación se muestran en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Efecto catalítico de la humedad y de los metales del transformador

Experimento	Metal catalizador	Agua	Horas	Número de neutralización como medida de cuanto se oxida el aceite
Control	Ninguno	10 ppm	3500	0.17
Humedad	Ninguno	50 ppm	3500	0.90
Hierro	Hierro	10 ppm	3500	0.65
Hierro y humedad	Hierro	50 ppm	400	8.10
Cobre	Cobre	10 ppm	3000	0.89
Cobre y humedad	Cobre	50 ppm	100	11.2

Las conclusiones sobre estos resultados son las siguientes:

- i. La velocidad de oxidación es más rápida en presencia de alto contenido de agua. Si se duplica el contenido de agua, se duplica la velocidad de la reacción de oxidación del aceite; es decir que la vida del aceite libre de oxidación se reduce a la mitad cuando se duplica la humedad.
- ii. El cobre y el hierro actúan como catalizadores efectivos en la reacción de oxidación. El cobre acelera la reacción más que el hierro. El metal desnudo y el disuelto en el aceite a altas concentraciones aceleran la reacción de oxidación. La acción combinada del catalizador metálico y de la humedad es un ejemplo de sinergia; los efectos de dos o más

aceleradores combinados son mucho más intensos de lo que pudiera esperarse de esos catalizadores por separado. Esto será de suma importancia para los programas de operación y mantenimiento orientados hacia prolongar la vida del equipo.

b.4 Campo eléctrico

El campo eléctrico indispensable dentro del transformador para que pueda realizar su función de transformación de tensión, es el causante del envejecimiento acelerado del aceite aislante.

En la Tabla 2.3 se muestra los resultados de los experimentos realizados sin esfuerzo y con esfuerzo eléctrico moderado, producido por electrodos cargados con 40 kV/cm de separación. Los cinco parámetros de control mostraron una mayor oxidación, en igual tiempo, si el aceite se sometía a esfuerzo eléctrico.

Tabla 2.3 Envejecimiento acelerado del aceite bajo campo eléctrico

Parámetro de prueba	Esfuerzo 0 kV/cm	Esfuerzo 40 kV/cm	Comparación de % de incremento de oxidación
Número de acidez (mg KOH/g)	0.10	0.13	+ 30%
Acidez soluble en agua (mg KOH/g)	0.032	0.049	+53%
Humedad producida (% peso)	0.003	0.017	+466%
Tangente Delta a 70° C	5.5	10.7	+95%
Oxígeno absorbido durante el envejecimiento (ml O ₂ /100 g aceite)	28.5	48.5	+70%

Se obtuvieron las siguientes conclusiones

- i. Los depósitos de lodo tienden a acumularse en zonas en las que el esfuerzo eléctrico es de la más alta intensidad.
- ii. El número de acidez o de neutralización es una medida directa del grado de oxidación del aceite.
- iii. Los ácidos solubles en agua son un subconjunto del número de acidez.
- iv. Durante el proceso de oxidación, la reacción del oxígeno con el hidrógeno liberado de los hidrocarburos, durante su degradación, produce agua.

Además, existe el agua que está químicamente enlazada con el aceite, la cual también es liberada cuando la cadena de hidrocarburos del aceite se oxida.

- v. La tangente delta (δ) está relacionada con el factor de potencia del líquido y el factor de disipación. Al igual que el número de acidez, la tangente delta (δ) es una medida relativamente directa de la oxidación del aceite.

c. Celulosa

Las moléculas de celulosa que forman el papel del sistema de aislamiento sólido contribuyen con el envejecimiento del aceite.

- i. El papel actúa como catalizador, la reacción de oxidación del aceite es más rápido en presencia del papel, que cuando no hay papel.
- ii. El papel cuando se descompone produce ácidos orgánicos que actúan de manera agresiva para destruir aún más las moléculas de papel.
- iii. El papel es un material absorbente, el agua y los productos polares de la oxidación empapan el papel. Tales productos son atraídos particularmente por la química de las moléculas de celulosa dentro de la estructura del papel.
- iv. El papel es un material adsorbente, la humedad y los productos de la oxidación tienden a cubrir la superficie externa del papel y formar enlaces de hidrógeno con la celulosa; dichos enlaces son lo suficientemente fuertes como para resistir los intentos de eliminar el agua y los productos de la oxidación de la superficie del papel.
- v. Las condiciones del papel son tales que es el lugar preferido para la acumulación de los productos de la oxidación. Si no se realiza un mantenimiento adecuado del aceite para mantener bajo control el envejecimiento, el lugar en donde primero se formarán los productos de oxidación agresivos será el papel.

d. Productos de la oxidación

Una vez que se inicia la oxidación del aceite, los mismos productos de la oxidación actúan como catalizadores para acelerar la reacción de oxidación del aceite.

- i. Todos los experimentos de oxidación siguen un patrón muy parecido. La oxidación del aceite se produce gradualmente a una velocidad relativamente constante, hasta que el aceite se oxida hasta alcanzar una neutralización de 0,25 mg KOH/g aproximadamente, denominado acidez crítica.
- ii. Después de alcanzar la acidez crítica, la velocidad de reacción aumenta considerablemente y sigue aumentando la velocidad, de manera que a mayor número de acidez mayor velocidad de reacción.

Si durante el mantenimiento del aceite no se eliminan por completo los productos de la oxidación, después de dicha intervención la degradación y el envejecimiento del aceite se producirá a mayor velocidad de lo que se producía originalmente cuando el aceite y el sistema de aislamiento estaban nuevos.

Por el contrario, la velocidad del envejecimiento no es más rápida si durante el mantenimiento se eliminan cuidadosa y adecuadamente los productos de la oxidación.

e. Control de los aceleradores del envejecimiento del aceite

Las condiciones en el interior del transformador en servicio se asemejan a una refinería o reactor químico. Todo lo que ocurre en el interior del reactor sirve para acelerar la reacción que queremos retardar.

No se puede hacer mucho en relación con la presencia de metales catalizadores,

celulosa en el papel o los esfuerzos eléctricos, debido a que son necesarios para que el equipo realice las funciones para las que fue diseñado. El mantenimiento puede controlar muchas de las otras condiciones que aceleran el envejecimiento del aceite.

- i. Se puede reducir el contenido de oxígeno al llenar de aceite el transformador, asimismo se puede moderar el ingreso de oxígeno durante la operación mediante un equipo diseñado apropiadamente. Durante la operación del transformador, se puede monitorear el contenido de oxígeno disuelto y cuándo alcanza niveles no recomendables se puede efectuar un mantenimiento para reducir el nivel de oxígeno.
- ii. Se puede controlar el contenido de humedad durante la instalación y operación del transformador. La humedad contenida en el aislamiento sólido es más perjudicial para el transformador que el contenido de humedad del aceite, es indispensable monitorear el contenido de humedad en el aceite y calcular el contenido de humedad del aislamiento sólido. Existen procedimientos bien definidos para reducir la humedad en el aceite y en el aislamiento sólido.

Con la ayuda de la Figura 2.4 se puede calcular el contenido de humedad en el aislamiento sólido a partir del contenido de humedad en el aceite y temperatura del aceite

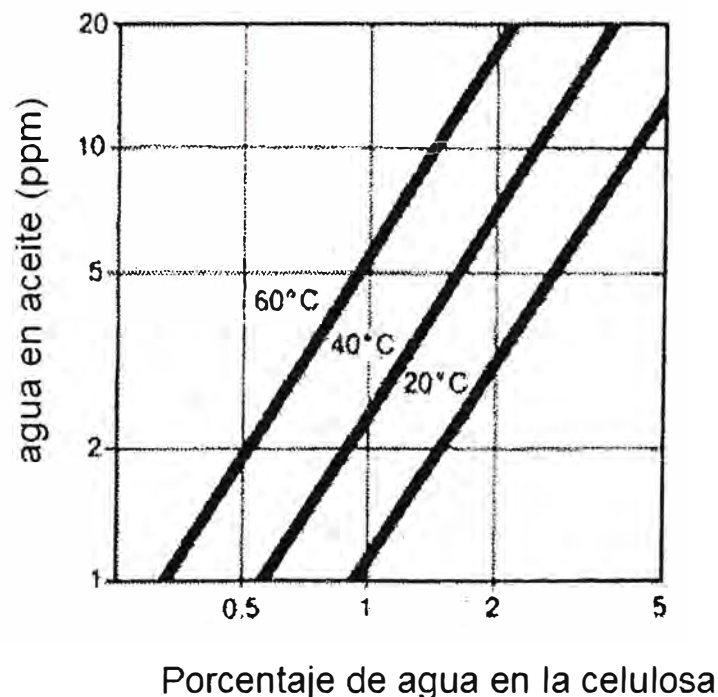


Figura 2.4 Líneas de equilibrio para el contenido de agua en la celulosa y agua contenido en el aceite, ambas dependen de la temperatura del aceite.

- iii. Se puede controlar la temperatura de operación del transformador, transfiriendo cargas a otros circuitos, controlando la temperatura del medio ambiente, control del aire forzado, ó colocación de enfriadores auxiliares.

iv. Mediante el mantenimiento se puede eliminar los productos de la oxidación e impedir que se acumulen en el aceite y en el aislamiento sólido. La prueba al aceite del transformador se utiliza para monitorear la oxidación del aceite.

v. Se puede prolongar la vida del aceite mediante el uso de un inhibidor, en la mayoría de las situaciones, no se produce mayor oxidación mientras el aceite cuente con un inhibidor de oxidación. Cuando éste se acabe, se puede agregar nuevamente.

2.2.6 Factores que destruyen el aislamiento sólido del transformador o papel Kraft

Teóricamente, los materiales de un transformador deberían durar 300 ó 400 años, pero no es posible que esto ocurra. Ciertos factores hacen que el grado de polimerización (DP) de 200 se alcance entre 10 y 50 años, las principales son: 1) El agua, 2) El oxígeno, 3) Los subproductos de la oxidación del aceite y 4) El calor.

a. Agua

El papel Kraft utilizado como aislamiento sólido es similar al papel marrón de las bolsas de cemento ó bolsas de azúcar y cuándo estas son colocadas sobre un recipiente conteniendo agua. Su resistencia mecánica a la tracción disminuye sustancialmente.

La experiencia operacional con el aislamiento sólido de los transformadores, acumulada por muchos años, demuestra que la humedad en pequeñas cantidades microscópicas, es causante de más averías eléctricas que cualquier otra impureza.

En efecto la humedad representa un riesgo no sólo para las prestaciones dieléctricas del aceite mismo, sino también para los aislamientos inmersos en él. Así, todos debemos concordar que el agua es el “enemigo público N° 1”.

La opinión de consenso indica que el aislamiento de papel de un transformador nuevo a puerta de fábrica debe contener menos de 0,5% de agua por peso seco. O sea, siempre habrá una cierta cantidad de agua que puede ser aceptada por el transformador sin problemas. Por tanto el comprador de un equipo nuevo no debe tolerar un contenido de humedad mayor de 0,5%.

En esta subsección se tocarán los siguientes temas: 1) Entrada de humedad, 2) Características de los efectos del agua sobre el aislamiento sólido, y 3) Formas de la presencia del agua en el transformador

a.1 Entrada de humedad

Para minimizar la entrada de humedad durante el transporte desde la fábrica, el tanque de un transformador nuevo se llena con gas seco bajo presión, por ejemplo nitrógeno.

Si la presión del gas y contenido de oxígeno no están en sus valores prescritos, existe alta probabilidad de que el transformador se haya contaminado con aire u humedad atmosférica.

En tal caso se debe incluir una actividad de secado dentro del procedimiento de instalación. Sin embargo, la humedad puede entrar al sistema de aislamiento de tres formas: 1) Fuentes externas, 2) fuentes parcialmente externas y 3) Reacciones internas.

1) Fuentes externas.- Son las siguientes:

- i. Abertura del tanque del transformador durante la instalación ó mantenimiento, resultando en la exposición de la unidad a la atmósfera.
- ii. Fugas accidentales en el tanque, alrededor de las tapas, los aisladores pasatapas o las empaquetaduras de las cubiertas de inspección.

2) Fuentes parcialmente externas.- Son las que se muestran a continuación:

- i. Precipitación del agua atmosférica sobre las superficies internas del tanque (la tapa y las paredes laterales en el espacio de aire sobre el nivel del aceite).
- ii. Condensación de humedad en el tanque, goteando sobre las conexiones terminales, cambiador de tomas, los terminales, o a través del aceite sobre y dentro del aislante de papel de celulosa.
- iii. Cambios de temperatura en tránsito, además de fugas o pérdidas de nitrógeno, porque la celulosa es un desecante excelente (absorbedor de la humedad).

3) Reacciones internas.-

A medida que el sistema de aislamiento envejece térmicamente, se produce agua. Nada puede impedir este proceso de deterioro gradual:

- i. La descomposición de la celulosa, el envejecimiento del aislamiento resultado del calor y la combinación de hidrógeno y grupos hidroxilos (OH).
- ii. Como producto del envejecimiento del aceite, la reacción química del oxígeno presente con los hidrocarburos del aceite
- iii. Cuando el aceite se oxida, también produce agua como un producto de la degradación, además de ácidos, lodos y otros compuestos polares.

a.2 Características de los efectos del agua sobre el aislamiento sólido

El agua (usando el aire como patrón de comparación) es un líquido polar con una alta permitividad o constante dieléctrica variando entre 79.5 y 81. Por consiguiente el agua es atraída a lugares de campos eléctricos fuertes. No se distribuye uniformemente a través del sistema de aislamiento del transformador. De hecho, puede concentrarse en las áreas más peligrosas del sistema.

- i. La conductividad eléctrica del agua se debe principalmente a la presencia de contaminantes polares, tales como sales y ácidos.
- ii. El agua es un solvente universal excepto para las grasas y el azufre. Esta propiedad solvente del agua se puede usar ventajosamente. Los productos de la oxidación recién formados son solubles en agua más que en aceite, de manera que al extraer el agua se

tenderá a lavar estos materiales ácidos y volátiles recién formados.

iii. Los aceites oxidados contienen grupos polares solubles en agua que se orientan en la interfaz agua-aceite de manera tal que el grupo hidrófilo (atraído al agua) esté en contacto con el agua. El resultado de esta interacción es debilitar la resistencia de la película de interfaz agua-aceite. La reducción de la tensión interfacial (ITF) del aceite de un transformador es indicativa de la etapa inicial de oxidación del aceite.

La celulosa tiene mayor afinidad por el agua que el aceite (cientos de veces más). El agua reemplazará al aceite en celulosa impregnada con aceite (migración de humedad). Así, la celulosa está absorbiendo el agua por ser higroscópica, mientras que el aceite la está rechazando por ser hidrófobo; o sea, el aceite repele al agua.

a.3 Formas de la presencia del agua en el transformador

El agua puede estar presente en el transformador en las siguientes formas:

i. Agua libre: Está presente en suministros de aceites y frecuentemente en el fondo del tanque y es relativamente inocua en este punto.

ii. Agua en suspensión: La humedad en aceite libre de sólidos en suspensión no es un problema serio. La humedad es problema importante en presencia de fibras de celulosa y contaminantes polares disueltos en el aceite aislante, el agua tiende a aferrarse a ellos o ser absorbida por ellos. Esta agua en suspensión está muy relacionada con los productos de la descomposición del aceite. Bajo estas circunstancias el agua y los ácidos disueltos en ella se combinarán con los ácidos y lodos en el aceite de transformador oxidado.

iii. Agua en solución: F. M. Clark indicó que la presencia de agua disuelta en aceite "constituye un riesgo no sólo para el aceite mismo, sino también para la celulosa en él inmersa". La cantidad de agua que puede disolverse es una función de la temperatura y la condición del aceite. Si una pieza de aislamiento sólido se calienta gradualmente y la humedad es libre de escapar, la resistencia disminuye al principio debido a la humedad que se está vaporizando, aumentando luego al ser expulsado el vapor a temperaturas superiores.

iv. Agua enlazada químicamente: Es un hecho poco conocido que para mantener la rigidez mecánica de la celulosa se requiere una mínima cantidad de agua. La celulosa contiene una cierta cantidad de agua "ligada químicamente" o absorbida en los grupos OH y H de la molécula de glucosa, la cual puede liberarse a temperaturas altas.

b. Oxígeno

El oxígeno libre disponible al aislamiento de celulosa se combinará con las moléculas en cadena, separándolas y acortándolas, disminuyendo así la vida del aislamiento (Figura 2.5). El aceite se oxida mucho más dramáticamente que la celulosa y produce docenas de subproductos.

El aislamiento de celulosa es extremadamente poroso y:

- i. Absorberá aceite hasta cerca del 10% de la carga del transformador, por lo que la degradación de la celulosa comienza de inmediato, desde el llenado inicial de aceite.
- ii. Absorberá los subproductos de oxidación del aceite de la misma manera que el filtro de papel en el sistema de lubricación del motor del automóvil absorbe las impurezas del aceite del motor. Las impurezas absorbidas por la celulosa rompen las cadenas polimerizadas de celulosa, lo que debilita y acorta la vida del transformador.
- iii. La oxidación de la celulosa se acelera por la presencia de ciertos productos de la descomposición del aceite llamados "compuestos polares", tales como ácidos, peróxidos y agua.
- iv. Los productos de la descomposición del aceite, son inmediatamente adsorbidos (adheridos) por el aislamiento de celulosa hasta su nivel de saturación. En presencia de oxígeno y agua, estas semillas de destrucción ejercen un poderoso efecto destructor en la estructura de la celulosa.

Este deterioro puede iniciarse mucho antes de que cualquier resultado de ensayo de aceite indique algún problema. Los ácidos de bajo peso molecular son fuertemente adsorbidos por la celulosa durante el periodo inicial, posteriormente, la velocidad de este proceso disminuye. El resultado final de estas transformaciones químicas es el desarrollo de más grupos polares y la formación de aún más agua.

