

INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY
CAMPUS MONTERREY

DIVISION DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA



**"Análisis de Gases Disueltos en el Líquido Aislante de un Transformador a Escala: Comparación
entre un aceite vegetal y un aceite mineral"**

TESIS

Presentada como requisito parcial para obtener el grado académico de:

**MAESTRO EN CIENCIAS
CON ESPECIALIDAD EN INGENIERIA ENERGETICA**

POR:

Ing. Josué Rodríguez Díaz

MONTERREY, N.L.

DICIEMBRE, 2009

**Análisis de Gases Disueltos en el Líquido Aislante de un Transformador a Escala: Comparación
entre un aceite vegetal y un aceite mineral**

Josué Rodríguez Díaz

TESIS

Presentada como requisito parcial para obtener el grado académico de:

**MAESTRO EN CIENCIAS
CON ESPECIALIDAD EN INGENIERIA ENERGETICA**

INSTITUTO TECNOLOGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY

MONTERREY, N.L.

DICIEMBRE, 2009

INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY
CAMPUS MONTERREY

DIVISION DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la presente tesis presentada por el Ing. Josué Rodríguez Díaz sea aceptada como requisito parcial para obtener el grado académico de:

MAESTRO EN CIENCIAS
CON ESPECIALIDAD EN INGENIERIA ENERGETICA

Comité de Tesis:

Dr. David Apolinar Guerra Zubiaga
Asesor

M.C. Juan Gonzalo Castellanos González
Sinodal

M.C. José Ramón García Barocio
Sinodal

Aprobado:

Dr. Joaquín Acevedo Mascarúa
Director del Programa de Graduados en Ingeniería

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. David Guerra Zubiaga, asesor principal de la presente tesis, por su apoyo para la realización de este proyecto.

Al Dr. Osvaldo Micheloud y al Dr. Federico Viramontes por haberme apoyado durante todo el transcurso de la maestría, tanto con sus conocimientos como con sus consejos para los problemas que se presentaran.

A mis sinodales que integraron el Comité de Tesis: M.C. Ramón García Barocio y a M.C. Juan Gonzalo Castellanos por sus valiosos comentarios para el mejoramiento de la presente. Sus aportaciones enriquecieron el contenido de la misma.

A la Dra. Lorena Álvarez por su ayuda incondicional, por compartirme sus conocimientos, consejos, experiencias y sobre todo por la amistad y sinceridad que me brindó.

Al M.C. José E. Contreras y al Q. Román Vázquez, que gracias a ellos y a su apoyo incondicional pude sacar adelante este proyecto.

A todo el personal del laboratorio de aceites: Adolfo, Ramiro, Carlos y Mario Mendoza porque apoyaron en todo momento para la realización de la experimentación.

DEDICATORIA

Primeramente, te doy las gracias Dios por toda la salud, fuerza, paciencia, esperanza y sabiduría que me diste para poder realizar este proyecto, además de permitirme terminar los estudios.

Quiero dedicar esta tesis principalmente a mis padres, Leo y Yola, que junto con mi hermana Yuyi, fueron los pilares que me apoyaron durante todo este camino compartiendo todos mis logros, éxitos, y hasta tropiezos. Gracias por estar siempre conmigo en las buenas y en las malas, dándome la disciplina y la responsabilidad para salir adelante en la vida.

Abuelitas, tíos y familia en general.

Gracias a mi novia Mely por ser otro pilar en mi vida y por aguantar conmigo hasta el final, gracias por tus consejos y alientos para seguir escalando juntos sin parar. Venga, vamos por más!

A Lalo y Román que me ayudaron y me apoyaron incondicionalmente, les debo muchas.

A todos los amigos casi hermanos que me inspiraron, y que estuvieron conmigo de principio a fin, porque recibí su apoyo y no me dejaron solo. Gato de Troya.

A todos los amigos del consorcio: Joel Valenzuela, César Navarro, Fernando Giasi, Joaquín Mena, Francisco Balart, Ismael Valdéz, Manuel Parra, Erik, José Valerio y Alex Ortega.

TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	4
1.3 META	4
1.4 OBJETIVOS.....	4
1.5 ALCANCE DE TESIS	5
1.6 HIPÓTESIS Y PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN.....	6
1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	6
2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	7
2.1 TRANSFORMADOR Y CONCEPTOS GENERALES	7
2.2 FLUIDOS DIELECTRICOS	11
<i>2.2.1 Aceite Mineral</i>	<i>13</i>
<i>2.2.2 Aceite Vegetal</i>	<i>17</i>
2.3 TÉCNICAS, MÉTODOS Y ESTÁNDARES PARA EL DIAGNÓSTICO DE UN TRANSFORMADOR. 19	
2.3.1 Técnicas	20
2.3.1.1 Análisis de gases disueltos	20
2.3.1.2 Otras pruebas	24
2.3.2 Diagnóstico de un transformador en operación con aceite mineral.....	24
2.3.2.1 Método de Gases Clave.....	25
2.3.2.2 Análisis de gases. Método de Rogers y Doernenburg.....	26
2.3.2.3 Método de Duval	27
2.3.3 Diagnóstico en un transformador en pruebas de fábrica con aceite mineral.....	28
2.3.4 Diagnóstico en un transformador en operación con aceite vegetal	31
2.3.5 Diagnóstico en un transformador en pruebas de fábrica con aceite vegetal.....	34
3. MÉTODO PARA LA OBTENCIÓN DE GASES	36
3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	36
3.1.1 Identificación del problema	37
3.1.2 Aprender acerca del problema	38
3.1.3 Estrategia para el estudio.....	39

{ TABLA DE CONTENIDOS }

4. EXPERIMENTACIÓN	46
4.1 EXPERIMENTO No 1	46
4.1.1 Objetivo	46
4.1.2 Alcance	46
4.1.3 Descripción del equipo	47
4.1.4 Metodología	49
4.1.4.1 Preparación de las muestras	49
4.1.4.2 Calentamiento de las muestras	51
4.1.5 Resultados y análisis	52
4.2 EXPERIMENTO No 2	58
4.2.1 Objetivo	58
4.2.2 Alcance	58
4.2.3 Descripción del equipo	59
4.2.4 Metodología	59
4.2.5 Resultados y análisis	63
4.3 COMENTARIOS GENERALES	69
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
5.1 CONCLUSIONES	73
5.2 RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS	76
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Partes de un transformador (Prolec GE).....	10
Figura 2.2 Estructuras presentes en los aceites minerales(Singh, 2000).....	14
Figura 2.3 Estructura de un triglicérido (McShane P. , 2002).	18
Figura 2.4 Toma de muestra con jeringa(Duval, 1989).....	21
Figura 2.5 Extracción de gases de la muestra de aceite (ASTM D3612, 2002).	22
Figura 2.6 Proceso esquemático del proceso del headspace(ASTM D3612, 2002).....	23
Figura 2.7 Gases clave para aceite mineral de acuerdo al tipo de falla (IEEE Std C57.104, 2008)....	26
Figura 2.8 Triángulo de Duval (Duval, 2003).	28
Figura 2.9 Triángulo de Duval para aceites vegetales. a) aceite base soya; b) aceite base canola/girasol.	34
Figura 3.1 Metodología de Investigación Action Research.	36
Figura 3.2 Equipo de experimentación. Reactor químico y control de temperatura.	41
Figura 3.3 Vista superior. Accesorios en el reactor químico.....	41
Figura 3.4 Válvula de drene y válvula de muestreo.	42
Figura 3.5 Resistencia de cobre encintada.....	43
Figura 3.6 Termopares para detectar la temperatura en el equipo.	43
Figura 3.7 Materiales dentro del reactor químico.	44
Figura 4.1 Vial de vidrio para muestra.	47
Figura 4.2 Headspace y cromatógrafo de gases utilizados para el experimento.....	48
Figura 4.3 Horno eléctrico.....	48
Figura 4.4 Porrón de plástico con adaptador para obtener la muestra de aceite.....	50
Figura 4.5 Inyección de aceite en viales.....	51
Figura 4.6 Aceites dieléctricos después de calentar 24 horas @ 80, 100 y 120 °C.....	52
Figura 4.7 Gases disueltos al final de la prueba de temperatura en viales. a) Aceite Mineral A; b) Aceite Vegetal B; c) Aceite Vegetal C.	53
Figura 4.8 Generación de CO ₂ para cada aceite en viales.	54
Figura 4.9 Generación de CO para cada aceite en viales.	55
Figura 4.10 Consumo de O ₂ para cada aceite en viales.	55
Figura 4.11 Generación de C ₂ H ₆ para cada aceite en viales.....	56
Figura 4.12 Generación de C ₂ H ₄ para cada aceite en viales.....	56

{ **TABLA DE CONTENIDOS** }

Figura 4.13 Generación de H ₂ para cada aceite en viales.	57
Figura 4.14 Generación de CH ₄ para cada aceite en viales.	57
Figura 4.15 Proceso de vacío del reactor químico y hastings utilizado.	60
Figura 4.16 Llenado del reactor con aceite dieléctrico.	61
Figura 4.17 Inyección de nitrógeno al reactor químico.	62
Figura 4.18 Toma de muestra del reactor químico.	62
Figura 4.19 Aceites dieléctricos después de calentar 24 horas en el reactor @ 80, 100 y 120 °C. ..	63
Figura 4.20 Gases disueltos al final de la prueba de temperatura en el reactor. a) Aceite Mineral A; b) Aceite Vegetal B; c) Aceite Vegetal C.	64
Figura 4.21 Generación de CO ₂ para cada aceite en el reactor.	65
Figura 4.22 Generación de CO para cada aceite en el reactor.	66
Figura 4.23 Consumo de O ₂ para cada aceite en el reactor.	67
Figura 4.24 Generación de C ₂ H ₆ para cada aceite en el reactor.	68
Figura 4.25 Generación de H ₂ para cada aceite en el reactor.	68
Figura 4.26 Generación de CH ₄ para cada aceite en el reactor.	69
Figura 4.27 Resultados para repetición de aceite B @ 100° C.	71

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Propiedades de aceites dieléctricos.	18
Tabla 2.2 Relaciones de gases clave (IEEE Std C57.104, 2008).	27
Tabla 2.3 Límites de Musil y Foschum (Musil & Foschum, 1980).	29
Tabla 2.4 Límites de (Oommen, Moore, & Luke, 1982)	29
Tabla 2.5 Límites de (IEEE PC57.130/D17, 2006)	30
Tabla 2.6 Límites de (IEC Std 61181, 2007)	31
Tabla 3.1 Proporciones de materiales utilizados.	44
Tabla 5.1 Resultados finales ppm/hr aceite A.	75
Tabla 5.2 Resultados finales ppm/hr aceite B.	76
Tabla 5.3 Resultados finales ppm/hr aceite C.	76
Tabla 5.4 Conclusión y trabajo futuro por objetivo.	78

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

Durante la operación de un transformador, se sabe que éste está sometido diariamente a variaciones de carga, cambios climáticos y otros factores, que pueden afectar dicha operación. Adicional a esto, todos los transformadores están sometidos a esfuerzos térmicos, eléctricos y mecánicos, los cuales degradan progresivamente su sistema de aislamiento.

Este sistema de aislamiento, consiste principalmente en aceite aislante, papel de celulosa, cartón y madera, entre otros. El aceite aislante cumple una función muy importante dentro del transformador, y es la de proteger todos los elementos al estar en contacto con ellos, evitando que sus componentes se calienten demasiado, sirviendo como un líquido refrigerante en todo el sistema, sin dejar de lado su función dieléctrica.

El aire fue el primer medio utilizado como refrigerante dentro de un transformador; después se empezaron a utilizar diversos tipos de fluidos dieléctricos, entre ellos el aceite mineral, fluidos no inflamables con hidrocarburos halogenados (askareles), aceites en base silicón, fluidos sintéticos y ésteres.

Muchos de estos fluidos están limitados a transformadores de distribución, y otros se han descartado del mercado por cuestiones ambientales y de salud, tal es el caso de los hidrocarburos halogenados, que contienen compuestos bifenilos policlorados y triclobenceno, que son dañinos para el ambiente, además de ser un compuesto cancerígeno.

Durante muchos años han sido utilizados los aceites minerales en los transformadores, y unas de las razones principales son por su disponibilidad y su bajo costo, además de ser un excelente fluido dieléctrico y un buen medio refrigerante (Oommen, 2002). Se estima que alrededor del mundo hay aproximadamente 40 billones de litros de este tipo de aceite, sin

embargo, este fluido es ligeramente tóxico y es un problema para el ambiente, ya que es poco biodegradable (Muhamad, Phung, & Blackburn, 2007).

Por estas razones, la industria eléctrica tiene necesidad de reducir la generación de productos contaminantes. Además, el gobierno y agentes de regulaciones ambientales están promulgando nuevas leyes más estrictas, imponiendo multas o algunas penalizaciones que tienden a reducir los derrames de estos aceites.

Por otra parte, actualmente se tiene una crisis del petróleo, ocasionando un incremento en los precios de éste y sus derivados, donde se tiene la incertidumbre de la sustentabilidad de los aceites minerales, demostrando que es necesario encontrar fluidos dieléctricos alternativos para reemplazar a los aceites minerales (Amaah M. , Islam, Chami, & Ienco, 2005).

Tomando en cuenta estas preocupaciones y tendencias, han sido estudiados, de manera potencial, materiales alternativos que no sean en base petróleo, con mejores características ambientales que las de los aceites minerales. Adicional a los requerimientos anteriores, se podrían incluir las siguientes características:

- Mayor grado de biodegradación,
- No ser tóxico al medio ambiente,
- Que se derive de fuentes renovables.

Una clase de material con estos potenciales, que parece cumplir con estos criterios de salud y ambientales, son los ésteres naturales, los cuales están disponibles como productos agrícolas naturales (McShane P. , 2002).

Los aceites biodegradables, tal como los aceites vegetales han sido considerados como una posible fuente de líquidos aislantes para reemplazar a los aceites minerales, teniendo entre sus mejores características su biodegradabilidad (95-100% biodegradables), no son tóxicos y son más amigables con el ambiente, lo cual hace que no haya peligro para las aguas o suelos, en caso de que un derrame ocurra (Muhamad, Phung, & Blackburn, 2007).

Éstos se introdujeron comercialmente como aceite aislante para transformador en 1999. Desde entonces, se ha utilizado y se han desarrollado muchas investigaciones para que los aceites vegetales sean igual de compatibles como los aceites minerales (Muhamad, Phung, Blackburn, & Lai, 2008).

Como se puede observar, la industria eléctrica siempre ha tenido la necesidad de mejorar sus servicios, usando nuevas tecnologías y estudiando nuevas alternativas para ofrecer mejor calidad en sus productos, de tal manera que, en el caso de los transformadores, son equipos muy confiables, sin embargo, puede llegar a fallar, y la mayoría de los casos, puede ser desastroso, ya sea económicamente hablando, o que en un caso extremo, podría darse una explosión. Dado lo anterior, a pesar de la confiabilidad de estos equipos, y en vista de la potencialidad de las consecuencias de alguna falla, es importante que técnicas efectivas de monitoreo sean empleadas, y con esto, lograr identificar las fallas en etapas tempranas, minimizarlas, y reducir su posible impacto.

Además de esto, se sabe que las inspecciones visuales internas son muy caras y no se tiene acceso a todas sus áreas, incluso de que se tiene que tomar en cuenta que las técnicas de monitoreo se basan en técnicas no invasivas, puesto que hay que hay algunos aspectos de fabricación que son muy complicados.

Con base en lo anterior surge una técnica aceptada universalmente llamada Análisis de Gases Disueltos (DGA), que sirve para monitorear las condiciones de un transformador, y sobre todo, para detectar las fallas en una etapa temprana en donde se toman muestras de aceite del transformador, analizándolas por cromatografía de gases (Naphthenics, 2004). Esta técnica ha sido desarrollada ampliamente para los aceites minerales y existen estándares desarrollados por IEEE y la IEC, con diversos métodos para la evaluación de posibles fallas empleando el análisis de gases disueltos (C57.104 IEEE Std., 1991).

Aunque estos métodos han sido mejorados a través del tiempo, existen problemas potenciales asociados con la aplicación esta técnica de diagnóstico cuando se utilizan los aceites vegetales como dieléctrico en un transformador, debido a ciertas diferencias en las propiedades de éste con el aceite mineral (Muhamad, Phung, & Blackburn, 2007).

Khan (2007) examinó diferentes modelos aplicados a diferentes fluidos alternativos, y aunque había ciertas semejanzas entre el análisis de gases disueltos de los aceites vegetales y los aceites minerales, es necesario encontrar un correcto diagnóstico para la detección de fallas para aceite vegetal.

1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Se sabe que el comportamiento de los gases en el aceite de un transformador nos puede diagnosticar la naturaleza de las fallas de origen eléctrico y/o térmico, y de esto existe mucho desarrollado para los aceites minerales, pero existe muy poco desarrollado para los aceites vegetales.

Debido a las diferencias entre los aceites minerales y vegetales, existen algunos problemas asociados con las aplicaciones de los estándares de técnicas para diagnosticar la condición dieléctrica del transformador cuando el aceite vegetal es usado. Por esto, existe la necesidad de desarrollar modelos que diagnostiquen la operación de un transformador al utilizar fluidos vegetales como fluidos aislantes.

1.3 META

La meta establecida para este proyecto es desarrollar un método de diagnóstico que sea aplicable para los líquidos de origen vegetal (ésteres naturales) utilizados como fluidos aislantes en un transformador.

1.4 OBJETIVOS

Para el desarrollo de este proyecto, es necesario construir bases fuertes en algunos temas en especial, que ayudarán a resolver el problema que se plantea. Es por eso que se establecieron ciertos objetivos para poder cubrir con las necesidades del problema en cuestión. Entre los cuales se pudieran mencionar los siguientes:

- Es necesario conocer las características y propiedades (físicas y químicas) de los fluidos aislantes utilizados en un transformador, principalmente para aceite mineral y para aceite vegetal.
- Es necesario conocer y aprender la metodología para obtener una muestra de aceite del transformador, así como el procedimiento y aspectos importantes para el análisis de dicha muestra en el laboratorio. Conocer los métodos para el análisis de los gases de un transformador en operación y los resultantes en una prueba de temperatura.
- Es necesario establecer una metodología de experimentación, en donde además de tomar en cuenta los dos objetivos anteriores, se tiene que conocer:
 - Los materiales más representativos, en masa y en volumen, utilizados en la fabricación de un transformador de potencia, para poder establecer un diseño a escala de la máquina de potencia.
 - Establecer las condiciones de las pruebas (detalladas en normas y estándares) a modo de representar las pruebas de temperatura en un transformador de potencia.

1.5 ALCANCE DE TESIS

En el proceso de desarrollar un método para diagnosticar un transformador, utilizando aceites vegetales como fluidos aislantes, se requiere de tiempo y de muchas pruebas para poder estudiar estos fluidos.

Es por eso que, como primer paso para este desarrollo, en esta investigación se realizó solamente un análisis comparativo entre los gases generados por un aceite vegetal y los generados por un aceite mineral, al ser utilizados como fluidos aislantes en un transformador, con la finalidad de entender su comportamiento, ante los cambios en una prueba normal de temperatura dentro del transformador, por lo que se trabajó bajo condiciones de prueba de temperatura en fábrica.

La experimentación se llevó a cabo en viales y en un reactor químico (transformador a escala). Éste último, fue diseñado de tal manera que se asemejó a un transformador típico de

potencia, incluyendo los materiales constructivos en proporciones similares a uno real, contando con una válvula para extraer las muestras que fueran analizadas por cromatografía de gases.

Es importante aclarar que el calentamiento típico de un transformador se debe al paso de la corriente a través del conductor de cobre (bobina), en este caso de estudio, para representar este fenómeno de aumento de temperatura, se utilizó una resistencia de cobre con un control digital para ajustar la temperatura a la cual se operará el reactor químico.

Con lo anterior, se puede decir que en este proyecto se estudió el cambio de las concentraciones de los gases disueltos en el aceite de un transformador debido a una prueba de temperatura en cierto tiempo, en donde se determinaron y se estudiaron los gases característicos o más representativos de cada tipo de aceite.

1.6 HIPÓTESIS Y PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

En el presente trabajo, la hipótesis que se plantea es que bajo condiciones de prueba de temperatura, la generación de gases disueltos en aceites vegetales es diferente a los generados por el aceite mineral. Es por eso que la pregunta de investigación que se plantea es: ¿los gases producidos por un aceite de origen mineral y los producidos por un aceite vegetal se generan en las mismas proporciones?

1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS

- Capítulo 1. Se define el problema a resolver, así como el alcance de la tesis y los objetivos a cubrir.
- Capítulo 2. Se hace una compilación de la literatura consultada, se describen conceptos y técnicas en el estado del arte de este tema.
- Capítulo 3. Se muestra la metodología usada para la solución del problema.
- Capítulo 4. Se muestra de manera detallada el procedimiento que se llevó a cabo para realizar los experimentos, además de presentar el análisis de los resultados.
- Capítulo 5. Se muestran las conclusiones del proyecto, y además se mencionan algunas recomendaciones para trabajos futuros.

Capítulo 2

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Como se mencionaba en el capítulo anterior, en esta investigación se realizará un análisis comparativo entre los gases generados por un aceite vegetal y por un aceite mineral, al ser utilizados como fluidos aislantes en un transformador. Con base en investigaciones previas, y los objetivos planteados en este trabajo, es necesario describir todos los elementos que serán tomados en cuenta para cumplir con el propósito de este trabajo.

En el presente capítulo, se presenta una descripción general de lo que es un transformador, sus componentes, y sus materiales aislantes, entre ellos el aceite. Se presentan unas secciones donde se proporciona información general acerca de los diferentes tipos de líquidos dieléctricos utilizados actualmente, de la fuente de donde son extraídos, presentando algunas ventajas y desventajas, durante su operación, y lo que puede afectar a su alrededor . Además se presentan métodos y estándares para el diagnóstico de un transformador utilizando diferentes fluidos dieléctricos.

2.1 TRANSFORMADOR Y CONCEPTOS GENERALES

Generalmente las personas no están familiarizadas con el concepto de electricidad, y sin embargo, de una u otra forma hacen uso de ella en diferentes situaciones de la vida, ya sea en la casa o en el trabajo.

Para las personas que están en contacto constante con la industria, es común observar que las diversas máquinas dentro de la empresa son accionadas por motores eléctricos de mediano y gran tamaño, con equipos auxiliares de control y/o protección compleja, que operan bajo ciertos principios generales, donde se diseñan y construyen en fábricas de aparatos y máquinas eléctricas, esto hace necesario que existan personas con conocimientos de máquinas eléctricas, que comprendan sus principios y estén en la posibilidad de resolver distintos problemas que plantea el uso y conservación de las mismas.

Existe una máquina, que desempeña un papel fundamental en el proceso de producción-utilización de la energía eléctrica, llamada transformador. Mencionando esto, conviene recordar las diferentes formas de obtención de la energía eléctrica en las centrales eléctricas, mediante un proceso de conversión de la energía, donde las fuentes primarias pueden ser el agua, denominadas hidroeléctricas; elementos derivados del petróleo accionando generadores por medio del vapor obtenido, llamado termoeléctricas; o bien, aquella obtenida mediante el vapor natural del subsuelo, denominadas geotermoeléctricas; o materiales nucleares como el uranio, que se denominan nucleoeeléctricas (Enríquez Harper, 1991) .

Para cada tipo de central de energía, existen diferencias en cuando a principio de funcionamiento y tamaño, aunque lo que se debe de notar es que, en la mayoría de los casos, los centros de producción de la energía eléctrica se encuentran distantes de los centros de consumo, lo que hace necesario que esta energía se transmita hasta cientos, y en ocasiones, a miles de kilómetros. Para poder llevar a cabo esta tarea, es necesario el uso de transformadores, que en este caso, tienen la función de elevar los voltajes de generación a voltajes apropiados para la transmisión.

De cualquier forma, los voltajes usados en la transmisión, no son los adecuados para utilizarlos en las distintas aplicaciones de la energía eléctrica y es necesario reducirlos a distintos niveles para su aplicación. Esto requiere de transformadores reductores, como los elevadores, se les denomina en general como transformadores de potencia.

La invención del transformador data del año de 1884 para ser aplicado en los sistemas de transmisión en la que se presentaban limitaciones técnicas y económicas. El primer sistema comercial de corriente alterna con fines de distribución de la energía eléctrica que usaba transformadores, se puso en operación en los Estados Unidos en 1885 en Great Barrington, Mass., en ese mismo año, la potencia eléctrica se transmitió a 2000 volts en corriente alterna a una distancia de 30km en una línea construida en Italia(Oommen T. , 2002).

