



“Diagnóstico de los Transformadores de Potencia de la Empresa Minero Industrial Cerro Matoso S.A, Mediante el Análisis del Aceite Dieléctrico”

Diego Armando Osorio Miranda

Universidad Antonio Nariño
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica
Cartagena, Colombia
2020

“Diagnóstico de los Transformadores de Potencia de la Empresa Minero Industrial Cerro Matoso S.A, Mediante el Análisis del Aceite Dieléctrico”

Diego Armando Osorio Miranda

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Ingeniero Electromecánico

Asesor de Tesis:

Ing. Daniel Enrique Yabrudy Mercado

Línea de Investigación:

Mantenimiento Industrial.

Universidad Antonio Nariño

Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica

Cartagena, Colombia

2020

La gente habla de conseguir golpes de suerte en sus carreras.

Yo soy la prueba de que la teoría de los golpes de suerte es simplemente errónea.

Uno consigue su propia suerte.

El mundo está dirigido por los que se dan a conocer, no por los que esperan a que se pregunte por ellos.

(Steve Blank)

Agradecimientos

Gracias a Dios, por la vida y la fortaleza que me ha infundido cuando he creído desfallecer en el intento.

A mi abuela Dora, ejemplo de tenacidad, amor y comprensión infinita,

A mis padres, mi compañera de vida y demás familiares, por quien quiero ser cada día mejor persona.

Sin cada uno de ustedes no hubiera logrado cumplir mis sueños y llegar a una de las más importantes metas de las que me he trazado. Infinitas gracias.

Resumen

Mediante la realización de este proyecto se pretende realizar un diagnóstico acerca del estado de funcionamiento de los transformadores de potencia de la empresa minero industrial Cerro Matoso S.A; tomando como base la información existente, entregada por los laboratorios ABB y Transequipos, asociada al mantenimiento predictivo eléctrico en la unidad de negocio de mantenimiento de planta, actualizada hasta el año 2018.

En el proceso se identificaron las amenazas por medio del análisis de las pruebas de aceite dieléctrico, para optimizar los procesos de interpretación de la condición del estado de los equipos, que permite garantizar la correcta toma de decisiones y disminuir los riesgos ambientales, legales, laborales y económicos que traería consigo una falla eléctrica.

El trabajo se desarrolla en tres fases:

- 1) Recopilación de información,
- 2) Análisis de datos,
- 3) Emisión del diagnóstico y recomendaciones de mantenimiento.

El análisis de los informes de los transformadores T01, T02, T03, T04, T20, T21, T22, T150, T151, T152, T155 Y T156, teniendo en cuenta los parámetros establecidos en las normas IEEE C57-106 2015 para ADFQ y IEEE C57-104 2008 para DGA. permitió concluir que el comportamiento de los transformadores de la base eléctrica instalada, mediante el análisis de las pruebas de aceite dieléctrico realizadas, muestran que en términos generales, los equipos objeto de estudio, están en buenas condiciones, exceptuando los transformadores T150 y T152, que requieren de mantenimiento correctivo, dado que el estudio de Gases disueltos, nos muestra que existe alto nivel de descomposición del aceite, lo que traduce en fallas del transformador, mientras que los otros solo requieren mantenimientos periódicos anuales.

CONCEPTOS CLAVE

Aceite dieléctrico, instalaciones eléctricas, riesgos eléctricos, monitoreo, pronóstico, falla eléctrica, vida del componente.

Abstract

By carrying out this project, the aim is to carry out a diagnosis on the state of operation of the power transformers of the Cerro Matoso S.A industrial mining company; based on the existing information, delivered by the ABB and Transequipos laboratories, associated with electrical predictive maintenance in the plant maintenance business unit, updated until 2018.

In the process, threats were identified through the analysis of dielectric oil tests, to optimize the processes of interpretation of the condition of the equipment's condition, allowing to guarantee correct decision-making and reduce environmental, legal, and labor risks. And economical that an electrical failure would bring.

The work is carried out in three phases:

- 1) Collection of information,
- 2) Data analysis,
- 3) Issue of diagnosis and maintenance recommendations.

The analysis of the reports of the transformers T01, T02, T03, T04, T20, T21, T22, T150, T151, T152, T155 and T156, taking into account the parameters established in the IEEE C57-106 2015 standards for ADFQ and IEEE C57 -104 2008 for DGA. It allowed to conclude that the behavior of the transformers in the installed electrical base, through the analysis of the dielectric oil tests carried out, show that in general terms, the equipment under study is in good condition, except for the T150 and T152 transformers, that require corrective maintenance, since the study of Dissolved Gases shows us that there is a high level of oil decomposition, which translates into transformer failures, while the others only require periodic annual maintenance.

KEY CONCEPTS

Dielectric oil, electrical installations, electrical hazards, monitoring, forecasting, electrical failure, component life.

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Lista de figuras	XV
Lista de tablas	XVI
Introducción	1
1. GENERALIDADES	3
1.1 ALCANCE.....	3
1.2 OBJETIVOS	4
1.2.1 OBJETIVO GENERAL	4
1.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	4
1.3 GENERALIDADES DE LA EMPRESA	5
1.3.1 ANTECEDENTES	5
1.3.2 UBICACIÓN	5
1.3.3 SITUACIÓN ACTUAL DE CERRO MATOSO.....	5
1.3.4 UNIDADES DE NEGOCIO	6
1.3.5 MAQUINARIA PARA INTERVENCIÓN	7
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	7
2. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN	9
2.1 MARCO TEÓRICO	9
2.1.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	9
2.1.2 MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES	9
2.1.2.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	12
2.1.3 ENSAYO FÍSICO-QUÍMICO.....	12
2.1.4 NORMA IEEE57-106 2015 (ADFQ).....	13
2.1.5 ANÁLISIS CUALITATIVO Y CUANTITATIVO DE PCB	13
2.1.6 ENSAYO CROMATOGRÁFO	16
2.1.7 METODOS DE INTERPRETACION	17
2.2 METODOLOGÍA.....	19
2.3 MATERIALES.....	19
2.4 METODOS	22
3. RESULTADOS	23
3.1 RECOLECCIÓN DE DATOS	23
3.2 PARAMETROS DE DIAGNOSTICO	24
3.3 TRANSFORMADOR T01.....	25