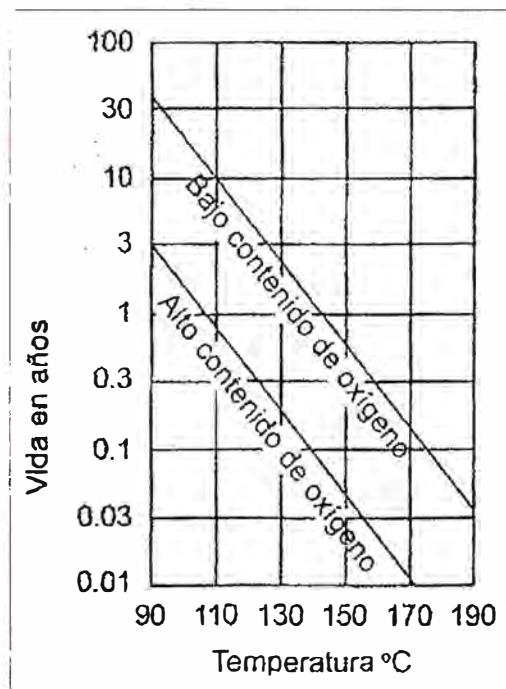


Figura 2.5 Vida de la celulosa en función de la temperatura y contenido de oxígeno

c. Subproductos de la oxidación del aceite

Estudios de la ASTM concluyeron que el proceso de oxidación del aceite consiste en dos ciclos de reacción principales:

- i. La formación de productos de descomposición solubles en aceite, tales como ácidos, que comienza tan pronto como el aceite entra en operación.
- ii. La transformación de los productos de oxidación solubles en aceite, en compuestos insolubles.

El lodo precipitado, en primera instancia sobre las partes frías y luego sobre las partes calientes, continuará oxidándose y eventualmente tornándose insoluble. El enlodamiento ocurre periódicamente y no de forma continua, formándose capas progresivas, la capa en contacto con el devanado es delgada y las capas sucesivas son progresivamente más gruesas.

La capa delgada al tener buen contacto térmico con la fuente de calor, continuará oxidándose y eventualmente se hará insoluble. En la medida que progresan las capas, estas presentan diversos grados de dureza, dependiendo de la oxidación que ha seguido ocurriendo desde que se sedimentó el lodo.

La oxidación de la celulosa se acelera por la presencia de ciertos productos de la descomposición del aceite llamados “compuestos polares”, tales como ácidos, peróxidos y agua.

El aislamiento de celulosa es extremadamente poroso y absorberá aceite hasta cerca del 10% de la carga del transformador, por lo que la degradación de la celulosa comienza de inmediato, desde el llenado inicial de aceite.

Los productos de la descomposición del aceite, son inmediatamente adsorbidos (adheridos) por el aislamiento de celulosa hasta su nivel de saturación. En presencia de oxígeno y agua, estas semillas de destrucción ejercen un poderoso efecto destructor en la estructura de la celulosa. Este deterioro puede iniciarse mucho antes de que cualquier resultado de ensayo de aceite indique algún problema. Los ácidos de bajo peso molecular son fuertemente adsorbidos por la celulosa durante el periodo inicial, posteriormente, la velocidad de este proceso disminuye. El resultado final de estas transformaciones químicas es el desarrollo de más grupos polares y la formación de aún más agua.

d. Calor

En el año 1930 V. M. Montsinger en su publicación “Loading of Transformers by Temperature”, considera que la vida útil del aislante está determinado por la falla mecánica del aislante. Al mismo tiempo el introdujo la idea que el deterioro mecánico era una reacción continua a la temperatura y que su velocidad puede ser determinado por otros medios.

Luego de acumular datos que relacionan la resistencia a la tracción del papel a lo largo de más de nueve años, sugirió la siguiente ecuación empírica. $\gamma = A \exp(-mT)$,

donde: 1) V representa la Vida, 2) A y m son constantes que caracterizan el aislante y 3) T es la temperatura en $^{\circ}\text{C}$.

Un hecho importante de este estudio de Montsinger fue la demostración de la llamada regla de los 8 a 10°C , en efecto esta ecuación empírica indica que la vida térmica del aislante es la mitad por cada 8°C a 10°C de incremento de temperatura ó se duplica la vida del aislante por cada 8°C a 10°C de disminución de temperatura. Este criterio se define como la regla de los 8°C .

En el año 1948 T.W. Dakin y G. Malmow en su publicación "Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Rate Phenomena", indicaron que el envejecimiento resulta de una ó más reacciones químicas y la velocidad de estas reacciones varía con la temperatura. Dakin sustentó que es válido suponer que el deterioro del aislamiento en función del tiempo y de los cambios de temperatura responde a una adaptación de la ley de Arrhenius sobre la velocidad de reacciones químicas.

$$\text{Log}_{10} V = B/T - A \quad (2.1)$$

En donde

V = Vida esperable en horas

A y B = Constantes de la expectativa de vida apropiada del aislamiento

T = Temperatura absoluta ($^{\circ}\text{C} + 273$)

Esta teoría establece que el logaritmo de la vida del aislante es una función del recíproco de la temperatura absoluta.

El uso por parte de Dakin de los fenómenos de velocidad de reacción estudiados por Arrhenius sigue siendo la mejor base disponible para analizar el envejecimiento térmico.

No obstante, al presente varios investigadores aún no alcanzan un consenso sobre la vida remanente para una temperatura dada. Mientras que la regla de los 8°C es bien conocida, investigaciones recientes parecen indicar que el efecto del calor es más crítico y tiende hacia una regla de los 7°C .

2.2.7 Compuestos furánicos

El aislamiento sólido del transformador está formado por papel, el cual está constituido por fibras de celulosa. La celulosa es un polímero formado por moléculas de glucosa. El siguiente diagrama (Figura 2.6) ilustra la estructura molecular de este polímero, cada anillo es una molécula de glucosa.

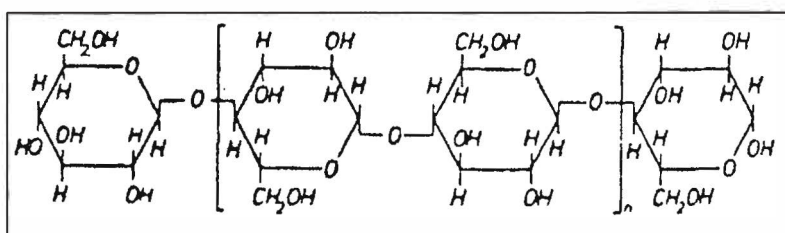


Figura 2.6 Estructura molecular de la celulosa

El papel nuevo, antes de su uso, tiene una cadena promedio de polímero con longitud de 1000 a 1200 moléculas de glucosa. El proceso de instalación y secado del papel en el transformador descompone en cierta medida la celulosa, de modo que las cadenas de polímero son ligeramente más pequeñas, alrededor de 800 a 1000 moléculas de glucosa.

La longitud promedio de la cadena de celulosa se denomina Grado de Polimerización (DP) del papel. A medida que el papel envejece, se produce una descomposición natural y gradual de las cadenas de polímeros, disminuyendo el tamaño de las cadenas, como consecuencia disminuye la resistencia mecánica del papel.

La IEEE ha definido el fin de la vida confiable del transformador en términos del grado de polimerización del papel que forma el aislamiento sólido, si este disminuye hasta 200, el papel se debilita tanto que, cualquier esfuerzo romperá y producirá una falla. Esta es la definición práctica del fin de la vida confiable del aislamiento sólido y, por consiguiente, el fin de la vida del transformador.

Cuándo la cadena de la celulosa se rompe y forma dos cadenas más cortas, se separan una ó más moléculas de glucosa y también se forma cierta cantidad de agua, de monóxido y de dióxido de carbono. La molécula de glucosa cambia químicamente durante este proceso y forma un compuesto que contiene un anillo de furano.

Los compuestos que contienen un anillo de furano son parcialmente solubles en aceite y emigran parcialmente del papel al aceite, en donde es posible detectarlos mediante un análisis químico. Las temperaturas a las cuales se produce la descomposición y la presencia de niveles de oxígeno y humedad anormalmente elevados determinan los compuestos que se forman, entre los más comunes están los siguientes:

- i. 2-Furaldehido (2FAL), también denominado furfural o furfuraldehido, es el compuesto que se encuentra con más frecuencia. Se forma por sobrecalentamiento general de la celulosa o puede presentarse como resultado de una condición de falla en el pasado.
- ii. 2-Furil alcohol (2FOL), también denominado furfural alcohol ó furfurol, este compuesto se forma en presencia de gran contenido de humedad y es la prueba de una condición de descomposición activa del papel debido a los niveles elevados de humedad en el aislamiento sólido.
- iii. 2-acetil furano (2ACF), es un compuesto menos común, se encuentra en transformadores averiados por descargas eléctricas de rayos, concluyéndose que este resultado se debe a los elevados niveles de esfuerzo eléctrico.
- iv. 5-metilo-2-furaldehido (5M2F), se forma como resultado de sobrecalentamiento intenso y localizado de la celulosa y es la prueba de una condición que supone falla por punto caliente a alta temperatura.
- v. 5-hidroximetilo-2-furaldehido (5H2F), se forma como resultado de la descomposición

del papel en presencia de grandes cantidades de oxígeno y es la prueba de la oxidación del aislamiento sólido.

El cambio en el contenido furánico (la cantidad de compuestos furánicos generados durante el intervalo entre las pruebas) es el parámetro más importante para determinar si hay posibilidad de una falla en proceso que amerite atención.

Cuando no cuenta con datos históricos recientes, se utilizan los siguientes patrones para interpretar los resultados:

1. 0 a 20 ppb total de furanos, representa a un transformador nuevo (Inicial).
2. 21 a 100 ppb total de furanos, representa un ritmo de envejecimiento normal (Aceptable).
3. 101 a 250 ppb total de furanos, representa la probabilidad de un ritmo acelerado de envejecimiento (Cuestionable).
4. 251 ppb total de furanos y mayores, representa un ritmo muy acelerado de envejecimiento (inaceptable).

Niveles por encima de 1000 ppb indican grave daño e irreversible al aislamiento sólido, es común que los transformadores fallen cuando están en el rango 1000 a 1500 ppb de total de furanos. Cuando se alcanzan estos niveles de furanos lo recomendable es no realizar el mantenimiento del aceite, en este caso se debe reemplazar el transformador.

a. Grado de polimerización (DP)

El grado de polimerización se puede obtener mediante la aplicación directa de una prueba a una pequeña muestra del papel aislante del transformador; la muestra se disuelve en una solución especial y luego se mide su viscosidad al hacer pasar el papel disuelto por un pequeño orificio, la viscosidad medida en esta forma guarda relación directa con el grado de polimerización del papel. Este es un método más práctico para medir la vida remanente del papel aislante, en comparación con la prueba de tensión de rotura, pues para esta última se requiere una muestra de papel de mayor tamaño, para tal efecto de debe parar, abrir y drenar el aceite del equipo; de donde se puede tomar una muestra representativa?

La prueba de polimerización no es práctica para un transformador que se supone debe seguir en servicio. La principal utilidad de la prueba de DP es la de evaluar los transformadores que están fuera de servicio o la de definir las necesidades de rebobinado y reconstrucción.

b. Cálculo del grado de polimerización y vida remanente del papel

El grado de polimerización se puede calcular a partir de los resultados del contenido de furanos. Dado que es más fácil obtener una muestra de aceite que una muestra de

papel, y que el contenido de furanos en el aceite ofrece un mejor valor promedio del grado de polimerización (DP), estos resultados del DP son más útiles y representativos.

Existen dos grupos distintos de transformadores. El grupo que no cuenta con papel mejorado térmicamente forma una mayor concentración de furanos que el otro grupo que si cuenta con papel mejorado térmicamente, Por otro lado, los compuestos furánicos son de alguna manera más propensos a la descomposición en presencia de los aditivos utilizados para mejorar térmicamente el papel.

A partir de la década del sesenta, los transformadores con 55°/65° C de incremento sobre la temperatura ambiente y transformadores de 65° C de incremento sobre la temperatura ambiente, fabricados en Estados Unidos, por lo general, utilizan papel mejorado térmicamente.

El contenido furánico sirve para predecir de forma bastante acertada el grado de polimerización (DP), si se separan los dos grupos antes mencionados y se aplica un cálculo diferente para estimar el DP de cada grupo. Puesto que el DP se estableció como una medición del final de la vida confiable, de la misma manera se puede usar el análisis de los compuestos furánicos

Para aquellos transformadores que no cuentan con papel mejorado, el mejor estimado del DP se obtiene mediante el contenido de 2-Furaldehído (2FAL). Para aquellos transformadores que si cuentan con ello, el cálculo se basa en el contenido total de furanos. La Tabla 2.4 y la Figura 2.7 es un resumen de las que se utilizan actualmente.

Tabla 2.4 Furanos, DP y porcentaje de vida remanente del papel aislante

Papel no mejorado térmicamente 2FAL (ppb)	Papel mejorado térmicamente total de furanos (ppb)	Grado de polimerización (DP) calculado	Vida útil remanente (%)	Interpretación
58	51	800	100	Velocidad de envejecimiento normal
130	100	700	90	
292	195	600	79	
654	381	500	66	Velocidad acelerado de envejecimiento
1464	745	400	50	
1720	852	380	46	
2021	974	360	42	Excesivo envejecimiento, zona peligrosa
2374	1113	340	38	
2789	1273	320	33	
3277	1455	300	29	Alto riesgo de falla
3851	1664	280	24	
4524	1902	260	19	Fin de expectativa de vida papel aislante y transf
5315	2175	240	13	
6245	2487	220	7	
7337	2843	200	0	

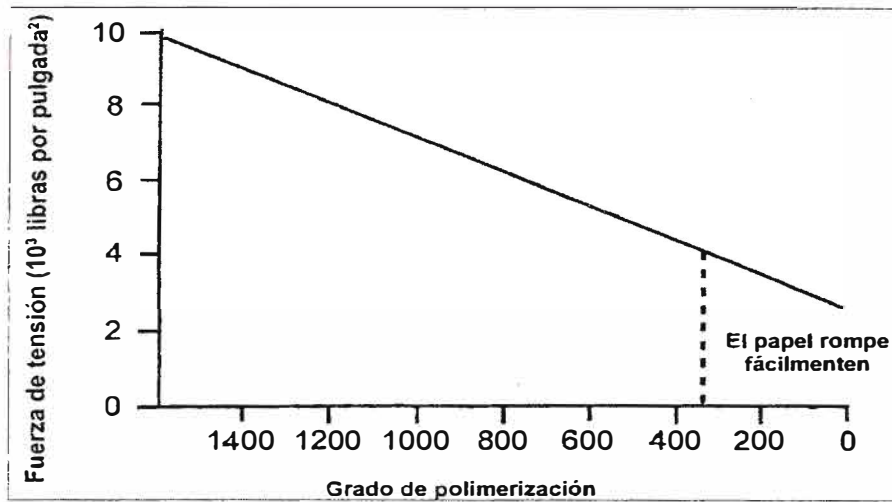


Figura 2.7 Esfuerzo de tracción vs. grado de polimerización

2.3 Gases generados en el aceite de transformadores en operación

Esta sección está dividida en cuatro ítems: 1) Generalidades, 2) Descomposición de la celulosa, 3) Descomposición del aceite, y 4) Otros gases.

2.3.1 Generalidades

Las dos causas principales de la generación de gases combustibles y no combustibles disueltos en el aceite de los transformadores en operación, son los esfuerzos eléctricos y térmicos. Los materiales aislantes, tanto el aceite, como la celulosa, se descomponen por el calor de las pérdidas en el arrollamiento y en el núcleo magnético, generando gases.

Los gases también se producen por la descomposición del aceite y aislamiento sólido, expuestos a temperaturas de arco eléctrico. En general los gases generados son principalmente causados por los bombardeos iónicos durante las descargas parciales o efecto corona, donde hay baja intensidad de energía disipada.

Es importante la cantidad y velocidad de generación de cada gas. El proceso de envejecimiento normal genera gases, sin embargo, estos se generan a una velocidad extremadamente muy lenta. Las condiciones de falla incipiente o de falla de reciente formación ocasionan cambios inmediatos y observables en el contenido de gases disueltos en el aceite del transformador.

Al paso de una descarga disruptiva, sobre la superficie del aceite o por debajo de él, se generan gases permanentes por la desintegración de las moléculas de aceite sobre los rangos de temperatura ordinaria y son completamente distintos de los vapores de aceite.

La cromatografía de gases (CG) es el método más idóneo disponible para identificar los gases combustibles y no combustibles. La cromatografía de gases supone tanto un análisis cualitativo como cuantitativo de los gases disueltos en el aceite del transformador; estos gases son indicados en la Tabla 2.5

Tabla 2.5 Gases generados típicamente por fallas en el transformador¹ y solubilidad de los gases en el aceite a 25 °C y 14.7 psi

Nombre del gas presente en el aceite	Símbolo	Solubilidad (% volumen)
Hidrógeno ²	H ₂	7.0
Oxígeno	O ₂	16.0
Nitrógeno	N ₂	8.6
Metano ²	CH ₄	30.0
Monóxido de carbono ²	CO	9.0
Dióxido de carbono	CO ₂	120.0
Etano ²	C ₂ H ₆	280.0
Etileno ²	C ₂ H ₄	280.0
Acetileno ²	C ₂ H ₂	400.0

¹ Son detectables e identificables la presencia de propano (C₃H₈), propileno (C₃H₆) y butano (C₄H₁₀), no obstante no se toman en cuenta para el diagnóstico.

² Denota gas combustible

Esfuerzos eléctricos ó térmicos normales u anormales en transformadores son invariablemente acompañados por degradación de los respectivos materiales aislantes. En aislantes impregnados de aceite, esta degradación conduce a la producción de gases, en conjunto se les llama gases de falla.

La velocidad de generación y la composición de gases de falla es función de ambos, severidad de falla y del tipo de falla. Fallas aún en etapa muy incipiente, siempre resultaran en una descomposición localizada del aceite del transformador y pueden ser detectadas, dando un aviso lo antes posible.

La cantidad de aceite degradado aún para falla severa, es tan pequeña, con relación a la cantidad total de aceite en el transformador, que no hay un efecto significativo en las propiedades físicas o dieléctricas del sistema como un todo. No obstante, los productos de descomposición permanecerán disueltos en el aceite y son rápidamente distribuidos por todo el transformador.

La velocidad de generación de gases crece exponencialmente con la temperatura y directamente con el volumen de aceite, el papel aislante genera gases a temperatura suficientemente alta. La temperatura en el punto de falla es la más alta, el aceite y el papel generaran la mayor parte de gas.