A partir de esas pequeñas aplicaciones, la industria eléctrica en el mundo ha crecido de tal forma que, en la actualidad, es factor de desarrollo de los pueblos, formando parte importante el transformador en esta industria.

Con esto, podemos decir que el transformador es simplemente un dispositivo que no tiene partes móviles, el cual transfiere la energía eléctrica de un circuito u otro bajo el principio de inducción electromagnética. La transferencia de energía la hace por lo general con cambios en los valores de voltajes y corrientes. Un transformador elevador recibe la potencia eléctrica a un valor de voltaje, y la entrega a un valor más elevado, en cambio, un transformador reductor recibe la potencia a un valor alto de voltaje, y la entrega a un valor bajo. Generalmente, todos los transformadores, sin importar su tamaño, tienen tres partes fundamentales:

- Devanado de alto voltaje, diseñado para recibir o entregar la tensión mayor nominal del transformador.
- Devanado de bajo voltaje, diseñado para recibir o entregar la tensión menor nominal del transformador.
- Núcleo, este es construido con placas magnéticas. Es el encargado de acoplar magnéticamente las bobinas primarias y secundarias en el transformador.

Estas partes fundamentales en los transformadores, que se muestran en Figura 2.1, requieren una gran cantidad de materiales ya sea para su diseño u operación, ya sea como para embalaje o soporte.

Los materiales usados como conductores en los transformadores, al igual que los usados en otras máquinas eléctricas, deben ser de alta conductividad, ya que con ellos se fabrican las bobinas, donde además deben de cumplir con los siguientes requisitos:

- El menor coeficiente posible de temperatura por resistencia eléctrica.
- Una adecuada resistencia mecánica.
- Deben ser dúctiles y maleables.
- Deben ser fácilmente soldables.
- Tener una adecuada resistencia a la corrosión.

Entre los materiales más comúnmente usados como conductores en los transformadores se encuentran el cobre y el aluminio, en donde el cobre es el material más ampliamente usado como conductor en este tipo de equipos.

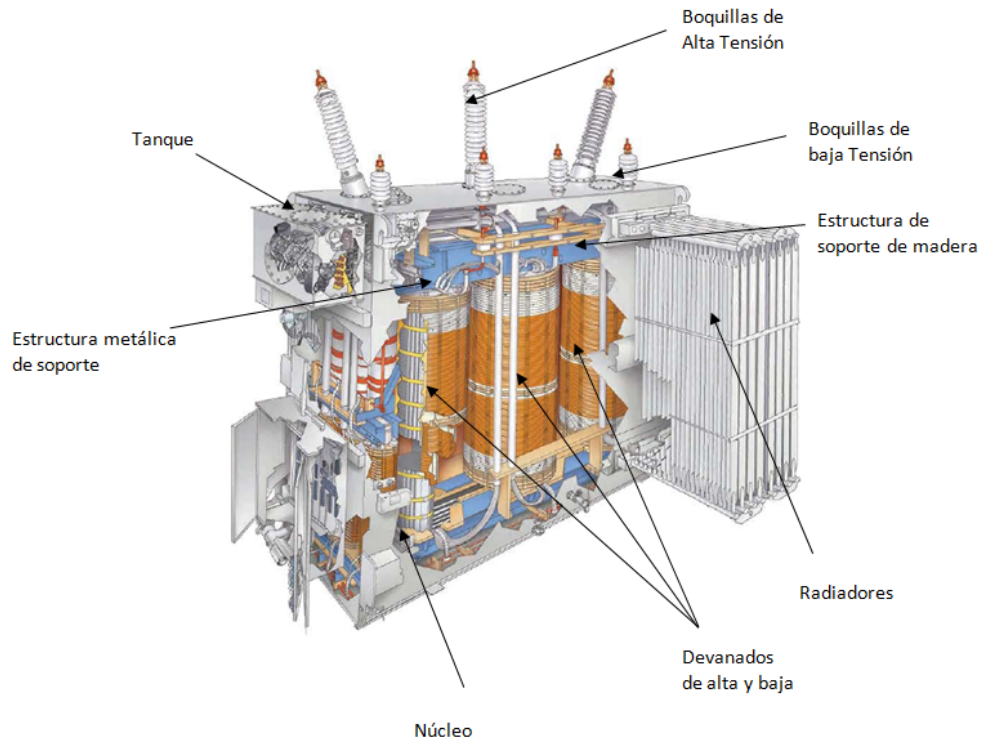


Figura 2.1 Partes de un transformador (Prolec GE).

Otro de los materiales que se encuentran en un transformador es el acero utilizado en el núcleo magnético, construido por láminas de acero al silicio. En este acero se utiliza el silicio, ya que éste aumenta la resistividad del material y entonces hace disminuir la magnitud de las corrientes parásitas o circulantes y en consecuencia las pérdidas por este concepto. En los transformadores de potencia, se utiliza un silicio con cristales orientados, los cuales hacen que el material presente propiedades magnéticas mejores que la laminación normal.

Para la parte de aislantes, existe una gran diversidad en orígenes y propiedades, muchos de origen natural o sintético, entre los materiales aislantes que se pueden encontrar en el transformador, podemos mencionar el papel, cartón, madera y aceite dieléctrico (Heathcote, 1998).

Los materiales aislantes más importantes, con propiedades de rigidez dieléctrica óptimas, y que han sido usados en transformadores de alto voltaje, son los que pueden impregnarse de aceite, es decir, los materiales en base celulosa, como lo son principalmente el papel y el cartón.

El papel aislante es utilizado principalmente para cubrir los conductores de cobre y además para separar a las bobinas. Dentro de la manufactura de un transformador, existen diferentes tipos de papel con diversas estructuras y densidades, dependiendo del tipo de equipo y aplicación que vaya a darse.

El cartón es utilizado principalmente para el aislamiento de equipo de alto voltaje. Se utiliza como separadores radiales y axiales en las bobinas. La madera es otro componente con base de celulosa, aunque ésta es utilizada como soporte y armadura en las bobinas, o como aislamiento entre las fases de los transformadores (Enríquez Harper, 1991).

El aceite dieléctrico es uno de los principales componentes de un transformador ya que todos los componentes están sumergidos en él y éste es utilizado como líquido aislante, como medio de enfriamiento y como portador de información. Este componente será de relevancia para nuestro estudio de los gases, en las siguientes secciones se detallará más información sobre este material.

2.2 FLUIDOS DIELECTRICOS

En 1885, fue construido el primer transformador de distribución en los Estados Unidos, y se trataba de un diseño tipo seco, es decir, utilizaba aire como medio de enfriamiento. Aunque la idea de un transformador que utilizara un aceite mineral como medio de enfriamiento, haciendo que la máquina de energía fuera más pequeña y eficiente fue debido a Elihu Thomson en 1882, y se tomó otra década para que esta idea fuera puesta en práctica. Y en 1892, General Electric produjo el primer transformador con la aplicación de un aceite mineral como medio de aislamiento.

Después, la intención de la industria fue enfocarse en determinar las propiedades ideales para el aceite mineral para las aplicaciones dieléctricas y desarrollar procesos para producir un fluido con una calidad más consistente. Las propiedades clave fueron identificadas, y en 1899 al menos una refinería ya empezaba a producir un corte de aceite mineral que fuera especialmente fabricado para los transformadores (McShane P. , 2002).

La experimentación usando fluidos naturales en base éster como líquidos dieléctricos empezó alrededor de aquellas fechas cuando se empezaba a probar el aceite mineral en los transformadores, aunque se probó que estos aceites no eran deseados ya que tenían una menor estabilidad de oxígeno y tenían valores de punto de congelamiento, permitividad y viscosidad muy altos (Clark, 1962).

En estos días, los líquidos principales que se utilizan para el llenado de los transformadores son los aceites minerales. Algunas otras alternativas para los transformadores, como el tipo seco o líquidos del tipo no inflamables, fueron comercializadas hace varias décadas para uso de aplicaciones especiales.

Casi todos los fluidos que son no inflamables usados en los transformadores pertenecen a un grupo químico conocido como hidrocarburos halogenados, en donde típicamente se encuentran el cloruro y/o fluoruro. Los fluidos dieléctricos halogenados, principalmente los fluidos conocidos como askareles, fueron promovidos por sus excelentes propiedades resistentes al fuego, y son ahora indeseables en la sociedad debido a su posible riesgo a la salud y su persistencia en el ambiente.

Los askareles son un tipo de fluido de hidrocarburo halogenado compuesto por una mezcla de hidrocarburos halogenados (PCBs o bifenilos policlorados, y los triclorobenceno), y empezaron a comercializarse en los años 1930. Muchas de sus aplicaciones fueron para instalaciones que requerían límites de explosividad nulos o bajos, principalmente en redes de trabajo en zonas urbanas.

La EPA (Environmental Protection Agency) es uno de los organismos que protegen al medio ambiente, y continuamente establece límites de regulación ambiental o penalizaciones (última actualización en 1998), en donde la industria tiene que adaptarse a vivir con estas regulaciones durante tiempo indefinido.

La prohibición de la producción y comercialización de los PCB's y el aumento en regulaciones restrictivas condujo a la introducción de otro tipo de transformadores resistentes al fuego. Los transformadores tipo seco respondieron diseñando un equipo más robusto utilizando

una impregnación presión-vacío, e incrementaron los niveles de voltaje y potencia. Una cantidad de empresas manufactureras y compañías de retrolleado promovieron otros transformadores con refrigerantes dieléctricos no inflamables que no contenían PCB's. Estos refrigerantes incluían percloroetileno, triclorobenceno, y clorofluorocarbonos. Sin embargo, la mayoría de los reemplazos de los askareles seleccionaron fluidos de menor punto de inflamación (Hallerberg, 1999).

2.2.1 Aceite Mineral

La incorporación formal de los fluidos menos inflamables para transformador al National Electrical Code (NEC) ocurrió en 1978. Originalmente, y quizá de manera apropiada, estos fluidos fueron referidos como "líquidos con alto punto de fuego" hasta 1984, cuando la NEC empezó a referirse a ellos como líquidos menos inflamables. Tiempo después, la NEC publicó una lista de líquidos menos inflamables entre los cuales se cubrían los dimetilsiloxanos (silicones), hidrocarburos de alto peso molecular (HMWH), ésteres sintéticos (POE) y las polialfaolefinas (PAOs).

Actualmente, existen cerca de 200,000 transformadores que utilizan líquidos que son menos inflamables. En los 80's, las unidades rellenas con silicón fueron la primera opción para el uso en los transformadores para rectificación y en redes de servicio público.

Los fluidos de hidrocarburos de alto peso molecular (HMWH), que son un tipo de líquidos poco inflamables, son también ampliamente usados, particularmente en unidades de subestación, tipo pedestal. A la fecha más de 120,00 transformadores llenados con HMWH han sido instalados. No se han reportado explosiones o incendios provocados por este tipo de fluidos. Los principales fabricantes de transformadores ahora ofrecen la opción de transformadores con fluidos tipo HMWH.

Los aceites en base petróleo son una mezcla compleja de cientos de diferentes compuestos orgánicos. A pesar de que los compuestos orgánicos eventualmente se degradan, sus respectivas velocidades de degradación difieren significativamente. Se componen de grasas

saturadas e insaturadas con cadenas lineales, cíclicas y aromáticas desde 1 a 40 carbonos, como se muestra en la Figura 2.2 Estructuras presentes en los aceites minerales. (Singh, 2000).

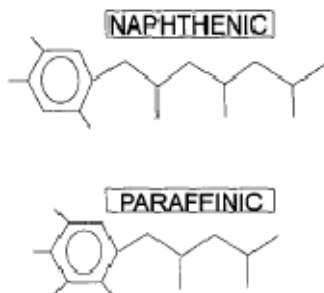


Figura 2.2 Estructuras presentes en los aceites minerales(Singh, 2000).

Los aceites crudos son mezclas complejas de muchos compuestos de hidrocarburos, y las cantidades relativas de estos hidrocarburos pueden ser completamente diferentes en los aceites crudos derivados de diferentes fuentes. Así como los aceites crudos dependen de la fuente de la que fueron derivados, los aceites para transformador varían substancialmente en su composición.

No han sido especificados los límites para las concentraciones de estos hidrocarburos, es completamente impráctico analizar los cientos de especies moleculares presentes en la molécula. De todas formas, muchas de las características de los aceites para transformador reflejan el comportamiento de las grandes clases de las especies de hidrocarburos presentes.

Prácticamente todos los aceites minerales utilizados en los transformadores, como los HMWH, pertenecen a tres clases de hidrocarburos: parafínicos, nafténicos y aromáticos (ASTM D2864, 2009). Los alcanos son parafinas saturadas con una estructura lineal o ramificada (n-hexano y 2,3 dimetilbutano son ejemplos de cadenas de hidrocarburos lineales y ramificadas, respectivamente). Los hidrocarburos nafténicos son parafinas saturadas las cuales sus estructuras incluyen anillos formados de cinco, seis o siete carbonos (ciclohexano es un ejemplo de un compuesto nafténico), dos o más estructuras de este tipo pueden fusionarse en una molécula nafténica.

Los anillos nafténicos, simples o múltiples, pueden contener cadenas de alcanos lineales o ramificadas. Los hidrocarburos aromáticos son compuestos cíclicos insaturados, donde se observó

que el compuesto fundamental de esta serie era el hidrocarburo, C_6H_6 , al que se llamó benceno, aunque su fórmula molecular indica un grado de insaturación, el compuesto no presenta reactividad con los hidrocarburos saturados; sufre relativamente pocas reacciones, y éstas proceden lentamente y requieren, con frecuencia, calor y catálisis (L. Allinger, P. Cava, C. de Jongh, & R. Johnson, 1971).

La operación de los transformadores con HMWH ha sido positiva, la estabilidad de las propiedades clave del fluido especialmente que no se forman lodos, incluso a su alta temperatura de operación y su alta punto de rigidez dieléctrica, hacen que resulte un muy satisfactorio desempeño. Debido a su compatibilidad con los materiales aislantes, los aceites HMWH son usados en transformadores de alta temperatura de operación con una temperatura nominal en el aceite de $115^\circ C$ con aumentos de hasta $175-185^\circ C$.

No obstante, los aceites HMWH, como los aceites convencionales para transformador, como ya se mencionó, son en base petróleo, y en consecuencia, éstos están sujetos a las cuestiones de regulaciones ambientales que vayan surgiendo. Por ejemplo, los aceites minerales son excluidos de la clasificación de los aceites que cubre la norma de los aceites comestibles. Muchos de los estados requieren incluso de los derrames de aceite de transformadores en tierra que sean reportados, y muchos requieren de remover o reemplazar la tierra que contiene ese aceite derramado (McShane P. , 2002).

Los aceites de silicón también están clasificados como aceites no comestibles. Exámenes probaron el silicón no es esencialmente biodegradable, aunque hay reportes que bajo ciertas condiciones la degradación ambiental es posible, donde una relativa o rápida “degradación” del silicón involucra tierras que han sido secadas en hornos, una condición que no se da en el mundo real (Chandra, 1997).

Es cada vez más la importancia que se da para que los fluidos dieléctricos provean de un mejor balance en el desempeño dentro de un transformador compitiendo contra un menor impacto ambiental. Es por eso que se desea que dentro de un transformador exista un fluido químicamente estable y que tenga excelentes propiedades térmicas y dieléctricas, y que

externamente, el fluido fuese amigable con el ambiente, que no sea tóxico y fácilmente biodegradable.

Hoy en día el funcionamiento y el costo no son solo los criterios necesarios para la selección de un material, sino que su ciclo de vida y el cuidado ambiental se vuelven parte fundamental de este análisis (Bertrand & Hoang, 2003). Los materiales a considerarse como fluidos dieléctricos, mínimo deberían de cumplir con ciertos requisitos relacionados con la salud y el ambiente. Por ejemplo:

- No tóxico
- Biodegradable
- Fabricado con materiales de baja degradación térmica
- Reciclable y que pueda desecharse fácilmente
- No estar dentro de los materiales peligrosos de acuerdo a la EPA

Todos los aceites de transformador, deberían de cumplir con los criterios ambientales antes mencionados, sin embargo, debido a ciertas situaciones en la que aceites minerales han resultado con contaminación de PCB's, hay una tendencia al incremento de regulaciones estrictas asociadas a los derrames de aceites en base petróleo, puesto que contienen una gran cantidad de compuestos aromáticos.

Con todas estas tendencias y preocupaciones en mente, el potencial de materiales alternativos (no en base petróleo, y no peligrosos) ha sido estudiado, observando mejores características y más amigables con el ambiente, que con los aceites minerales altamente refinados. Adicionales a estos requisitos, se incluyen:

- Incremento en el grado de biodegradabilidad
- Que se derive de fuentes renovables

Una clase de material con este potencial para funcionar como fluido dieléctrico dentro de un transformador, y que parece cumplir con los criterios de salud y ambiente, son los ésteres naturales, que se describen en el siguiente punto.

2.2.2 Aceite Vegetal

Anteriormente se comentaba que cerca de 1892, ya se habían realizado experimentos con otros líquidos que no fueran aceites minerales, incluyéndose ésteres a partir de semillas. No pudieron hacer mejoras en estos aceites, y no pudieron destacar comercialmente, en donde un problema en particular con los líquidos o fluidos extraídos de las semillas era su alto punto de congelamiento y una resistencia inferior a la oxidación, comparado con los aceites minerales.

Salvo para algunas aplicaciones en capacitores y otras aplicaciones especiales, un nuevo interés surgió en el estudio de los fluidos dieléctricos en base éster, debido a la aparición de los PCB's alrededor de los años 70's. Para entonces, había una industria madura en los ésteres sintéticos.

Dependiendo de los tipos de ácidos y alcoholes, existe una amplia variedad en la formación de ésteres sintéticos. Los ésteres sintéticos alifáticos fueron los que sustituyeron a los askareles en los transformadores por su favorable viscosidad y punto de inflamación, además de tener excelentes propiedades dieléctricas y ambientales. Estos son miembros de la misma familia de los ésteres usados por décadas como lubricantes en los motores de reacción.

Las primeras aplicaciones de estos ésteres sintéticos fueron en Estados Unidos, alrededor de 1984, en algunos transformadores, con requerimientos muy estrictos. Debido a su diseño compacto, se aplicó un flujo forzado a intercambiadores de calor. Por consiguiente, una excelente lubricidad, un muy bajo punto de escurrimiento y un alto punto de inflamación fueron importantes características para esta aplicación. La aceptación del mercado de los ésteres sintéticos fue limitada a aplicaciones especiales, primeramente debido al alto costo comparado con otros fluidos dieléctricos.

A causa de regulaciones ambientales involucrando a los aceites no comestibles, se realizó una extensa investigación tempranamente en los 90's con los ésteres naturales. Comparten muchas de las excelentes propiedades dieléctricas de los aceites sintéticos, y se clasifican como aceites comestibles, además de mencionar que son mucho más económicos que los aceites de éster sintético.

Los ésteres extraídos de semillas, que incluyen grasas líquidas y aceites, son derivados del alcohol glicerol, y son conocidos como triglicéridos (triacilglicéridos). Los ésteres naturales que son probados para aplicaciones potenciales en transformadores, son ésteres triglicéridos. Estos compuestos triglicéridos, son los lípidos más abundantes en la naturaleza, y los principales constituyentes de todas las grasas y aceites, ya que suman más de 90% de los lípidos totales (Badui Dergal, 1996).

La estructura en la Figura 2.3 es un triglicérido en donde los grupos (R, R', R'') consisten en cadenas de carbonos de $C_8 - C_{22}$.

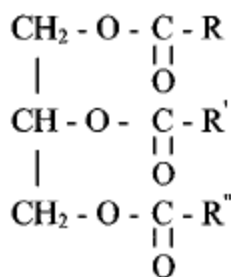


Figura 2.3 Estructura de un triglicérido (McShane P. , 2002).

Las características físicas y químicas de los triglicéridos dependen fundamentalmente del tipo, la concentración y la forma de distribución de los ácidos grasos. En la Tabla 2.1 se presentan algunas propiedades de los aceites dieléctricos que fueron estudiados en este proyecto.

Tabla 2.1 Propiedades de aceites dieléctricos.

Propiedad	Aceite A (mineral)	Aceite B (vegetal)	Aceite C (vegetal)
Rigidez dieléctrica, kV	60	56	62
Factor de disipación, %	0.11	3.0	0.29
Gravedad específica	0.882	0.92	0.916
Viscosidad, cSt	8.8 cSt @ 40 °C	34 @ 40 °C	50 @ 40 °C
Temp. Inflamación, °C	160	360	330
Punto de escurrimiento, °C	-57	-21	-12
Ácidos totales, mg KOH/g	< 0.01	0.04	0.05
Contenido de agua, ppm	< 20	30	50
Origen	Nafténico	Base aceite de soya	Base aceite de soya

Los ácidos grasos son segmentos que están compuestos por cadenas lineales que tienen un gran número par de carbonos, y estos varían en la longitud de su cadena y del grado de insaturación, y están en pares de carbonos ya que su metabolismo y aprovechamiento biológico se lleva a cabo a través de las moléculas de carbonos pares. Sin embargo, existen moléculas impares, aunque se encuentran en concentraciones muy bajas en grasas animales y vegetales. Éstos se dividen en saturados e insaturados, dependiendo de la ausencia o presencia de enlaces dobles.

Los ácidos grasos saturados varían de C_4 a C_{20} , su punto de fusión es directamente proporcional al tamaño de su molécula, y su solubilidad disminuye entre más grande sea la molécula. Los insaturados tienen mayor reactividad química debido a la presencia de dobles ligaduras. Éstos predominan especialmente en los aceites vegetales. Su punto de fusión disminuye a medida que aumenta el grado de insaturación, al contrario de su sensibilidad a la oxidación. Si contienen un enlace doble, se les llama monoinsaturados, y si contienen más, se les llama poliinsaturados (Badui Dergal, 1996).

En los años 90 los primeros transformadores que se introdujeron comercialmente utilizando aceite vegetal como fluido dieléctrico fueron los transformadores de distribución, incluso se han realizado retrolenados con aceite vegetal a otros transformadores que usaron aceite mineral como fluido aislante.

2.3 TÉCNICAS, MÉTODOS Y ESTÁNDARES PARA EL DIAGNÓSTICO DE UN TRANSFORMADOR

Los transformadores de potencia normalmente suelen ser aparatos eléctricos muy confiables, aunque pueden producirse fallas que pueden desarrollarse de manera catastrófica, resultando en la pérdida de lo que suele ser el elemento eléctrico más caro, con la posibilidad de producir los altos costos de interrupción forzada, además de un posible daño pudiendo producir alguna explosión.

Entonces es evidente que, a pesar de la buena confiabilidad de los transformadores y a la vista de las consecuencias potenciales de fallas, es importante que las técnicas efectivas de monitoreo sean empleadas de manera que las fallas puedan ser detectadas en una etapa

temprana a fin de mejorar las perspectivas de reparaciones y reducir al mínimo el repercusiones de sus fallas.

Un problema en particular con los transformadores es que las inspecciones visuales internas son muy caras por el manejo requerido del aceite, además de ser inconclusas porque solo tiene una parte accesible para dicha inspección. Entonces el monitoreo de los transformadores tiene que estar basado en técnicas no invasivas, las cuales tienen que ser sofisticadas de tal manera que se tomen en cuenta aspectos de construcción del transformador.

En adición a las necesidades para detectar las fallas en una etapa temprana, hay un aumento en presión para que las técnicas de monitoreo permitan saber cuándo dar mantenimiento, o dejar el equipo en servicio. También hay una necesidad creciente de técnicas que permitan la evaluación de los transformadores, en particular para determinar el estado de envejecimiento de los equipos a fin de proporcionar información sobre la cual basar las decisiones de gestión de activos a largo plazo.

2.3.1 Técnicas

Con base en lo anterior, surge una técnica aceptada universalmente, llamada Análisis de Gases Disueltos (DGA), que sirve para monitorear las condiciones de un transformador, (Naphthenics, 2004). Además existen otros análisis que pueden realizarse al aceite y serán mencionados posteriormente.

2.3.1.1 Análisis de gases disueltos

El análisis de gases disueltos, realizado de acuerdo a las normas ASTM D3612 o IEC 60567, es por mucho, la prueba de diagnóstico más usada y la más simple desarrollada para un aceite de transformador. El análisis de gases disueltos es una de las mejores herramientas para monitorear las fallas de un equipo eléctrico en servicio (Duval, 2003). Las fallas térmicas y eléctricas en un transformador, descomponen el material aislante y esto provoca que se generen cierta cantidad de gases, los cuales se disuelven en el aceite. Como el aceite circula a través del transformador, este acarrea con sólidos y gases.