3.4	TRANSFORMADOR T02	26
3.5	TRANSFORMADOR T03	28
3.6	TRANSFORMADOR T04	30
3.7	TRANSFORMADOR T20	31
3.8	TRANSFORMADOR T21	33
3.9	TRANSFORMADOR T22	35
3.10	TRANSFORMADOR T150	37
3.11	TRANSFORMADOR T151	40
3.12	TRANSFORMADOR T152	42
3.13	TRANSFORMADOR T155	45
3.14	TRANSFORMADOR T156	46
4.	Conclusiones y recomendaciones	49
4.1	CONCLUSIONES.....	49
4.2	Recomendaciones.....	51
A.	GRÁFICAS DE TENDENCIA ADFQ.....	53
B.	GRÁFICAS DE TENDENCIA DGA.....	59
5.	Bibliografía.....	65

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1: Curva de falla.....	10
Figura 2: Triangulo de Duval.....	19
Figura 3: Jeringa de vidrio hermética graduada de 50 ml.	21
Figura 4: Tendencia ADFQ T150.....	38
Figura 5: Tendencia de Gases T150.....	39
Figura 6: Tendencia Resultados ADFQ T152.....	43
Figura 7: Tendencia Resultados DGA T152.....	44
Figura 8: Tendencia ADFQ T01.....	53
Figura 9: Tendencia ADFQ T02.....	54
Figura 10: Tendencia ADFQ T03.....	54
Figura 11: Tendencia ADFQ T04.....	55
Figura 12: Tendencia ADFQ T20.....	55
Figura 13: Tendencia ADFQ T21.....	56
Figura 14: Tendencia ADFQ T22.....	56
Figura 15: Tendencia ADFQ T151.....	57
Figura 16: Tendencia ADFQ T155.....	57
Figura 17: Tendencia ADFQ T156.....	58
Figura 18: Tendencia DGA T01.....	59
Figura 19: Tendencia DGA T02.....	59
Figura 20: Tendencia DGA T03.....	60
Figura 21: Tendencia DGA T04.....	60
Figura 22: Tendencia DGA T20.....	61
Figura 23: Tendencia DGA T21.....	61
Figura 24: Tendencia DGA T22.....	61
Figura 25: Tendencia DGA T151.....	62
Figura 26: Tendencia DGA T155.....	62
Figura 27: Tendencia DGA T156.....	63

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Método de Dörnemberg.	18
Tabla 2. Relaciones entre gases y sus combinaciones.	18
Tabla 3. Materiales de toma de muestras para diagnóstico de transformadores.	21
Tabla 4. Transformadores tomados en cuenta para el estudio.	23
Tabla 5. Rangos de Aceptabilidad ADFQ.	24
Tabla 6. Límites de referencia de concentración de gases Disueltos.	24
Tabla 7. Resultados ADFQ Transformador T01.	25
Tabla 8. Resultados DGA Transformador T01.	26
Tabla 9. Contenido de PCBs Transformador T01.	26
Tabla 10. Resultados ADFQ Transformador T02.	27
Tabla 11. Resultados DGA Transformador T02.	27
Tabla 12. Contenido de PCBs Transformador T02.	28
Tabla 13. Resultados ADFQ Transformador T03.	28
Tabla 14. Resultados DGA Transformador T03.	29
Tabla 15. Contenido de PCBs Transformador T03.	29
Tabla 16. Resultados ADFQ Transformador T04.	30
Tabla 17. Resultados DGA Transformador T04.	31
Tabla 18. Contenido PCBs Transformador T04.	31
Tabla 19. Resultados ADFQ Transformador T20.	32
Tabla 20. Resultados DGA Transformador T20.	32
Tabla 21. Contenido PCBs Transformador T20.	33
Tabla 22. Resultados ADFQ Transformador T21.	33
Tabla 23. Resultados DGA Transformador T21.	34
Tabla 24. Contenido PCBs Transformador T21.	34
Tabla 25. Resultados ADFQ Transformador T22.	35
Tabla 26. Resultados DGA Transformador T22.	36
Tabla 27. Contenido PCBs Transformador T22.	36
Tabla 28. Resultados ADFQ Transformador T150.	37
Tabla 29. Resultados DGA transformador T150.	37
Tabla 30. Contenido PCBs Transformador T150.	39
Tabla 31. Resultados ADFQ Transformador T151.	40
Tabla 32. Resultados DGA transformador T151.	41
Tabla 33. Contenido PCBs Transformador T151.	41

Tabla 34. Resultados ADFQ Transformador T152	42
Tabla 35. Resultados DGA transformador T152.....	42
Tabla 36. Contenido PCBs Transformador T152.....	44
Tabla 37. Resultados ADFQ Transformador T155	45
Tabla 38. Resultados DGA transformador T155.....	45
Tabla 39. Contenido PCBs Transformador T155.....	46
Tabla 40. Resultados ADFQ Transformador T156	47
Tabla 41. Resultados DGA transformador T156.....	47
Tabla 42. Contenido PCBs Transformador T156.....	48
Tabla 43. Resultados generales del estado de Transformadores.....	49
Tabla 44. Contenido de PCBs en los Transformadores de estudio.	51

Introducción

El presente estudio, se realizó en la empresa Cerro Matoso, dedicada a la extracción y transformación del níquel, para obtener ferroníquel (FeNi) mediante un proceso carbotérmico de minerales extraídos de la mina, ubicada al sur del Departamento de Córdoba (Municipio de Montelíbano). Esta empresa forma parte del grupo South32 y para su operación contrata, principalmente, empleados de los municipios circunvecinos (Puerto Libertador, La Apartada y San José de Uré).