La concentración de gases en las cercanías de la falla activa será más alta que la muestra tomada para análisis de gases disueltos y decreciendo conforme se aleja del punto de falla. Homogenizar la concentración en todo el volumen de aceite depende del tiempo y de la circulación del aceite. Con la ayuda de la bomba y la carga normal del transformador se puede lograr homogenizar la concentración de gases en 24 horas, luego tomar la muestra de aceite para análisis de gases disueltos.

La solubilidad de los gases de falla en el aceite mineral dependen de la temperatura del aceite (las variaciones son muy complejas) y de la presión (la variación es directamente proporcional), son factores importantes a considerar en el análisis de velocidad de generación de gases disueltos. La mayoría de gases indicadores de falla son en general los más solubles en el aceite. En la Figura 2.8 se muestra esta dependencia entre 0 y 80 °C, algunos gases de falla incrementan su solubilidad hasta 79% mientras otros decrecen su solubilidad hasta el -66%.

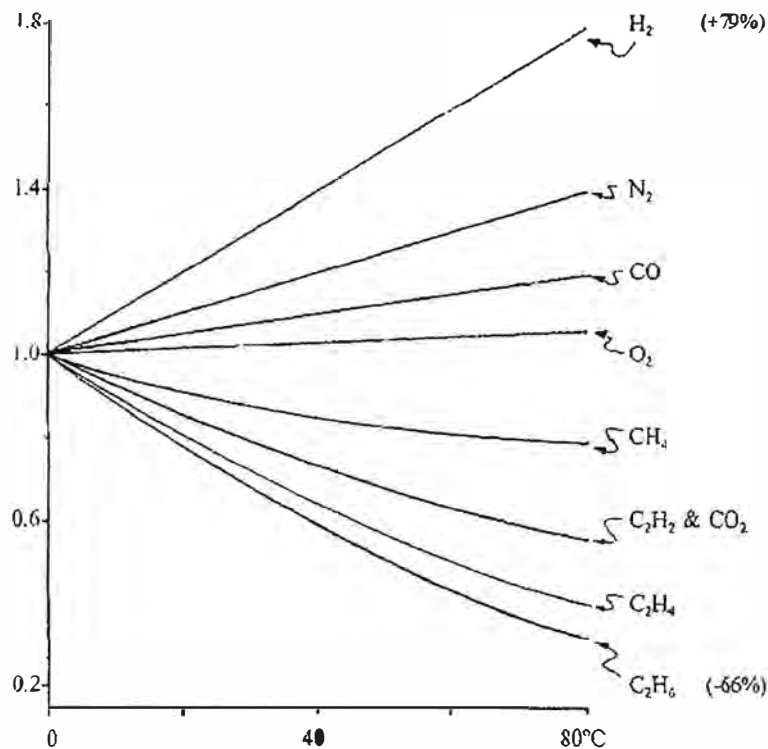


Figura 2.8 Solubilidades relativas de gases de falla vs. temperatura del aceite

2.3.2 Descomposición de la celulosa

El papel aislante de los transformadores está compuesto por fibras de celulosa, esta última es un polímero formado a su vez por moléculas de glucosa, cuya fórmula es $(C_{12}H_{14}O_4(OH)_6)_n$, con n en el rango de 300 a 750.

Las cadenas poliméricas de la celulosa (papel, cartón, bloques de madera) contienen un gran número de anillos de anhidroglucosa y débiles enlaces moleculares de C-O y enlaces glucosídicos, los cuales térmicamente son menos estables que los enlaces de hidrocarburos en el aceite y se descomponen a menores temperaturas. Significativo porcentaje de rotura de la cadena polimérica ocurre a temperaturas superiores a 105° C y, completa descomposición y carbonización sobre 300° C

La descomposición térmica del aislamiento de celulosa impregnada de aceite principalmente produce dióxido de carbono y monóxido de carbono (CO₂, CO), como también agua (en mucha mayor cantidad que por oxidación del aceite a la misma

temperatura) y, menores cantidades de hidrógeno, metano (H_2 , CH_4) debidos al aceite y compuestos furánicos. La velocidad a que son producidos depende exponencialmente de la temperatura y directamente al volumen de material a la citada temperatura.

La formación de CO y CO_2 aumenta no sólo con la temperatura, también lo hace de acuerdo al contenido de oxígeno en el aceite y al contenido de humedad en el papel.

2.3.3 Descomposición del aceite

El aceite mineral de los transformadores son mezclas de moléculas de diferentes hidrocarburos de fórmula molecular C_nH_{2n+2} , con n en el rango de 20 a 40, los procesos de descomposición de estos hidrocarburos como resultado de las anomalías eléctricas y térmicas a que es sometido, son complejos.

Las etapas fundamentales son la rotura de los enlaces de carbón-hidrógeno ($C-H_2$) y carbón-carbón ($C-C$), formándose fragmentos de inestables iones o radicales, tales como H , CH_3 , CH_2 , CH ó C (entre muchas formas más complejas), los cuales se recombinan rápidamente a través de reacciones complejas para formar moléculas de gases, como, hidrógeno, metano, etano, etileno y acetileno.

Otros posibles productos de recombinación son los hidrocarburos C_3 y C_4 , como también partículas sólidas de carbón y polímeros de hidrocarburos. Los gases formados disueltos en el aceite ó acumulados como gases libres si son producidos rápidamente en grandes cantidades, pueden ser analizados mediante análisis de gases disueltos.

Estos procesos dependen de la presencia de hidrocarburos individuales, de la distribución de la energía y temperatura en las proximidades de la falla y de la duración de los esfuerzos térmicos y eléctricos a que es sometido el aceite.

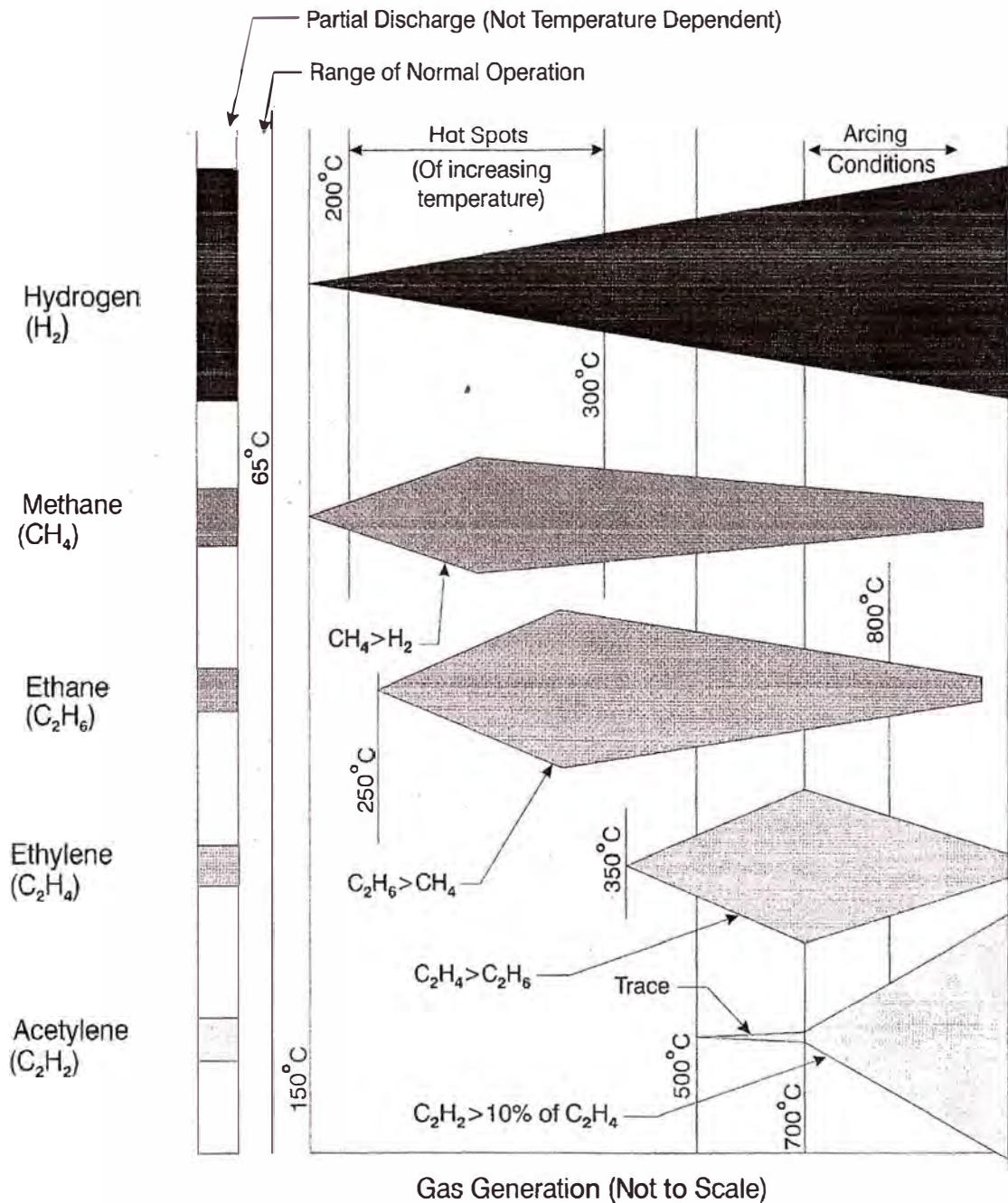
Fallas con poca energía, tales como las descargas parciales, favorecen la rotura de los enlaces débiles $C-H$ a causa de las reacciones ionización y la acumulación de hidrógeno como el gas principal de recombinación. Mayor energía y/o altas temperaturas son necesarias para la rotura de los enlaces de $C-C$ y su recombinación para formar gases con enlaces simples $C-C$, dobles $C=C$ o triples $C\equiv C$. El proceso continua en forma similar a lo que se observa en las refinerías de craqueo del petróleo.

La formación de etileno es así favorecido sobre el etano y metano a temperaturas de aproximadamente $500^\circ C$. El acetileno requiere temperaturas de al menos 800° a $1200^\circ C$ y una rápida extinción a menores temperaturas, de forma de acumularse como un producto de recombinación estable.

El acetileno es así formado en cantidades significativas principalmente en arcos eléctricos, donde los canales conductivos ionizados están a varias miles de grados centígrados y, la interfaz rodeada por aceite líquido necesariamente debajo de $400^\circ C$ (por encima de esta temperatura el aceite está completamente vaporizado), con una

película de vapor de aceite/gases descompuestos entre ellos; acetileno puede ser formado a menores temperaturas (menor a 800°C), pero en menores cantidades. Partículas de carbón formadas entre 500°C a 800°C se observan después del arco eléctrico en el aceite o entorno a puntos muy calientes. La **Fig. 2.9** es una ilustración que muestra aproximadamente el proceso de generación de gases en función de la temperatura.

Generación de gas combustible vs. temperatura (aproximada) de descomposición del aceite



Temperatura (aproximada) de descomposición del aceite sobre 150°C

Figura 2.9 Gases Combustibles Generados vs. Temperatura

El aceite puede oxidarse con las pequeñas formaciones de CO y CO₂, los cuales pueden acumularse en periodos largos en cantidades sustanciales.

2.3.4 Otros gases

Otros gases se pueden generar en los transformadores, no como resultado de fallas en el aislamiento sólido ó en el aceite. Estas pueden ser como resultado de óxidos u otras reacciones químicas que incluyan al acero, superficies recubiertas y pintura de protección.

Grandes cantidades de hidrógeno se han reportado en algunos transformadores que nunca fueron energizados. Hidrógeno también puede ser formado por reacción de agua libre con recubrimientos de la superficies metálicas, o por reacción catalítica de algunos tipos de de aceros inoxidable con el aceite, en particular aceite conteniendo oxígeno disuelto a elevadas temperaturas. Hidrógeno también puede ser formado por descomposición de la película de aceite entre las láminas del núcleo sobrecalentado a temperaturas de 140 °C ó mayor.

Gases también pueden ser producidos por exposición del aceite a la luz solar o puede ser formado durante reparaciones del transformador. Estos gases no son usuales y pueden ser detectados por pruebas de análisis de gases disueltos.

2.4 Tipo de fallas relacionadas con la degradación del aceite y el papel

Todos los transformadores en operación a temperatura normal generan gases en alguna medida. Pero, ocasionalmente se generan gases por anomalías dentro del transformador en operación. Estos son atribuidos al calentamiento localizado (puntos calientes), sobrecalentamiento general, problemas dieléctricos ó, combinación de estos. En equipos eléctricos, como el transformador, estas anomalías se denominan fallas.

i. Fallas en el aceite generan productos gaseosos como hidrógeno (H₂), metano (CH₄), etileno (C₂H₄), etano (C₂H₆), acetileno (C₂H₂).

ii. Fallas en la celulosa generan gases como, metano (CH₄), hidrógeno (H₂), monóxido de carbón (CO) y dióxido de carbón (CO₂).

Los gases de falla pueden ser categorizados por material aislante involucrado y tipo de falla presente. La Tabla 2.6 muestra los principales (secundarios) gases de falla generados según el material aislante y por tipo de falla.

Tabla 2.6 Gases de falla generados

Material aislante	Tipo de falla			
	Descargas parciales	Pirólisis		Arco
		Baja temperatura	Alta Temperatura	
Aceite	H ₂	CH ₄ , C ₂ H ₆	C ₂ H ₄ , H ₂ , (CH ₄ , C ₂ H ₆)	H ₂ , C ₂ H ₂ (CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄)
Celulosa	H ₂ , CO, CO ₂	CO ₂ (CO)	CO (CO ₂)	

Cada uno de estos tipos de fallas genera determinados gases que generalmente son combustibles. Todos los gases combustibles pueden indicar la existencia de alguna falla, ya sea, térmica, eléctrica y descargas parciales (corona) ó combinación de estas fallas.

Cada uno de estos gases separados por cromatografía es único para diferentes temperaturas de falla. También, las relaciones de ciertos gases clave han sido determinadas para sugerir tipos de falla.

Interpretación mediante gases individuales pueden volverse difícil cuándo hay más de una falla, o cuándo un tipo de falla progresa frente a otra tipo, tal como cuando se desarrolla un problema eléctrico a partir de un problema térmico.

A continuación se muestra los principales tipos de fallas conocidas a la fecha y que han sido determinadas en base a inspecciones visuales internas de cientos de transformadores que fallaron. Las abreviaciones y simbologías en el ambiente electrotécnico se muestran en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7 Abreviaciones y Simbologías de tipos de falla

Abreviatura	Significado
PD	Descarga parcial
D1	Descarga de baja intensidad
D2	Descarga de alta intensidad
T1	Falla térmica, temperatura menor a 300° C
T2	Falla térmica, temperatura mayor que 300° C y menor que 700° C
T3	Falla térmica, temperatura mayor que 700° C

Las fallas se pueden clasificar en:

- 1) Eléctricas.- Un descarga parcial o disruptiva a través del aislamiento.
- 2) Térmicas.- Excesivo incremento de la temperatura dentro del aislamiento.

2.4.1 Fallas eléctricas

Se tienen tres: a) Descargas parciales (DP) b) Descargas de baja intensidad de energía (DI), c) Descargas de alta intensidad de energía o arcos (D2).

a. Descargas parciales (DP)

Dentro de las descargas de baja intensidad están las descargas parciales (efecto corona en Líneas de Transmisión) y arcos intermitentes de muy bajo nivel de intensidad. Estas descargas de corta duración producen principalmente hidrógeno, con decrecientes cantidades de metano e indicios de acetileno. A medida que la intensidad de la descarga crece, las concentraciones de etileno y acetileno aumentan significativamente. Sus evidencias constituyen las posibles deposiciones X-wax sobre el papel aislante, perforaciones carbonizadas en el papel.

En resumen, la descarga parcial es una descarga eléctrica localizada como resultado de una transitoria ionización gaseosa dentro de un sistema de aislamiento, cuándo el esfuerzo del voltaje excede un valor crítico.

b. Descargas de baja intensidad de energía (D1)

Descargas en el aceite y/o papel, evidenciado por grandes perforaciones carbonizadas a través del papel, carbonización de la superficie del papel ó partículas carbonizadas en el aceite (como en el recipiente del conmutador bajo carga).

c. Descargas de alta intensidad de energía o arcos (D2)

La intensidad de la descarga eléctrica en el aceite y/o papel es alta y prolongada que produce un arco brillante de forma colorida en comparación con el tenue resplandor de la descarga parcial o efecto corona. Se producen temperaturas de 800° a 1200° C, la cantidad de acetileno incrementa sustancialmente.

Este tipo de falla es evidenciada por la destrucción extensa y carbonización del papel, fusión del metal en los extremos de la descarga, extensa carbonización del aceite y en algunos casos la desconexión del transformador confirmando el flujo de grandes corrientes a través de la falla.

2.4.2 Fallas Térmicas

La descomposición del aceite mineral del transformador entre 150° y 500° C, produce relativamente grandes cantidades de gases de bajo peso molecular, tales como, hidrógeno (H₂), metano (CH₄) e indicios de cantidades de gases de alto peso molecular, como etileno (C₂H₄) y etano (C₂H₆).

A medida que la temperatura de la falla en el aceite incrementa, la concentración del hidrógeno excede al metano; en forma simultánea también hay incrementos significativos en la presencia de gases de alto peso molecular, primero el etano, luego el etileno. Al final del intervalo de temperatura antes citado, se producen incrementos en las cantidades de hidrógeno, etileno e incrementos en las trazas de acetileno.

La descomposición térmica de los aislamientos sólidos, ya sea, papel, cartón ó madera, producen monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) y vapor de agua a temperaturas mucho menores que para la descomposición del aceite y a velocidades exponencialmente proporcional a la temperatura.

Debido a que el papel comienza a degradarse a menor temperatura que el aceite, los productos de degradación son encontrados a temperaturas normales de operación del transformador. Por ejemplo un transformador elevador de una central eléctrica que opera normalmente a potencia nominal de placa, normalmente generará varios cientos de partes por millón (ppm) de CO y varios miles de partes por millón de CO₂, sin excesivos puntos calientes.

La relación de CO₂/CO es utilizado algunas veces como indicador de la descomposición de la celulosa. Esta relación normalmente es más que siete para condiciones de carga y temperatura de régimen del transformador.

Las evidencias de estas fallas térmicas son las siguientes:

- i. Para fallas térmicas en el aceite y/o papel, por debajo de 300 °C, el papel se vuelve parduzco o castaño (T1)
- ii. Para fallas térmicas sobre 300 °C y bajo 700 °C el papel se carboniza (T2).
- iii. Para fallas térmicas a temperaturas sobre 700 °C (T3), hay fuerte evidencia de carbonización del aceite, coloración metálica (800 °C) ó fusión metálica (> a 1000 °C).