Usando el cuerpo humano y su sistema circulatorio como analogía, así como el médico puede detectar en etapas tempranas algunos signos de anormalidades en el cuerpo además de incrementar las posibilidades de encontrar una cura apropiada a través de un análisis de sangre, igualmente es posible detectar en etapas tempranas algunas anormalidades tomando una muestra del líquido aislante y analizando los gases disueltos contenidos en él.

Un análisis de gases disueltos preciso, siempre requiere de un muestreo de un volumen pequeño de aceite del transformador. En la Figura 2.4 se muestra la toma de una muestra con jeringa, que es probablemente la técnica más popular entre las más conocidas (IEC 567, 1977). Las muestras de aceite, generalmente son tomadas desde la parte inferior del tanque principal del transformador desde una válvula de drene, pero también, para propósitos especiales, puede tomarse de la parte superior, como en los radiadores, etc. Una vez tomada la muestra, se manda a analizar a un laboratorio.

En los laboratorios, extraen los gases disueltos en el aceite, y después los inyectan en un equipo llamado cromatógrafo de gases (GC). Existen equipos comerciales disponibles con muchas empresas manufactureras, adaptados con elementos indispensables como columnas, detectores, switches y sistemas para el gas acarreador, dependiendo de los gases a estudiar.

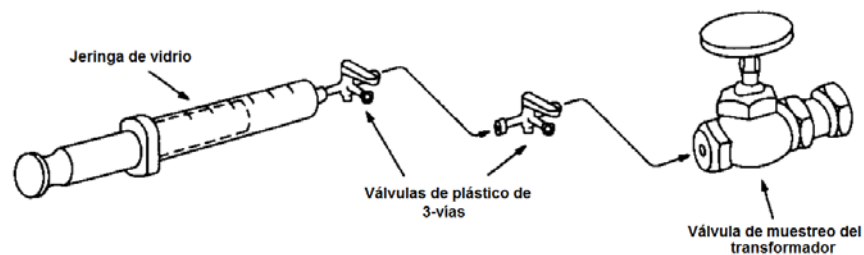


Figura 2.4 Toma de muestra con jeringa(Duval, 1989).

Existe un método al vacío, que es la técnica más usada en Norteamérica (ASTM D3612, 2002) y está basada en un procedimiento, mostrado en la Figura 2.5. El método original, ASTM D3612 (método A), requiere que el aceite sea sometido a alto vacío en un sistema elaborado de vidrio para remover la mayoría de los gases (1×10^{-3} torr).

Después de este vacío, el gas se colecta y se mide en un tubo graduado, rompiendo el vacío utilizando un matraz con mercurio como pistón. Una vez recolectado, el gas es removido a través de una septa con una jeringa delgada e inmediatamente inyectada en el cromatógrafo de gases. En la actualidad, en los laboratorios, el mercurio no es un material favorito para los químicos, y por esta razón, se han desarrollado dos técnicas adicionales eliminando el empleo del mercurio.

Existe otro método descrito en ASTM D3612 (método B) el cuál es llamado técnica de inyección directa. In este método, la separación de los gases del aceite y el análisis de gases toman lugar dentro del cromatógrafo. Originalmente desarrollado en los 80's, el proceso involucra inyectar la muestra de aceite en el sample loop en el cromatógrafo. Cuando el cromatógrafo de gases se inicializa, el sample loop transfiere el aceite a través de una serie de válvulas hacia una columna. Esta columna está compuesta de esferas en una salida, en la cual el aceite se sobrepone a la superficie de las esferas para incrementar el área de la superficie. El gas acarreador pasa a través de las esferas y extrae los gases disueltos desde el aceite, el cual pasa a través de una serie de columnas y detectores. El aceite se devuelve y se purga del sistema antes de que la siguiente muestra se introduzca.

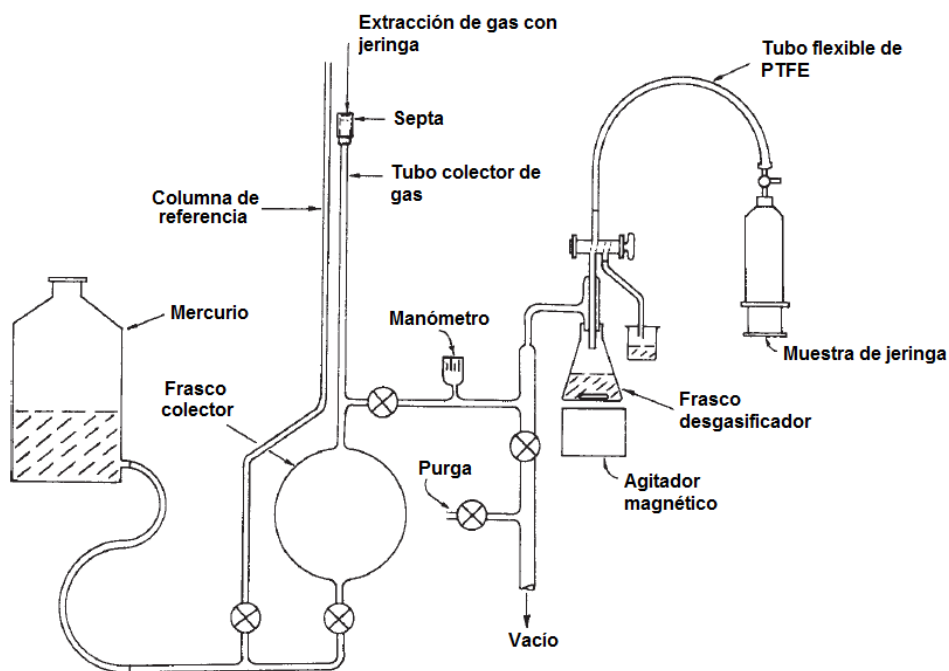


Figura 2.5 Extracción de gases de la muestra de aceite (ASTM D3612, 2002).

El más nuevo método, descrito también en la norma ASTM D3612 (método C), fue aprobado hace aproximadamente un año y se llama el método headspace. Esta tecnología se ha usado para el análisis de la DGA durante casi una década. El método se muestra en la Figura 2.6. Sin embargo, nunca se desarrolló en un método robusto, fiable estándar hasta hace varios años cuando Jocelyn Jalbert de Hydro-Quebec ha desarrollado un método headspace con un aparato de Hewlett Packard (Jalbert & Gilbert, 1995).

La técnica consiste en inyectar un volumen exacto de aceite en un vial purgado y presurizado. El gas disuelto en el aceite es llevado a un equilibrio en el vial por medio de agitación y calentamiento. Después de un determinado tiempo de extracción de la muestra, el muestreador automático extrae una parte del gas que se encuentra en la parte superior del vial donde se encuentra la muestra de aceite y lo inyecta en el GC. La ventaja de este método es que se puede automatizar y reduce el riesgo de error del operador de la manipulación excesiva de la muestra durante la preparación y la inyección.

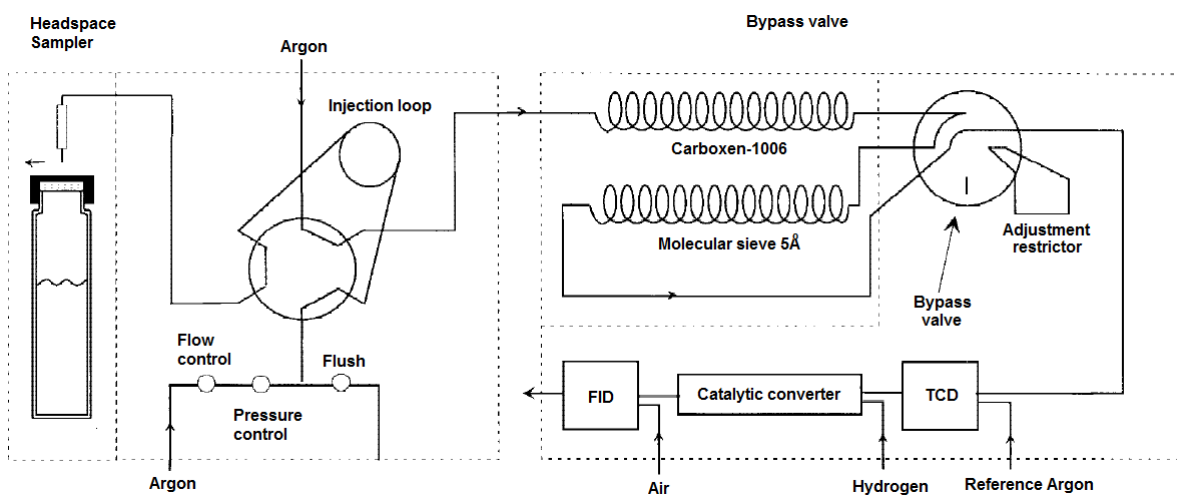


Figura 2.6 Proceso esquemático del proceso del headspace(ASTM D3612, 2002).

Por supuesto, cada método tiene sus ventajas y desventajas. Método A (ASTM D3612A) es el método más antiguo, aunque es aún ampliamente utilizado y ofrece precisión si la preparación de las muestras se sigue rigurosamente. Sin embargo, los métodos alternativos, que son más fáciles de automatizar, están ganando aceptación en el mercado.

2.3.1.2 Otras pruebas

Otras pruebas que han sido utilizadas y desarrolladas para detectar fallas en los transformadores incluyen algunos análisis en el aceite dieléctrico que incluyen pruebas de acidez (ASTM D974, 2008), rigidez dieléctrica (ASTM D1816, 2004) , pruebas de color, contenido de humedad (ASTM D1533, 2005), en las cuales existen estándares que describen la prueba y los rangos permitidos para su funcionalidad en el transformador.

Además de estas pruebas, existen dispositivos para el transformador utilizados como protección al efecto de fallas o anomalías dentro del equipo, como el relevador Buchholz, que simplemente da una indicación de alarma cuando el volumen de gases generados se acumulan y sobrepasa un valor prefijado (de 100 a 400 cm³), lo que corresponde a un defecto interno de una gravedad limitada empleando un switch flotante usado para inicializar una señal de alarma. En el caso de un defecto grave, por ejemplo arcos de gran energía, estos producen una fuerte vaporización del aceite y, en consecuencia, un flujo rápido de aceite (>1m/s) desde el tanque principal hasta el depósito de expansión del relevador, haciendo actuar su elemento de disparo y provocando la desconexión del transformador (Sabugal García & Gómez Moñuz, 2006).

2.3.2 Diagnóstico de un transformador en operación con aceite mineral.

Como se ha visto en este capítulo, los aceites minerales para transformadores son mezclas de muchas moléculas de hidrocarburos y los procesos de descomposición de estos hidrocarburos son complejos, en donde los pasos fundamentales de esta descomposición son la ruptura del enlace carbono – hidrógeno y los enlaces carbono-carbono, y de aquí se forman hidrógenos activos y otros fragmentos de hidrocarburos.

Estos radicales libres pueden combinarse con otros para formar gases como hidrógeno, metano, etano, u otras, nuevas moléculas condensables. Esta descomposición y reacomodo de las moléculas para la formación de nuevos productos, se deben a la presencia de hidrocarburos individuales, además de condiciones de distribución temperaturas y tiempo al cual el aceite dieléctrico está sometido.

Estas reacciones ocurren estequiométricamente, por lo tanto, las degradaciones del aceite y las condiciones de falla no pueden predecirse de manera fácil con las consideraciones de cinética química.

Todos los transformadores generan gases, en cierta medida, a las temperaturas normales de funcionamiento. Pero ocasionalmente, ocurren anomalías en el transformador, tales como el calentamiento local o general, los problemas dieléctricos, o una combinación de estos, generando gases. En los equipos eléctricos, estas anomalías se denominan fallas, que pueden ser térmicas, o eléctricas que incluyen corona y arcos, se describen por norma (IEEE Std C57.104, 2008).

Las fallas internas en aceites producen gases como hidrógeno, metano, acetileno, etileno y etano. Cuando la celulosa se involucra, las fallas producen hidrógeno, monóxido y dióxido de carbono. Cada uno de estos tipos de falla produce gases que generalmente son combustibles excepto el CO₂ y el CO.

Se han encontrado algunas relaciones entre ciertos gases generados y el tipo de falla que se genera, sin embargo, la interpretación de cada gas por individual puede ser difícil cuando hay más de una falla, o cuando un tipo de falla conlleva a otro tipo.

Es por eso que se han desarrollado algunos métodos para identificar o relacionar, de manera precisa, la falla producida en un transformador con los gases que generan utilizando como fluido aislante un aceite de origen mineral. A continuación se describen algunos métodos de manera muy general para relacionar estos resultados de gases con sus fallas.

2.3.2.1 Método de Gases Clave

Lo comentado anteriormente acerca de la generación de ciertos gases con la temperatura, el tipo de aceite y los generados por la descomposición de la celulosa, proporciona la base para la determinación cualitativa de los tipos de fallas de acuerdo a los gases que son típicos. Estos gases y proporciones significativas son llamados gases clave (key gases). La Figura 2.7 indica estos "gases de clave" y las proporciones relativas de los cuatro tipos de fallas en general.

Por ejemplo, si llega a haber un sobrecalentamiento en el aceite, la descomposición de los productos incluye etileno y metano, aunque se presentan algunas concentraciones de hidrógeno y etano, aunque el gas principal es el etileno. En el caso de sobrecalentamiento de la celulosa, el monóxido de carbono es el principal gas que se genera.

Cuando se presenta una falla eléctrica tipo corona, se generan hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno, aunque comparados entre sí, el principal gas es el hidrógeno para este tipo de falla. Y en el caso de un arqueo, se generan hidrógeno y acetileno, con pequeñas cantidades de metano y etileno, acompañados de dióxido y monóxido de carbono, aunque el gas indicador en este caso sería el acetileno.

2.3.2.2 Análisis de gases. Método de Rogers y Doernenburg.

El uso de relaciones o razones entre gases generados dentro de un transformador para indicar un solo tipo de falla posible, es un proceso empírico basado en la experiencia de cada investigador, en donde se estudia la correlación de estos gases, dentro de muchas unidades, con el tipo de falla identificado como la causa de dicha perturbación (IEEE Std C57.104, 2008).

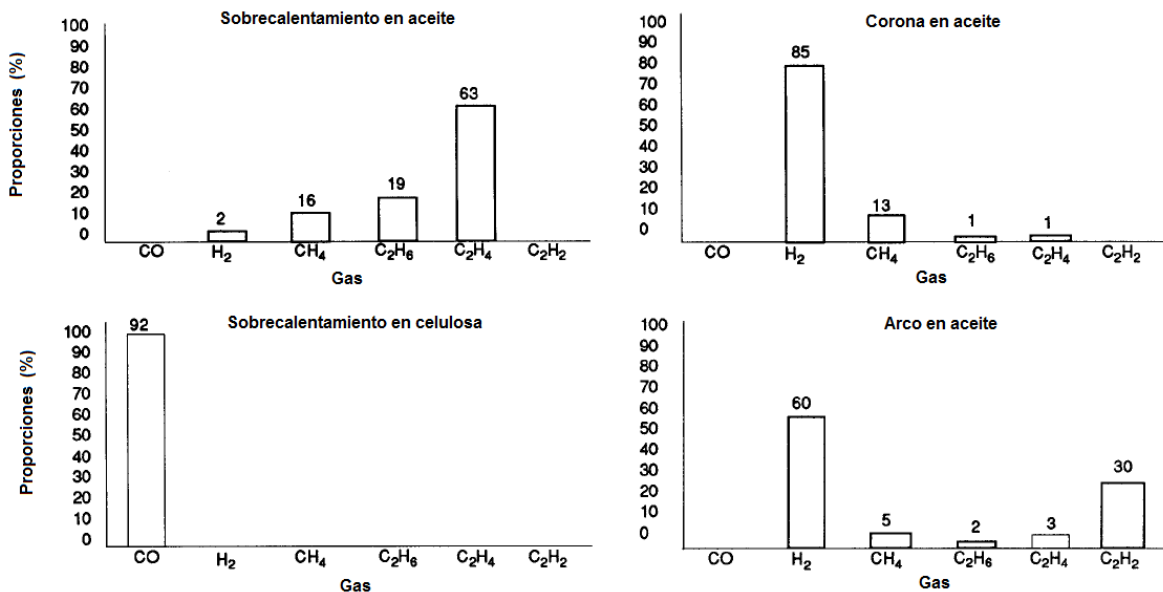


Figura 2.7 Gases clave para aceite mineral de acuerdo al tipo de falla (IEEE Std C57.104, 2008).

Este proceso se atribuye a Doernenburg y confirmada posteriormente por Rogers en los sistemas europeos, de la cual se obtuvieron la mayor parte de la correlación de diagnóstico. Investigadores de EE.UU. han aplicado las normas europeas a las unidades en los sistemas de EE.UU. con diferentes grados de éxito puesto que la base de reportes en Europa es mucho mayor.

Las teorías de diagnóstico emplean ciertas relaciones entre gases clave como indicadores del tipo de falla. Las relaciones que se han empleado se muestran en la Tabla 2.2.

El método de Doernenburg utiliza las relaciones 1, 2, 3 y 4. Este procedimiento requiere de niveles significantes de gases para que el diagnóstico sea válido. El método de Rogers utiliza las relaciones 1, 2 y 5. De cualquier forma, se sugiere que el método sea utilizado solo cuando los gases individuales hayan excedido los límites normales (Rogers R., 1978).

Tabla 2.2 Relaciones de gases clave (IEEE Std C57.104, 2008).

Relación 1 (R1)	CH_4/H_2
Relación 2 (R2)	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$
Relación 3 (R3)	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$
Relación 4 (R4)	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$
Relación 5 (R5)	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$

2.3.2.3 Método de Duval

El triángulo de Duval mostrado en la Figura 2.8 fue desarrollado para equipos como transformadores, utilizando aceite mineral. Siete diferentes tipos de fallas se indican en el triángulo: PD = descargas parciales del tipo de corona; D1 = descargas de baja energía; D2 = descargas de alta energía; T1 = falla térmica de temperatura $<300^\circ\text{C}$; T2 = falla térmica de temperatura de $300^\circ\text{C} < T < 700^\circ\text{C}$; térmica $> 700^\circ\text{C}$, y DT = mezclas de fallas eléctricas y térmicas. El triángulo usa 3 gases básicos los cuales están relacionados con el contenido de energía de la falla, que son el metano, etileno y acetileno.

El porcentaje relativo de estos 3 gases se expresa en las coordenadas del triángulo. Si las concentraciones de estos 3 gases son $(\text{CH}_4) = x$, $(\text{C}_2\text{H}_4) = y$ and $(\text{C}_2\text{H}_2) = z$, en ppm, su porcentaje relativo puede ser calculado fácilmente con $(\% \text{CH}_4) = (100 x / (x + y + z))$, $(\% \text{C}_2\text{H}_4) = (100 y / (x + y$

+z)) and $(\% C_2H_2) = (100 z / (x + y + z))$. Por ejemplo, si $x = y = z = 100$ ppm, entonces $(\% x) = (\% y) = (\% z) = 33.3\%$, punto que se ubicaría exactamente en el centro del triángulo. Este procedimiento y sus variantes vienen descritas con más detalle en un artículo del mismo creador (Duval, 1989).

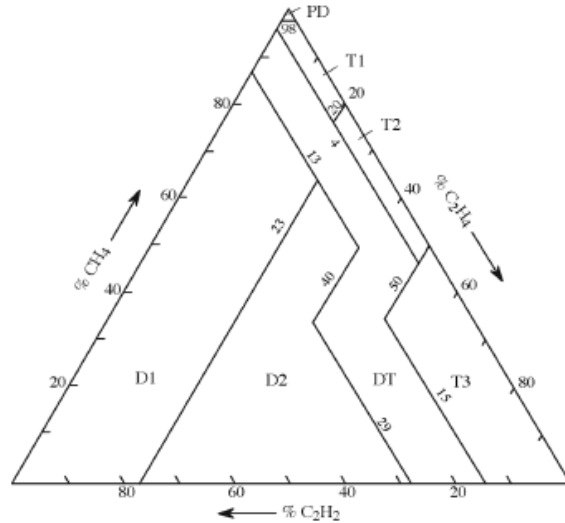


Figura 2.8 Triángulo de Duval (Duval, 2003).

2.3.3 Diagnóstico en un transformador en pruebas de fábrica con aceite mineral

Además del uso del análisis de gases disueltos en transformadores durante la operación en campo, también se aplica como una herramienta durante la prueba de elevación de temperatura en fábrica para asegurar la confiabilidad del equipo.

Desde el siglo pasado, se han realizado muchas investigaciones acerca del análisis de gases en transformadores operando en campo (IEEE Std C57.104, 2008), donde se enfocan a aspectos como creación de base de datos, definición de límites aceptables, métodos de diagnóstico como los mostrados anteriormente, hasta la aplicación de la técnica a otros líquidos aislantes (Castellanos G. & Betancourt R., 2009).

En cuestión del análisis de gases disueltos en pruebas de temperatura en fábrica, la información científica es poca a comparación con la de operación en campo. Desde hace tiempo se iniciaron estudios para mejorar y establecer límites de gases producidos para una prueba de temperatura en fábrica. En 1974 se reunió un equipo de trabajo para detectar puntos calientes en

los transformadores, aunque concluyeron que los equipos no tenían la sensibilidad para detectar problemas incipientes.

En los 80's se presenta un trabajo en donde se proponen 3 rangos de límites para la generación en ppm/hr. Los resultados se presentan en la Tabla 2.3. Si los resultados son inferiores al límite 1, es una prueba exitosa, si está entre ambos límites, se continúa la prueba y evaluar con estadística, y si es por encima del límite 2, se concluye una falla mayor.

Tabla 2.3 Límites de Musil y Foschum (Musil & Foschum, 1980).

	Límite 1	Límite 2
Hidrocarburos (individual)	0.2	1.0
Hidrógeno	2.0	10.0
Monóxido de carbono	2.0	10.0
Bióxido de carbono	10.0	50.0
CO/CO ₂	<0.3	<0.3

Otros estudios se hicieron por T. Oommen, H. Moore y L. Luke, propusieron otros límites de generación de gases para la prueba de temperatura con duración de 24 horas. En la Tabla 2.4 se muestran estos límites. Entre los hidrocarburos que fueron considerados se encuentran el metano, etano y etileno (Oommen, Moore, & Luke, 1982).

Tabla 2.4 Límites de (Oommen, Moore, & Luke, 1982)

	Límite 1	Límite 2
Hidrocarburos (individual)	5.0	25.0
Hidrógeno	30.0	100.0
Monóxido de carbono	75.0	200.0
Bióxido de carbono	400.0	1000.0
Acetileno	ND	Detectable

Douglas, Lawrence y Templeton (Douglas, Lawrence, & Templeton, 1985), presentan otros resultados empleando para la prueba de temperatura y sobrecarga efectuada a un autotransformador, donde tuvo una duración de 24 horas para prueba normal más 19 horas de

sobrecarga. Ellos aplicaron para la prueba normal el límite 2 propuesto por Oommen et al, y para la prueba de sobrecarga proponen nuevos límites.

En 1995 CIGRÉ convoca al grupo de trabajo 12.09 (WG 09, 1995) para reevaluar trabajos posteriores realizados 13 años atrás. Y la conclusión del grupo 12.09 fue que de manera general reafirma el trabajo publicado por el grupo 12.06, revalidando los datos establecidos. Los intentos para desarrollar una guía para el análisis de gases disueltos en pruebas de temperatura continúa.

Actualmente existe un documento guía con fecha del 2006 que está siendo evaluado por votación para su integración como documento oficial. En la Tabla 2.5 se muestran los rangos de generación de gases en ppm/hr. En los hidrocarburos presentados en la tabla es la suma de la concentración de metano, etano y etileno.

Tabla 2.5 Límites de (IEEE PC57.130/D17, 2006)

	Rango 1	Rango 2
Hidrocarburos	<0.5	>1.0
Hidrógeno	0.8	1.5
Monóxido de carbono	2.0	5.0
Bióxido de carbono	20.0	40.0
Acetileno	ND	ND

Si los niveles son menores al rango 1, no se detecta problema alguno, entre ambos rangos indica un posible problema y requiere que sea atendido por el fabricante y el usuario. Arriba del rango 2, indica una alta probabilidad de una falla térmica y requiere de una acción correctiva.