La operación de la planta, se realiza a través de siete unidades de negocio, de la siguiente manera:

- **Protección de Activos:** unidad encargada principalmente de proteger todos los activos de la compañía, es decir, tiene como función velar por la seguridad de todo el terreno y propiedades de la misma, el área de planta de producción y de sus trabajadores
- **Producción Mina:** Unidad negocio encargada directamente de la explotación del Níquel a cielo abierto, cargue de la tierra que contiene el mineral, trituración, creación de pilas y secado hasta que se comienza el proceso de calcinación.
- **Producción Planta:** es la unidad donde se realiza todo el procesamiento del mineral, desde su calcinación, refinería hasta el empaque.
- **Mantenimiento Planta:** unidad de negocio que se encarga de garantizar el funcionamiento y operación de la planta de producción.
- **Servicios de operaciones:** esta unidad se encarga de todas aquellas funciones que no corresponden directamente a la operación, por ejemplo, la subcontratación de todos aquellos outsourcing que sean necesarios implementar en la compañía.
- **Exploración de Campo Verde en Colombia:** esta unidad se dedica a realizar exploraciones en las áreas que poseen un gran potencial de mineral para explotación, garantizando la vida operacional de negocio.

- Recursos Humanos: esta unidad se encarga de realizar todo el proceso de selección de personal en la compañía, garantizando el bienestar del trabajador y cumpliendo con las responsabilidades que la empresa adquiera con sus empleados
El presente trabajo pretende abordar los procesos desarrollados en la unidad de negocio de Mantenimiento Planta de la empresa.

Luego de haber realizado una evaluación inicial en dicha unidad de negocio se observaron diferentes fallas en el proceso de mantenimiento predictivo eléctrico; equipos cerca del fin de su vida útil que pueden presentar fallas catastróficas, si no se toman las medidas adecuadas lo antes posible, según los informes del estado de los equipos objeto de este estudio, suministrados por los laboratorios Transequipos y ABB, empresas contratadas para la toma y evaluación de muestras de aceite dieléctrico, para determinar el estado de los mismos. Es necesario aclarar que en este documento solo se muestran los informes de los equipos que presentan fallas, por políticas de confidencialidad de Cerro Matoso S.A (Ver informes adjuntos)

Algunos de los posibles eventos, en caso de no corregirse las anomalías encontradas, serían: explosiones por cortocircuito, incendios por pérdida de material inflamable (principalmente aceite), descargas eléctricas de gran magnitud, que podrían terminar en pérdidas humanas, daños al medio ambiente, entre otros. Es por ello que se hace necesario determinar las condiciones en que se encuentra el aceite aislante mediante un análisis cromatográfico, para esto, se debe recopilar la documentación pertinente: Informe de análisis cromatográfico y registros de tareas de mantenimiento; y elaborar un diagnóstico de cada transformador, para proponer estrategias correctivas y preventivas.

La metodología del proyecto será aplicada descriptiva, pues, se hará una investigación descriptiva de las pruebas más comunes que miden la condición de los equipos eléctricos, y luego serán aplicados en la evaluación de los equipos de la empresa Cerro Matoso, para determinar su estado y así evitar las fallas eléctricas que podrían presentarse.

1. GENERALIDADES

1.1 ALCANCE

La empresa CERRO MATOSO contrata a dos laboratorios certificados (ABB y Transequipos) para dar cuenta del estado del aceite de los transformadores; dichos laboratorios se encargan de tomar las muestras del líquido de la caja de los terminales de cada unidad de generación y llevarlas a sus instalaciones para el análisis respectivo.

La toma de muestras se realiza con base en la norma ASTM D923–07 y sus resultados se evalúan teniendo en cuenta la IEEE C57.106-2015 e IEEE C57.104-2008. Esto para conseguir toda la información requerida y establecer el procedimiento de mantenimiento adecuado a cada equipo, evitando, reduciendo o anulando los riesgos de tipo eléctrico y aumentando el tiempo de uso de los transformadores.

Esta publicación busca emprender un estudio del estado actual del aceite de los transformadores de potencia de la planta de Cerro Matoso S.A, teniendo en cuenta los informes históricos, provistos por ABB y Transequipos.

Por cada equipo hay un informe individual del estudio de los aceites dieléctricos. Estos informes están separados de acuerdo a los valores tenidos en cuenta: 1) un análisis físico-químico que ofrece detalles sobre las características del aceite dieléctrico tales como: color, humedad, viscosidad, entre otros, y 2) un análisis que ofrece datos sobre los porcentajes de los gases disueltos presentes en el aceite.

La información ofrecida por la empresa será revisada y verificada para luego analizar la curva de crecimiento de los gases con el fin de estimar la tendencia de comportamiento de éstos, con el fin de proyectar las acciones correctivas que se deberían tomar en caso de

que los valores observados estuvieran por fuera de los rangos propuestos por las normas existentes.

El alcance de esta publicación no incluye redactar reajustes al plan de mantenimiento predictivo de los transformadores actuales.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar un diagnóstico de los transformadores de potencia de la Empresa Minero Industrial Cerro Matoso S.A, mediante el análisis de las pruebas de aceite dieléctrico que brindan gran información del estado de funcionamiento de un transformador.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Recopilar la información existente asociada a las pruebas de condición de equipos de la empresa Cerro Matoso S.A.
- Establecer parámetros que permitan un diagnóstico acertado de los transformadores considerando los valores obtenidos y comparándolos con los indicados por las normas.
- Examinar el comportamiento de los transformadores de la base eléctrica instalada, mediante el análisis de las pruebas de aceite dieléctrico que se han hecho en la compañía, para determinar tendencia de crecimiento de los gases en los equipos y variaciones fisicoquímicas.
- Realizar el diagnóstico de la condición de los transformadores de potencia de la empresa, para garantizar la toma correcta de decisiones y la prevención de fallas de tipo eléctrico.