Nota:

En el siguiente capítulo se describirá la metodología de la solución

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

En el presente capítulo describe la metodología para el diagnóstico de fallas en los aislamientos del transformador mediante el análisis cromatográfico del aceite. Esta metodología de diagnóstico se divide en tres fases:

1. Pruebas y ensayos para determinar la condición del transformador
2. Análisis de gases disueltos en aceite de transformadores
3. Métodos de diagnóstico de análisis cromatográfico utilizados

Las cuales serán desarrolladas en toda su extensión en las secciones siguientes.

3.1 Pruebas e informaciones para determinar la condición del transformador

Las fallas de los transformadores pueden tener un impacto económico significativo debido a los plazos largos de adquisición, fabricación e instalación, adicionalmente el alto costo del equipo.

Determinar la condición existente de un transformador es un paso esencial para el análisis de riesgos de fallas. Los indicadores de la condición del transformador pueden ser usados como datos de ingreso a un modelo computacional de análisis de riesgo y económico, donde se ajuste la expectativa de vida. El resultado del análisis económico es un conjunto de escenarios, incluyendo costos y beneficios, orientados a decisiones de reemplazo o rehabilitación.

Para evaluar la condición de un transformador se deben realizar las siguientes pruebas y tomar en cuenta los siguientes factores

3.1.1 Pruebas

Las pruebas a realizar son: a) En línea (On Line) y b) Fuera de línea (Off Line).

a. Pruebas On Line (transformador en operación)

En la Tabla 3.1 se indica las pruebas, inspecciones y mediciones que se deben a realizar con el fin de evaluar la condición del transformador. De ellas, entre las más importantes son el análisis de gases disueltos en el aceite y el análisis físico-químico del aceite, pruebas que deben ser realizadas con mayor frecuencia que otras pruebas.

A través del análisis de gases disueltos se puede identificar arcos internos, contactos eléctricos deficientes, calentamientos localizados, descargas parciales ó, sobrecalentamiento de los conductores, aceite, celulosa, tanque. El más importante

indicador es la cantidad y velocidad de generación de gases disueltos individuales y totales.

Tabla 3.1 Prueba con transformador en operación (on line)

Prueba	Descripción	Requerimiento
Análisis de Gases Disueltos	Mide gases disueltos: detecta arcos, deficientes contactos eléctricos, puntos calientes, descargas parciales, sobrecalentamiento de los conductores, aceite, tanque, celulosa (papel aislante)	Requiere Analizador de Gases en Laboratorio ó Analizador Portátil
Prueba Físico-Química del aceite	Humedad, Tensión Interfacial, Acidez, Furanos, Rigidez Dieléctrica, Metales Disueltos y Partículas Metálicas	Requiere Laboratorio de Análisis
Inspección Física Externa	Pérdidas de Aceite, partes rotas, pintura deteriorada, defectos de la estructura de soporte, funcionamiento de los indicadores de temperatura y nivel, problemas de enfriamiento, problemas de los radiadores y bombas, fisuras de los aisladores pasatapas y pararrayos	Profesional con experiencia, binoculares para observar fisuras en la porcelana de los aisladores pasatapas y pararrayos y pernos flojos
Exploración infraroja	Puntos calientes, calentamiento localizado, conexiones flojas, obstrucciones en el enfriamiento, problemas en el cambiador de taps, problemas en los aisladores pasatapas y pararrayos	Personal entrenado con experiencia y con cámara termográfica
Ultrasonido y Detectores de falla de contacto sónico	Descargas parciales internas, arcos, chispas, impulsor de la bomba y problemas de los cojinetes, ruidos mecánicos, partes flojas	Detector de fallas con adquisidor portátil de datos
Temperatura externa	Monitoreo de la temperatura con cambios de carga y temperatura del ambiente	Adquisidor portátil de datos
Nivel de ruido	Ruidos internos y externos y comparar con los datos históricos	Medidor de nivel de ruido

b. Pruebas Off Line (Transformador fuera de servicio)

En la Tabla 3.2 se indica las pruebas, inspecciones y mediciones que se deben a realizar con el fin de evaluar la condición del transformador.

De ellas, la más importante prueba es el factor de potencia para detectar la integridad

del aislamiento del arrollamiento y del bushing.

Tabla 3.2 Prueba con transformador fuera de servicio (off line)

Prueba	Descripción	Requerimiento
Doble Factor de Potencia	Pérdidas en el aislamiento del devanado. Pérdidas en el aislamiento de los pasatapas. Humedad en el devanado	Equipo de prueba Doble
Relación de transformación	Devanados en corto circuito	Equipo de prueba Doble
Reactancia de dispersión	Mide el porcentaje de la impedancia y comparar con el dato de placa	Equipo de prueba Doble
Análisis de respuesta en frecuencia	Movimiento del núcleo y de los devanados. Realizar esta prueba antes y después mover el transformador y después de una falla	Equipo de prueba Doble M5100
Medición de la resistencia de aislamiento a tierra	Resistencia a tierra baja, fuga de corriente	Megger
Inspección interna	Lodos de aceite, desplazamiento del devanado o de las cuñas, aflojamiento del devanado, conexiones flojas, conductores calcinados	Personal con experiencia
Grado de polimerización (DP)	Condición del aislamiento (Expectativa de vida)	Análisis en laboratorio de la muestra de papel

3.1.2 Información adicional

Las informaciones adicionales a tomar en cuenta son: a) La información histórica de operación y mantenimiento del transformador, b) La edad del transformador.

a. Información histórica de operación y mantenimiento

Entre estas tenemos las siguientes:

- i. Sobrecarga sostenida
- ii. Temperaturas de operación no usual
- iii. Caída de rayos cerca al transformador
- iv. Anormal alta temperatura del ambiente
- v. Problemas con sistema auxiliares (ventiladores, radiadores, intercambiadores de calor, bombas, motores, tuberías de agua de enfriamiento, instrumentos de protección).
- vi. Incremento de los mantenimientos correctivos o dificultad para adquirir repuestos
- vii. Deterioro del cableado de control y de los dispositivos de protección
- viii. Anomalías encontradas mediante inspecciones externas (incorrecta posición de las válvulas, ruido de las bombas y ventiladores, fugas de aceite, radiadores obstruidos, indicadores de temperatura y de nivel atascados, conexiones de los bushings.)
- ix. Fallas o problemas en transformadores de similar diseño, construcción ó edad,

operando en condiciones similares.

b. Edad

La edad del transformador es un factor importante a considerar cuando se pretende reemplazar transformadores. La edad es un indicador de la vida remanente. Durante la vida del transformador la madera de soporte y el papel se deterioran.

La vida del transformador depende ampliamente del diseño del fabricante, calidad de montaje, materiales utilizados, forma de operación, condiciones de operación, forma de mantenimiento.

La vida promedio esperada de un transformador diseñado con criterios conservadores es estadísticamente alrededor de 40 años.

3.2 Análisis de gases disueltos en aceite de transformadores

A continuación se desarrollarán los aspectos relacionados con el análisis de gases disueltos en aceite. Estos son los siguientes: 1) Generalidades de gases de falla, 2) Métodos para detectar gases de falla en el transformador, 3) Técnicas de análisis, 4) Requisitos del laboratorio de pruebas, 5) Condiciones de los instrumentos, y 6) Toma de muestra del aceite.

3.2.1 Generalidades de gases de falla

La presencia de estos gases individuales, extraídos del aceite y luego analizados, pueden relacionarse con el tipo de falla eléctrica en desarrollo y la velocidad de la generación del gas puede indicar la severidad de la falla.

La identificación de estos gases generados en un transformador puede ser información muy útil para un programa de mantenimiento preventivo del transformador.

Las ventajas que puede proveer el análisis de gases disueltos en el aceite del transformador son:

- a) Aviso de falla eléctrica en desarrollo
- b) Determinación de inadecuado uso
- c) Verificación del estado del transformador nuevo o reparado
- d) Programación de los mantenimientos preventivos y/o reparaciones
- e) Monitoreo bajo las condiciones de sobrecarga

3.2.2 Métodos para detectar gases de falla en el transformador

En la actualidad se utilizan cuatro métodos para detectar gases de falla en el transformador, dependiendo de la instalación del detector en el transformador ó si la muestra del gas ó aceite, es analizada en laboratorio ó equipo portátil:

a. Relé Buchholtz colector de gases

De amplio uso por fabricantes de Europa, instalado en el tramo de tubería que conecta el tanque y el conservador del transformador. Al estar instalado lejos de los

devanados, es poco probable que responda a los primeros indicios en el corazón del transformador. Puede responder ante descargas de descargas parciales o ante sobrecalentamiento local, no obstante es imposible que cuantifique e identifique los gases presentes.

b. Detección de gases combustibles totales de falla

Este es un método usado en transformadores fabricados en Estados Unidos de Norte América, mide los gases combustibles totales (sólo aplicable a transformadores con colchón de gas encima del aceite). Al igual que el método anterior no cuantifica ni identifica los gases presentes.

c. Análisis en laboratorio de la muestra de gas tomada del espacio por encima del aceite por cromatografía de gases libres

En este caso se cuantifica e identifica sólo los gases que se han acumulado en el espacio citado, no así los gases que permanecen disueltos en el aceite

d. Análisis de gases disueltos en el aceite en laboratorio ó con instrumentación de campo fija y/o portátil por cromatografía de gases

En este método se toma la muestra del aceite, se extraen los gases disueltos, luego se identifican y cuantifican.

3.2.3 Técnicas de análisis

Las técnicas de análisis consideradas son: 1) La Cromatografía de gases y 2) Espectrografía foto – acústica. Estos son desarrollados a continuación.

a. Cromatografía de gases

La cromatografía de gases es un medio para separar los componentes gaseosos de una columna y de detectar cada uno de ellos individualmente. La misma jeringa se utiliza para tomar la muestra, prepararla y analizarla, minimiza la posibilidad de contaminación con el medio ambiente o la humedad.

Esta consiste en evaporar los diferentes componentes de los hidrocarburos y luego en base a la diferente atracción que presentan las moléculas frente a las de otro material que actúa como absorbente. Es así que las moléculas del compuesto se separan dependiendo de su peso y volumen, y se depositan en un tubo capilar. La cantidad de cada componente se mide mediante detector térmico, ionización de llama, espectrografía de masa, etc. Las unidades de medida de cada gas son en partes por millón (ppm) (miligramos por kilogramo).

La separación cromatográfica se realiza tal como está especificada en las normas ASTM D 3612 e IEC 60567 para DGA, cada gas está representado por un pico único dentro del cromatograma.

Esta técnica tiene aproximadamente 50 años de aplicación y experiencia, tiempo en el

cual se han aplicado mejoras en cuanto a su precisión, exactitud, sensibilidad, facilidad de operación y, actualmente es la técnica más aceptada y utilizada por cientos de laboratorios de pruebas de aceite a nivel mundial.

b. Espectrografía foto – acústica

El equipo mide la concentración de gas mediante el uso del espectrómetro foto-acústico. La propiedad del gas para absorber radiación electromagnética, tal como una luz infrarroja, causa el efecto foto-acústico.

La radiación electromagnética absorbida incrementa la temperatura del gas, elevando proporcionalmente la presión del gas en el contenedor sellado. Esta presión de gas fluctúa en sincronismo, permitiendo que la amplitud de la onda de presión resultante sea detectada usando micrófonos sensibles. Seleccionando la apropiada longitud de onda y midiendo el nivel de las señales resultantes es posible detectar la presencia y concentración de un determinado gas.

Esta técnica tiene pocos años de aplicación y que requiere mejoras importantes para obtener la precisión y exactitud requerida, como por ejemplo la transferencia del aceite de la jeringa a la válvula de desgasificación.

3.2.4 Requisitos del laboratorio de pruebas

Los laboratorios de pruebas de aceite por el método de cromatografía de gas deben tener vigente la certificación ISO/IEC17025:2005.

En el caso que los usuarios opten por utilizar instrumentos de campo, sea fijo y/o portátil, es indispensable que estos sean calibrados con frecuencia y utilizar patrones para análisis de gas disuelto en aceite.

3.2.5 Condiciones de los instrumentos

La exactitud y precisión en los resultados del cromatógrafo depende del cuidado que se haya tenido al tomar la muestra de aceite, la selección del detector y la calibración diaria del instrumento de prueba para asegurar resultados confiables.

Los límites de detección van de 5 a 20 ppm para el hidrógeno, 2 ppm para los gases de hidrocarburos y de 2 a 5 ppm para el óxido de carbono. Los límites de detección varían en función del tipo de gas (gas transportador), el contenedor usado para la muestra y del método de extracción.

Para que los resultados de los análisis de gases sean confiables, los instrumentos del laboratorio deben tener como mínimo las características mostradas en la Tabla 3.3.

3.2.6 Toma de muestra del aceite

El primer paso importante para efectuar un análisis de gases disueltos en el aceite de transformadores es el asegurarse una muestra representativa para el análisis.

Se debe prestar especial atención en utilizar una buena técnica para extraer la

muestra y evitar su contaminación.

Tabla 3.3 Característica mínimas de los instrumentos

Descripción	Desempeño
Tecnología de medición	Cromatografía de gases
Gases medidos	H ₂ (hidrógeno) CH ₄ (metano) C ₂ H ₆ (etano) C ₂ H ₄ (etileno) C ₂ H ₂ (acetileno) CO (monóxido de carbono) CO ₂ (dióxido de carbono) O ₂ (oxígeno) N ₂ (nitrógeno)
Rango de medición	H ₂ : 5-60 000 ppm Otros gases de falla: 1-60 000 ppm O ₂ : 60-10 000 ppm N ₂ : 500-10 000 ppm
Repetitividad	H ₂ : mayor que ± 2 ppm ó $\pm 2\%$ CO ₂ : mayor que ± 10 ppm ó $\pm 2\%$ Otros gases de falla: mayor que ± 2 ppm ó $\pm 2\%$ O ₂ : ± 60 ppm ó $\pm 2\%$ N ₂ : ± 500 ppm ó $\pm 2\%$
Exactitud	H ₂ : mayor que ± 5 ppm ó $\pm 6\%$ CO ₂ : mayor que ± 10 ppm ó $\pm 6\%$ Otros gases de falla: mayor que ± 2 ppm ó $\pm 6\%$ O ₂ : ± 60 ppm ó $\pm 6\%$ N ₂ : ± 500 ppm ó $\pm 6\%$
Resolución	Todos los gases: 1 ppm
Calibración	Trazabilidad

- a) La muestra debe ser tomada utilizando una jeringa de vidrio hermética de 50 ml, cantidad de muestra, 40 ml. En alternativa se puede utilizar botellas de acero inoxidable o contenedores de hojalata que son más caros y seguros respecto a la contaminación. La hermeticidad de la jeringa debe ponerse a prueba, para ello se guarda una muestra de aceite con una cantidad conocida de gases disueltos en la jeringa por dos semanas y se analiza el contenido de hidrógeno y metano, al principio y al final del periodo; la jeringa se considera hermética cuando la pérdida de estos gases es menor al 2.5% y 0.5% respectivamente.
- b) En el caso de transformadores de potencia o distribución, la muestra debe ser tomada en condición de energizado y cuando la carga es próxima a la nominal por más de 24 h, para asegurar la homogenización de la concentración de los gases generados.
- c) En el caso de transformadores de corriente, el muestreo debe tomarse cuándo éste está desenergizado; nunca tomar en la condición de energizado.
- d) Sólo debe tomarse la muestra cuando el transformador tiene presión positiva. El

ingreso de aire a través de la válvula inferior podría ocasionar una falla.

e) Drene un poco de aceite antes de tomar la muestra para garantizar que no esté contaminada. Proteger la muestra de la luz solar y envíela al laboratorio lo antes posible (evitar la pérdida de gases disueltos); experiencias han demostrado que almacenar la muestra por más de tres semanas, dan como resultado valores de gases más bajos.

3.3 Métodos de diagnóstico de análisis cromatográfico

En esta sección se describirá primeramente aspectos generales de la metodología, para luego explicar los métodos de diagnóstico descritos, los cuales son:

1. Relaciones de concentraciones individuales de gases disueltos (USA y Europa)
2. Método del gas clave
3. Concentraciones totales e individuales de gases clave disueltos (Método de la IEEE)
4. Gases clave disueltos mediante el triángulo de Michel Duval

Previamente se explicarán ciertos aspectos sobre la aplicación de la metodología y sobre la información necesaria sobre el transformador materia del diagnóstico.

3.3.1 Aspectos generales de la metodología

La presencia y cantidades respectivas de gases dependen del tipo de transformador, localización, temperatura de la falla eléctrica, solubilidad y grado de saturación de los gases en el aceite, el tipo de sistema de preservación del aceite, el tipo de aceite y su velocidad de circulación, la clase de material en contacto con la falla y, finalmente con los procedimientos de toma de muestras y medida de los gases.

A causa de la variabilidad de los límites aceptables de gas, el significado de varios gases y la velocidad de generación de los gases, es difícil llegar a un consenso. Para diagnosticar la condición del transformador mediante análisis de gases de falla disueltos en el aceite por cromatografía se debe seguir lo indicado en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 3.1, el mismo es mostrado con detalle en la Figura A.1 del Anexo A.

Como puede verse, si los gases generados están por debajo de los valores límites sugeridos por las normas IEC ó IEEE, para la condición de transformador en operación normal, estos no serán considerados como indicación de falla, más bien será considerado como típica formación de gas.

En complemento a los análisis indicados en el diagrama de flujo se deben tener en cuenta las siguientes informaciones de los transformadores materia de diagnóstico:

- a) Potencia y tensión
- b) Fabricante y número de serie
- c) Fecha de toma de muestra
- d) Fecha de análisis

- e) Sistema de preservación del aceite (sellados contra atmósfera, con respiración libre).
- f) Volumen y tipo de aceite mineral
- g) Ubicación de la toma de la muestra
- h) Información histórica de operación y mantenimiento (sobrecarga ó recalentamiento del transformador, filtrado ó desgasificado del aceite, reparaciones, fallas ó averías, fugas de aceite, etc.)
- i) Análisis de gases disueltos (DGA) previos
- j) Diagnósticos previos de análisis de gases disueltos
- k) Relación CO_2/CO
- l) Análisis de compuestos de Furanos
- m) Las mediciones de los gases disueltos de falla (DGA) deben ser igual o mayor a 10 veces la exactitud ó límite de detección (S).