Estos datos fueron analizados y descartados por un comité técnico de IEC en el 2007, ya que los consideraba obsoletos, puesto que los límites han disminuido debido a la tecnología y las mejoras en los transformadores en la actualidad. En la Tabla 2.6 se muestran sus rangos (IEC Std 61181, 2007).

Los hidrocarburos que se consideran son el metano, etano y etileno. La columna especial se refiere a transformadores con problemas de compatibilidad de materiales o con aceite. Estos

valores no deben de ser tomados como límites de aceptación, sino como valores observados en un 90% de una población de datos analizada.

Tabla 2.6 Límites de (IEC Std 61181, 2007)

	General	Acorazado	Especial
Hidrocarburos	0.04 – 0.3		0.5
Hidrógeno	0.1 – 1.3		1.7
H ₂ + Hidrocarburos	0.1 – 1.6		2.2
Monóxido de carbono	0.4 – 2.0	4.0	5.0
Bióxido de carbono	5.0 – 18.0		20.0
Acetileno	ND		

Además de esto existe una norma mexicana de 2004, en donde se publican sus resultados, presentando un criterio para aplicar los rangos establecidos en el documento previo de la IEEE (IEEE PC57.130/D17, 2006).

Junto con estas normas, existen otros estándares que deben de cumplirse para utilizar un aceite mineral como medio aislante o medio de enfriamiento en un transformador o un aparato eléctrico (ASTM D3487, 1993), además de otras normas para el mantenimiento y aceptación de aceites minerales en equipos (IEEE Std C57.106, 2006).

2.3.4 Diagnóstico en un transformador en operación con aceite vegetal

En la última década, se han estado llevando a cabo pruebas experimentales, desarrolladas en modelos de laboratorio, representando bobinas inmersas en aceites biodegradables. Estos estudios se han hecho con el objetivo de examinar el impacto de estos fluidos alternativos sobre el análisis de gases disueltos, ya que esta herramienta ha sido utilizada por muchos años para detectar las fallas incipientes en transformadores que emplean aceites minerales como fluidos dieléctricos.

Por consiguiente, es esencial asegurarse que los métodos tradicionales de análisis de gases puedan seguir siendo usados si es que aceites alternativos son empleados en transformadores. Con el objetivo de clarificar que estos métodos pueden ser correctamente usados cuando se

aplican fluidos vegetales en transformadores, ha sido necesario determinar si en las fallas provocadas, los mismos tipos de gases son generados tanto para el aceite mineral como para el fluido alternativo.

Imad-u-Khan et al (Khan, Wang, & Cotton, 2007) estudiaron las dos categorías de fallas que se tienen en un transformador: fallas térmicas y eléctricas. Ellos utilizaron diferentes métodos para el análisis de los resultados de los gases generados en cada una de las pruebas. Utilizaron el método de gases clave descrito en la IEEE, el triángulo de Duval y el estándar un estándar de la IEC (IEC 60599, 1999).

Ellos trabajaron con tres aceites, uno mineral, uno sintético y uno aceite vegetal, en donde mencionan que a pesar de que las estructuras moleculares entre los aceites en base ésteres y los aceites minerales son diferentes, los resultados de los gases generados las pruebas térmicas y eléctricas no son muy diferentes, aunque particularmente, gases como el etano fueron significantes en las pruebas térmicas, sugiriendo también que podría ser usado como gas indicador en las fallas térmicas en combinación con el etileno, en equipos usando este tipo de fluido, además de confirmar que el monóxido y el bióxido de carbono son los gases clave que indican la degradación de la celulosa para ambos aceites.

Para el caso de las fallas eléctricas, el acetileno fue observado con mayor generación en descargas de baja energía, y el hidrógeno para las descargas parciales. Para la cuestión del análisis de estos resultados y diagnosticar el funcionamiento del transformador empleando aceites vegetales como fluidos aislantes, los resultados de las fallas térmicas obtenidos por Imad-U- Khan fueron bien diagnosticados por el método del triángulo de Duval. También la identificación de las fallas fue buena con el estándar IEC 60599, aunque era la excepción para ciertas temperaturas.

Ellos compararon los tres métodos utilizados llegando a la conclusión que el triángulo de Duval y el método IEC son más aplicables que el procedimiento propuesto en IEEE, y además, mencionaron que a pesar de que los resultados de los análisis de gases disueltos pudieran parecerse en el aceite mineral y vegetal, deberán de redefinirse los porcentajes de relaciones de gases para diagnosticar las fallas en el transformador.

Muhamad (Muhamad, Pjung, & Blackburn, 2008) realizó otros estudios, entre ellos realizó una prueba de sobrecalentamiento, en donde utilizó el método del triángulo de Duval y el método de Rogers mencionados anteriormente para los fluidos minerales, como métodos de interpretación para el análisis de gases disueltos. En estos resultados obtienen el mismo gas característico que el que obtuvo Imad-U Khan en el mismo tipo de prueba.

Muhamad encontró que el método del triángulo de Duval daba un 83.3% de malas predicciones para el aceite vegetal, comparado con solo el 33.3% por parte del aceite mineral. Por otra parte, el método de Rogers falló en la predicción de todas las pruebas con aceite vegetal, aunque este método actúa exitosamente prediciendo en las pruebas cuando se emplea aceite mineral como fluido aislante.

Muhamad et al (Muhamad, Phung, Blackburn, & Lai, 2008) también ha estudiado diversas fallas a nivel laboratorio, en las cuales provocan estos tipos de falla, con el objetivo de emplear los mismos métodos de diagnóstico empleados para la operación de un transformador en campo, utilizando aceite mineral.

Entre los métodos que seleccionaron para el análisis encontraron un mejor desempeño en el triángulo de Duval comparados con los otros disponibles incluyendo hasta los mejorados con el uso de sistemas inteligentes artificiales (Muhamad, Phung, Blackburn, & Lai, 2007), aunque hay que tener en cuenta que el método de Duval que se utilizó fue el que se desarrolló para diagnóstico de transformadores utilizando aceite mineral.

Con los resultados obtenidos y las técnicas utilizadas para el diagnóstico concluyen que es necesario desarrollar nuevos métodos para el diagnóstico de un transformador utilizando aceites biodegradables, puesto que al aplicar los modelos para la interpretación de los resultados de gases obtenidos en ese trabajo empleando líquidos vegetales, hubiera sido una mala interpretación de la falla.

Como hemos visto, el método del triángulo de Duval es una de las herramientas más utilizadas para la interpretación de la generación de gases dentro de un transformador cuando se utilizan fluidos alternativos aislantes, como son los aceites vegetales, aunque al aplicarlo tiene

ciertas desviaciones. En recientes publicaciones (Duval, 2008) Michel Duval presentó ciertas modificaciones al método. En la Figura 2.9 se muestran dos triángulos modificados por Duval para dos diferentes aceites vegetales, las líneas más gruesas son los arreglos realizados al método tradicional, los cuales presentaron diferentes resultados a pesar de que ambos son de origen vegetal.

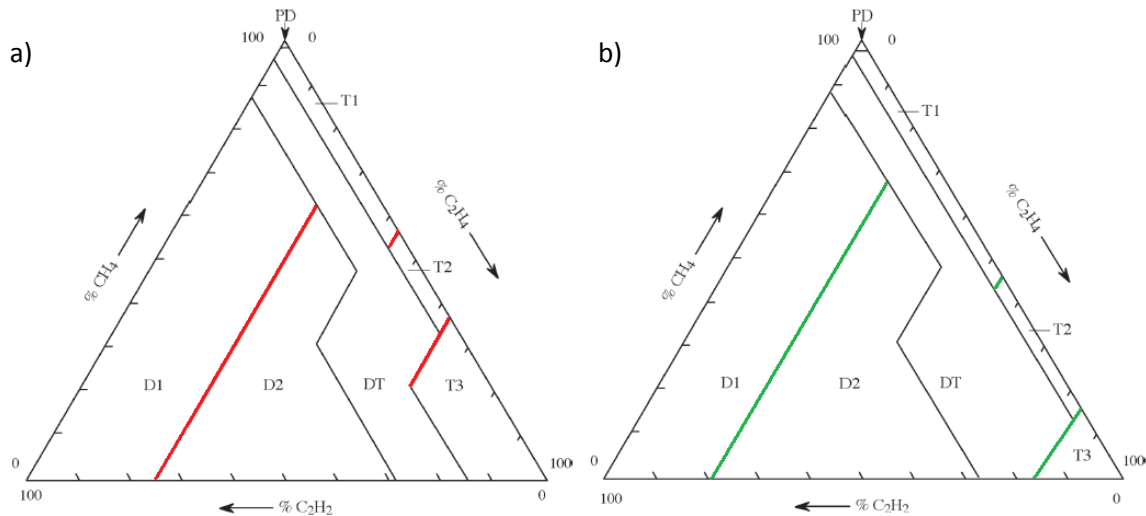


Figura 2.9 Triángulo de Duval para aceites vegetales. a) aceite base soya; b) aceite base canola/girasol.

Éste es un campo que debería estudiarse por más tiempo, ya que para determinar un método de diagnóstico para el transformador empleando aceites vegetales, son muchas las experiencias y experimentos que hay que desarrollarse para poder definirlo.

2.3.5 Diagnóstico en un transformador en pruebas de fábrica con aceite vegetal

En la actualidad, la introducción de los fluidos vegetales en el mercado de la electricidad ha ido creciendo enormemente, de tal manera que hoy se venden transformadores de diferentes tipos con este tipo de aceite, observando buenas características en operación, además como en aspectos ambientales como se ha mencionado anteriormente.

Es necesario mencionar, que estos fluidos vegetales han sido estudiados desde hace tiempo, incluso existen algunas normas para asegurarse de que el aceite vegetal que se está empleando cumpla con ciertas especificaciones básicas como fluido dieléctrico y medio de

enfriamiento, en la cual se describen otros aspectos que deben de ser cumplidos para estos aceites (ASTM D6871, 2008).

Además, existen otros estándares para que se pueda operar un transformador nuevo sin ningún problema, en la cual se muestra una guía para asistir al cliente en lo que se refiere a mantenimiento del fluido para las condiciones de servicio, además de proporcionar otros estándares para su evaluación, reacondicionamiento o recuperación del fluido, y que son importantes para su buen funcionamiento (IEEE Std C57.147, 2008).

Estos estándares son un apoyo para los usuarios al momento que adquieren un equipo con este tipo de aceite, sin embargo es un campo nuevo en que se tiene muy poca información al respecto, comparada con la información que se tiene de los aceites minerales.

Anteriormente se mencionó que una de las pruebas más importantes que deben de realizarse a los transformadores, independientemente del tipo de aceite dieléctrico que se utilice, son las pruebas de fábrica. Estas pruebas, en conjunto con los estándares mencionados, hacen que el usuario sienta la tranquilidad de que su equipo trabaje confiablemente, además de que se puede estar al pendiente del equipo, realizando las pruebas necesarias para verificar que las propiedades físicas y químicas del aceite estén dentro de los rangos de operación.

Recordando que la prueba temperatura en fábrica se ha convertido en una prueba para los equipos antes de salir con el cliente, con el objetivo de asegurar la confiabilidad del equipo, y que se han estado distribuyendo transformadores con aceite vegetal, surge la necesidad de estudiar el comportamiento de los aceites vegetales en esta prueba comparándolos con un aceite mineral, al momento de que se realice una prueba de temperatura.

Mencionado lo anterior, en este trabajo se pretende encontrar el comportamiento de los gases generados por dos tipos de aceites vegetales y un aceite mineral, trabajando bajo las condiciones de prueba de temperatura de fábrica en un reactor químico, para así encontrar un criterio para la interpretación de la generación de gases en una prueba de fábrica cuando se utilice un aceite vegetal como fluido dieléctrico.

Capítulo 3

MÉTODO PARA LA OBTENCIÓN DE GASES EN PRUEBAS DE FÁBRICA CON ACEITE VEGETAL

En este capítulo se hablará de la metodología establecida para el estudio de la generación de gases de un aceite vegetal en una prueba de temperatura de fábrica. Se describirá un prototipo diseñado para la prueba, los parámetros tomados en cuenta para su fabricación, y la manera en cómo serán analizados los datos.

3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

La línea de investigación es muy amplia, ya que hablar de fluidos aislantes en un transformador es un tema muy grande, por lo que se tuvo que encontrar un problema o un área de oportunidad que fuera de interés de estudio y se vinculara con las nuevas tendencias en aceites dieléctricos en el transformador.

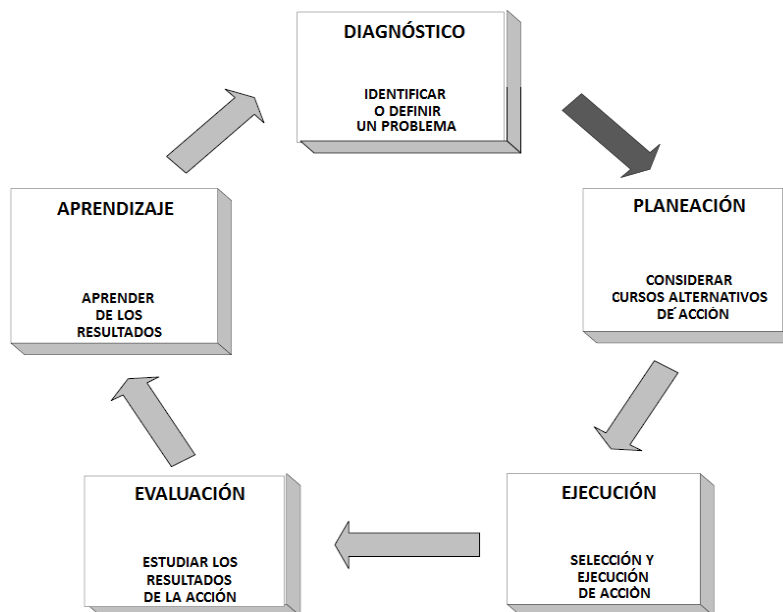


Figura 3.1 Metodología de Investigación Action Research.

Para la solución del problema seleccionado, se utilizó como apoyo, una herramienta metodológica llamada Action Research (O'Brien, 1998). Esta metodología fue creada por Kurt Lewin (Dickens & Watkins, 1999) en 1946 siendo profesor del MIT (Massachusetts Institute of Technology). De esta metodología se tomaron algunas ideas que se presentan en ese artículo, para la solución de problemas como se muestra en la Figura 3.1. Solo se hace énfasis que este sirvió como apoyo, puesto que se ajustó a las necesidades del proyecto.

3.1.1 Identificación del problema

El enfoque de la investigación ya estaba establecido, y se trataba de estudiar un área de los aceites vegetales trabajando en un transformador de potencia, aunque, como es un tema muy amplio y nuevo, hay poca información. Entonces, como primer paso, se tuvo que plantear el problema. Éste, tenía que abarcar las siguientes características:

- Realizar un estudio que no se haya realizado con anterioridad, y que sea de interés para la industria de transformadores.
- Obtener información de gran impacto para las áreas de calidad y servicio al cliente.
- Estudiar aspectos importantes que permitan conocer el comportamiento de un aceite dieléctrico alternativo a la hora de utilizarse en un transformador de potencia.

Después de varias sesiones con expertos en transformadores de potencia, se concluyó que en el área de oportunidad en la que debería enfocarse la investigación, sería en desarrollar un método de diagnóstico para un transformador de potencia, que utilizara un fluido dieléctrico alternativo, como lo son los aceites vegetales.

Para este punto, se observó que era un reto muy grande, principalmente por ejecución del proyecto, puesto que se necesitaría mucha información y experimentos para poder desarrollar un diagnóstico con un aceite diferente al que comúnmente se utiliza y del cual se tiene una gran cantidad de información. Entonces, se llegó a la conclusión de que el proyecto se podría comenzar estudiando la generación de gases de un aceite vegetal para tener una referencia de comportamiento comparándola contra la de un aceite que se ha utilizado en los últimos 100 años

como fluido dieléctrico, y de esta manera, se podrían cubrir todas las características que una investigación futura necesitaría para alcanzar las expectativas anteriormente descritas.

Planteado lo anterior, hablar de generación de gases también es un tema muy amplio ya que pueden ser producidos de muchas formas dentro de un transformador, de modo que se estableció estudiar los gases generados por un aceite dieléctrico vegetal al estar operando en condiciones de prueba de temperatura de fábrica. Además de esto, pareció interesante estudiar el comportamiento de dos aceites vegetales, para poder relacionarlos entre sí, y saber si tienen el mismo comportamiento por ser de una misma fuente renovable.

3.1.2 Aprender acerca del problema

Una vez ubicado el problema, como segundo paso, se efectuó una revisión bibliográfica general acerca de los transformadores, en donde se encontró información que abarcó desde su introducción como máquina eléctrica, sus componentes principales, y los materiales que están contenidos en él.

Una vez localizados los componentes y materiales, se buscó información acerca de los fluidos aislantes utilizados en este equipo, puesto que es el tema de interés. Se encontró mucha información acerca de estudios realizados en transformadores cuando operan en campo, utilizando aceites minerales. Esta información constaba de métodos y técnicas para poder diagnosticar un transformador por medio de los gases que se generan en el aceite por la simple operación del equipo.

Se buscaron normas y estándares que han sido establecidos a través del tiempo y que debe de cumplir el aceite para poder desarrollar su función como material aislante dentro del transformador. Para el área de pruebas de fábrica, se consiguió información, aunque modesta a comparación de la encontrada para la operación en campo.

En el caso de los aceites vegetales la información que se encontró fue de experimentos provocando fallas, y es poca, puesto que es una de las innovaciones en las últimas décadas y es fecha que se continúa estudiando estos fluidos en operación ya que es necesario encontrar

métodos de diagnóstico que permitan conocer el funcionamiento de un transformador con este aceite.

Para la parte de pruebas en fábrica con aceites vegetales no se cuenta con información necesaria, y es por esto, que el presente proyecto busca encontrar, además de comparar los aceites vegetales contra un aceite mineral, un comportamiento de los gases que se generan de los aceites en una prueba de temperatura de fábrica.

3.1.3 Estrategia para el estudio

Una vez que se consiguió la información de referencia para el proyecto, se procedió, como tercer paso, ver la manera de cómo estudiar este problema, cómo atacarlo, por lo que se tenía que planear la parte experimental, que ayudaría a resolver el problema, la cual fue planteada para desarrollarse en dos partes.

El primer experimento se enfocaría al calentamiento del aceite aislado del ambiente en un vial sellado y así evitar la interacción del aceite con los materiales constructivos del transformador, o del mismo ambiente ya que el equipo tiene mucha sensibilidad en la lectura de gases, de manera que si no se toman los cuidados adecuados, se obtendrían resultados erróneos.

El objetivo de realizar el experimento en viales, era para encontrar un punto de partida de los aceites entre sí, y saber qué gases generan por si mismos los aceites al estar en calentamiento. Este experimento se argumenta como una forma de comparación de los comportamientos de los aceites en condiciones controladas con temperaturas establecidas en una prueba de temperatura. Esto es, si se tienen tres aceites, uno en base petróleo, y otros de origen vegetal, permitiría hacer una comparación entre los gases generados por líquidos de diferente origen, y además se haría otra comparación entre los aceites vegetales, lo cual permite saber si los aceites vegetales tendrían el mismo comportamiento por ser de fuentes naturales renovables, sin estar en contacto con materiales externos al aceite.

El segundo experimento consta de realizar un calentamiento de los aceites en un modelo de transformador a escala (que se describe más adelante), el cual cuenta con los materiales más

representativos en peso y volumen de un transformador real. Este experimento, tiene como objetivo, comparar los aceites dieléctricos de acuerdo a los gases que se generen en el aceite durante la prueba de temperatura, considerando el efecto ocasionado por la interacción del aceite con los otros materiales en un transformador.

Cabe señalar que las temperaturas de trabajo a la cual se llevará a cabo la experimentación, se seleccionaron de acuerdo a normas establecidas para procedimientos de evaluación térmica de los líquidos aislantes en transformadores, además de la cantidad de muestras que deben ser tomadas por temperatura (IEEE Std 99, 2007) y(IEEE Std C57.100, 1999).

Es necesario mencionar que el primer experimento no puede escalarse o ligarse numéricamente al experimento 2 de una manera sencilla ya que hay algunas diferencias entre ellos. Primeramente, existen diferencias en equilibrios termodinámicos puesto que las proporciones en las fases tanto líquida como vapor son diferentes. Otra diferencia es que las muestras no son obtenidas a la temperatura de equilibrio del cromatógrafo. Solo podrán compararse los resultados de cada experimento por separado.

Para llevar a cabo el segundo experimento, se fabricó un reactor químico para emular el fenómeno del calentamiento del aceite dieléctrico contenido en un transformador eléctrico, debido al paso de la corriente a través de las bobinas del transformador, durante una prueba de temperatura de fábrica.

Es aquí, donde se llevan a cabo todas las reacciones químicas debido al rompimiento de las moléculas por la degradación del aceite, o los materiales inmersos en él. Debido a la importancia del sistema, y de cada uno de los materiales contenidos en el transformador, se hicieron las siguientes consideraciones:

- El reactor químico está compuesto por los principales materiales constructivos de un transformador, calculándose las proporciones de los materiales más representativos en peso de un transformador de potencia. Entre los materiales seleccionados se encuentran los siguientes: aceite dieléctrico, madera laminada, cartón, acero al silicio, cobre y papel aislante.

- El reactor fue fabricado con acero pintado y tiene una capacidad de 10 litros, el cual puede aguantar más de 50 micrones de Hg de vacío (0.050mmHg), con un fondo de pintura epóxica en el interior del contenedor, similar al de un transformador real. El reactor se muestra en la Figura 3.2.



Figura 3.2 Equipo de experimentación. Reactor químico y control de temperatura.

- La tapa del reactor cuenta con ciertos accesorios que permiten su operación, cuidando aspectos que son relevantes. Entre los accesorios manejados se encuentra un manovacuómetro, unas válvulas de acero inoxidable para la entrada y salida inyección de nitrógeno, una válvula de alivio en caso de que se eleve la presión dentro del sistema, cuenta con un elemento para poder hacer el vacío. Los accesorios se muestran en la Figura 3.3.

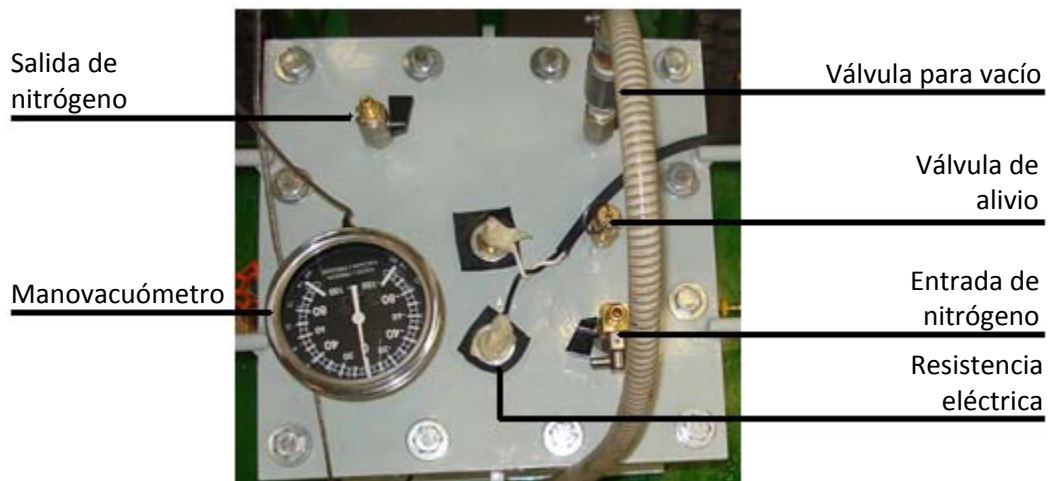


Figura 3.3 Vista superior. Accesorios en el reactor químico.

- El reactor cuenta con una válvula para tomar la muestra de aceite de la parte inferior del tanque, se hizo de esta manera ya que generalmente la toma de muestras para el análisis de gases de un transformador real se hace desde esa zona. Podría colocarse una válvula en la parte superior del reactor, aunque por las pequeñas dimensiones del prototipo se consideró indiferente el lugar de donde se tome la muestra. Además de ésta válvula, cuenta con otra para drenar el aceite que fue utilizado durante la prueba. Ambas válvulas se encuentran en la siguiente figura.



Figura 3.4 Válvula de drene y válvula de muestreo.