1.3 GENERALIDADES DE LA EMPRESA

1.3.1 ANTECEDENTES

En 1940 fue descubierta en el municipio de Montelíbano, al noreste de Colombia, la mina a cielo abierto más grande de Sudamérica, Cerro Matoso, el mayor depósito de Ferróníquel de Colombia, de aproximadamente 1.5 millas cuadradas, inicialmente, fue explorada y explotada por la multinacional BHP Billinton, pero actualmente está siendo operada por la multinacional SOUTH32 LTDA.

En sus más de 30 años de operación, Cerro Matoso ha impulsado la economía local y regional, generando fuentes de empleo y apoyando el comercio y el desarrollo de la zona de influencia, además junto con sus fundaciones, han contribuido a la formación académica de los empleados y sus familias.

1.3.2 UBICACIÓN

Cerro Matoso S.A se encuentra ubicado en el Km. 22 Carretera S.O, del municipio de Montelíbano, al sur de Córdoba, subregión del San Jorge. Gracias a la influencia de la mina, Montelíbano se ha constituido como uno de los motores económicos más importantes del departamento y de la Región Caribe en general, se le conoce a nivel mundial como “la capital niquelera de América”.

Los Municipios de San José de Uré, Puerto Libertador, Buenavista y La Apartada también son considerados del “área de influencia”

1.3.3 SITUACIÓN ACTUAL DE CERRO MATOSO

Cerro Matoso S.A es una compañía de metales y minería diversificada a nivel mundial. Extrae y produce bauxita, alúmina, aluminio, energía y carbón metalúrgico, manganeso, níquel, plata, plomo y zinc en Australia, África del Sur y América del Sur. La compañía atiende el mercado de la industria internacional, sus principales clientes son, Estados Unidos, China y Europa.

La Producción Planta de la compañía es la unidad donde se realiza todo el procesamiento del mineral, desde su calcinación, refinación, hasta su empaque; y Mantenimiento de Planta es la unidad de negocio que se encarga de garantizar el funcionamiento y operación de la

planta de producción; convirtiéndose en las unidades de mayor importancia para el proceso productivo de la empresa.

En esta última unidad se debe implementar un plan de mantenimiento predictivo eléctrico, para determinar las fallas eléctricas en equipos que están por culminar su vida útil; cables, transformadores, motores, switchgears, interruptores, seccionadores, con más de 35 años en la primera línea; otros con más de 15 años en la segunda línea; y algunos que están manifestando fallas por envejecimiento. Al ser los transformadores los encargados de elevar o bajar la tensión de acuerdo a las necesidades específicas de la instalación eléctrica la presente investigación se centrará en estos equipos.

Las fallas eléctricas presentadas pueden ser catastróficas si no se toman las medidas adecuadas lo antes posible, de manera que se deben realizar actividades de tipo documental, investigación de indicadores de condición de equipos, y es preciso determinar las nuevas necesidades de inspecciones predictivas y organizar la información para mejorar el análisis y la predicción de fallas. Por lo que se hace necesaria la implementación de un plan de mantenimiento predictivo eléctrico en producción planta de acuerdo a los requerimientos de la base instalada.

1.3.4 UNIDADES DE NEGOCIO

La empresa funciona dividida en siete unidades de negocio, de la siguiente manera:

- Protección de Activos: unidad encargada principalmente de proteger todos los activos de la compañía, es decir, tiene como función velar por la seguridad de todo el terreno y propiedades de la misma, el área de planta de producción y de sus trabajadores.
- Producción Mina: Unidad negocio encargada directamente de la explotación del Níquel a cielo abierto, cargue de la tierra que contiene el mineral, trituración, creación de pilas y secado hasta que se comienza el proceso de calcinación.
- Producción Planta: es la unidad donde se realiza todo el procesamiento del mineral, desde su calcinación, refinería hasta el empaque.
- Mantenimiento Planta: unidad de negocio que se encarga de garantizar el funcionamiento y operación de la planta de producción.

- Servicios de operaciones: esta unidad se encarga de todas aquellas funciones que no corresponden directamente a la operación, por ejemplo, la subcontratación de todos aquellos outsourcing que sean necesarios implementar en la compañía.
- Exploración de Campo Verde en Colombia: esta unidad se dedica a realizar exploraciones en las áreas que poseen un gran potencial de mineral para explotación, garantizando la vida operacional de negocio.
- Recursos Humanos: esta unidad se encarga de realizar todo el proceso de selección de personal en la compañía, garantizando el bienestar del trabajador y cumpliendo con las responsabilidades que la empresa adquiera con sus empleados

1.3.5 MAQUINARIA PARA INTERVENCIÓN

Para la implementación del plan de mantenimiento predictivo eléctrico en la empresa Cerro Matoso S.A. la maquinaria para intervención serán los transformadores, por ser los dispositivos que permiten modificar la potencia eléctrica de corriente alterna con un determinado valor de tensión.

El aceite aislante es un factor esencial para el apropiado funcionamiento del transformador, gracias a sus cualidades de movilidad y de absorción de calor, disminuye el calor de las bobinas y el núcleo magnético, para luego sacarlo, controlando así la temperatura de trabajo del equipo.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Al realizar una evaluación inicial en la unidad de negocio mantenimiento planta de la empresa se observaron diferentes fallas en el proceso de mantenimiento predictivo eléctrico; equipos cerca de su vida útil que pueden presentar fallas catastróficas, tales como accidentalidad grave o mortal, daños medio ambientales, perdidas en la productividad, perdidas por sanciones, multas o indemnizaciones; lo cual afectará también la imagen de la empresa a nivel mundial.

De acuerdo a lo expuesto, se propone la elaboración de un diagnóstico de los transformadores de potencia de Cerro Matoso S.A, mediante el análisis de las pruebas de

aceite dieléctrico, con la intención de brindar una herramienta a la empresa que le permita ejercer mayor control sobre sus equipos; para ello se recopilará la información existente respecto a la condición de los transformadores; que permitirá una evaluación eficiente y hará posible el pronóstico de fallas. Lo que además de beneficiar a la organización y evitarle grandes pérdidas económicas, beneficiará a sus empleados, mediante la disminución del riesgo de lesiones y porque tendrán la motivación de encontrarse en un entorno laboral seguro; y a la comunidad cordobés en general, pues, continuará impulsando su economía.

2. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN

Para la evaluación, análisis y diagnóstico de la condición de los equipos eléctricos de la empresa minero industrial Cerro Matoso S.A. se presentan los fundamentos teóricos utilizados, que se detallan a continuación:

2.1 MARCO TEÓRICO

2.1.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El transformador de potencia es un equipo que varía la tensión de un circuito eléctrico de corriente alterna, aumentándola o disminuyéndola, por medio de la inducción electromagnética, pero sin variaciones significativas en la potencia de ingreso. El equipo consta de dos cilindros de material conductor, envueltos sobre un núcleo cerrado de material imantado, pero aislados eléctricamente entre ellos. Estos cilindros o bobinas, se denominan primaria, si es el de entrada de potencia o secundaria si es el de salida. (Gill, 2009)

2.1.2 MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

Al hablar de mantenimiento, se hace alusión al procedimiento mediante el cual, se toman las acciones que correspondan para optimizar el funcionamiento de un equipo, mediante la planeación, observación y estudio del comportamiento de operación del mismo, también se busca ampliar el tiempo de vida útil y minimizar riesgos por fallas en el funcionamiento, que podrían tener repercusiones económicas para la empresa dueña del equipo. (Rivera Gutiérrez, 2016)

Los transformadores de potencia, así como la mayoría de equipos eléctricos, precisan un mantenimiento periódico que garantice su correcta operación, sobre todo si se tiene en cuenta que estos equipos trabajan con grandes volúmenes de energía eléctrica; además, existen algunas variables a tener en consideración como lo son la ubicación de los equipos, las condiciones de humedad y temperatura del ambiente, entre otras.

Un buen plan de mantenimiento, se compone por tres fases:

- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Aplicados según las etapas de vida útil del equipo al que se le realiza.

Normalmente, se utiliza lo que se denomina “curva de falla” (ver Figura 1) donde se determina en qué periodo debe realizarse cada uno de los tipos de mantenimiento y qué tan probable es que se presente una falla en el equipo, de acuerdo al tiempo de uso.

- Zona 1: es al inicio de uso del equipo, donde hay alta probabilidad de presentar fallas por defectos de fábrica o de instalación.
- Zona 2: el riesgo de falla disminuye, es el periodo en el cual el equipo está funcionando de manera constante y ya ha superado el tiempo donde se debieron detectar problemas en la fabricación o instalación.
- Zona 3: donde existe mayor riesgo de presentar fallas por los desgastes del paso del tiempo.

Figura 1: Curva de falla.



Fuente: (Rivera Gutiérrez, 2016)

2.1.2.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El mantenimiento predictivo es aquel en el cual se busca establecer cuál es la condición real del componente eléctrico del equipo durante el funcionamiento, es por ello que se hace necesario realizar un monitoreo a través de programas especializados que midan los parámetros establecidos por las diferentes normativas y detectar posibles fallas relacionadas a la vida útil de los componentes del equipo y/o atribuibles a desgastes propios de la operación, antes de que se presenten las fallas (Rivera Gutiérrez, 2016)

Las empresas contratadas para realizar este tipo de mantenimiento, deben contar con equipos de alta tecnología para la recolección, uso y disposición de la información de los equipos; deben realizarse análisis de gases disueltos y llevar registro y control de los parámetros de operación del equipo (voltaje, potencia, entre otros).

Uno de los puntos a estudiar en el mantenimiento predictivo, es el análisis del aceite dieléctrico, esto con el fin de conocer si está cumpliendo su función de aislamiento, si no tiene impurezas y determinar que tratamiento se le debe realizar para volver a las condiciones iniciales y garantizar un óptimo funcionamiento. (Flores, 2011)

2.1.2.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Antes de que se presente cualquier tipo de falla, es necesario hacer un mantenimiento preventivo, donde se hacen los ajustes, reparaciones y verificaciones a los que haya lugar. Este tipo de mantenimiento, normalmente están programados de manera periódica por parte del personal encargado y teniendo en cuenta las recomendaciones del fabricante. (Rivera Gutiérrez, 2016)

Por lo regular, existe una programación, tanto en tiempo como en procedimientos, de las actividades que se van a realizar en el equipo.

El mantenimiento preventivo suele realizarse en los periodos en los que los equipos están descansando, pero en el caso de Cerro Matoso, que los transformadores trabajan constantemente, se programan “paradas” para este fin.

2.1.2.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo o reactivo, es aquel que se lleva a cabo cuando se presenta un daño en el equipo que no permite continuar con el normal funcionamiento del mismo, por lo que se hace necesario poner en marcha un plan de contingencia que permita reanudar su puesta en marcha lo antes posible.

Para poder realizar el mantenimiento correctivo, es necesario que se identifique rápidamente lo que causó la falla, para que las acciones correctivas que se ejecuten sean las apropiadas y no se empeore el problema. (Rivera Gutiérrez, 2016)

El mantenimiento correctivo, suele ser el más costoso, pues representa paradas en la producción y en ocasiones es necesario reemplazar parcial o totalmente los equipos que presentan fallas.

2.1.3 ENSAYO FÍSICO-QUÍMICO

Por medio de esta prueba, analizando la condición química del aceite, se puede determinar la calidad del mismo.

Los ensayos físico-químicos del aceite dieléctrico son uno de los aspectos más relevantes para el mantenimiento predictivo asociado a los transformadores de potencia; éstos brindan las características del estado actual del aceite y de los transformadores en general. Cabe resaltar que es de suma importancia analizar todas las pruebas, al momento de emitir un diagnóstico. De tal manera que se logre identificar el estado eléctrico, físico y químico del material aislante. (Cherres & Ñauta, 2015)

Los aspectos a tener en cuenta para el caso de los transformadores de la empresa Cerro Matoso, están regidos por la norma IEEE57-106 2015.