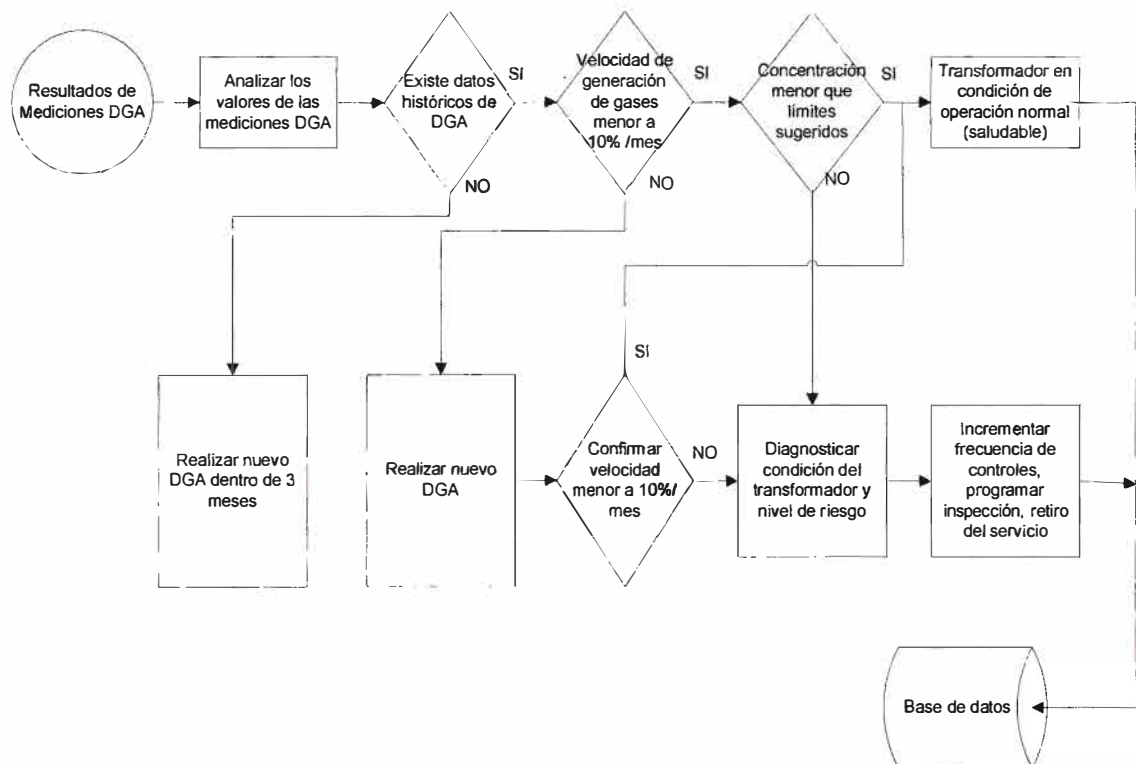


Figura 3.1 Diagrama de flujo para el diagnóstico de DGA

3.3.2 Uso de relaciones de concentraciones individuales de gases disueltos

El uso de las relaciones de concentraciones individuales de gases disueltos para indicar la posibilidad de un tipo de falla es un proceso empírico basado en la experiencia individual de cada investigador ó diagnosticador dentro de la correlación de análisis de gases de muchos transformadores con el tipo de falla asignada causa de la anomalía o falla encontrada cuándo éste fue inspeccionado.

El proceso fue atribuido a Doernenburg (USA) y posteriormente confirmado por Rogers en Europa. Se realiza empleando un arreglo de relaciones de ciertos gases combustibles claves como indicadores de falla. Estas relaciones son cinco:

- Relación 1 $R1 = CH_4/H_2$
 Relación 2 $R2 = C_2H_2/C_2H_4$
 Relación 3 $R3 = C_2H_2/CH_4$
 Relación 4 $R4 = C_2H_6/C_2H_2$
 Relación 5 $R5 = C_2H_4/C_2H_6$

Para el uso de relaciones de concentraciones individuales de gases disueltos se consideran dos métodos principales: a) De las relaciones de Doernenburg (USA), y 2) de las relaciones de Rogers (Europa).

a. Método de las relaciones de Doernenburg (USA)

El método utiliza las relaciones R1, R2, R3 y R4. El procedimiento requiere niveles significativos de gases en los resultados del análisis para diagnosticar su validez.

A continuación se explica paso a paso el método de las relaciones de Doernenburg. El respectivo diagrama de flujo se muestra en la Figura A.2 del Anexo A:

Paso 1: Obtener los análisis de gases por cromatografía

Paso 2: Si al menos una de las concentraciones en (ppm) para el H_2 , CH_4 , C_2H_2 y C_2H_4 excede en dos veces el valor límite L1 de la Tabla 3.4 y uno de los otros tres gases excede el valor límite L1, el transformador es considerado defectuoso; luego proceder con el paso 3.

Tabla 3.4 Límites de concentración de gases disueltos

Gas Clave	Concentración (L1) ppm
Hidrógeno (H_2)	100
Metano (CH_4)	120
Monóxido de carbón	350
Acetileno (C_2H_2)	35
Etileno (C_2H_4)	50
Etano (C_2H_6)	65

Paso 3: Determinar la validez del procedimiento de relación. Si al menos uno de los gases en cada relación R1, R2, R3 y R4 excede el límite L1, el procedimiento de relación es válido; de otra forma las relaciones no son significativas y el transformador será sometido a nuevo análisis e investigado por procedimientos alternativos.

Paso 4: Asumiendo que el análisis de relaciones es válido, cada par de relaciones sucesivas es comparada con los valores de la Tabla 3.5 en el mismo orden R1, R2, R3 y R4. Estos mismos datos pueden ser llevados a un gráfico de la Figura 3.2 con escala logarítmica- logarítmica.

Paso 5: Si todos los resultados de las relaciones sucesivas caen dentro de los valores indicados en una misma fila de la Tabla 3.5, el diagnóstico sugerido es válido.

Tabla 3.5 Relaciones de gases clave – Doernenburg (USA)

Diagnóstico de falla sugerida	R1	CH ₄ /H ₂	R2	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	R3	C ₂ H ₂ /CH ₄	R4	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₆
Descomposición térmica	> 1.0	> 0.1	< 0.75	< 1.0	< 0.3	< 0.1	> 0.4	> 0.2
Descargas parciales (DP)	< 0.1	< 0.01	No significativo		< 0.3	< 0.1	> 0.4	> 0.2
Arcos (Alta intensidad de energía y PD)	> 0.1	> 0.01	> 0.75	> 1.0	> 0.3	> 0.1	< 0.4	< 0.2
	< 1.0	< 0.1						

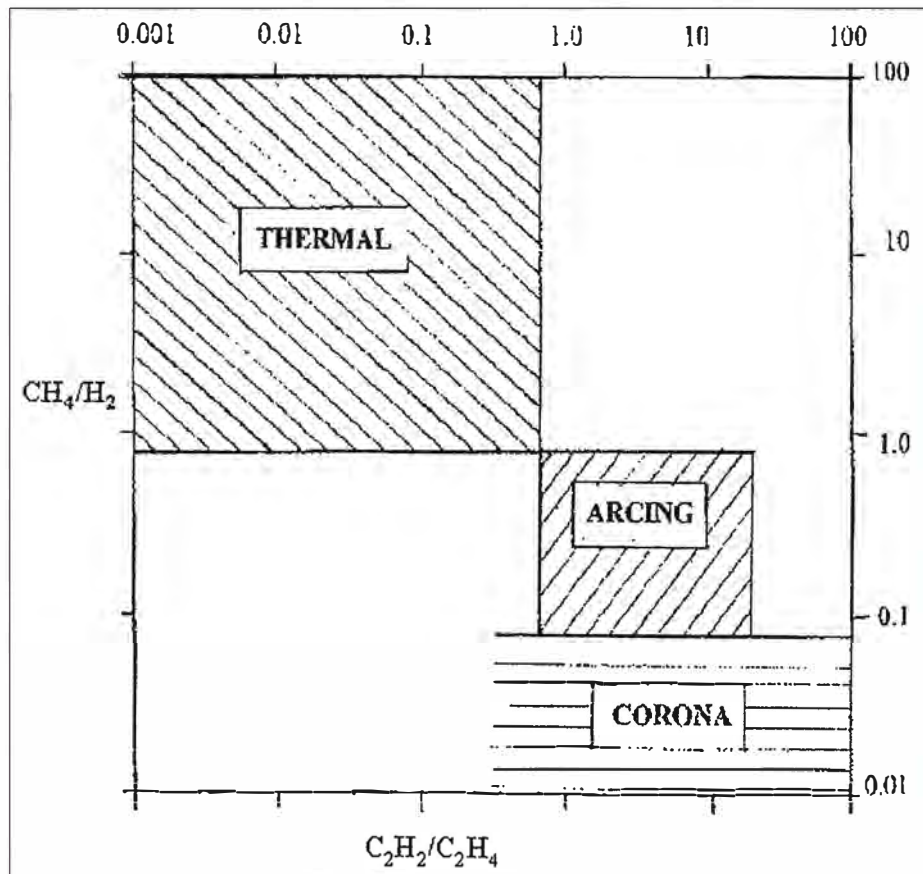


Figura 3.2 Gráfico de relaciones de Doernenburg de indicadores de falla

b. Método de las relaciones de Rogers (Europa)

Observando la Figura 2.9 de gases generados en función de la temperatura, se puede ver que a ciertas temperaturas será generado un gas más que otro gas. Rogers utiliza este vínculo y establece que, si existe cierta relación, entonces una temperatura específica ha sido alcanzada. Este método sigue el mismo procedimiento general que el de método de Doernenburg, excepto que sólo son aplicadas las relaciones R1, R2 y R5. El diagrama de flujo respectivo es mostrado en la Figura A.3 del Anexo A.

Mediante comparación de gran número de transformadores con relaciones de gas similares y de los datos encontrados cuando los transformadores fueron examinados, Rogers podría decir que ciertas fallas estuvieron presentes.

En la Tabla 3.6 se muestra las relaciones de gases de este método que, por cierto no es una cosa segura, es solamente una herramienta adicional para usar en el análisis de problemas de transformadores.

El método de Rogers sólo es válido, si una cantidad significativa de gases de falla está presente en la relación. Una buena regla es "nunca tomar una decisión basada sólo en una relación, si cualquiera de los dos gases utilizados en la relación, es menos que diez veces la cantidad detectada por el cromatógrafo".

También, la norma IEC 60599 Edición 2.1 del 2007-05 "Mineral oil-Impregnated electrical equipment in service-Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis", ha sugerido rangos de concentraciones típicas de gases disueltos en el aceite de transformadores de potencia. Debe verse la Tabla 3.7 para tomar decisiones, cuándo no hay otra experiencia disponible.

Tabla 3.6 Método de Rogers (Europa)

R2 C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	R1 CH ₄ /H ₂	R5 C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Diagnóstico de falla sugerido
< 0.1	> 0.1 y < 1.0	< 1.0	Normal
< 0.1	< 0.1	< 1.0	Descarga parcial (corona)-arco de baja intensidad de energía
> 0.1 y < 3.0	> 0.1 y < 1.0	> 3.0	Arco-descargas de alta intensidad de energía
< 0.1	> 0.1 y < 1.0	> 1.0 y < 3.0	Sobrecalentamiento a baja temperatura
< 0.1	> 1.0	> 1.0 y < 3.0	Térmica de alta temperatura menos de 700 °C
< 0.1	> 1.0	> 3.0	Térmica de alta temperatura más de 700 °C

Tabla 3.7 Límites sugeridos de concentraciones de gases y velocidad de incremento recomendados por la IEC-60599

	Gas disuelto en el aceite de transformadores de potencia						
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
Concentración (µl/l)	50-150	30-130	20-90	60-280	2-20	400-600	3800-14000
Velocidad de incremento µl/l/año	35-135	10-120	5-90	32-146	0-4	260-1060	1700-10000

3.3.3 Uso de método del gas clave

Los tipos de gases generados dependen de la temperatura de descomposición del aceite y de la celulosa y proveen las bases para una determinación cualitativa respecto a los tipos de fallas en desarrollo a partir de estos gases o de su predominio en el rango de temperaturas. Estas cantidades significativas de gas son los llamados "Gases Clave".

En la Figura 3.3 se muestra estos gases clave y su relativa proporción en porcentaje de cada gas respecto al total de gases combustibles, para cuatro tipos de falla.

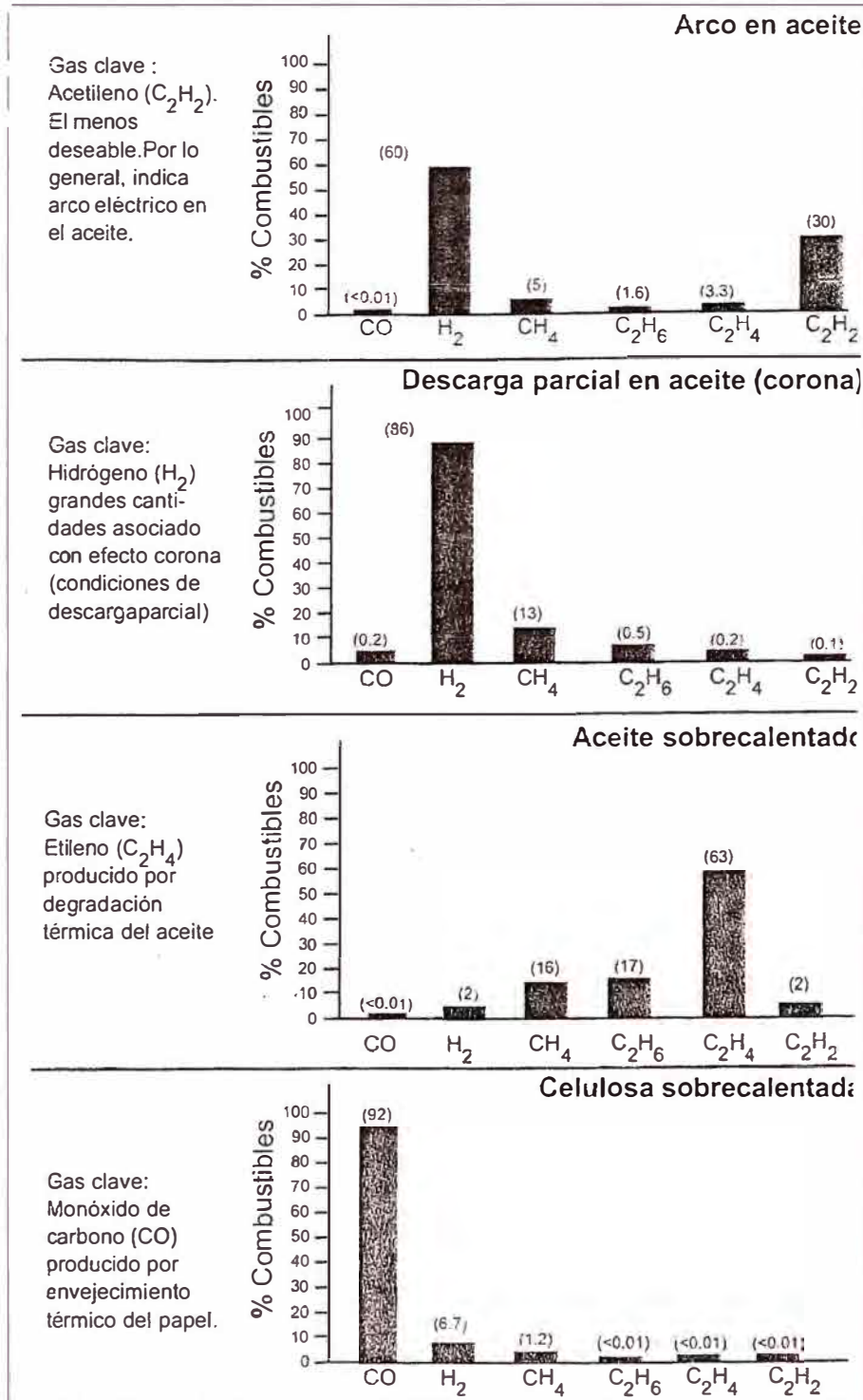


Figura 3.3 Criterios de diagnóstico de gases clave

a. Falla por aceite caliente

El gas clave es el etileno. La descomposición incluye al metano y pequeñas cantidades de etano e hidrógeno. Si la falla es severa puede incluir trazas de acetileno.

b. Falla por celulosa caliente

El gas clave es el monóxido de carbono. La descomposición incluye grandes cantidades de dióxido de carbono. También presenta gases de hidrocarburos (atribuido al aceite impregnado), tales como, metano y etileno.

c. Falla eléctrica - por descargas parciales en el aceite

El gas clave es el hidrógeno. La descomposición incluye metano y pequeñas cantidades de etano y etileno. También pueden incluir pequeñas cantidades de monóxido de carbono y dióxido de carbono, como resultado de las descargas en la celulosa.

d. Falla eléctrica - por arcos

El gas clave es el acetileno. La descomposición incluye grandes cantidades de hidrógeno y menores cantidades de metano y etileno. También puede incluir dióxido de carbono y monóxido de carbono si la falla involucra a la celulosa.

3.3.4 Uso de concentraciones individuales y totales de gases clave disueltos

Es el Método de la IEEE Std C57.104-1991, es difícil determinar si un transformador esta comportándose normalmente si no existen datos históricos recientes de análisis de gases disueltos. Si existen recientes análisis de gases disueltos, debe realizarse verificaciones para determinar si la situación es estable (incremento de gases en forma no significativa) ó inestable (incremento total de gases o individual en forma significativa, es decir, mayor que 30 ppm/día).

El análisis de gases de falla disueltos en el aceite (DGA) es la herramienta más importante para determinar la condición de un transformador, es el primer indicador de un problema y puede identificar el deterioro del aislamiento sólido y del aceite mineral.

La norma IEEE C57.104-1991 ha establecido como guía cuatro condiciones de análisis de gases disueltos para clasificar los riesgos del transformador y determinar su continuación en operación a diferentes concentraciones de gases combustibles disueltos.

Condición 1: TDCG debajo de este nivel, indica transformador operando satisfactoriamente. Si la concentración de uno de los gases combustibles excede este nivel, es necesario investigar.