- El elemento calefactor que se utiliza para representar la solera de la bobina del transformador, es una resistencia tubular rellena de una sal de magnesio, la cual estará cubierta de un forro de cobre, de manera que calienta el aceite y los componentes sumergidos en él, como ocurre en el transformador en una prueba real de temperatura en fábrica. Algunos aspectos importantes para el diseño de la resistencia son los siguientes:
 - El número de vueltas que hay en la resistencia no fue tomado en cuenta, por lo que no son proporcionales a las de la bobina real, aunque si el área de contacto con el aceite.
 - No se tomó en cuenta el empleo de cobre electrolítico para la prueba, es decir, el cobre empleado tiene un grado menor de pureza que el cobre utilizado en una bobina real. Se consideró que la pureza de cobre no tiene efecto sobre la generación de gases.
 - La resistencia fue encintada (cubierta de papel) para asemejarse a la bobina en los transformadores. En la Figura 3.5 se muestra la resistencia con el papel aislante.



Figura 3.5 Resistencia de cobre encintada.

- El reactor cuenta con un control digital de temperatura como se muestra en la Figura 3.2 además de una carátula para desplegar la temperatura de la resistencia y la del aceite. Con el control digital se ajustó la temperatura en la superficie de la resistencia de cobre, esto para que el calor generado desde la resistencia no exceda la temperatura con la cual se esté trabajando, ya que si se controla la temperatura desde el aceite, haría que el elemento calefactor suministrara toda su capacidad de energía al medio líquido, y esto provocaría que la superficie de la resistencia tenga una temperatura alta, donde se degradaría más rápido el material aislante, y esto no es lo que se pretende. Para detectar la temperatura de la resistencia y del aceite, se utilizaron dos termopares tipo J, ubicados en la superficie de la resistencia y en la parte inferior del tanque, como se muestra en la Figura 3.6.

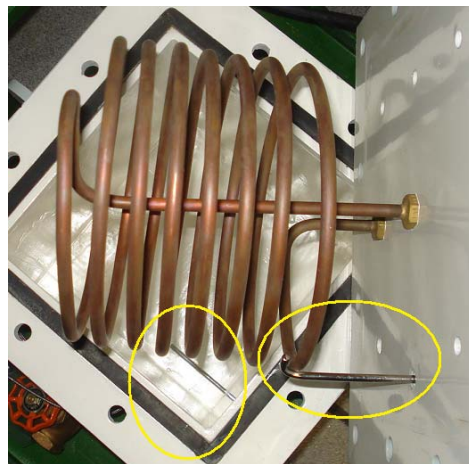


Figura 3.6 Termopares para detectar la temperatura en el equipo.

En la Tabla 3.1 se muestran las cantidades y proporciones de materiales calculadas para un reactor químico de 10 litros, tomando en cuenta que para los cálculos se consideró una densidad para el aceite dieléctrico de 0.882gr/cm^3 . Las dimensiones de los materiales se muestran en la Figura 3.7. Además, el reactor químico cuenta con un empaque de neopreno en la parte superior para evitar fugas de gases por la tapa del tanque.



Figura 3.7 Materiales dentro del reactor químico.

Este volumen de aceite, se estableció por practicidad, además de que se tomó en cuenta que la muestra no excediera del volumen total para el análisis de los gases, y no fuera representativa para la generación posterior de gases.

Tabla 3.1 Proporciones de materiales utilizados.

	% Peso	Peso	
cobre de bobinas	6.8192	0.9544	kg
papel de bobinas	0.0814	0.0114	kg
cartón	0.1429	0.0200	kg
carton prensado	1.0717	0.1500	kg
madera laminada	0.3572	0.0500	kg
aceite	63.0186	8.8200	kg
acero núcleo	28.5090	3.9901	kg

Como se mencionó anteriormente, en el caso del cobre se utilizó la proporción de la superficie en contacto con el aceite, caso contrario a los materiales en base celulosa, ya que el aceite es absorbido por estos.

Como seguimiento de la estrategia de estudio, en el capítulo 4 se describe la ejecución de los experimentos en viales y en el reactor con los materiales seleccionados, donde posteriormente los resultados van a evaluarse para concluir, aprender y recomendar de lo observado.

Es importante marcar que durante todos los pasos ejecutados en la solución del problema, deberá tener lugar la reflexión de lo que se va realizando antes, durante y después del proceso.

Capítulo 4

EXPERIMENTACIÓN

En el presente capítulo, se hace una descripción detallada de los experimentos realizados a tres aceites dieléctricos de diferente composición química, utilizados como fluidos aislantes dentro de un transformador. La experimentación consta de dos etapas principales, las cuales fueron planteadas con la finalidad de estudiar la generación de gases de cada uno de estos aceites, debido al calentamiento en una prueba de temperatura de un transformador, por si solos o en contacto con los materiales constructivos de un transformador, utilizando un prototipo a escala.

4.1 EXPERIMENTO No. 1

El experimento consiste en calentar un sistema que contenga aceite dieléctrico y estudiar los gases que se van a generar durante esta operación.

4.1.1 *Objetivo*

El objetivo de este experimento es determinar cuáles son los gases característicos o significativos que generan los aceites vegetales y un aceite mineral al ser sometidos a una prueba de temperatura en viales, además de estudiar su comportamiento respecto a la temperatura y el tiempo.

4.1.2 *Alcance*

El experimento está establecido para estudiar tres temperaturas seleccionadas de acuerdo al perfil típico de temperaturas que sigue un transformador establecido por norma (IEEE Std 99, 2007) además de la temperatura ambiente. El desarrollo de este experimento considera únicamente estudiar la generación de gases debido a la temperatura, tomando en cuenta que se trataran solamente los aceites en un vial para cromatografía herméticamente sellado y libre de

contaminación, sin contacto alguno con otro material contenido en los transformadores. Los gases a considerar para el estudio son los siguientes: H₂, O₂, CO, CO₂, CH₄, C₂H₄ y C₂H₆.

4.1.3 Descripción del equipo

El material y equipo que fue utilizado para el desarrollo del experimento se lista a continuación.

- 81 viales de vidrio para el headspace del cromatógrafo
- Cromatógrafo de gases (Agilent Technology 6890N)
- Horno eléctrico
- 6 Jeringas de 30 ó 50ml
- Aceites dieléctricos
 - o Aceite mineral (A)
 - o Aceite vegetal (B)
 - o Aceite vegetal (C)

Los viales utilizados fueron de vidrio, con una capacidad de 20ml. En la Figura 4.1 se muestra el vial empleado. Éstos, tenían un tapón de goma butilo/PTFE resistente a altas temperaturas, con una cápsula de aluminio para sellar el vial, evitando que salieran los gases que se generaran durante todo el proceso del calentamiento de la muestra. Los viales fueron previamente purgados con argón manteniendo una atmósfera interior de 20.7kPa (ASTM D3612, 2002).



Figura 4.1 Vial de vidrio para muestra.

El cromatógrafo de gases utilizado en esta prueba fue un Agilent Technology 6890N que se muestra en la Figura 4.2 que cuenta con un sistema de extracción de gases (headspace) Agilent Technology G1888, el cual facilita la obtención de la muestra en la fase gaseosa del vial (sistema líquido-gas).



Figura 4.2 Headspace y cromatógrafo de gases utilizados para el experimento.

El horno eléctrico donde fueron calentadas las muestras en los viales se muestra en la Figura 4.3. Este horno tiene una capacidad de calentamiento de hasta 200° C, donde además la temperatura fue controlada con un termómetro digital como también se muestra en la figura.



Figura 4.3 Horno eléctrico.

Las jeringas de vidrio que se utilizaron en el experimento las cuales son herméticas, y aíslan el aceite para evitar la entrada de gases o sustancias suspendidas en el ambiente. Tienen una capacidad de 30ml y además cuentan con una válvula de tres vías. Esta válvula, sirve para liberar la presión contenida en los viales al momento de inyectar la muestra, ya que el volumen de aceite que va entrando al vial, desplazará cierta cantidad de gases, que originarán un aumento en la presión (ASTM D3612, 2002).

4.1.4 Metodología

Para la realización del experimento, se separó un lote de 200 litros de cada uno de los aceites (A), (B) y (C) en porrones de plástico con el objetivo de trabajar con una misma referencia, y evitar variaciones por diferente día de elaboración o almacenamiento del aceite.

Los porrones de plástico cuentan con una válvula localizada en la parte inferior del tanque, para tomar la muestra de aceite. A esta válvula se le adicionó un adaptador fabricado con tramos de manguera flexible, de tal manera que se pudiera conectar directamente la jeringa, a modo de evitar la contaminación de la muestra con el contacto directo del aire ambiental, y así no tener que vaciar aceite en algún otro contenedor para sacar la muestra.

Los aceites dieléctricos ya tienen un tratamiento inicial que hace que cumplan con los estándares establecidos, IEEE C57.106 (aceites minerales) e IEEE C57.147 (aceites vegetales), para su operación dentro de un transformador. En caso de que no cumplan con estas normas, recibirán un pre-tratamiento para reducir el contenido de humedad y/o los gases disueltos en aceites nuevos para transformadores nuevos. En nuestro caso, los aceites cumplieron con estos estándares, por lo que no fue necesario un tratamiento previo.

4.1.4.1 Preparación de las muestras

En estos experimentos, la preparación de las muestras fue muy importante para la generación de los resultados, por lo que hay ciertos aspectos que se tomaron en cuenta para esto. A continuación se enlistan algunos puntos relevantes:

1. El aceite para las muestras, fue tomado directamente del porrón por medio del adaptador, utilizándose las jeringas de vidrio, como se muestra en la Figura 4.4.



Figura 4.4 Porrón de plástico con adaptador para obtener la muestra de aceite.

2. Cada uno de los aceites dieléctricos, tuvo su propia jeringa y adaptadores, con el fin de evitar la contaminación entre muestras, y no tener resultados controlados. Además, se tomó en cuenta que, al momento de sacar la muestra del porrón, el aceite no presentaba burbuja alguna en la jeringa, puesto que esto afectaría en los resultados del experimento.

3. Cada vez que se tomaban muestras de los porrones de plástico, éstos eran burbujeados con nitrógeno, manteniendo un flujo constante durante 15 minutos para desplazar los gases que hayan entrado al tanque al momento de estar tomando las muestras, y evitar la contaminación de los aceites con otros gases disueltos en el aire ambiental. Es importante mencionar, que el nitrógeno no participa en las reacciones de generación de los gases, ya que es un gas inerte, y no hay problema al detectar la presencia de este gas. La cantidad de nitrógeno inyectada al porrón, no afecta, ya que el nitrógeno tiene cierta solubilidad en el aceite, por lo que si se burbujea de más, el nitrógeno que no se disuelva en el aceite, se desplazará a la parte superior del envase plástico, y no tendrá consecuencia alguna en los resultados.

En este experimento, se prepararon 27 muestras de cada aceite, resultando un total de 81 muestras entre los tres aceites. Las muestras fueron inyectadas como se muestra en la Figura 4.5.



Figura 4.5 Inyección de aceite en viales.

El tamaño de la muestra fue de 10ml, la mitad de la capacidad del vial, ya que el headspace introduce una aguja dentro del vial, y extrae una muestra de los gases de la parte superior, y no una muestra de aceite, es por eso que se debe evitar el contacto con el fluido.

4.1.4.2 Calentamiento de las muestras

Las muestras fueron calentadas en un horno eléctrico con temperatura ajustable. Las temperaturas que se establecieron fueron las siguientes, considerando un perfil típico de temperaturas: $T_1 = 25^\circ \text{C}$, $T_2 = 80^\circ \text{C}$, $T_3 = 100^\circ \text{C}$ y $T_4 = 120^\circ \text{C}$, operando en un tiempo de 24 horas. Para la primera temperatura, $T_1 = 25^\circ \text{C}$, se utilizaron 9 muestras de cada aceite, tres muestras de cada aceite se analizaron por cromatografía (ASTM D3612, 2002) a las 0 horas, otras tres muestras a las 12 horas, y las restantes tres, a las 24 horas.

Para la segunda temperatura, $T_2 = 80^\circ \text{C}$, se calentaron seis viales, en donde tres muestras fueron analizadas a las 12 horas y los restantes tres, a las 24 horas. Este procedimiento de calentamiento se repitió para las siguientes dos temperaturas, $T_3 = 100^\circ \text{C}$ y $T_4 = 120^\circ \text{C}$. La variación de la temperatura en el horno fue de 2°C .

Al final de la prueba, se obtuvieron gráficas de la generación para un cierto gas, a diferentes temperaturas respecto al tiempo de duración de la prueba. Aquí se hará una

comparación de los resultados, con el objetivo de encontrar alguna relación entre los gases generados por cada uno de los tres tipos de aceites bajo condiciones controladas.

4.1.5 Resultados y análisis

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en el experimento 1. En la siguiente figura se observa el aspecto de las muestras de aceites después de haber estado 24 horas sometidas al calentamiento a las tres temperaturas indicadas.

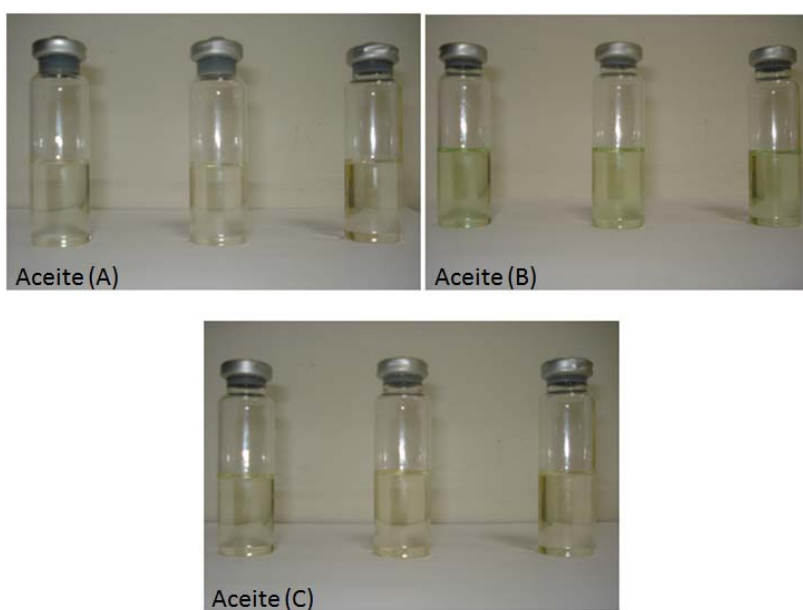


Figura 4.6 Aceites dieléctricos después de calentar 24 horas @ 80, 100 y 120 °C.

En general, en los aceites estudiados en el experimento 1 no presentan ningún cambio significativo en su aspecto. El color que presenta cada una de las muestras de aceite, fue similar al aspecto de la muestra a temperatura ambiente. Las muestras a temperatura ambiente no se muestran, conservaron el mismo color.

Las muestras de aceite analizadas por cromatografía a las 12 horas de calentamiento, igualmente presentaron el mismo aspecto que las muestras presentadas en la Figura 4.6.

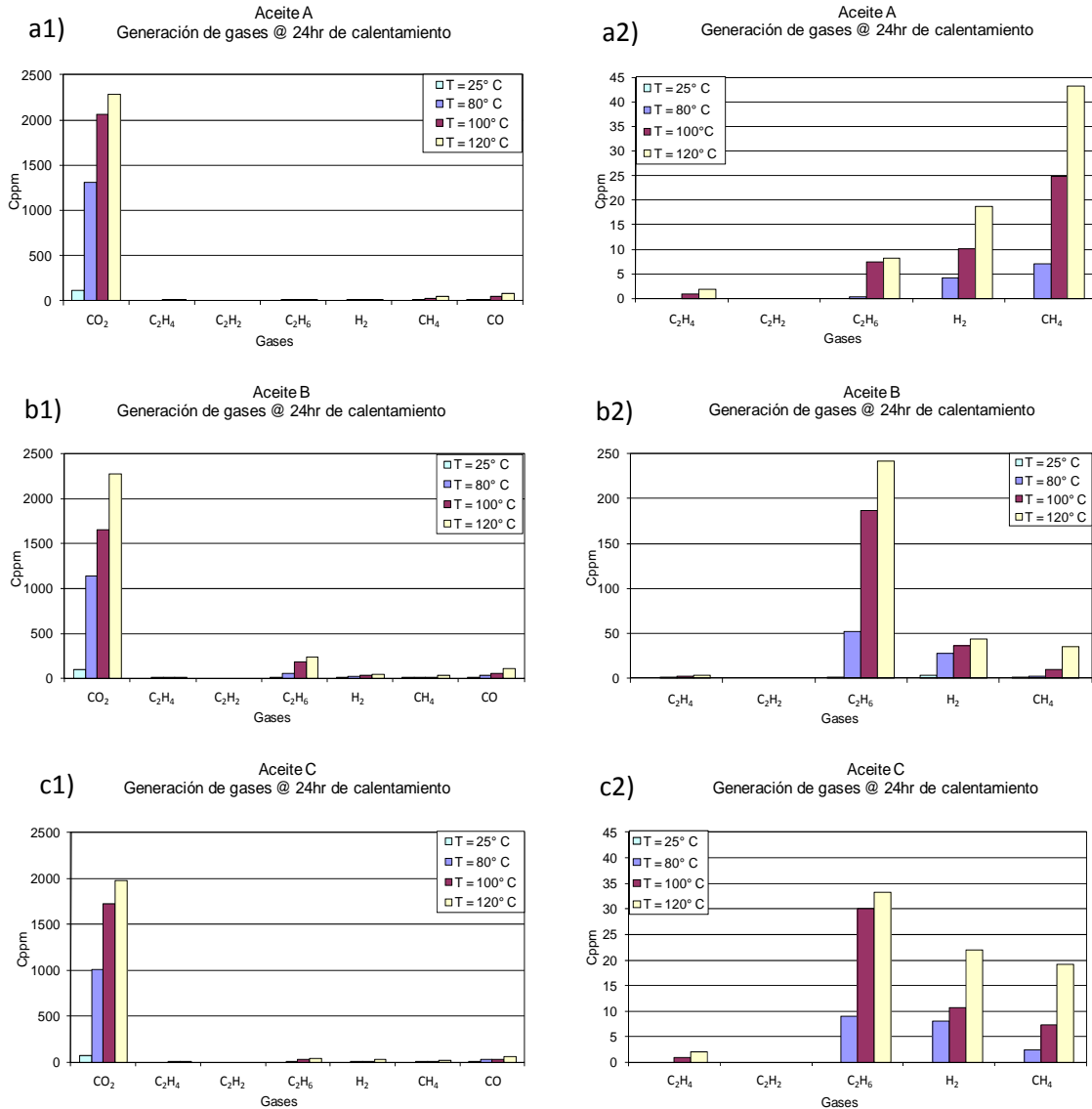


Figura 4.7 Gases disueltos al final de la prueba de temperatura en viales. a) Aceite Mineral A; b) Aceite Vegetal B; c) Aceite Vegetal C.

En la figura anterior, se presentan los principales gases generados durante el calentamiento de los aceites, siendo el dióxido de carbono que se generó en proporciones similares entre los tres aceites. La columna derecha de la Figura 4.7, muestra los gases que se generaron en menor proporción en comparación con el dióxido de carbono.

En la Figura 4.7a2) podemos observar que en el calentamiento del sistema con aceite mineral el gas generado en mayor cantidad, en todas las temperaturas diferentes a la temperatura ambiental, fue el metano CH₄, mientras que en la Figura 4.7b2) y Figura 4.7c2) en los aceites

vegetales se generó en mayor proporción el gas etano C_2H_6 . Esto mismo se reflejó en los trabajos de Muhamad et al (Muhamad, Pjung, & Blackburn, Dissolved gas analysis of overheating fault in bio-degradable transformer oil, 2008) e Imad-U-Khan (Khan, Wang, & Cotton, 2007), aunque en diferentes proporciones, esto debido posiblemente a algún tratamiento previo que hayan recibido las muestras de aceites antes de analizarse.

En la generación del CO_2 , Figura 4.8, al principio del calentamiento se observa un incremento en la generación de este gas. Para el caso del aceite A tiende a estabilizarse, al igual que el aceite C a temperatura alta, en cambio el aceite B la generación de gases tiende a aumentar con el tiempo.

Esta estabilización en la formación del dióxido de carbono puede deberse a la oxidación del monóxido de carbono Figura 4.9 que reacciona con el O_2 disuelto en el aceite dieléctrico para producir este compuesto.

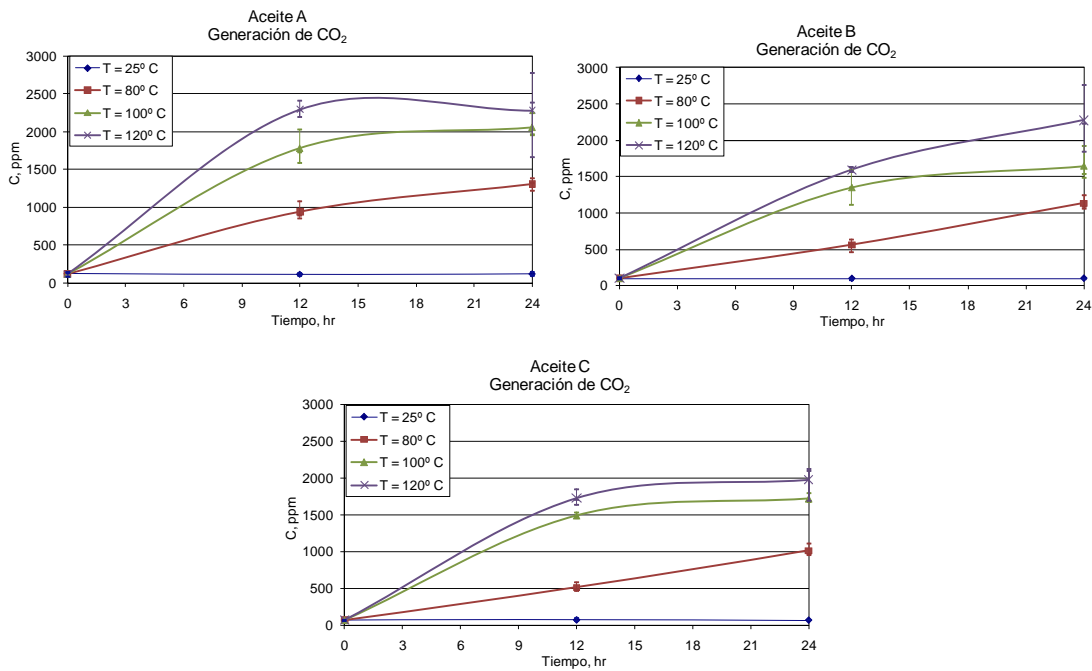


Figura 4.8 Generación de CO_2 para cada aceite en viales.

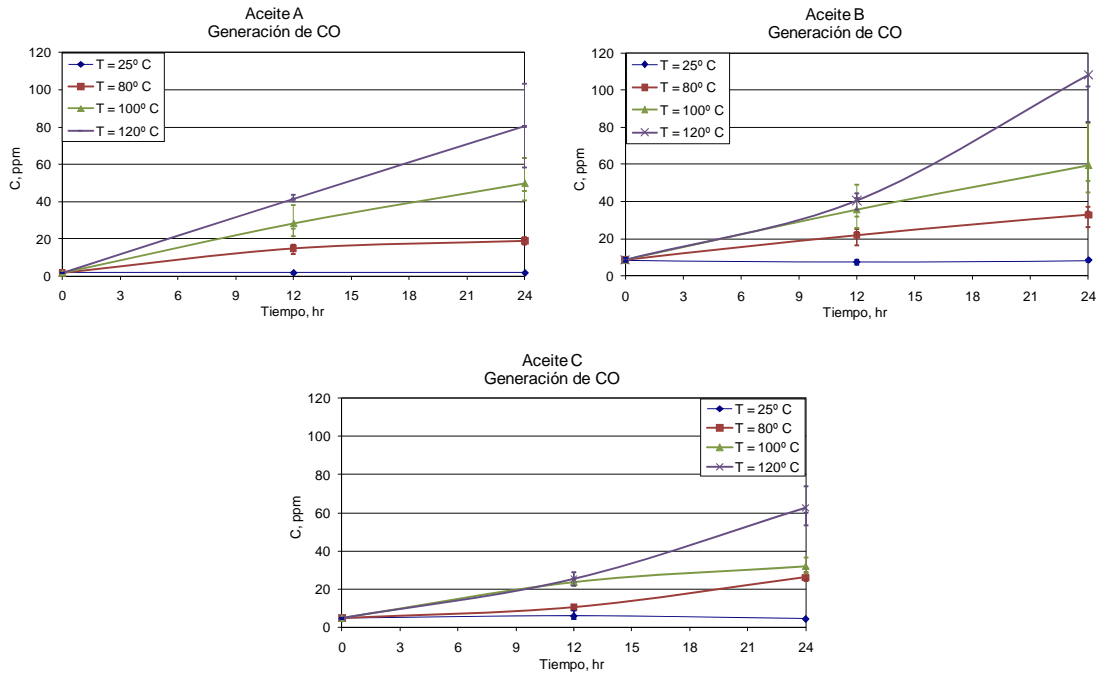


Figura 4.9 Generación de CO para cada aceite en viales.