2.1.4 NORMA IEEE57-106 2015 (ADFQ)

Por medio del análisis fisicoquímico, que tiene en cuenta los criterios listados a continuación, se busca conseguir información sobre la calidad del aceite aislante con el que operan los equipos.

- Color
- Número de neutralización
- Tensión Interfacial
- Contenido de humedad
- Gravedad específica
- Rigidez dieléctrica

Los laboratorios especializados, a través del análisis de las muestras tomadas por los técnicos, pueden determinar el estado de los equipos partiendo del estudio de las propiedades físicas y químicas del aceite aislante, que es el encargado de controlar la temperatura y eliminar las impurezas que pudieran entrar al equipo. Cuando estas funciones fallan, el equipo también empezará a fallar. (Fygueroa, 2010)

La presencia de partículas o sustancias extrañas en el aceite, es una clara muestra del estado en el que se encuentra el equipo, puesto que el aceite al degradarse pierde sus propiedades y esto repercute inevitablemente en el ejercicio de sus funciones.

Para la ejecución de las pruebas de aceite dieléctrico en Cerro Matoso S.A se llevaron a cabo los siguientes análisis:

2.1.5 ANÁLISIS CUALITATIVO Y CUANTITATIVO DE PCB

El análisis cualitativo permite determinar cualitativamente el contenido de Bifenilos Policlorados que contiene un aceite, el cual no debe ser igual o superior a 50 ppm; el

cuantitativo permite determinar el contenido de PBC, se toma el cromatógrafo y se le inyecta la muestra, para determinar su concentración.

Los Bifenilos policlorados son compuestos con altos niveles de toxicidad, por el gran número de impurezas que contiene. Para realizar un análisis de Bifenilos poli clorados (IDEAM, 2013) es importante tener las siguientes consideraciones:

- Utilizar los elementos de protección personal: gafas de seguridad o mascara, guantes, respirador con filtro y bata de laboratorio.
- Tener en cuenta estar en un lugar ventilado para evitar intoxicación por aspiración de vapores
- Tener a la mano botiquín de primeros auxilios, ducha lava ojos, extintores y personal capacitado para atender emergencias si hubiera lugar a ello.

2.1.5.1 COLOR

Los cambios de color en el aceite dieléctrico de un equipo, en periodos muy cortos, puede ser signo de desgaste; para evitar que esto suceda, hace falta realizar ciertas pruebas, aunque ellas, por sí solas, no determinan la calidad del aceite, es necesario tener en cuenta otros aspectos contenidos en los ensayos físico -químicos

Para determinar los valores aceptables de color, se tienen en cuenta las especificaciones de las pruebas ASTM D-1500, que básicamente compara los patrones de colores, que van de 0,5 (el más claro) a 8,0 (el más oscuro).

Cuando el aceite ha tenido variaciones en el color (se ha oscurecido), quiere decir que hay agentes contaminantes, pero es necesario tener en cuenta también el número de neutralización y la viscosidad. (Rivera Gutiérrez, 2016)

2.1.5.2 GRAVEDAD ESPECÍFICA

La gravedad específica es la relación entre la masa del aceite y la masa del agua, en las mismas condiciones (volumen y temperatura).

Mediante esta prueba, a través del coeficiente de expansión (medida del cambio de volumen de un fluido dentro de un contenedor cuando hay variación de temperatura), se

puede determinar la presencia de contaminantes en el aceite; el coeficiente de expansión es inversamente proporcional a la gravedad específica, a mayor coeficiente de expansión, mayor posibilidad de que haya presencia de agentes contaminantes.

Según la prueba ASTM D1298, el límite superior aceptable es de 0.84 para aceites con porcentajes nulos de contaminantes (agua, silicona o askarel). El instrumento utilizado para realizar esta prueba es el hidrómetro.

2.1.5.3 TENSIÓN INTERFACIAL.

La tensión interfacial es un suceso físico-químico que se presenta entre dos líquidos que no se mezclan entre sí, por ejemplo, el agua y el aceite aislante; cuando se agregan estos dos líquidos en el mismo contenedor, estos se separan formando dos fases, la fuerza necesaria para mover un cuerpo de una fase a otra, es la tensión interfacial.

El valor de la tensión interfacial (dinas/cm) es alto en aceites nuevos y sin contaminantes, conforme se va desgastando, el valor de la tensión disminuye, la presencia de agentes contaminantes también hace que haya variación en esta medida.

Para determinar el valor de la tensión interfacial a los aceites aislantes se utilizan dos métodos: el primero es el método ASTM D9713, este es el empleado en el diagnóstico de los equipos de este estudio, y el segundo es el método ASTM D2285 4.

2.1.5.4 NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN

A través de la prueba ASTM D-974, se busca establecer la cantidad de miligramos de KOH (hidróxido de potasio) necesarios para neutralizar la acidez de un fluido (aceite dieléctrico, en este caso), este valor es el número de neutralización que se expresa en mgKOH/g.

Los aceites empleados en estos transformadores pasan por procesos rigurosos de refinamiento, por lo tanto, no suelen tener ácidos, es decir que el número de neutralización de estos aceites debe ser bajo, en caso contrario, es evidencia de desgaste y muestra que el equipo requiere mantenimiento. (Rivera Gutiérrez, 2016)

2.1.5.5 CONTENIDO DE HUMEDAD

A pesar de los procesos de refinamiento a los que se someten los aceites, es inevitable la presencia en ellos de pequeñas cantidades de agua, pero existe una concentración máxima “permitida” de agua (Determinada por la norma ASTM D-1533) la cual varía

dependiendo de la temperatura del fluido de manera proporcional, es decir, a mayor temperatura, mayor concentración de agua; esta también puede variar por condiciones externas a las de funcionamiento del transformador.