Condición 2: TDCG dentro de este rango indica mayor generación de gases combustibles que el normal, algún gas combustible está excediendo el nivel especificado y se requiere investigación adicional. Una falla puede estar presente. Incrementar con la suficiente frecuencia el DGA para determinar la cantidad de generación de cada gas por día.

Condición 3: TDCG dentro de este rango, indica alto nivel de descomposición del aislamiento sólido y/o del aceite y se requiere investigación adicional. Una falla o fallas probablemente puedan estar presentes. Incrementar el muestreo el DGA y determinar la velocidad de generación de cada gas.

Condición 4: TDCG dentro de este rango, indica excesiva descomposición del aislamiento sólido y/o del aceite. Si el transformador continúa en operación puede conducir a su avería, salvo que la generación de gases sea estable ó su velocidad de incremento sea muy baja.

El criterio a utilizar como indicador es la combinación de concentración total e individual de los gases combustibles disueltos y la respectiva velocidad de generación de estos gases combustibles.

Tabla 3.8 Límites de concentración (ppm) de gases clave disueltos recomendados por la IEEE Std C57-104

Gas	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
Hidrógeno (H ₂)	100	101-700	701-1800	> 1800
Metano (CH ₄)	120	121-400	401-1000	> 1000
Acetileno (C ₂ H ₂)	35	36-50	51-80	> 80
Etileno (C ₂ H ₄)	50	51-100	101-200	> 200
Etano (C ₂ H ₆)	65	66-100	101-150	> 150
Monóxido de carbono (CO)	350	351-570	571-1400	> 1400
Dióxido de carbono (CO ₂)	2500	2500-4000	4001-10000	> 10000
TDCG	720	721-1920	1921-4630	> 4630

CO₂: No es gas combustible, TDCG no incluye este gas.

Un incremento repentino en los gases clave y su velocidad de generación es más importante en la evaluación de un transformador que tiene gases combustibles acumulados.

Otra consideración importante es el acetileno, su evidencia significa que al interior del transformador hay arcos de alta intensidad energética. Si la cantidad de gas acetileno generado es menor que para la condición 4, el transformador puede continuar en servicio; sin embargo, si el acetileno continúa en ascenso, el transformador debe desenergizarse inmediatamente, en caso contrario, puede producirse una explosión catastrófica por falla del tanque, expandiendo llama de aceite sobre gran área.

La Tabla 3.9 muestra las acciones basadas en la concentración total de gases combustibles (TDCG). Por ejemplo en esta tabla, "dependencia de la carga" significa

determinar la velocidad de generación de gases en ppm/día, este puede aumentar o disminuir con la carga. El transformador puede estar sobrecargado o tener problemas de refrigeración.

Tabla 3.9 Acciones basadas en la concentración de gases combustibles recomendados por la IEEE Std C57-104

Estado	Concentración TDCG ó más alta concentración de gas individual (ppm) (Ver Tabla 3.7)	Velocidad de generación de TDCG (ppm por día)	Intervalos de muestreo , análisis y acciones por velocidad de generación de gases	
			Intervalo de muestreo	Procedimientos de operación
Cond. 1	< 720	< 10	Anual/ 6 meses para transformadores de extra alta tensión	Continúa en operación normal
		10-30	Trimestral	
		> 30	Mensual	Extreme precauciones. Análisis individual de gases y determine la causa. Determine si depende de la carga
Cond. 2	721-1920	< 10	Trimestral	Extreme precauciones. Análisis individual de gases y determine la causa. Determine si depende de la carga.
		10-30	Mensual	
		> 30	Mensual	
Cond. 3	1921-4630	< 10	Mensual	Extreme precauciones. Programe para el transformador. Análisis individual de gases y determine la causa. Solicite recomendaciones del fabricante u otros consultores.
		10-30	Semanal	
		> 30	Semanal	
Cond. 4	> 4630	< 10	Semanal	Extreme precauciones. Programe para el transformador. Análisis individual de gases y determine la causa. Solicite recomendaciones del fabricante u otros consultores.
		10-30	Diario	
		> 30	Diario	Determine desenergizarlo y sacarlo del servicio. Llame al fabricante u otro consultor para recomendaciones.

3.3.5 Uso de triángulo de Duval

El triángulo de Duval (Figura 3.4) es utilizado solamente para diagnosticar el tipo de problema del transformador. Este método ha sido comprobado ser exacto y confiable por muchos años y ahora está ganando popularidad.

El procedimiento de uso es el siguiente:

a. Primer paso

Determinar si existe falla mediante el uso del método de la IEEE y/o los límites de las Tablas 3.8, 3.9 y 3.10, esta última tabla sugerida por United States Department of the Interior Bureau of Reclamation, en su volumen 3-31 Transformer Diagnostics .

Para confirmar la falla, al menos unos de los gases de los hidrocarburos o hidrógeno deben estar en la condición 3 de la IEEE e incrementándose a una velocidad de generación G2 de la misma tabla antes citada. Si se utiliza sólo la Tabla 3.10, al menos uno de los gases individuales debe ser igual o mayor al nivel L1 y la velocidad de generación de gas en el nivel G2. Los límites de la Tabla 3.10 son más confiables que los de la IEEE, sin embargo se pueden utilizar ambos métodos para confirmar que existe la falla.

Si hay incremento repentino del hidrógeno (H_2) con sólo monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2) y muy poco o nada de gases de hidrocarburos, seguramente el aislamiento de celulosa está degradándose por calentamiento.

Tabla 3.10 Límites de concentración de gases disueltos (L1) y de velocidad de generación de gases disueltos

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

b. Segundo paso

Una vez que ha sido determinada la existencia de la falla, utilizar la cantidad total acumulada de los tres gases del triángulo de Duval, calcular el porcentaje de participación de cada gas en el acumulado, luego marcar los porcentajes de cada uno de los mencionados gases en el triángulo para diagnosticar el tipo de falla. También se

puede realizar los mismos cálculos para los incrementos de los gases del triángulo por diferencia entre cada uno de los gases entre antes y después del incremento súbito.

El procedimiento detallado es el siguiente:

- i. Tomar la cantidad de ppm del metano (CH_4) del análisis de gases disueltos (DGA) y restar la cantidad de CH_4 antes del DGA, antes del incremento súbito de gas. Esta diferencia significa la cantidad de gas metano generado desde que comenzó la falla.
- ii. Repetir este procedimiento para los dos gases restantes, etileno (C_2H_4) y acetileno (C_2H_2)

c. Tercer paso

Sumar las tres diferencias (diferencia total) obtenidas en el paso b) anterior. Esto será el 100% de los tres gases generados.

d. Cuarto paso

Dividir el incremento de cada gas entre la diferencia total del paso c) anterior. Esta operación dará el porcentaje de incremento de cada gas del incremento total.

e. Quinto paso

Marcar el porcentaje calculado para cada gas en el triángulo de Duval, luego trazar la línea paralela a cada lado del triángulo. El punto sobre el área del triángulo donde se interceptan las tres líneas determina el tipo de falla en el transformador.

Conclusión

De la comparación de diagnóstico utilizando gases acumulados totales y el diagnóstico usando solo los incrementos después de la falla, se concluye que los diagnósticos deben ser los mismos; de no ser así, siempre utilizar el diagnóstico del incremento de gases generados por la falla, que será el más severo de los dos diagnósticos.

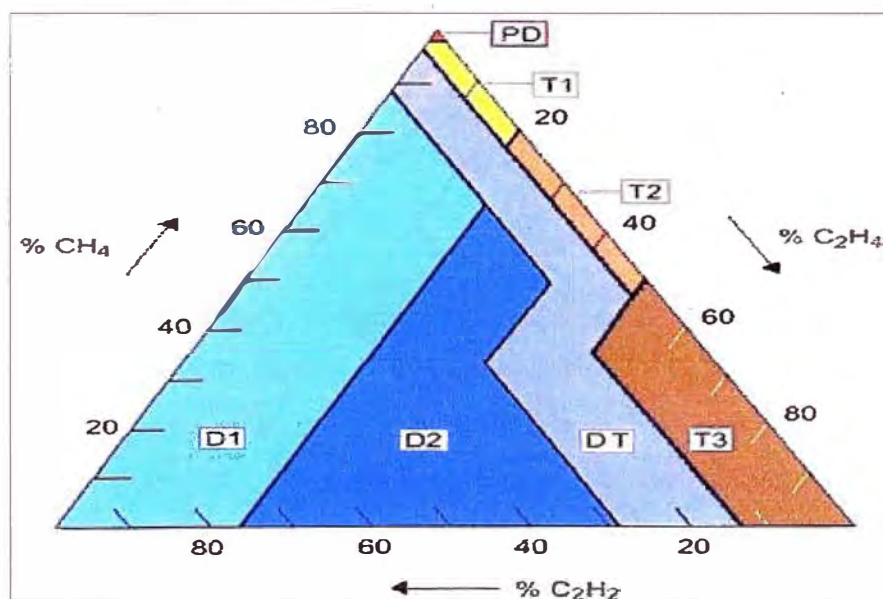


Figura 3.4 El triángulo de Duval

El triángulo de Duval se desarrolló sobre una base de datos de más de 10 000 transformadores. Los tres gases deben sumar 100%, el área donde se cruzan las tres líneas representa el diagnóstico. La leyenda de la Figura 3.4 es la siguiente:

- PD:** Descarga parcial
- T1:** Falla térmica, temperatura menor que 300 °C
- T2:** Falla térmica, temperatura entre 300 °C y 700 °C
- T3:** Falla térmica, temperatura mayor que 700 °C
- D1:** Descarga de baja energía (descargas intermitentes)
- D2:** Descarga de alta energía (arcos)
- DT:** Falla mixta, combinación de fallas térmica y eléctrica

3.3.6 Relación CO₂/CO

Esta relación es útil para determinar si una falla en el transformador está afectando el aislamiento de celulosa.

La formación de CO₂ y CO a partir de la degradación del papel impregnado de aceite incrementa rápidamente con la temperatura.

La relación CO₂/CO debe ser calculada entre las cantidades totales de ambos gases correspondientes a un mismo DGA ó entre los incrementos de ambos gases resultantes de dos DGA consecutivos, de esta forma sólo los gases causantes de la falla actual son tomados en cuenta en la relación.

La experiencia ha demostrado que en el transformador con carga y temperatura normal, la velocidad de generación de CO₂ es de siete a veinte veces más que el CO. En algunos transformadores una relación menor a cinco puede ser considerada normal. En general debe haber preocupación cuando la relación es menor a siete

Si el H₂, CH₄ y C₂H₆ están incrementándose significativamente, así como el CO y la relación es cinco ó menor, probablemente hay un problema.

Si hay sospecha de un problema, realizar otro DGA inmediatamente para confirmar el problema, luego calcular la nueva relación CO₂/CO. Una excelente indicación de anormal alta temperatura y rápido deterioro del aislamiento de celulosa es la relación menor a cinco.

Si la relación es tres ó menor, con seguridad está ocurriendo severo y rápido deterioro de la celulosa (probable carbonización del papel), debido a falla eléctrica (arcos, chispas).

Sobrecalentamientos extremos por deficiencias del sistema de enfriamiento del transformador o por obstrucciones de los circuitos de los canales de flujo de aceite producirán relación de CO₂/CO entre dos a tres y un incremento de compuestos de Furanos.

Relaciones de CO₂/CO mayores que diez generalmente significan una falla térmica

con involucramiento de la celulosa del papel aislante. Esto es cierto si sólo el CO_2 proviene desde el interior del transformador (no por CO_2 provenientes de fugas atmosféricas), y estas relaciones son solamente significativas si hay suficiente cantidad de ambos gases.

El análisis de compuestos de Furanos es recomendado por muchos expertos, para dar una indicación de la vida remanente del transformador, cuando la relación CO_2/CO es menor que tres ó mayor que diez; de ser posible, complementar por mediciones del grado de polimerización del papel.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se tocan los temas involucrados a la aplicación de la metodología explicada en el capítulo anterior para el caso de estudio: Los 21 transformadores monofásicos de potencia de 40 MVA de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo, las Fotografías B.1 y B.2 del Anexo B corresponden a estos transformadores.

4.1 Caso de estudio, Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo

La Tabla 4.9 muestra los datos generales de placa de transformadores analizados. En las Tablas 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 se presenta un resumen de los datos históricos de análisis de gases de falla disueltos en el aceite de los transformadores monofásicos.

En general, cualquiera de los métodos de diagnóstico se aplican sólo si las cantidades medidas de gases combustibles individuales o totales ó, si la velocidad de generación de dichos gases, es superior al correspondiente a operación normal del transformador, sugerida por las normas IEC, IEEE.

Adicionalmente se debe tener en cuenta el factor de exactitud de las mediciones, la incertidumbre es mayor (20%) para mediciones de menos de 10 veces la exactitud del instrumento (2 ppm ó 5 ppm) y la incertidumbre de la relación puede llegar hasta 40%.

A continuación se procede con el diagnóstico de los transformadores según las metodologías explicadas en los numerales 3.3.2, 3.3.3, 3.3.4, 3.3.5 y 3.3.6.

4.1.1 Relaciones de concentraciones individuales de gases disueltos

Conocida como la relación de Doernenburg y relación de Rogers. Las mediciones obtenidas e indicadas en las Tablas 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4, de cada uno de los gases combustibles disueltos (DGA), correspondiente a cada transformador monofásico, son comparados con los límites de concentración indicados en las Tablas 3.4, y 3.7 para la condición de operación normal del transformador.

Los valores medidos de gases combustibles generados son mucho menores a los valores límites de concentración en casi todos los 21 transformadores, con excepción de los transformadores de la fase R del generador 2 (G2-R) con anormal presencia de H_2 y C_2H_2 y la fase T del generador 3 (G3-T) con anormal presencia de CO; cuyo diagnóstico será determinado por el método del gas clave y triángulo Duval.

El diagnóstico resultante es, 19 transformadores no presentan fallas térmicas, eléctricas, ni combinación de ambas fallas; la probabilidad de tener una falla es baja.

4.1.2 Gases clave

En todos los transformadores el análisis de DGA muestra el predominio del gas CO, con el mayor porcentaje sobre los otros gases del aceite, el diagnóstico es envejecimiento térmico del papel, siendo más relevante en el transformador de la fase T, fabricado el 2005, correspondiente al grupo 3 (G3-R). Adicionalmente el transformador de la fase R, correspondiente al generador 2 (G2-R), presenta significativa cantidad de C₂H₂ y H₂, el diagnóstico es probable arco eléctrico en el aceite (transformador sin conmutador bajo carga) y requiere realizar análisis de DGA cada mes para observar su tendencia y tomar las acciones adecuadas.

4.1.3 Concentraciones individuales y totales de gases clave

Para aplicar este método comparamos los valores de las mediciones de las Tablas 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 con los límites de concentraciones de gases combustibles de la Tabla 3.8 y 3.9 (valores típicos de la IEEE Std C57.104). De la comparación se concluye que las mediciones individuales de cada gas y total de gases combustibles (TDCG) para todos los transformadores, son inferiores a los límites de concentración para transformador en operación normal (condición 1), con excepción de dos transformadores como precisado en el punto 4.1.1. Por la presencia elevada y creciente de C₂H₂ e H₂ en el transformador de la fase R del generador 2 (condición 4), es razonable realizar nuevos análisis de DGA cada mes para determinar la gravedad del problema. En el caso del transformador de la fase T, correspondiente al generador 3, también se debe proceder con nuevos análisis semestrales para determinar su gravedad.

4.1.4 Triángulo de Duval

Para aplicar este método debemos de comparar los valores de las mediciones indicadas en las Tablas 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4, con los límites de concentración de gases combustibles de la Tabla 3.10 (valores típicos de la IEEE Std C57.104). De la comparación se concluye que sólo los valores medidos correspondientes al H₂ y C₂H₂, correspondiente al transformador de la fase R, generador 2, son mayores que los límites de la Tabla 3.10. Realizando los cálculos de los porcentajes de CH₄, C₂H₄ y C₂H₂ respecto a la suma de estos tres gases, para las dos fechas de medición de DGA, se obtiene 11%, 13% y 76%; 17%, 15% y 67% respectivamente y trazando las paralelas en el triángulo de Duval, las tres líneas se interceptan en el zona inferior del área D1. El diagnóstico es transformador con descargas de baja energía, con peligro de convertirse en arco eléctrico; se requiere nuevo DGA a la brevedad para determinar las acciones, entre ellas el retiro del servicio.

4.1.5 Relación CO₂/CO de los transformadores del caso de estudio

La relación CO₂/CO correspondiente al último análisis de gases disueltos (24/11/2009) de todos los transformadores está comprendida entre 11 y 26.

En base a esta relación, el diagnóstico es, papel aislante envejecido por la carga y temperatura normal de operación, durante los más de 35 años de funcionamiento continuos; el papel aislante tiene resistencia mecánica muy baja.

Este diagnóstico es ratificado por los resultados del análisis de compuestos furanos (2FAL \square 1700 ppb), grado de polimerización (DP) y porcentaje de vida remanente, que se muestran en las Tablas 4.5, 4.6, 4.7 y 4.8, correspondiente a los transformadores G1-R, G1-T, G3-R y G3-S; concluyéndose que estos cuatro transformadores tienen alto riesgo de fallar por disminución de resistencia mecánica del papel aislante. El más crítico es el G3-R que ha concluido con su vida útil y ha sido reemplazado.

La relación CO₂/CO del transformador G3-R, es aprox. 4, y requiere incrementar la frecuencia de análisis de DGA e investigar las causas de probable alta temperatura.

4.2 Estimación de costos

En el Perú aún no hay laboratorios con certificación ISO/IEC 17025:2005 que estén en condiciones de realizar este análisis cromatográfico de gases en forma confiable, por lo que los usuarios utilizan a empresas intermediarias quienes remiten las muestras a laboratorios ubicados en Canadá (Morgan Schaffer y SD Myers) y Estados Unidos de Norteamérica (Doble).

El análisis cromatográfico estándar incluye la cuantificación de los siguientes nueve gases, H₂, O₂, N₂, CH₄, CO, CO₂, C₂H₆, C₂H₄ y C₂H₂, de los cuales el O₂, N₂ y CO₂ son no combustibles.