Es por eso que en la Figura 4.10 se observa que el oxígeno se va consumiendo a través del tiempo, y en todos los casos, al llegar al final de la prueba de calentamiento, se consume todo, y por lo tanto hace que ya no se produzca más dióxido de carbono.

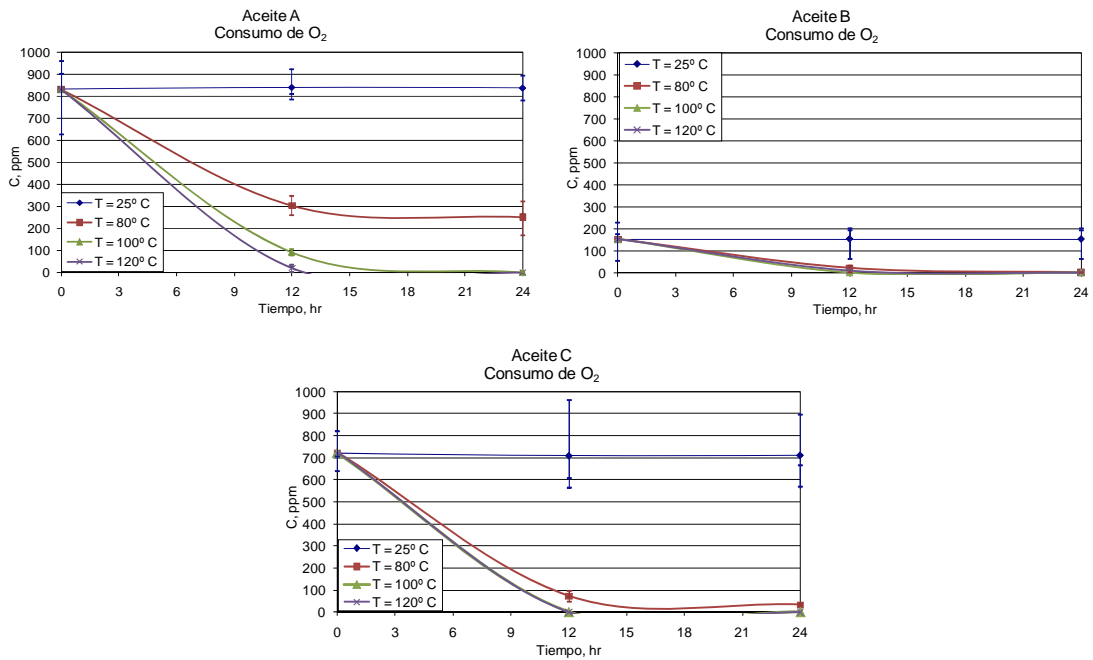


Figura 4.10 Consumo de O₂ para cada aceite en viales.

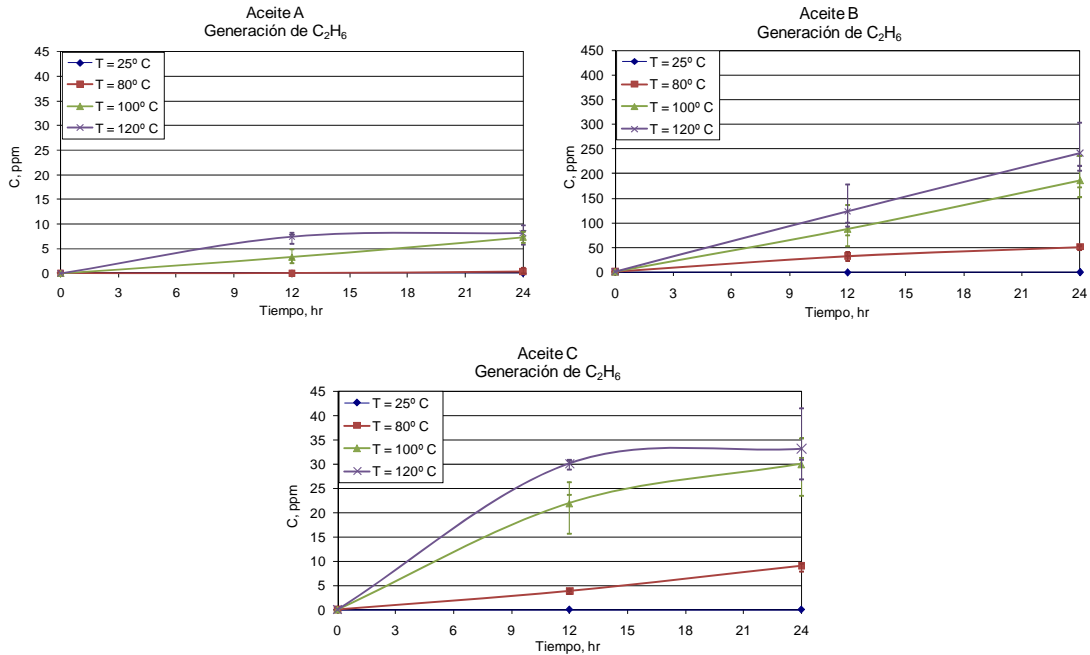


Figura 4.11 Generación de C_2H_6 para cada aceite en viales.

En la Figura 4.11 se observa una generación muy marcada en el aceite A y el aceite C, aunque, tiende a estabilizarse a través del tiempo a altas temperaturas, en cambio para el aceite B se observa una tendencia a generar más de este gas.

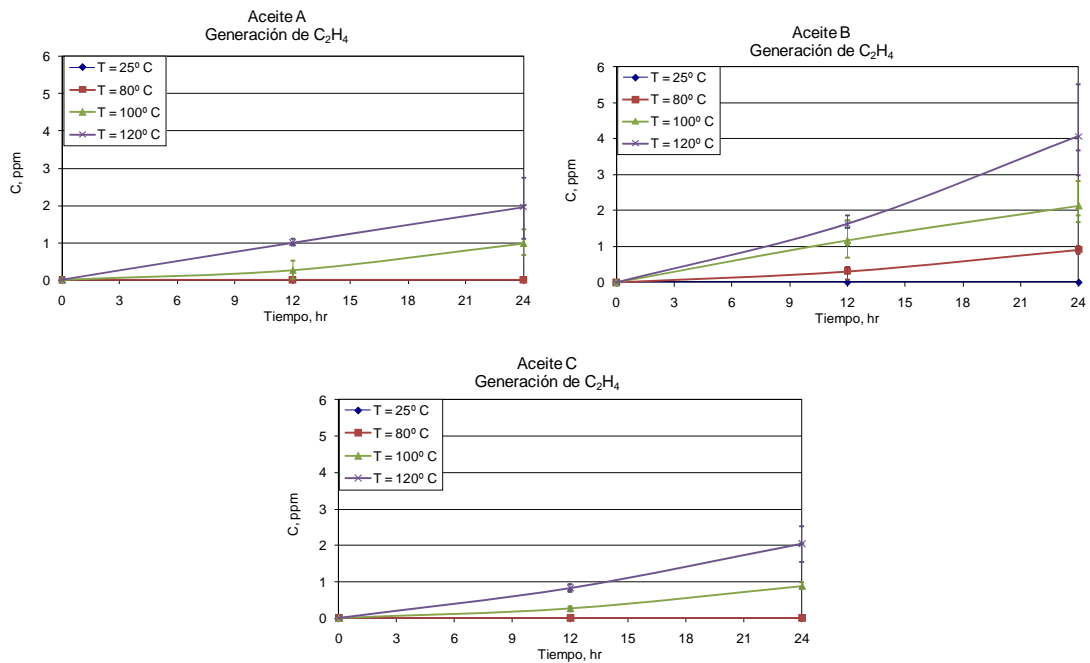


Figura 4.12 Generación de C_2H_4 para cada aceite en viales.

En la Figura 4.12 se puede observar que el nivel de C_2H_4 generado en los tres tipos de aceite es poco en comparación con el resto de los gases generados.

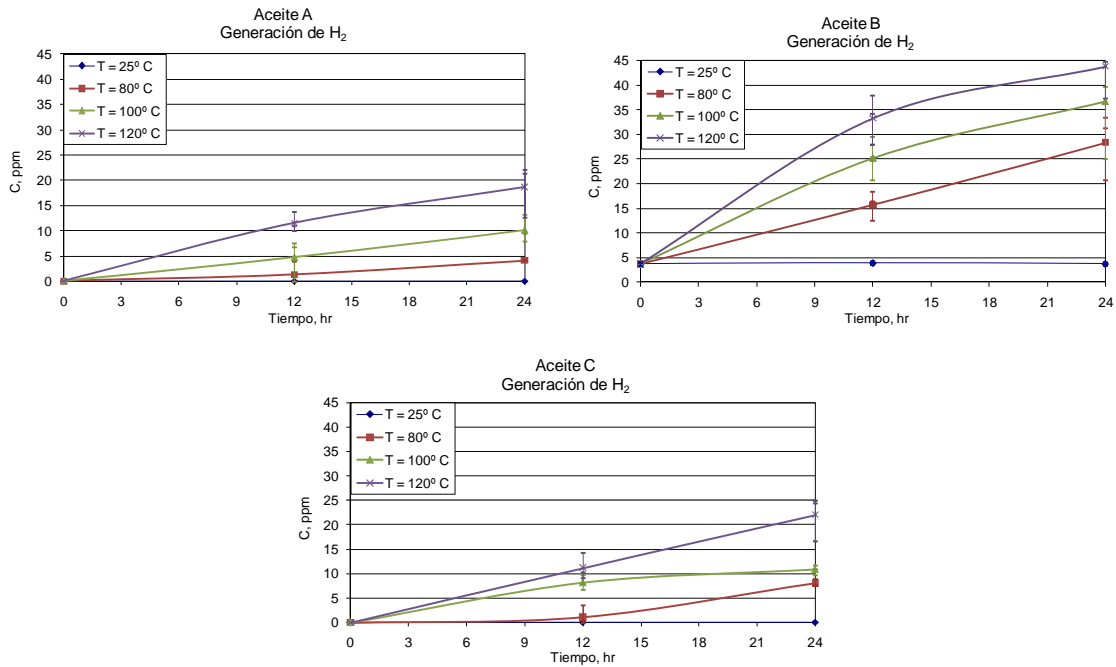


Figura 4.13 Generación de H₂ para cada aceite en viales.

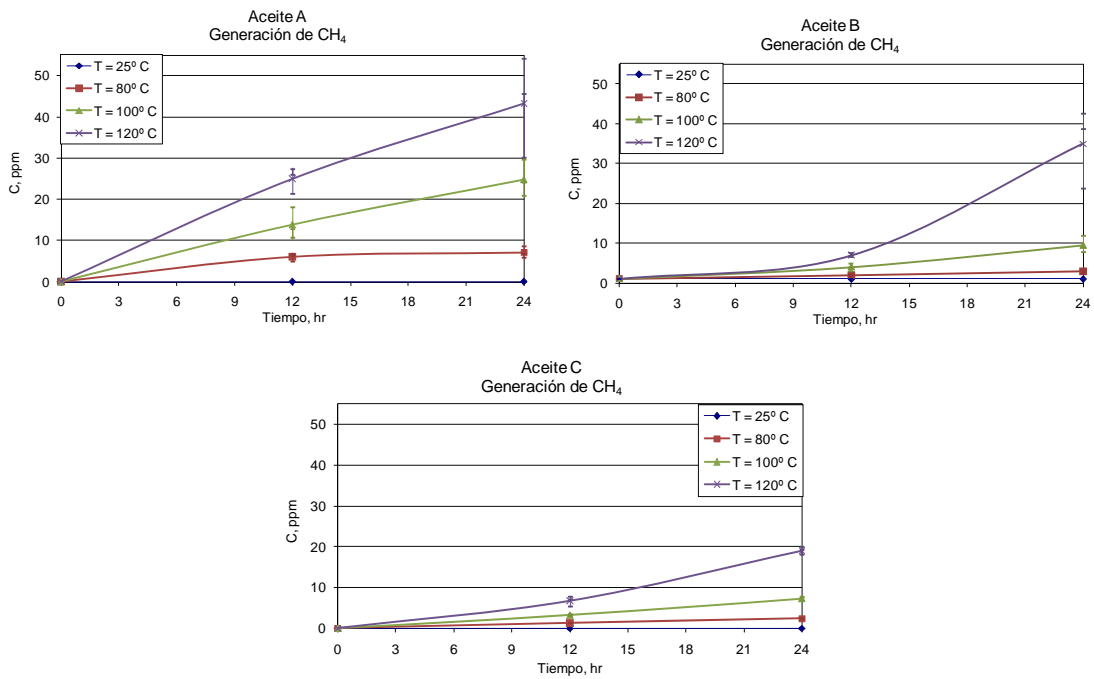


Figura 4.14 Generación de CH₄ para cada aceite en viales.

En la Figura 4.13 para el caso del hidrógeno H_2 , se presenta una generación mayor en el aceite B, seguido del aceite C y a lo último el A, donde esto pudiera deberse a que los aceites vegetales reciben un proceso de purificación en su fabricación. Es importante mencionar que el aceite de soya es muy susceptible a oxidarse por lo que este método es el más apropiado para darle esa estabilidad tanto para uso doméstico como para usos industriales (Badui Dergal, 1996).

Podemos observar que la cantidad de los gases generados por el aceite vegetal B es mayor, seguida por el aceite vegetal C, y seguido, ligeramente menor, por el aceite mineral A, y esto es de acuerdo a lo esperado, ya que la base química de los aceites vegetales estudiados aquí es de soya, por lo que contiene un gran porcentaje de ácidos grasos insaturados, lo que representa una mayor reactividad química, es decir, su estructura presenta dobles ligaduras, enlaces que tienden a romperse preferentemente más que los presentes en las moléculas saturadas.

4.2 EXPERIMENTO No. 2

El experimento consiste en calentar un sistema que contenga aceite dieléctrico, además de los materiales constructivos del transformador y estudiar los gases que se van a generar durante esta operación.

4.2.1 Objetivo

El objetivo de este experimento es determinar los gases más significativos o característicos generados por calentamiento en la prueba de temperatura que se aplica a un transformador, además de estudiar su comportamiento respecto a la temperatura y tiempo entre cada aceite, considerando el efecto ocasionado por la interacción del aceite con algunos materiales constructivos de un transformador.

4.2.2 Alcance

El experimento está establecido para estudiar tres temperaturas seleccionadas de acuerdo al perfil típico de temperaturas que sigue un transformador bajo establecido por norma (IEEE Std 99, 2007) además de la temperatura ambiente. El desarrollo de este experimento considera el

calentamiento de los diferentes tipos de aceites dieléctricos en un reactor químico, que representará un transformador a escala. Aquí se considerará el efecto por la interacción del aceite con algunos materiales constructivos del transformador. Los gases a considerar para el estudio son los siguientes: H₂, O₂, CO, CO₂, CH₄, C₂H₄ y C₂H₆.

4.2.3 Descripción del equipo

El material y equipo que fue utilizado para el desarrollo del experimento se lista a continuación.

- 108 viales de vidrio 20ml con septa de butilo/PTFE y cápsula de aluminio
- Cromatógrafo de gases (Agilent Technology 6890N)
- 3 Jeringas de 30ml
- Aceites dieléctricos
 - o Aceite mineral (A)
 - o Aceite vegetal (B)
 - o Aceite vegetal (C)
- Reactor químico (transformadores a escala) y materiales constructivos
 - o Madera
 - o Cartón
 - o Papel
 - o Acero al silicio
 - o Cobre (elemento calefactor)

En este experimento, los viales, las jeringas y el cromatógrafo de gases tienen las mismas características que los utilizados para el experimento 1, solo que en este caso, los aceites se sometieron a calentamiento con una resistencia dentro de un reactor, descrito en el capítulo 3.

4.2.4 Metodología

En el experimento se utilizó el reactor químico para trabajar con cada uno de los fluidos dieléctricos, el aceite mineral (A), el aceite vegetal (B) y el aceite vegetal (C).

Para el experimento se prepararon muestras de materiales constructivos que cumplieran con las proporciones en peso que se calcularon, de manera que pudieran ser acomodadas dentro del reactor químico.

Como primer paso en el experimento, se procedió a secar los materiales aislantes (papel, cartón y madera) colocándolos en un recipiente de vidrio limpio, para introducirlo a un horno a una temperatura de 110° C durante 12 horas. Una vez transcurrido ese tiempo, se tomó el material y se colocó en un frasco con el aceite dieléctrico (con el que se esté trabajando en ese momento) para que se impregne durante 12 horas.

Ya que se impregnó el material se pasa al reactor químico. Aquí, se toma el papel aislante y se comienza a empapelar la resistencia de cobre. El acero al silicio se limpia y se coloca dentro del transformador. Después de esto, se continuó a cerrar el reactor químico para llevarlo al proceso de vacío.

El vacío se llevó a cabo con un proceso instalado para el llenado de aceite de transformadores residenciales. El equipo se muestra en la Figura 4.15 .



Figura 4.15 Proceso de vacío del reactor químico y hasting utilizado.

Al reactor se le adicionó una manguera reforzada para aguantar la succión de la bomba de vacío, además de colocar una conexión rápida para llegar y conectar sin problema alguno al

proceso de vacío. El vacío alcanzado en el proceso fue de 350 micrones de Hg aproximadamente (0.35 mmHg), con una duración de 15 minutos (tiempo establecido para hacer vacío en transformadores residenciales). El medidor de vacío utilizado se muestra en la figura anterior.

Después de hacer vacío, se llenó el reactor con el aceite dieléctrico a trabajar como se muestra en la Figura 4.16. El aceite se hizo fluir por gravedad desde la parte superior del equipo, con una manguera sujeta a una válvula para evitar la menor contaminación posible del aceite al momento de que el vacío del tanque lo succione. La manguera se purgó con el mismo aceite a modo que fuera desplazado el aire que se encontraba en ella. El aceite utilizado se extrajo de un lote previamente burbujeado con nitrógeno durante 15 minutos para desplazar los gases disueltos en él.



Figura 4.16 Llenado del reactor con aceite dieléctrico.

Una vez lleno el reactor con el aceite se hizo circular nitrógeno dentro del él para desplazar los gases que se hayan introducido durante el manejo del material, esto para evitar diferencias en las lecturas de los resultados. La inyección de nitrógeno se realizó durante 15 minutos, dejando una presión de 3 psi (20.7kPa) dentro del reactor.



Figura 4.17 Inyección de nitrógeno al reactor químico.

Una vez que se preparó lo anterior, el siguiente paso a realizar fue la prueba de calentamiento. Para la primera temperatura establecida, se energizó el reactor químico ajustando la temperatura a 80° C calentando el sistema durante 24 horas, en donde se tomaron tres muestras a las 0 horas, tres muestras a las 12 horas y otras tres a las 24 horas. Para obtener las muestras, se conectó una jeringa a la válvula de muestreo adaptándole una manguera como se muestra en la Figura 4.18.



Figura 4.18 Toma de muestra del reactor químico.

Antes de tomar la muestra se dejó drenar una jeringa para purgar la línea de muestreo, puesto que el aceite está estancado en esa parte del reactor y al obtener la muestra podrían encontrarse resultados erróneos. Una vez que se tiene la jeringa con el aceite listo, se inyecta la

muestra en tres viales como se indica en la Figura 4.5, y de aquí se llevan al cromatógrafo de gases para su posterior análisis.

Este procedimiento se realizó con cada una de las temperaturas establecidas (80°, 100° y 120° C) para los tres tipos de aceites que se contemplan en este trabajo. Los materiales aislantes utilizados fueron reemplazados por otros nuevos para que la degradación que pudiera darse en éstos, no afectara a los resultados de las siguientes corridas. Para el caso de temperatura ambiente, se dejó reposar durante 24 horas tomando tres muestras a las 0 horas, tres a las 12 horas, y otras tres a las 24 horas. El reactor y la resistencia fueron limpiados cada vez que se hizo una corrida experimental. El control de temperatura tuvo un rango de variación de 1° a 2° C. La diferencia de temperaturas entre la superficie de la resistencia y el aceite fue de aproximadamente 25° - 30° C.

4.2.5 Resultados y análisis

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en el experimento 2. En la siguiente figura se observa el aspecto de las muestras de aceites después de haber estado sometidos a las tres temperaturas indicadas.

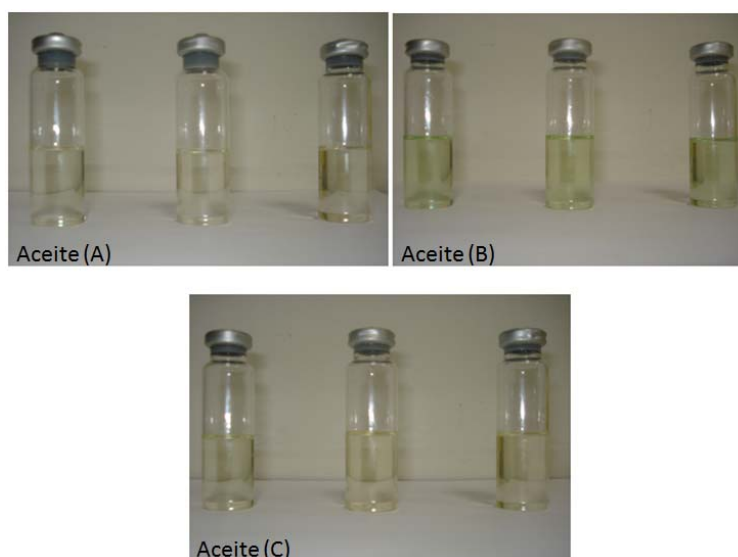


Figura 4.19 Aceites dieléctricos después de calentar 24 horas en el reactor @ 80, 100 y 120 °C.

Los aceites que se muestran en la Figura 4.19 son las muestras a 24 horas después de calentar a 80°, 100° y 120° C. No se observó algún cambio significativo en su aspecto cuando el aceite trabajó a las diferentes temperaturas, aunque el aceite mineral A si cambió respecto a los viales, ya que este tiene un color muy claro, y al estar en contacto con los materiales cambió a un tono amarillento muy claro, asemejándose al aceite C.

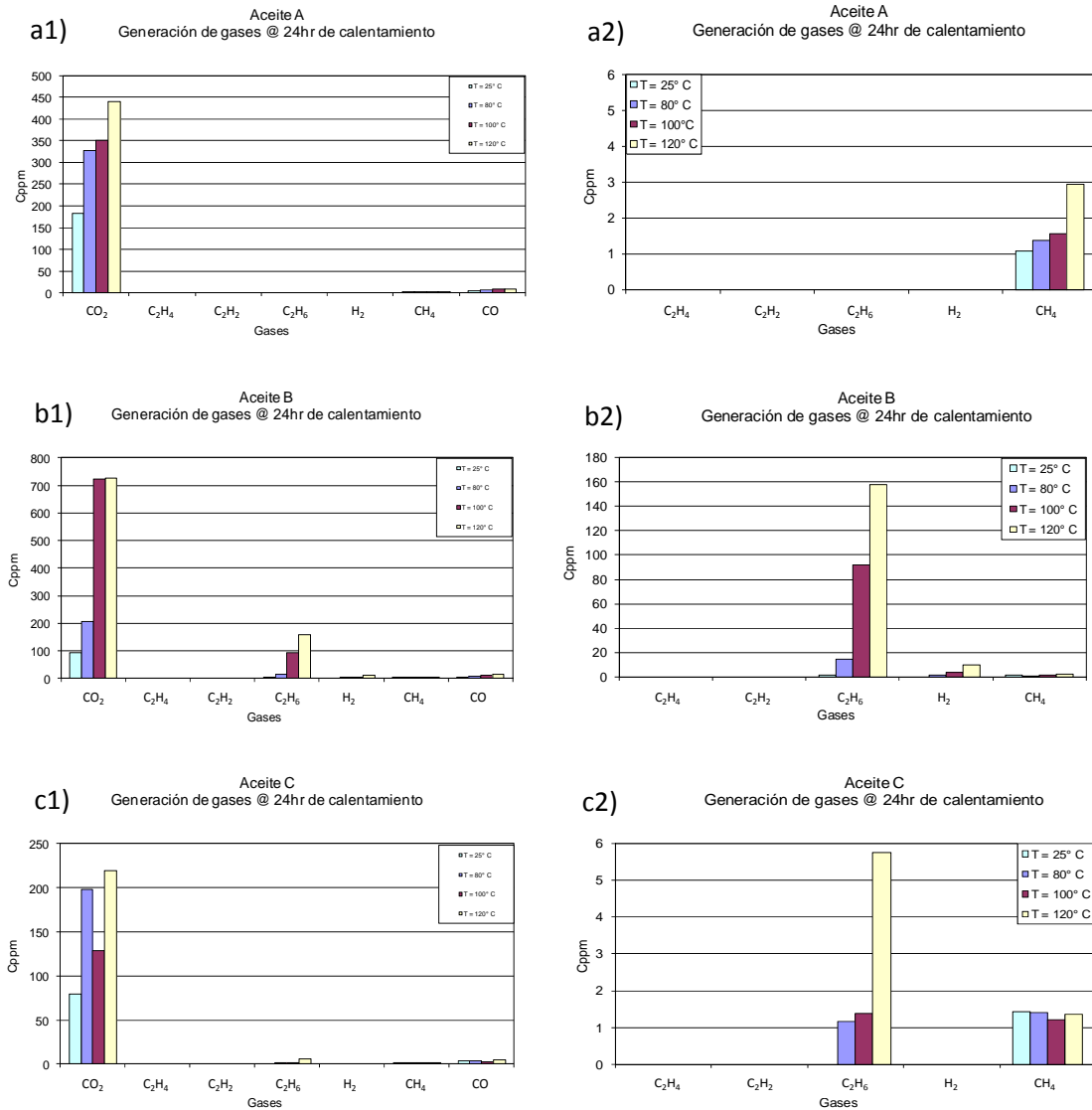


Figura 4.20 Gases disueltos al final de la prueba de temperatura en el reactor. a) Aceite Mineral A; b) Aceite Vegetal B; c) Aceite Vegetal C.