Cuando la temperatura del transformador aumenta, por efectos de la operación, aumenta la cantidad de agua en el aceite (contenido de humedad), lo que causa una aceleración en el proceso de oxidación del lubricante y se traduce en la reducción de la vida útil del equipo. (Rivera Gutiérrez, 2016)

2.1.5.6 RIGIDEZ DIELECTRICA.

Por medio de las pruebas ASTM D877 Y ASTM D1816, se puede determinar la cantidad de impurezas presentes en el aceite aislante, que repercute de manera inevitable en la pérdida de su nivel de aislamiento (rigidez dieléctrica).

Las impurezas presentes en el aceite tales como agua, partículas y otras suciedades, suelen ser conductoras, por lo tanto, se pierde la cualidad de aislamiento del aceite. (Rivera Gutiérrez, 2016)

2.1.5.7 AZUFRE CORROSIVO

Algunos aceites contienen azufre corrosivo que con el tiempo pueden afectar la resistencia y por tanto descomponer los equipos de operación, de manera que se hace necesario hacer una revisión de este componente para evitar estos acontecimientos. (ASTM D275)

En caso de evidenciarse corrosión en los transformadores del estudio, esto representaría un daño irreversible; para este caso se sugiere la adición de un pasivador al aceite con el cual está funcionando o el reemplazo total del aceite por uno no corrosivo (nuevo)

2.1.6 ENSAYO CROMATOGRFO

El objetivo principal de la cromatografía de gases es identificar cuáles son los gases que debo analizar, la naturaleza química de su formación, además determinar el tipo de falla que se está presentando en el equipo muestreado. Actualmente hay distintas maneras de

diagnosticar un análisis de gases disueltos, muchas dependiendo de las características de la falla presentada darán aciertos como también desaciertos, por lo tanto, es muy importante saber interpretar la naturaleza de la falla, así como tener el conocimiento de las normas y los datos teóricos que se requieren. (Cherres & Ñauta, 2015)

Dado lo anterior es preciso indicar si existe una condición de falla y que material estaría involucrado (Para este caso el papel, el aceite y el cobre) los cuales son los componentes internos de un transformador que se verían afectados al momento de generarse un fenómeno térmico o eléctrico en el equipo. Se puede determinar si la condición en caso de una avería es severa y la velocidad con la cual se estaría presentando la degradación de alguno de los elementos anteriormente mencionados y en base a estos tomar las decisiones pertinentes.

Con el uso de los equipos se genera degradación y producción de gases dentro del aceite, estos gases pueden ocasionar grandes fallas eléctricas, por lo que se debe analizar su presencia por medio de un ensayo cromatógrafo. (Cherres & Ñauta, 2015)

2.1.7 METODOS DE INTERPRETACION

Son varias las formas que permiten hacer la interpretación de los gases disueltos en el lubricante y la posterior utilización de los datos, los más utilizados son el método de Dörnberg y el triángulo de Duval, que se basan en el cálculo de diferentes relaciones entre los gases. Los más importantes son el. (Martinez, 2015)

2.1.7.1 NORMA IEEE C57-104 2008 (DGA)

La norma IEEE C57.104-2008 propone cuatro niveles, desarrollados para clasificar el riesgo de los transformadores, cuando no existe un historial previo de concentraciones de gases individuales. El criterio utiliza tanto las concentraciones de gases individuales como las concentraciones totales de gases combustibles. (Argueta, Contreras, & Guardado, 2017)

Condición 1: TCG concentraciones con valores menores a las establecidas en este nivel, dan cuenta de que el equipo está en condiciones óptimas, si algún parámetro se excede de manera individual, es necesario hacerle monitoreo.

Condición 2: TDGC si existen concentraciones que excedan los parámetros establecidos para este rango, es probable que se presenten fallas en el equipo, se sugiere monitoreo.

Condición 3: TGC en este rango, el lubricante esta con niveles de desgaste altos que pueden traducir en fallas al equipo, es necesario realizar monitoreos para evaluar las concentraciones que excedan los niveles óptimos.

Condición 4: TGC cuando el grado de deterioro del aceite es excesivo, requiere mantenimiento inmediato para prevenir fallas del equipo.

2.1.7.2 MÉTODO DE DÖRNEBERG

Este método, que data de 1970, es uno de los mas antiguos, en el se utilizan 4 correlaciones de gases, que se pueden observar en el equipo (ver tabla 1)

Tabla 1. Método de Dörnemberg.

$R1 = \text{Razón 1} = \frac{CH_4}{H_2}$	$R2 = \text{Razón 2} = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$
$R3 = \text{Razón 3} = \frac{C_2H_2}{CH_4}$	$R4 = \text{Razón 4} = \frac{C_2H_6}{C_2H_2}$
$R1 = \text{Razón 1} = \frac{CH_4}{H_2}$	$R2 = \text{Razón 2} = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$
$R3 = \text{Razón 3} = \frac{C_2H_2}{CH_4}$	$R4 = \text{Razón 4} = \frac{C_2H_6}{C_2H_2}$

Fuente: (Martinez, 2015)

Dependiendo de las relaciones entre los gases y sus combinaciones se pueden presentar diferentes fallas, como veremos a continuacion . (ver tabla 2).

Tabla 2. Relaciones entre gases y sus combinaciones.