La precisión y exactitud en los resultados del cromatógrafo depende de los cuidados que se tenga al tomar la muestra de aceite y muestra de gases, la selección del detector y la calibración diaria del instrumento de prueba; por lo que es preferible que la muestra de aceite del transformador lo tome personal capacitado de empresas que se dedican a estas actividades.

En el caso de la C. H. Santiago Antúnez de Mayolo, se requiere análisis cromatográfico simultáneo de 60 transformadores, el costo por transformador es aproximadamente US\$120,00; dicho costo incluye el transporte del especialista para la toma de muestra de aceite, transporte al laboratorio fuera del país, análisis cromatográfico y elaboración del informe. El costo para el análisis cromatográfico de un transformador específico de la misma C. H. antes mencionada es US\$1 000,00.

El precio actual de un transformador nuevo instalado, de 40 MVA, 13.8/220 kV, para la misma central hidroeléctrica es US\$700 000,00.

Tabla 4.1 Análisis histórico H₂, CH₄ disueltos en aceite por cromatografía

Grupo/ Fase	Nº Serie	H ₂				CH ₄			
		20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10	20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10
G1-R	41847	12	12	ND		12	14	3	
G1-S	41848	ND	ND	ND		2	6	3	
G1-T	41850	6	ND	6		2	5	3	
G2-R	41846	5	ND	141	321	3	5	19	24
G2-S	41849	6	ND	ND		3	5	3	
G2-T	41841	8	ND	ND		2	6	3	
G3-R	41843	7	ND	ND		2	10	7	
G3-S	41844	6	ND	7		3	8	5	
G3-T	740048-01	7	6	ND		3	13	9	
G4-R	44879	8	6	10		3	5	4	
G4-S	44880	8	5	8		2	5	4	
G4-T	44881	8	7	11		2	5	4	
G5-R	44883	6	ND	ND		2	4	3	
G5-S	44884	7	ND	7		2	5	3	
G5-T	44882	2	ND	5		2	4	3	
G6-R	31764	7	ND	5		2	4	2	
G6-S	31762	7	6	6		2	4	2	
G6-T	31761	8	7	6		2	5	2	
G7-R	31763	7	6	6		1	4	2	
G7-S	31766	7	ND	329	230	2	4	1549	18
G7-T	31765	7	6	7		2	4	2	

Tabla 4.2 Análisis histórico CO, CO₂ disueltos en aceite por cromatografía

Grupo/ Fase	Nº Serie	CO				CO ₂			
		20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10	20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10
G1-R	41847	105	159	169		2880	2793	2694	
G1-S	41848	78	168	156		1963	2301	2717	
G1-T	41850	69	145	154		1864	2772	3125	
G2-R	41846	95	152	203	195	4255	2504	3508	3261
G2-S	41849	101	148	171		2465	2658	2939	
G2-T	41841	181	247	289		5907	4907	6678	
G3-R	41843	154	282	257		5698	5540	6736	
G3-S	41844	129	261	268		4468	5120	5656	
G3-T	740048-01	154	448	397		540	1197	1590	
G4-R	44879	195	247	311		3905	2747	4823	
G4-S	44880	153	235	295		3546	3545	6724	
G4-T	44881	159	281	318		4050	3309	5110	
G5-R	44883	77	142	163		1798	2683	2538	
G5-S	44884	78	168	179		2436	3307	3332	
G5-T	44882	103	150	161		3484	3318	2924	
G6-R	31764	86	132	141		1866	1739	1921	
G6-S	31762	95	140	150		2886	1943	2579	
G6-T	31761	98	175	134		3074	3004	2255	
G7-R	31763	80	132	137		1362	1808	2025	
G7-S	31766	110	132	507	130	2110	1701	12894	1505
G7-T	31765	88	162	174		1612	2344	1999	

Tabla 4.3 Análisis histórico C₂H₆, C₂H₄ disueltos en aceite por cromatografía

Grupo/ Fase	Nº Serie	C ₂ H ₆				C ₂ H ₄			
		20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10	20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10
G1-R	41847	10	11	4		64	75	23	
G1-S	41848	ND	1	1		4	8	8	
G1-T	41850	ND	1	1		11	16	12	
G2-R	41846	1	ND	2	6	14	3	22	21
G2-S	41849	1	1	1		10	12	10	
G2-T	41841	1	ND	2		6	7	7	
G3-R	41843	ND	6	4		7	12	24	
G3-S	41844	2	2	3		5	9	7	
G3-T	740048-01	ND	1	2		2	6	6	
G4-R	44879	ND	ND	2		53	12	33	
G4-S	44880	ND	ND	2		23	6	11	
G4-T	44881	ND	ND	1		31	7	12	
G5-R	44883	ND	ND	1		5	11	8	
G5-S	44884	ND	ND	1		8	11	10	
G5-T	44882	9	ND	2		ND	11	9	
G6-R	31764	ND	ND	ND		8	10	9	
G6-S	31762	ND	ND	ND		15	13	13	
G6-T	31761	1	ND	ND		16	20	13	
G7-R	31763	ND	ND	ND		6	10	9	
G7-S	31766	ND	ND	758	5	8	8	1593	8
G7-T	31765	ND	ND	ND		5	10	7	

Tabla 4.4 Análisis histórico C₂H₂ disuelto en aceite por cromatografía y tasa CO₂/CO

Grupo/ Fase	Nº Serie	C ₂ H ₂				Relación CO ₂ /CO
		20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10	24/11/09
G1-R	41847	2	ND	ND		15.9
G1-S	41848	1	ND	ND		17.4
G1-T	41850	11	7	4		20.3
G2-R	41846	ND	ND	129	93	17.3
G2-S	41849	ND	ND	ND		17.2
G2-T	41841	ND	ND	ND		23.1
G3-R	41843	ND	ND	ND		26.2
G3-S	41844	ND	ND	ND		21.1
G3-T	740048-01	ND	ND	ND		4.0
G4-R	44879	ND	ND	ND		15.5
G4-S	44880	ND	ND	ND		22.8
G4-T	44881	ND	ND	ND		16.1
G5-R	44883	ND	ND	ND		15.6
G5-S	44884	3	ND	3		18.6
G5-T	44882	ND	ND	ND		18.2
G6-R	31764	ND	ND	ND		13.6
G6-S	31762	ND	ND	ND		17.2
G6-T	31761	1	ND	ND		16.8
G7-R	31763	ND	ND	ND		14.8
G7-S	31766	ND	ND	ND	ND	25.4
G7-T	31765	ND	ND	ND		11.5

Tabla 4.5 Análisis de furanos 2FAL y 2 FOL en el aceite

Grupo/ Fase	Nº Serie	2 Furaldehído (2FAL)				2 Furiil Alcohol (2FOL)			
		20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10	20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10
G1-R	41847	581	2135	2137		2	ND	ND	
G1-S	41848	1351	1323	1592		29	ND	ND	
G1-T	41850	2096	1966	2167		5	ND	ND	
G2-R	41846	1951	533	934		40	ND	ND	
G2-S	41849	5	1550	1756		26	ND	ND	
G2-T	41841	1576	1154	1534		78	ND	ND	
G3-R	41843	3631	2037	2703	2601	5	ND	ND	ND
G3-S	41844	373	1421	1988		5	ND	ND	
G3-T	740048-01	7	ND	ND		5	ND	ND	
G4-R	44879	2061	491	1124		47	ND	ND	
G4-S	44880	3772	681	1757		124	ND	ND	
G4-T	44881	928	791	1772		14	ND	ND	
G5-R	44883	1534	1004	1329		5	ND	ND	
G5-S	44884	882	1060	1382		22	ND	ND	
G5-T	44882	3765	827	1070		5	ND	ND	
G6-R	31764	1408	1286	1419		70	ND	ND	
G6-S	31762	696	675	743		18	ND	ND	
G6-T	31761	871	820	911		49	ND	ND	
G7-R	31763	26	386	473		6	ND	ND	
G7-S	31766	611	637	742		38	ND	ND	
G7-T	31765	237	720	825		5	ND	ND	

Tabla 4.6 Análisis de furanos 5H2F y 2ACF en el aceite

Grupo/ Fase	Nº Serie	5-Hidroximetilo 2 Furaldehído (5H2F)				2 Acetil Furano (2 ACF)			
		20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10	20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10
G1-R	41847	47	ND	ND		10	62	ND	
G1-S	41848	35	ND	ND		6	12	ND	
G1-T	41850	38	ND	ND		23	48	ND	
G2-R	41846	35	ND	ND		34	ND	ND	
G2-S	41849	40	ND	ND		5	26	ND	
G2-T	41841	41	ND	ND		40	63	ND	
G3-R	41843	65	ND	ND	ND	46	59	ND	ND
G3-S	41844	149	ND	ND		5	56	ND	
G3-T	740048-01	10	ND	ND		5	ND	ND	
G4-R	44879	56	ND	ND		2	ND	ND	
G4-S	44880	74	ND	ND		14	ND	ND	
G4-T	44881	88	ND	ND		3	ND	ND	
G5-R	44883	52	ND	ND		36	ND	ND	
G5-S	44884	46	ND	ND		5	ND	ND	
G5-T	44882	30	ND	ND		5	ND	ND	
G6-R	31764	47	ND	ND		5	ND	ND	
G6-S	31762	41	ND	ND		5	ND	ND	
G6-T	31761	45	ND	ND		5	ND	ND	
G7-R	31763	14	ND	ND		5	ND	ND	
G7-S	31766	6	ND	ND		5	ND	ND	
G7-T	31765	132	ND	ND		5	ND	ND	

Tabla 4.7 Análisis de furanos 5M2F y DP

Grupo/ Fase	Nº Serie	5 Metilo 2 Furaldehido (5M2F)				Grado de Polimerización (DP)			
		20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10	20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10
G1-R	41847	18	48	ND		496	240	245	
G1-S	41848	23	12	ND		391	315	290	
G1-T	41850	48	14	ND		337	250	245	
G2-R	41846	48	ND	ND		346	450	370	
G2-S	41849	5	17	ND		1086	290	275	
G2-T	41841	56	41	ND		372	325	295	
G3-R	41843	88	52	ND	ND	269	245	210	215
G3-S	41844	5	46	ND		551	295	255	
G3-T	740048-01	5	ND	ND		1044	800	800	
G4-R	44879	53	ND	ND		339	465	340	
G4-S	44880	78	ND	ND		264	415	275	
G4-T	44881	20	ND	ND		438	395	275	
G5-R	44883	5	ND	ND		375	360	315	
G5-S	44884	13	ND	ND		444	350	310	
G5-T	44882	5	ND	ND		264	385	350	
G6-R	31764	26	17	ND			320	305	
G6-S	31762	23	ND	ND		474	415	405	
G6-T	31761	25	ND	ND		446	390	370	
G7-R	31763	5	ND	ND		881	500	470	
G7-S	31766	5	ND	ND		490	425	405	
G7-T	31765	5	ND	ND		607	405	385	

Tabla 4.8 Vida Remanente (%), expectativa de vida útil 40 años

Grupo/Fase	Nº Serie Transformador	Vida Remanente (%)			
		20/12/06	29/06/08	24/11/09	24/02/10
G1-R	41847	66	13	15	
G1-S	41848	49	33	27	
G1-T	41850	38	16	15	
G2-R	41846	40	58	44	
G2-S	41849	100	27	23	
G2-T	41841	46	35	28	
G3-R	41843	22	15	4	5
G3-S	41844	73	28	18	
G3-T	740048-01	100	100	100	
G4-R	44879	39	61	38	
G4-S	44880	21	53	23	
G4-T	44881	57	49	23	
G5-R	44883	46	42	33	
G5-S	44884	58	40	32	
G5-T	44882	21	47	40	
G6-R	31764		34	30	
G6-S	31762	63	53	51	
G6-T	31761	58	48	44	
G7-R	31763	96	66	62	
G7-S	31766	65	54	51	
G7-T	31765	79	51	47	

Tabla 4.9 Datos generales de placa del transformador

Item	Valor
Fabricante	Marelli
Fecha fabricación:	1971
Potencia en kVA	40,000
Alta tensión kV	220
Baja Tensión kV	13,800
Peso Aceite kg	10,500
Impedancia %	10
Fase/ciclo	Monofásico/60 Hz
Tipo de líquido	Aceite mineral
Galones	3150
Intercambiador calor/Radiador	No /Si
Sistema de enfriamiento	OFWF hasta el 2000, luego OFAF
Bomba de aceite	Si
Sistema de preservación del aceite	Con conservador/respiración libre/silicagel
Cambio de tap bajo carga	No
Carga máxima continua kVA	37,000
Total horas de operación	247,415
Ubicación	Exterior

Nota:

En el siguiente capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones relacionadas con presente trabajo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Los primeros transformadores monofásicos de 40 MVA, 13.8/220 kV, de la central hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo tienen actualmente 37 años de operación continua y van a cumplir con su expectativa de vida estimada (40 años), debido a que durante los años de operación se realizó un adecuado mantenimiento del aceite mineral aislante (secado por termovacío y/o regeneración con tierra Fuller) y limpieza de los circuitos de enfriamiento; los resultados de estas actividades han significado mínima generación de gases por descomposición del aceite mineral y/o aislamiento sólido, prácticamente han tenido un envejecimiento normal. La salud del aceite es un reflejo de la salud del transformador.
2. Los resultados históricos de los análisis cromatográficos de los transformadores de la central hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo, incluidos al final de esta parte, indican que las probabilidades de falla de los aislamientos de 20 transformadores, de un total de 21 transformadores, son bajas; no obstante, por el contenido de furanos ($2FAL > 1700$ ppb) y grado de polimerización (DP) menor a 255, el papel aislante de los transformadores de G1-R, G1-T, G3-R y G3-S están con resistencia mecánica en situación crítica atribuible a los 37 años de operación. El transformador G2-R tiene acetileno (C_2H_2) y significa falla grave, por lo que debe decidirse retirarlo del servicio, durante su rebobinado se comprobará lo diagnosticado.
3. La cromatografía de gases en una tecnología práctica y efectiva para el análisis de gases de falla disueltos (DGA) en aceite de transformadores, debido a que proporciona bastante información para la detección de gases de falla.
4. Entre las ventajas de la interpretación del análisis cromatográfico de gases disueltos en el aceite mineral de transformadores están las siguientes:
 - i. Aviso anticipado de fallas eléctricas en desarrollo en el transformador, desde fallas incipientes
 - ii. Determinar inadecuada utilización del transformador
 - iii. Verificar la condición del nuevo transformador o del transformador reparado
 - iv. Programación del mantenimiento, reparaciones, remanufactura del transformador
 - v. Vigilancia ó monitoreo del transformador bajo sobrecarga

5. El diagnóstico del análisis de DGA es complejo y aún no hay consenso entre las normas IEEE, IEC, en la determinación de los límites de concentración y velocidad de incremento de los gases combustibles individuales y totales para la condición de operación normal. Lo importante es monitorear los transformadores con una frecuencia razonable y verificar los incrementos de los gases en forma individual o total, si estos no son superiores a 10 ppm/mes significa que el transformador está operando satisfactoriamente; si es superior, se debe investigar y diagnosticar el tipo de falla, identificar las probables causas y realizar las acciones correctivas.

Recomendaciones

6. Quienes aún no hayan aplicado esta técnica y estén interesados en diagnosticar la condición de su transformador o transformadores, deben realizar por lo menos dos consecutivos análisis de gases de falla disueltos en el aceite, con intervalo de tres meses, a efecto de verificar si la generación de gases de falla es estable ó no y así organizar su base de datos. Cada resultado del análisis debe ser comparado con los límites individuales y totales de concentración y velocidad de incremento de gases sugeridos en las normas IEC 60599 y/o IEEE Std C57.104 vigentes y, tener actualizado a la mano la historia de operación y mantenimiento del transformador.

7. Realizar el mantenimiento del aceite aislante de los transformadores por termovacío y/o regeneración, según los resultados del análisis físico-químico, quién protege al papel; si este mantenimiento es oportuno, complementado con el análisis cromatográfico de los gases de falla disueltos en el aceite, el operador del transformador tiene alta probabilidad de lograr la expectativa de vida esperada. En el caso de transformadores de las centrales eléctricas la frecuencia de análisis de gases disueltos en el aceite debe ser dos veces al año.

8. Por confiabilidad de los resultados del análisis cromatográfico, la toma de muestra de aceite y el respectivo análisis debe ser encargado a instituciones especializadas (en el Perú no existe laboratorio dedicado al análisis cromatográfico de gases de transformadores).

9. Los resultados de varias pruebas de la ASTM indican que los procedimientos analíticos para analizar gases son difíciles, tiene mala precisión y pueden ser muy inexactos, especialmente entre laboratorios. Por tal razón antes de tomar acciones, es indispensable repetir el análisis para confirmar el diagnóstico. Si las mediciones de los gases formados están por debajo de los valores típicos, este no será considerado como indicación de falla, más bien será considerado como típica formación de gases.