En la Figura 4.20 se muestran los gases generados durante la prueba de calentamiento. Se observa que se generó dióxido de carbono en grandes cantidades para los tres aceites en

comparación con los otros gases registrados. Podemos observar en la Figura 4.20a2) que al calentar el sistema utilizando aceite mineral como líquido aislante, el gas característico generado para las temperaturas establecidas fue el gas metano CH_4 , resultando ser el mismo gas obtenido durante el primer experimento donde se trabajó con el aceite por sí solo.

En la Figura 4.20b2) y Figura 4.20c2), se muestran los resultados para los sistemas trabajados con aceites vegetales, aceite B y aceite C, respectivamente. En ambos casos, el gas característico encontrado fue el gas etano C_2H_6 , que también fue el mismo obtenido durante el primer experimento para ambos aceites.

En la Figura 4.21 se muestra la generación del dióxido de carbono para los tres aceites. Se puede observar que para el aceite A (mineral) el gas tiende a incrementarse en todas las temperaturas, siendo un comportamiento esperado ya que en transformadores reales los gases generados tienden a incrementarse con el tiempo en la prueba de temperatura de fábrica. La excepción fue a temperatura ambiente, que es de esperarse ya que no hay reacción o generación de gases con el tiempo sin calor.

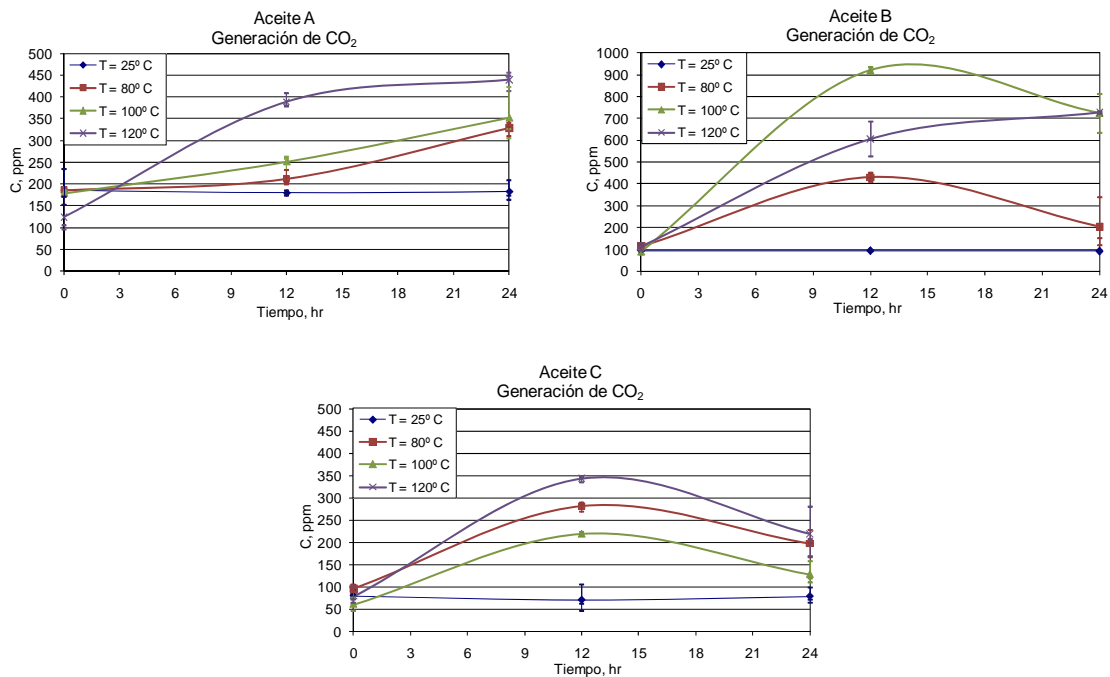


Figura 4.21 Generación de CO_2 para cada aceite en el reactor.

Para el aceite B y C (vegetales) se observó lo contrario. Primero se observa una generación de CO₂ mayor del aceite B sobre el aceite C siendo que empiezan con una concentración similar al inicio de la prueba, y después, en ambos aceites tiende a bajar la concentración de CO₂ después de la mitad de la prueba en cada temperatura estudiada. Este mismo comportamiento se presentó en la generación del monóxido de carbono, proveniente del material en base celulosa sumergido en el aceite, donde se observa que el gas CO, Figura 4.22, reacciona y consume al O₂ para formar dióxido de carbono. El consumo de oxígeno se muestra en la Figura 4.23, comportamiento observado en los tres aceites.

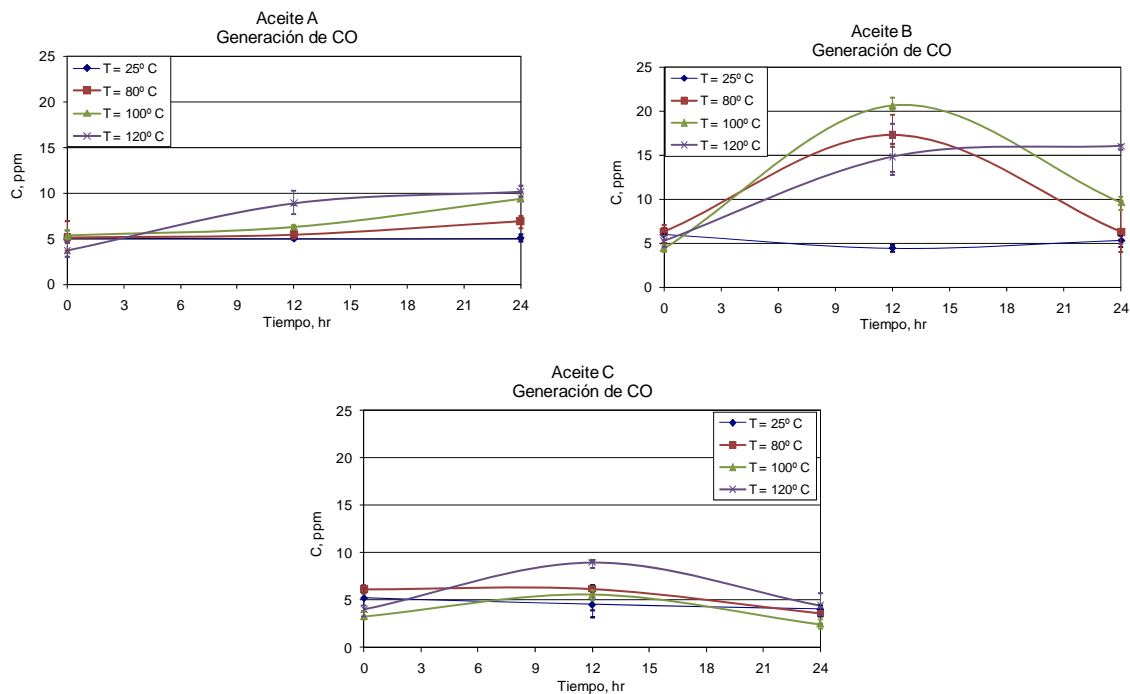


Figura 4.22 Generación de CO para cada aceite en el reactor.

En este experimento, la concentración inicial de oxígeno para los tres aceites fue mayor que la obtenida en el primer experimento, esto era de esperarse debido a la manipulación de todas las muestras de material aislante al momento de preparar el reactor como lo fue el empapelar la resistencia, además del aire que pudo haberse mezclado al estar manejando los aceites.

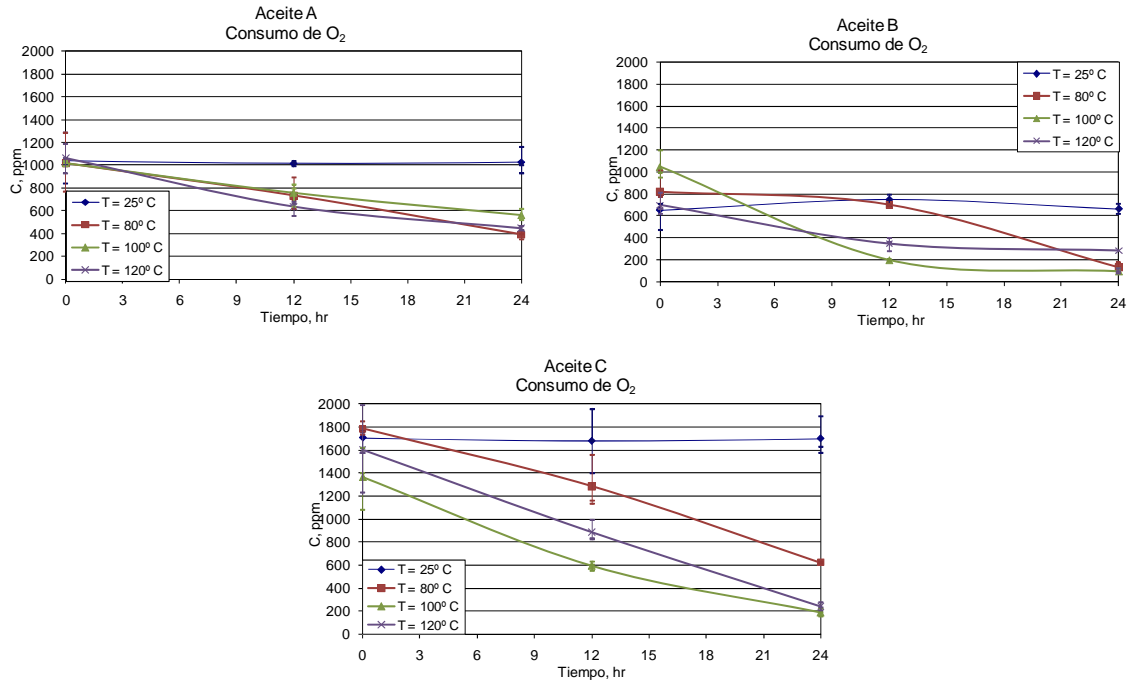


Figura 4.23 Consumo de O₂ para cada aceite en el reactor.

En la Figura 4.24 se muestra la generación del gas etano. Para el aceite A no se obtuvo concentración alguna, y esto era de esperarse puesto que en transformadores reales no se obtiene este gas durante la prueba de temperatura de fábrica.

Para el caso de los aceites B y C hay una generación de etano, en donde se presenta una producción muy marcada para el aceite B, obteniéndose cerca de un 300% más de este gas que con el aceite C. Para el aceite C, se observa que en las tres temperaturas el gas tiende a estabilizarse a través del tiempo, y para el aceite B, se observa este comportamiento cuando solo se trabaja con las temperaturas de 80° y 100° C, sin embargo cuando se trabaja con la temperatura de 120° C se obtiene un incremento con el tiempo. Para el caso del etileno C₂H₄, no se detectó generación alguna para ninguno de los tres aceites estudiados.

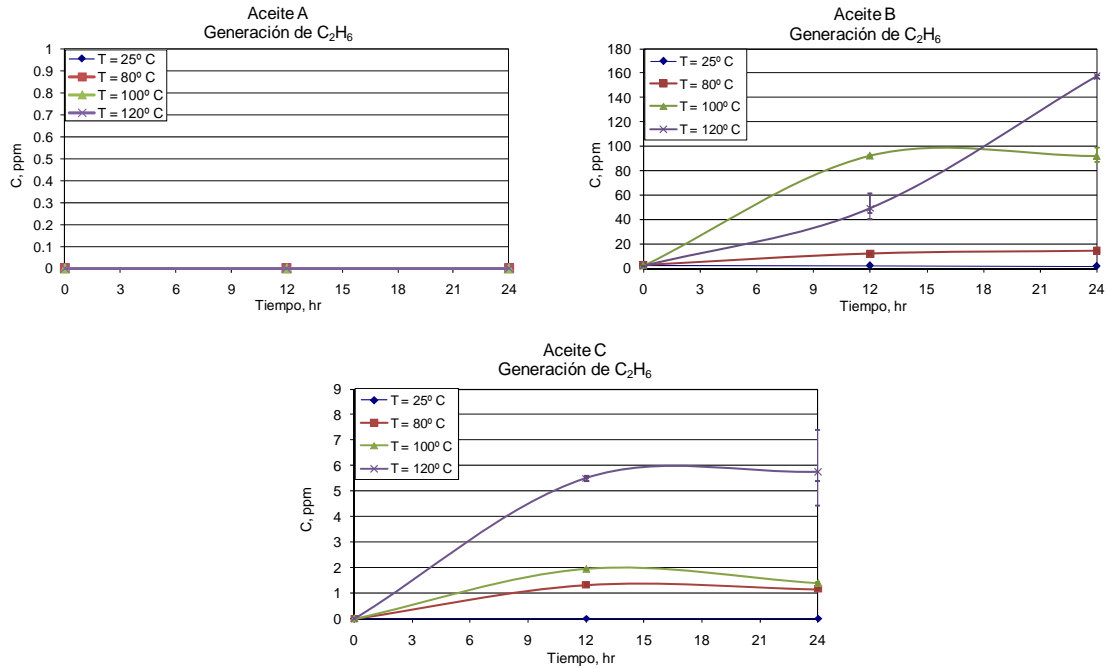


Figura 4.24 Generación de C₂H₆ para cada aceite en el reactor.

La generación del gas hidrógeno fue en particular para el aceite B. Para el aceite A era de esperarse ya que este gas se presenta cuando hay actividad de descargas parciales, y para el aceite C no se registró concentración alguna para este gas.

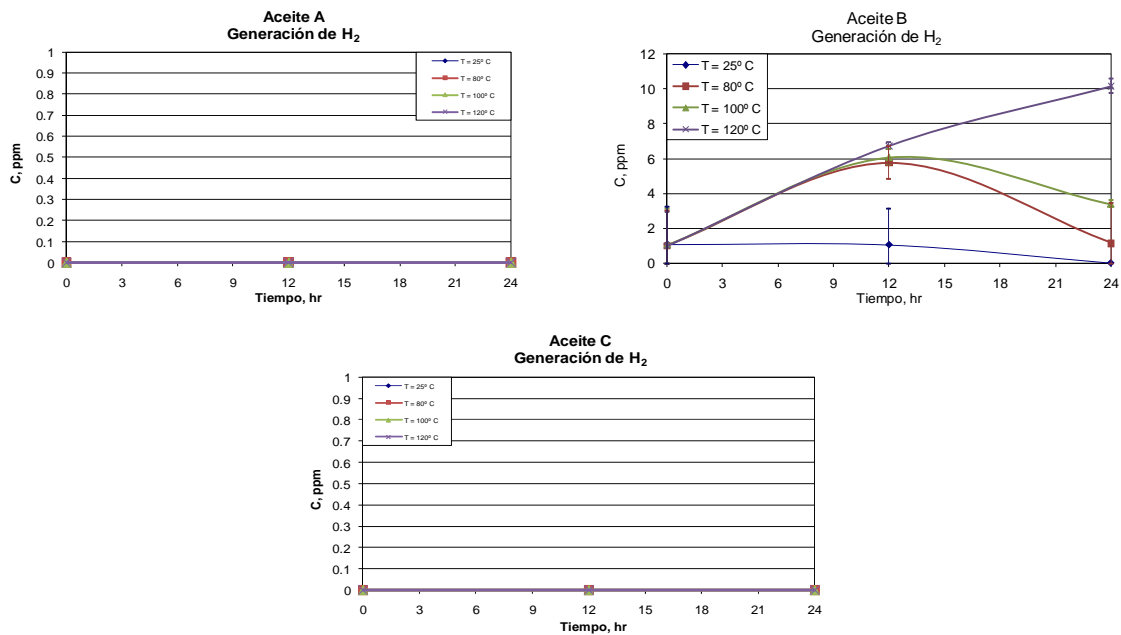


Figura 4.25 Generación de H₂ para cada aceite en el reactor.

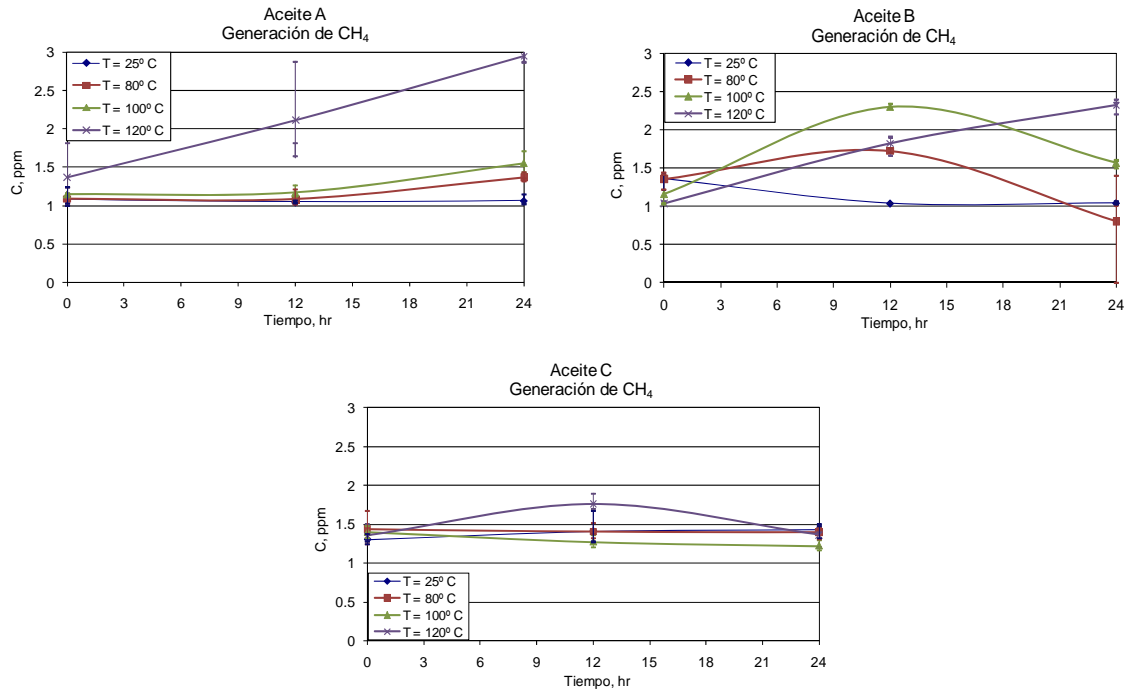


Figura 4.26 Generación de CH₄ para cada aceite en el reactor.

El gas metano se generó en los tres aceites, Figura 4.26 . Para el aceite A la generación del gas tiende a aumentar con el tiempo, y esto mismo se presenta en el aceite B aunque sólo para la temperatura más alta. Para el aceite C, la generación de este gas no fue muy importante, ya que la diferencia de concentraciones a través del tiempo no alcanzó ni 1ppm.

4.3 COMENTARIOS GENERALES

Con los resultados obtenidos, podemos observar que los tres aceites evaluados en el presente trabajo generan niveles de gases diferentes, lo cual puede ser atribuido a que tienen naturalezas diferentes. Es importante resaltar ciertas características particulares en los aceites vegetales.

Uno de los aceites estudiados, debido a que de manera universal es el más utilizado en los transformadores, es el aceite mineral A. Este es un aceite perteneciente a una clase de hidrocarburos llamados nafténicos en donde sus moléculas están organizadas en cadenas largas de carbonos saturados lineales y/o ramificadas que incluyen anillos de carbono (Singh, 2000), lo

cual hace que su estructura molecular sea muy estable a diversos fenómenos, siendo esta la principal atribución por la cual este aceite fue el que menor cantidad de gases generó.

En la prueba con viales, el comportamiento de los gases es el esperado, ya que se tiene un sistema pequeño, y la generación es total porque está en equilibrio. Tanto en la prueba con viales como las pruebas en el reactor químico fue el aceite que menor cantidad de gases generó.

Los otros dos aceites estudiados son de origen vegetal: el aceite vegetal B compuesto principalmente de aceite de soya (poliinsaturado) y con la posibilidad de mezcla con otros aceites vegetales para mejorar las propiedades como aislante dieléctrico, además de tener disuelto pequeñas cantidades de aceite mineral (McShane C. P., 2003), es muy inestable por el hecho de ser una molécula poliinsaturada (Badui Dergal, 1996).

Este aceite fue el que más gases generó durante las pruebas de calentamiento, tanto en viales como en el reactor. En viales el comportamiento fue el esperado, los gases tienden a aumentar a excepción del oxígeno que se consume. Es un sistema pequeño cerrado, y no hay interacción con otros materiales.

La gran cantidad de gases generados pudiera atribuirse en gran parte a su proceso de refinación, donde posiblemente el grado de purificación y/o saturación del aceite no fue lo suficientemente efectivo. En otras palabras, posiblemente el hidrógeno usado durante el tratamiento de saturación, no estuvo en las condiciones apropiadas (temperatura, presión, flujo, etc.) por lo que no se logró una saturación eficiente y parte del hidrógeno quedó absorbido en el aceite, lo que puede verse reflejado en los niveles de este gas después de calentamiento a las diferentes temperaturas del estudio. Además de que sigue siendo susceptible a la oxidación (Badui Dergal, 1996).

El último de los aceites estudiados, fue el aceite vegetal C compuesto de aceite de soya. Su comportamiento en pruebas con viales tiene una tendencia a generar gases con el tiempo, aunque este aceite vegetal presentó menor generación de gases que el aceite vegetal B, y esto se puede justificar a que posiblemente el grado de purificación y/o saturación del aceite C pudo haber sido

más eficiente que el aceite B, por lo que este aceite tiene una mejor estabilidad, logrando obtener una menor cantidad de gases en las pruebas.

En los resultados obtenidos para ambos aceites vegetales B y C durante las pruebas de temperatura con el reactor químico, algunos de los gases generados presentan un descenso en su concentración después de la mitad de la prueba.

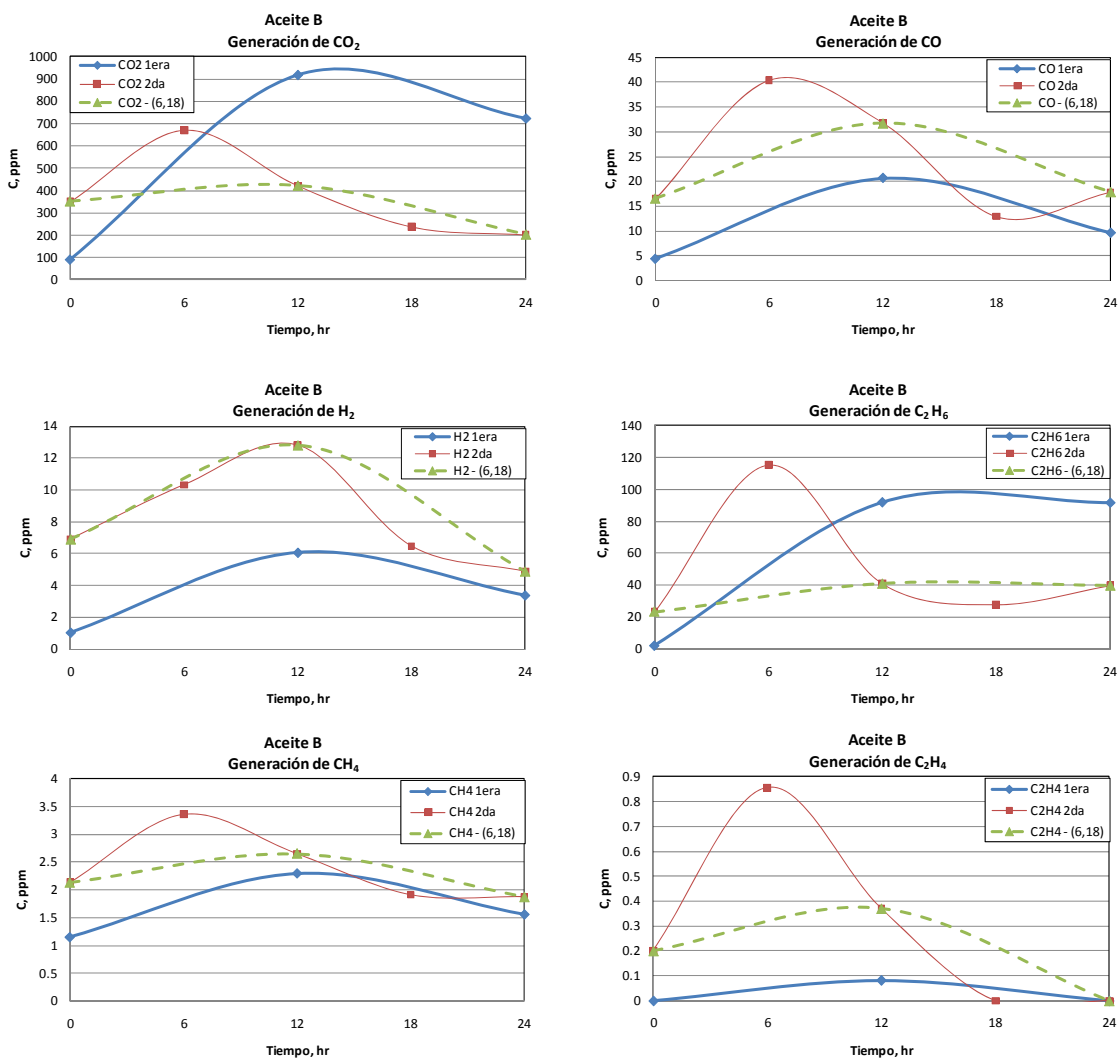


Figura 4.27 Resultados para repetición de aceite B @ 100° C.

Para corroborar esto, se realizó un experimento adicional en el reactor para el aceite B a 100° C, llevando a cabo el mismo procedimiento que se realizó para las demás pruebas de temperatura, solo que en esta ocasión se tomaron muestras a las 0, 6, 12, 18 y 24 horas. El aceite

utilizado en esta prueba fue tomado de otro envase cerrado, igualmente burbujeado con nitrógeno, y con una concentración menor a las 1,000 ppm de oxígeno.

En la Figura 4.27 se muestran los resultados para 6 de los gases generados durante la prueba. La línea con rombo (—◇— 1era), es la obtenida en los primeros experimentos realizados con el reactor; la línea con cuadrado (—□— 2da), es la que se obtuvo repitiendo el experimento, y la línea punteada es el resultado de la repetición suprimiendo los puntos registrados a las 6 y 18 horas. Este comportamiento no se observó cuando se trabajó con los aceites por si solos, y esto puede ser debido a varios factores involucrados en el fenómeno estudiado.

Una de las razones pudiera ser que los gases generados durante la prueba de temperatura, tengan menor afinidad con los aceites vegetales conforme las reacciones se van presentando, que por el contrario no sucede con el aceite mineral, y es de esperarse puesto que la naturaleza de ambos aceites es totalmente diferente. Otra de las razones, que hay que mencionar es que el equilibrio termodinámico que existe en ambos experimentos es totalmente diferente, la generación de gases en los viales es neta ya que los gases generados están disueltos e incluso pueden irse a la fase gaseosa, aunque aquí el trabajo del cromatógrafo es el de equilibrar el sistema (vial) para obtener una muestra de todos los gases presentes dentro del vial.

En el caso del reactor, se obtiene una porción del sistema (reactor químico), en donde quizá pudiera darse equilibrio entre las fases, sin embargo, el cromatógrafo equilibraría sólo esa porción que se obtuvo del reactor y por lo tanto no sería representativa de todo el sistema (refiriéndose al aceite + cámara de gases como sucedería en un vial).

Puede observarse una reducción de generación de gases en las pruebas realizadas en el reactor químico en comparación con las pruebas en viales, aunque por lo mencionado anteriormente no se puede afirmar esto (por el equilibrio termodinámico), además porque en el reactor están presentes muchos materiales que hacen más complejo el sistema y desencadenan una gran cantidad de reacciones que producen gases, solo que al momento de analizar una muestra se obtienen resultados de algunos gases disueltos, ya que otros compuestos pudieran haberse absorbido en los materiales, o simplemente migraron hacia la fase gaseosa.

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

En este proyecto se estudió el comportamiento de la generación de gases producidos por diferentes aceites dieléctricos utilizados como fluidos aislantes en un transformador durante una de prueba de temperatura de fábrica.

Durante la ejecución de la investigación, se aprendió a resolver un problema científico, con una metodología de investigación apoyada con action research, partiendo de un área de investigación, identificando un problema, encontrar información sobre el problema, actuar sobre el problema y aprender de la respuesta.

Además de aprender del problema se conocieron otros aspectos, por ejemplo cómo analizar los gases disueltos en el aceite de un transformador, además de conocer los procedimientos de muestreo para este aceite, así como algunas técnicas para el análisis de los resultados en el transformador al presentarse un tipo de falla.

Para poder resolver el problema planteado, se realizaron dos experimentos: un primer experimento, el cual fue argumentado para comparar dos aceites vegetales entre sí, además de compararlos con el aceite mineral, bajo condiciones controladas sin la interacción con los materiales constructivos del transformador; y un segundo experimento argumentado para comparar dos aceites vegetales entre sí, además de compararlos con el aceite mineral, bajo condiciones controladas tomando en cuenta la interacción con los materiales constructivos del transformador.

En el primer experimento, se sometieron muestras de tres diferentes aceites dieléctricos a 4 diferentes temperaturas donde se presentaron diferencias en la generación de gases para estos aceites, observándose que para el caso del aceite mineral el gas característico generado por el efecto de calentamiento fue el metano, en cambio para los aceites vegetales el gas característico

fue el etano, recordando que en esta parte del experimento, no se contempló la interacción del aceite con otros materiales contenidos en un transformador real. Este mismo comportamiento se observó para las tres temperaturas de calentamiento.

Los aceites vegetales presentaron una tendencia a aumentar la generación de gases como el aceite mineral, aunque entre ellos si presentaban diferencias en comportamientos a pesar de ser de aceite de soya, sin embargo ambos presentaron el mismo gas característico durante la prueba. En general el aceite B generó más gases en total posiblemente por el grado de purificación y/o saturación recibido, ya que pudo no haber tenido las condiciones óptimas para saturar eficientemente la molécula del aceite.

En el segundo experimento se diseñó un prototipo para representar la prueba de temperatura en un transformador, involucrando los materiales constructivos más representativos de un transformador. En este caso, se observó que para el aceite mineral, el gas característico generado por el efecto de calentamiento fue el metano, y para los aceites vegetales, el gas característico fue el etano. Los gases característicos encontrados en esta prueba fueron los mismos que resultaron en el primer experimento aunque en diferentes magnitudes.

Hay que mencionar que el experimento uno y el experimento dos no pueden ser comparados numéricamente por cuestiones de equilibrio termodinámico puesto que la generación de gases en los viales es neta ya que los gases generados están disueltos e incluso pueden irse a la fase gaseosa, y aquí el trabajo del cromatógrafo es el de equilibrar el sistema (vial) para obtener una muestra de todos los gases presentes dentro del vial.

En el caso del reactor, se obtiene una porción del sistema (reactor químico), en donde quizá pudiera darse equilibrio entre las fases. Aquí, el cromatógrafo equilibraría solo esa porción que se obtuvo del reactor, y no sería representativa de todo el sistema. Para las concentraciones obtenidas no fueron calculados los coeficientes de solubilidad de los gases generados por los aceites vegetales, ya que el estudio que se realiza es simplemente comparativo, y se está tomando un mismo estándar como referencia (aceite mineral).

Además de esto, hay que considerar que en el reactor se está calentando a través de la resistencia de cobre, a diferencia de los viales, que se calienta todo el sistema por una fuente externa (horno eléctrico).

Los resultados experimentales fueron obtenidos de un lote que se separó para poder realizar las pruebas, es necesario tomar en cuenta que al momento de realizar una réplica de los experimentos pueden obtenerse otros resultados debido al control de las variables del proceso tanto de elaboración del aceite y la realización de las pruebas.

Es importante saber que el reactor químico utilizado para las pruebas fue validado al momento en que los resultados obtenidos con el aceite mineral, tenían un comportamiento semejante a la de un transformador real en una prueba de temperatura de fábrica.

El comportamiento presentado en ciertos gases generados por los aceites vegetales se corroboró con la repetición del experimento al aceite B, una de las razones pudiera ser que los gases generados tengan menor afinidad con los aceites vegetales conforme las reacciones se van presentando, que por el contrario no sucede con el aceite mineral, y es de esperarse puesto que la naturaleza de ambos aceites es totalmente diferente.

A modo de establecer ciertos porcentajes de generación de gases para los aceites vegetales durante una prueba de temperatura, en la Tabla 5.1, Tabla 5.2 y Tabla 5.3 se muestran las concentraciones finales de cada prueba para cada aceite.

Tabla 5.1 Resultados finales ppm/hr aceite A

	Cppm (inicial)	80°C Cppm (final)	100°C Cppm (final)	120°C Cppm (final)	% Generación ppm/hr	IEC 61181 (2007)
CO₂	181	328	352	440	6.14 - 10.8	5.0 - 18.0
CO	5	7	9	10	0.80 - 0.22	0.4 - 2.0
C₂H₄	0	0	0	0		
C₂H₂	0	0	0	0	0.01 - 0.08*	0.04 - 0.30*
C₂H₆	0	0	0	0		
CH₄	1.1	1.4	1.6	2.9		
H₂	0	0	0	0	0	0.1 - 1.3

* Suma de todos los hidrocarburos.

Tabla 5.2 Resultados finales ppm/hr aceite B

	Cppm (inicial)	80°C Cppm (final)	100°C Cppm (final)	120°C Cppm (final)	% Generación ppm/hr
CO ₂	94	205	725	728	4.6 - 26.4
CO	5	6	10	16	0.06 - 0.47
C ₂ H ₄	0	0	0	0	
C ₂ H ₂	0	0	0	0	
C ₂ H ₆	1.9	14.1	91.6	157.6	0.50 - 6.54*
CH ₄	1.0	0.8	1.6	2.3	
H ₂	0.5	1.1	3.4	10.2	0.03 - 0.40

* Suma de todos los hidrocarburos.

El aceite A presenta porcentajes similares comparados con el estándar de la IEC (IEC Std 61181, 2007). Sin embargo para los otros dos aceites los porcentajes de generación son muy distintos, aunque los rangos para el aceite C, están dentro de los parámetros que pudieran fijarse para el aceite B.

Tabla 5.3 Resultados finales ppm/hr aceite C.

	Cppm (inicial)	80°C Cppm (final)	100°C Cppm (final)	120°C Cppm (final)	% Generación ppm/hr
CO ₂	75	198	129	220	5.1 - 6.02
CO	4	4	2	4	0.0 - 0.08
C ₂ H ₄	0	0	0	0	
C ₂ H ₂	0	0	0	0	
C ₂ H ₆	0	1.2	1.4	5.7	0.05 - 0.24*
CH ₄	1.4	1.4	1.2	1.4	
H ₂	0	0	0	0	0

* Suma de todos los hidrocarburos.

Con respecto a la hipótesis planteada, la generación de gases disueltos por un aceite vegetal fue totalmente diferente a los generados por un aceite mineral en un prototipo a escala trabajando bajo condiciones de prueba de temperatura.

5.2 RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Se considera que este proyecto es el inicio de un largo camino en el tema de los aceites dieléctricos alternativos para transformadores, que en nuestro caso son los aceites vegetales, y que es por ahora una tendencia mundial el uso de productos derivados de fuentes renovables.

Como se mencionó en algún momento en esta tesis, el desarrollo de un modelo para el diagnóstico de un transformador requiere de muchas pruebas, sobre todo cuando no se tiene mucha información al respecto. Aquí se llevó a cabo una prueba de temperatura entre tres tipos de aceites diferentes, un aceite de origen mineral y dos aceites de origen vegetal, esto para comparar los comportamientos de la generación de gases entre los tres aceites durante la ejecución de la prueba.

Se sabe que existen muchas pruebas que pueden realizarse a los aceites dieléctricos, y ésta fue una de ellas, de la cual existe poca información sobre el tema y que aún es necesario estudiar más al respecto, incluso podría repetirse la prueba dejando que transcurra más tiempo para saber el comportamiento de los gases en un mayor lapso de operación.

Una de las tareas que podrían ampliar y fundamentar aún más este trabajo, sería realizar un estudio con los aceites vegetales tratados en esta investigación de manera que cada aceite interactúe con cada uno de los diferentes materiales que fueron utilizados en este proyecto, esto con el objetivo de tratar de relacionar los comportamientos obtenidos en el actual trabajo.

Otro aspecto importante a analizar sería el efecto de la humedad en los materiales aislantes, y observar cómo afecta este parámetro al sistema en la generación de gases. Otra recomendación para trabajos posteriores es que podría estudiarse el uso de cobre electrolítico y el cobre utilizado en este proyecto, con la finalidad de estudiar la generación de gases al variar la pureza del cobre, esto con la finalidad de corroborar que la calidad de cobre que se usó no afectaría en gran medida la formación de gases.

Toda esta información se organiza en la Tabla 5.4, en la cual se menciona el objetivo que fue planteado al principio de la tesis, los resultados obtenidos, la conclusión del mismo objetivo, así como los trabajos posteriores para el mismo punto.

Tabla 5.4 Conclusión y trabajo futuro por objetivo.

OBJETIVO	RESULTADO	CONCLUSIÓN	TRABAJO FUTURO
Conocer las características y propiedades de los fluidos aislantes utilizados en un transformador, para aceite mineral y aceite vegetal.	Se identificaron propiedades importantes de los aceites: viscosidad, rigidez dieléctrica, densidad, etc. además de criterios que deben de cumplir los aceites para ser utilizados dentro de un transformador.	Los aceites estudiados son completamente diferentes en su composición química, y el valor de los parámetros que requieren cubrir son diferentes, aunque falta saber sobre su estructura química para predecir comportamientos (aceites vegetales)	Se recomienda hacer estudios a los aceites vegetales tratados en este trabajo, con el objetivo de saber cuál de los dos es más inestable, y poder argumentar aún más los resultados obtenidos en el presente proyecto.
Conocer y aprender la metodología para obtener una muestra de aceite del transformador, así como aspectos importantes para el análisis de dicha muestra en el laboratorio.	Se obtuvieron las diferentes normas y estándares para la toma de muestras.	Existe poca información sobre métodos para el análisis de gases disueltos utilizando aceites vegetales como fluidos dieléctricos, así como para las pruebas de temperatura de fábrica.	Se recomienda realizar más pruebas con el reactor con el fin de seguir estudiando los aceites vegetales. Un estudio que puede realizarse es prolongar la prueba de temperatura para saber el comportamiento de los gases.
Conocer los métodos para el análisis de los gases de un transformador en operación y los resultantes en una prueba de temperatura	Se conocieron métodos para el análisis de los gases e información sobre pruebas de temperatura de fábrica.		
Establecer una metodología de experimentación, conociendo: - Los materiales más representativos, en masa y en volumen, utilizados en la fabricación de un transformador, para poder establecer un diseño a escala. - Establecer las condiciones de las pruebas a modo de representar las pruebas de temperatura en un transformador.	Se establecieron dos experimentos. En uno de ellos se diseñó un reactor a escala con materiales proporcionales a un transformador real para estudiar cómo se comportan tres diferentes aceites (un mineral y dos vegetales) bajo las mismas condiciones de trabajo durante una prueba de temperatura de fábrica.	Se pudo fabricar un reactor a escala, validado con los resultados obtenidos en los experimentos utilizando un aceite dieléctrico mineral, ya que el comportamiento que presentaron los gases generados durante la prueba de temperatura es similar al obtenido en un transformador real.	Se recomienda hacer un estudio con los aceites vegetales tratados en este trabajo, de manera que cada aceite interactúe con cada uno de los materiales usados. Estudiar el efecto de la humedad en los materiales aislantes sobre generación de gases. Estudiar el efecto de la calidad del cobre utilizado en la resistencia sobre la generación de los gases.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A. Fowlis, I. (1995). *Gas chromatography*. England: Wiley.

Amaah, M., Islam, S., Chami, S., & Ienco, G. (2005). Analyses of electro-chemical characteristics of vegetable oils as an alternative source to mineral oil-based dielectric fluid. *IEEE, International Conference on Dielectric Fluids*, (págs. 365-368).

Amaah, M., Islam, S., Chami, S., & Ienco, G. (2005). Analyses of physical characteristics of vegetable oils as an alternative source to mineral oil-based dielectric fluid. *IEEE International Conference on Dielectric Liquids*, (págs. 397-400).

ASTM D1533. (2005). Standard Test Methods for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration. *ASTM* .

ASTM D1816. (2004). Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes. *ASTM* .

ASTM D2864. (2009). Terminology Relating to Electrical Insulating Liquids. *ASTM* .

ASTM D3487. (1993). Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus. *ASTM* .

ASTM D3612. (2002). Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography.

ASTM D6871. (2008). Standard Specification for Natural (Vegetable Oil) Ester Fluids Used in Electrical Apparatus. *ASTM* .

ASTM D974. (2008). Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration. *ASTM* .

- Badui Dergal, S. (1996). *Química de los alimentos*. México: Alhambra Mexicana.
- Bertrand, Y., & Hoang, L. C. (2003). Vegetable Oils as Substitute for Mineral Oils. *Proceedings of the 7th. International Conference on Propertiers and Applications of Dielectric Materials* , Págs. 491-494.
- Castellanos G., J. G., & Betancourt R., E. (2009). Criterios para la Interpretación de Gases Disueltos Durante Pruebas en Fábrica, para Asegurar la Confiabilidad de los Transformadores de Potencia. *IEEE Reunión de Verano de Potencia* .
- Chandra, G. (1997). Anthropogenic compounds. *The Handbook of Enviromental Chemistry*. Ed. New York: Springer-Verlag.
- Clark, F. (1962). *Insulating Materials for Design and Engineering Practice*. New York: Wiley.
- Dickens, L., & Watkins, K. (1999). Action Research: Rethinking Lewin. *Management Learning* , 127 - 140.
- Douglas, D. H., Lawrence, C. O., & Templeton, J. B. (1985). Factory Overload Testing of a Large Power Transformer. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* , 2492 - 2500.
- Douglas, D. H., Lawrence, C. O., & Templeton, J. B. (1985). Factory Overload Testing of a Large Power Transformers. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* , 2492 - 2500.
- Duval, M. (1989). Dissolved Gas Analysis: It can save your transformer. *IEEE Electrical Insulation Magazine* , 22 - 27.
- Duval, M. (2003). New Techniques for Dissolved Gas-in-Oil Analysis. *IEEE Electrical Insulation Magazine* , 6 - 15.
- Duval, M. (2008). The Duval Triangle for Load Tap Changers, Non-Mineral Oils and Low Temperatre Faults in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine* , 22 - 29
- Enríquez Harper, G. (1991). *El ABC de las Máquinas Eléctricas. I Transformadores*. México: Limusa.

Hallerberg, D. A. (1999). Less-flammable liquids used in transformers. *IEEE Ind. Applicat. Mag.* , págs. 50 - 55.

Heathcote, M. J. (1998). *The J & P Transformer Book*. Gran Bretaña: Newnes.

IEC 567. (1977). Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and for the analysis of free and dissolved gases. *IEC* .

IEC 60599. (1999). Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service: Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis. *IEC* .

IEC Std 61181. (2007). Mineral Oil Filled Equipment - Application of Dissolved Gas Analysis (DGA) to Factory Test on Electrical Equipment. *IEC* .

IEEE PC57.130/D17. (2006). Trial-Use Guide for the Use of Dissolved Gas Analysis During Factory Temperature Rise Test for the Evaluation of Oil-Immersed Transformers and Reactors. *IEEE* .

IEEE Std 99. (2007). Recommended Practice for the Preparation of Test Procedures for the Thermal Evaluation of Insulation Systems for Electrical Equipment. *IEEE* .

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

IEEE Std C57.106. (2006). Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment. *IEEE* .

IEEE Std C57.147. (2008). Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers. *IEEE* .

Jalbert, J., & Gilbert, R. (1995). Dissolved Gas Analysis of Transformer Insulating Oils by Headspace/Capillary gas Chromatography. *Hewlett Packard Applications* , 228 - 310.

Johns Hopkins University. <http://www.sitesupport.org>. Consultada en marzo/2009.

- Khan, I., Wang, Z., & Cotton, I. (2007). Dissolved Gas Analysis of Alternative Fluids for Power Transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine* , pp. 5-14.
- L. Allinger, N., P. Cava, M., C. de Jongh, D., & R. Johnson, C. (1971). *Química Orgánica*. Barcelona: Reverté, S.A.
- McShane, C. P. (2001). Relative Properties of the New Combustion-Resistant Vegetable-oil-based Dielectric Coolants for Distribution and Power Transformers. *IEEE Transactions on industry applications* , 1132 - 1139.
- McShane, P. (2002). Vegetable-oil-based Dielectric Coolants. *IEEE Industry Applications Magazine* , pp. 34-41.
- McShane, C. P. (2003). *Patente nº 6,613,250 B2*. United States.
- Muhamad, N. A., Phung, B. T., & Blackburn, T. R. (2007). Dissolved Gas Analysis (DGA) of Partial Discharge Fault in Biodegradable Transformer Insulation Oil. *IEEE Electrical Insulation Magazine* , pp. 1-5.
- Muhamad, N. A., Phung, B. T., Blackburn, T. R., & Lai, K. X. (2007). Comparative Study and Analysis of DGA Methods fo Transformer Mineral Oil . *IEEE Power Tech 2007 COnterence Switzerland* , 45 - 50.
- Muhamad, N. A., Phung, B. T., Blackburn, T. R., & Lai, K. X. (2008). Dissolved Gas Analysis of Faults in Biodegradable Oil Transformer Insulating Systems. *IEEE* .
- Muhamad, N. A., Pjung, B. T., & Blackburn, T. R. (2008). Dissolved gas analysis of overheating fault in bio-degradable transformer oil. *Universities Power Engineering Conference* , 1 - 4.
- Naphthenics, N. (2004). Insulation Condition Monitoring. En N. Naphthenics, *Transformer Oil Handbook* (págs. 197-214). Suecia: Nynäs Naphthenics AB.

- O'Brien, R. (1998). An Overview of the Methodological Approach of Action Research. 1 - 18.
- Oommen, T. V., Moore, H. R., & Luke, L. E. (1982). Experience with Gas-in-Oil Analysis Made During Factory Test on Large Power Transformers. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* , 1048 - 1052.
- Oommen, T. (2002). Vegetable oils for liquid filled transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine* , pp. 6-11.
- Prolec GE. (2007). Consultado el Marzo de 2009, de http://www.prolecge.com/internet/sp/upload/catalogo_p2007.pdf
- Rogers R., R. (1978). IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers using gas oil analysis. *IEEE Trans. Electri.Insul* , 349 - 354.
- Sabugal García, S., & Gómez Moñuz, F. (2006). *Centrales térmicas de ciclo combinado, teoría y proyecto*. España: Endesa.
- Singh, G. A. (2000). The design of transformer oil. *IEEE International Symposium on Electrical Insulation* , 247 - 250.
- Skoog, D., Holler, J., & Nieman, T. (2001). *Principios de Análisis Instrumental*. McGraw-Hill.
- WG 09. (1995). Dissolved Gas Analysis During Heat Run Test on Power Transformers. *Electra* , 21 - 26.