ANEXOS

ANEXO A
DIAGRAMAS DE FLUJO

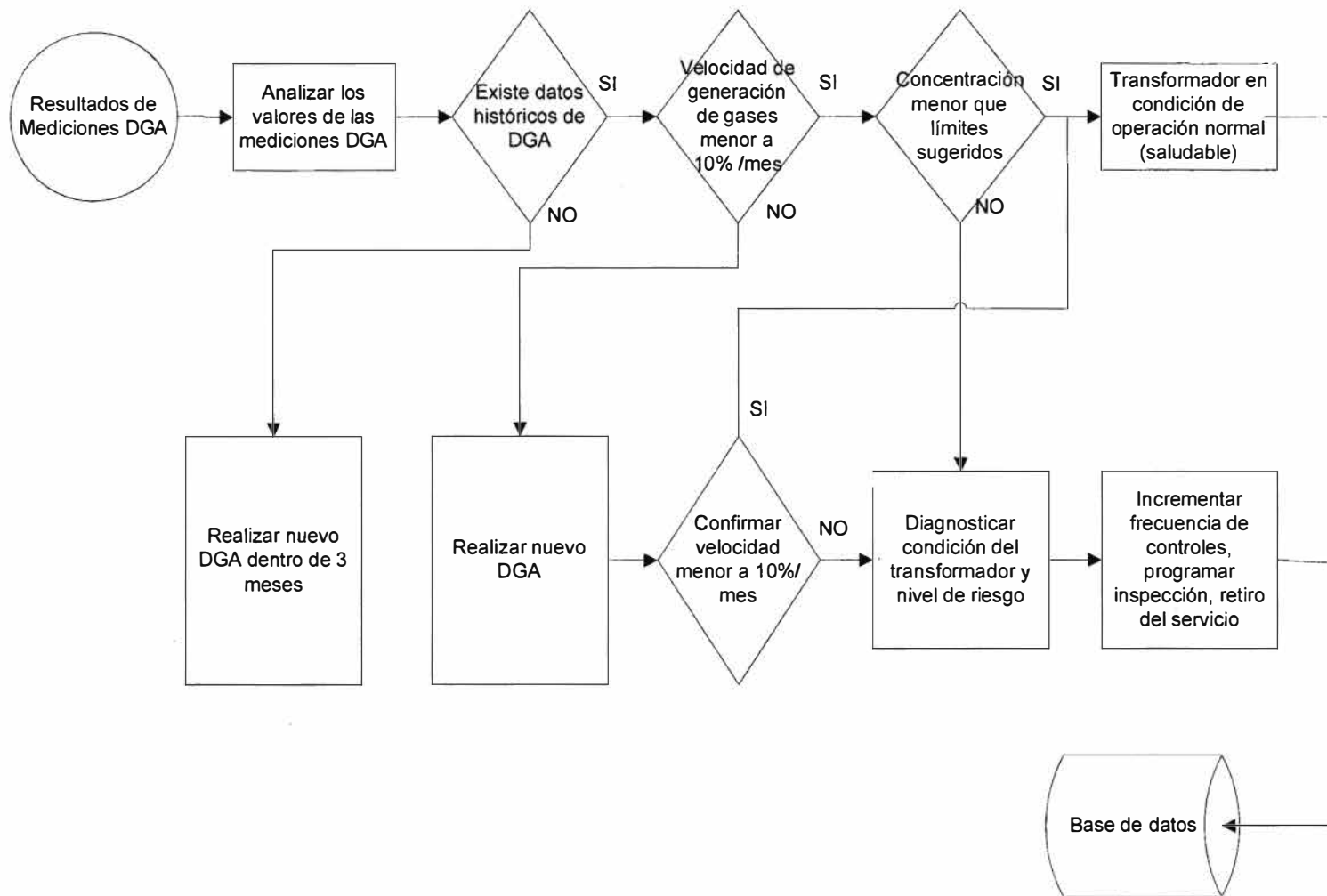


Figura A.1 Diagrama de flujo general

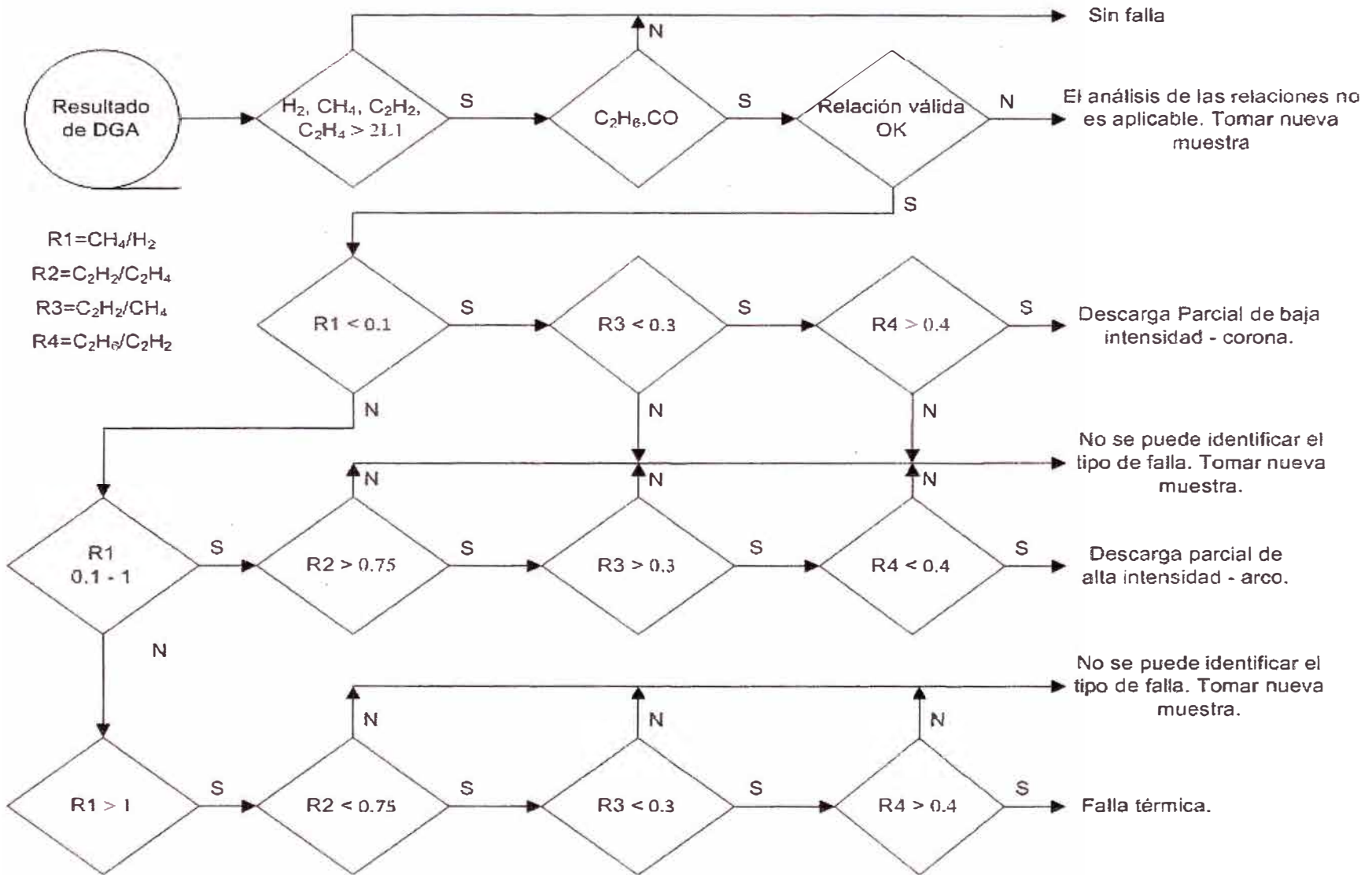


Figura A.2 Método de Relaciones de Doernenburg

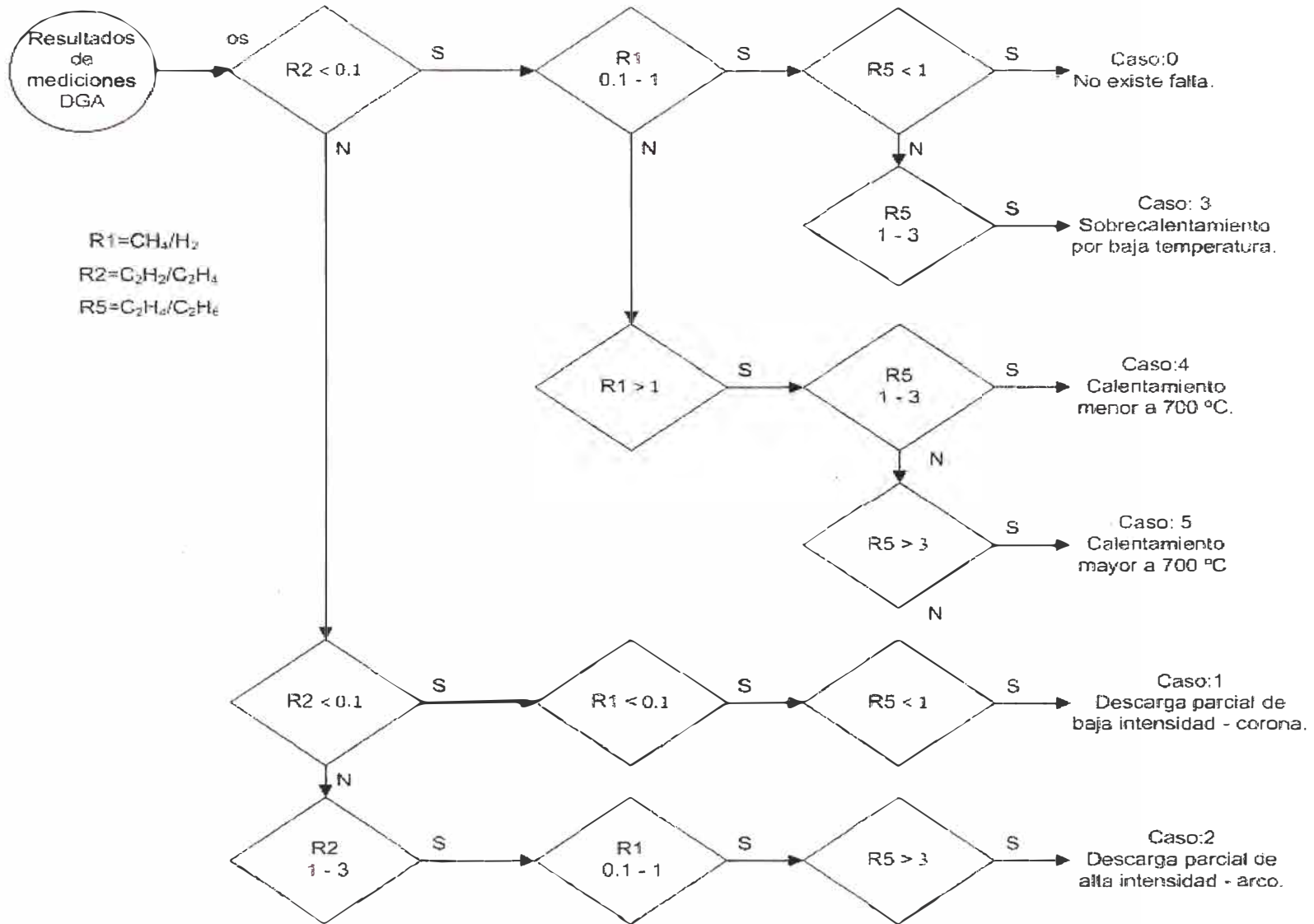


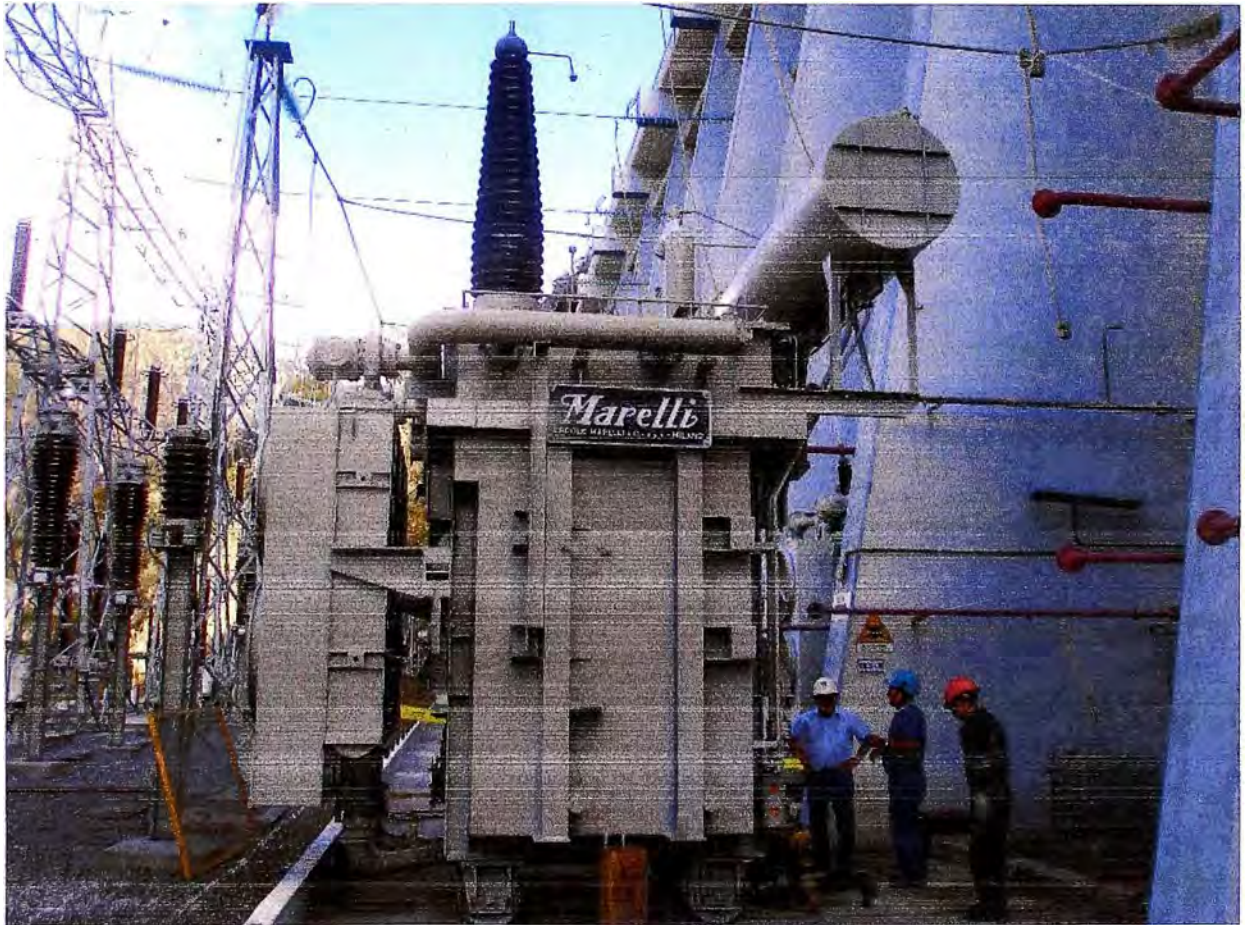
Figura A.3

Método de Relaciones de Rogers

ANEXO B
FOTOGRAFÍAS TRANSFORMADOR 40 MVA



Fotografía B.1 Celdas de los transformadores monofásicos de 40 MVA



Fotografía B.2 Actividad de cambio de Transformador de 40 MVA

ANEXO C
GLOSARIO DE TÉRMINOS

Absorción: Proceso en el cual una sustancia sólida se empapa ó absorbe a un fluido con el que está en contacto, de modo que las moléculas de este penetren en aquella.

Adsorción: Proceso en el cual una sustancia atrae y retiene a otra sustancia en su superficie (tal como el metal es atraído por el imán).

ASTM: American Society for Testing and Materials

Catálisis: Transformación química motivada por sustancias que no se alteran en el curso de la reacción.

Catalizador: Sustancia que aumenta la velocidad de una reacción química sin ser consumida ella misma.

Cromatografía: Método de análisis químico para la separación de los componentes de una mezcla por distribución entre dos fases, una estacionaria y otra móvil, que en un principio se utilizó para separar sustancias coloreadas.

Descarga parcial (PD): Es una descarga eléctrica localizada como resultado de una transitoria ionización gaseosa dentro de un sistema de aislamiento, cuándo el esfuerzo del voltaje excede un valor crítico.

CG: Cromatografía de gases

DGA: Análisis de gases disueltos en el aceite mineral

DGE: Dirección General de Electricidad

DP: Grado de polimerización.

Falla: Fuga de corriente ó falla eléctrica no planeada de una máquina ó equipo, pudiendo resultar en una ó más averías del mismo ó de otros equipos asociados

Falla con desperfecto: Una falla que comprende acciones de reparación ó reemplazo en el punto de falla.

Falla con avería: Terminación de la facultad del equipo a realizar la función requerida.

Falla eléctrica: Un descarga parcial o disruptiva a través del aislamiento

Falla térmica: Excesivo incremento de la temperatura dentro del aislamiento.

IFT: Tensión interfacial.

Gases clave: Gases generados en transformadores sumergidos en aceite que pueden ser usados para determinación cualitativa del tipo de falla, basados sobre que gases son típicos o predominante a varias temperaturas.

G-1: Generador número 1

Hidrólisis: Desdoblamiento de la molécula de ciertos compuestos orgánicos por acción del agua.

Higroscópico: Propiedad de algunos cuerpos inorgánicos, y de todos los orgánicos, de absolver, exalar y conservar la humedad

MEM: Ministerio de Energía y Minas

ND: No detectable

Oxidación: Acción y efecto de oxidar u oxidarse

Pirólisis: Descomposición de un compuesto químico por acción del calor

Polímero: Especie química que se distingue por tener un alto peso molecular, que oscila entre los miles y los millones de gramos

ppb: Partes por billón

ppm: Partes por millón, unidad de medida de gases disueltos en el aceite. Un ppm en volumen (v/v) denota un microlitro de gas disuelto en un litro de aceite aislante a la presión de 1 kg/cm².

R, S, T: Fases del sistema trifásico

S: Límite analítico de detección

TCG: Gas combustible total

TDCG: Gas combustible total disuelto

μl/l: microlitro de gas disuelto en un litro de aceite

BIBLIOGRAFÍA

1. IEEE Std C57.104-1991, "Guide for the interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers".
2. IEC 60599 Edition 2.1 2007-05, "Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service – Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis"
3. IEEE Std. C57.91-1995 "Guide for Loading Mineral Oil – Immersed Transformers"
4. IEC 60567-2006 "Oil-filled electrical equipment-Sampling of gases and of oil for analysis of free and dissolved gases-guidance".
5. ASTM D 3612-02 (2009) Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography
6. M. Horning, J. Kelly, S. Myers, R. Stebbins, "Guía de Mantenimiento de Transformadores".
7. Joseph B. DiGiorgio, Ph D, "Dissolved Gas Analysis of Mineral Oil Insulating Fluids".
8. Facilities Instructions, Standards (FIS), and Techniques Volume 3-31, United States Department of the Interior Bureau of Reclamation.
9. Facilities Instructions, Standards (FIS), and Techniques Volume 3-30, United States Department of the Interior Bureau of Reclamation.
10. V. M. Montsinger, "Loading Transformers by Temperature".
11. T.W. Dakin, "Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Rate Phenomena".
12. Clark F. M. "The Role of Dissolved Gases in Determining the Behavior of Mineral Insulating Oils"
13. Dornenburg E. and Gerber O. E. "Analysis of Dissolved and Free Gases for Monitoring Performance of Oil Filled Transformers".
14. Rogers R. R. "IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers Using Gas-in-Oils".
15. Duval M. "Fault Gases Formed in Oil-Filled Breathing E.H.V. Transformers; Interpretation of Gas Analysis Data"