Avería originada por	R1	R2	R3	R4
Descomposición térmica	>1.0	<0.75	<0.3	>0.4
Corona (DP de baja intensidad)	<0.1	No significativa	<0.3	>0.4

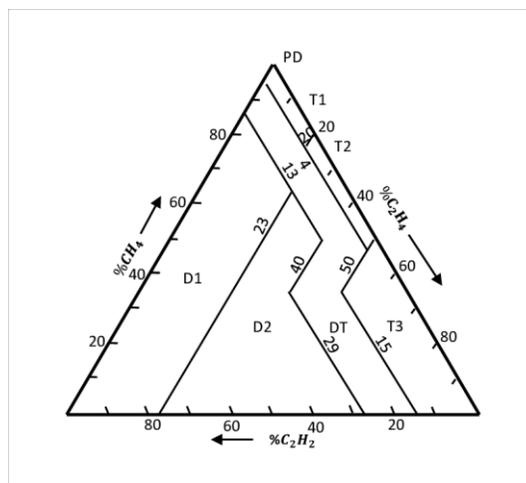
Arco (DP de alta intensidad)	$0.1 < R1 < 1.0$	> 0.75	> 0.3	< 0.4
------------------------------	------------------	----------	---------	---------

Fuente: (Martinez, 2015)

2.1.7.3 EL TRIÁNGULO DE DUVAL

Por medio de este metodo, que es uno de los mas usados para estudio de gases, se analizan las proporciones de metano, etano y acetileno, las cuales, sumadas entre si, no deben exceder los 100 puntos. (ver figura 2)

Figura 2. Triangulo de Duval



Fuente: (Martinez, 2015)

2.2 METODOLOGÍA

La metodología del proyecto será aplicada descriptiva, pues, se hará una investigación descriptiva de las pruebas más comunes que miden la condición de los equipos eléctricos, y luego serán analizados en la evaluación de los equipos de la empresa Cerro Matoso S.A, para determinar su estado y así evitar las fallas eléctricas que podrían presentar.

2.3 MATERIALES

Uno de los momentos más importantes en la realización del diagnóstico del estado de los equipos, es la toma de muestras, pues de las fallas en el procedimiento de tomas, depende la confiabilidad del diagnóstico. (Vargas, 2009)

Para la toma de muestras de aceite dieléctrico en los transformadores, se utilizan los materiales listados a continuación (Ver tabla 3).

- Guantes de hule o carnaza.
- Tubos plásticos o mangueras.
- Acoples de diferentes dimensiones.
- Jeringa de vidrio de 50ml
- Válvula de 3 vías ajustable a la jeringa
- Recipientes recolectores de vidrio de 1000ml y 500ml

Es importante tener la consideración de tomar una muestra suficiente de aceite y siguiendo los protocolos establecidos para tal fin. La toma de la muestra puede ser realizada por un electricista o un técnico en mantenimiento de transformadores y no demora más de unos pocos minutos, pero es necesario que se haga con cuidado para evitar su contaminación y tener fiabilidad en los resultados.

De igual manera, se deben tener en cuenta algunas medidas especiales para los transformadores energizados.

Es necesario verificar las condiciones de presión o vacío al interior del equipo, en cualquiera de los dos casos, se debe solicitar la autorización del cliente para proceder, bien sea rompiendo el vacío o nivelando los niveles de presión.

Localizar la válvula de la que se va a tomar la muestra, con los accesorios apropiados para la toma. Remover el tapón de la válvula, no sin antes verificar que esté cerrada y tomando la precaución de poner un recipiente recolector para evitar posibles derrames.

Habiendo removido el tapón, se debe realizar una inspección de la condición en la que se encuentra la válvula y proceder a realizarle una limpieza con el fin de remover cualquier posible suciedad, ubicar los accesorios correspondientes, verificando que acoplen perfectamente para evitar fugas y tomar la muestra.

Con mucho cuidado, abrir la válvula, teniendo la precaución de que no entre aire, para que no se formen burbujas al interior del transformador, es importante observar que no haya presencia de partículas sólidas o de agua libre en el aceite.

Dejar salir aproximadamente 300ml del aislante, en un recipiente que se va a descartar, para posteriormente recolectar unos 950ml en el recipiente de 1000ml, que debe estar debidamente etiquetado, con los parámetros que estipula el laboratorio.

Posteriormente, verificar que la válvula quede nuevamente cerrada y disponer los residuos en el lugar que corresponda.

Finalmente, se llevan las muestras al laboratorio para que sean analizadas por el personal encargado.

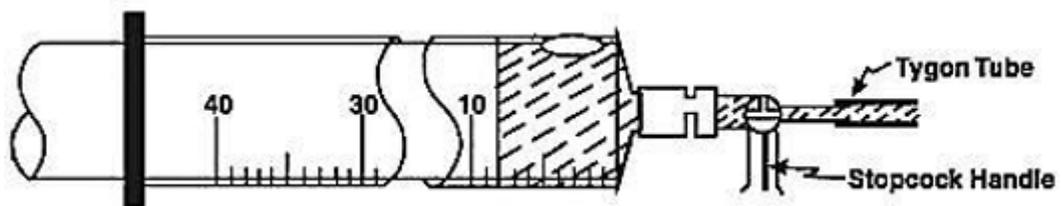
A continuación, vemos los materiales requeridos: (Ver tabla 3).

Tabla 3. Materiales de toma de muestras para diagnóstico de transformadores.

ENVASES		
Ensayos Físico-Químicos	Cromatografía de Gases y humedad Karl- Fischer	Ensayos de <u>BPC's</u>
Envases de plástico blanco translúcido, 1000 ml, con tapón de presión y tapa roscada	Jeringa de vidrio hermética graduada, 50 ml, con válvula auto sellante de 3 vías	Envases de plástico blanco translúcido, 10 ml, con tapón de presión y tapa roscada en el caso de que solo se requiera esta determinación
NOTA: si se requiere del paquete completo de ensayos se puede disponer del mismo envase de 1000 ml		

Fuente: (Vargas, 2009)

Figura 3. Jeringa de vidrio hermética graduada de 50 ml.



Fuente: (Vargas, 2009)

2.4 METODOS

- Fase I: Recopilación y organización de datos históricos

Como fuente primaria de información, la unidad de negocio mantenimiento planta suministrará toda la información y los diagnósticos anteriores de los equipos de la organización; se llevará a cabo la recopilación de la información existente actualizada hasta el año inmediatamente anterior.

- Fase II: Diagnostico de estado de los equipos
- Etapa I: Detección de fallas

Esta etapa del diagnóstico consiste en el análisis de las pruebas de aceites necesarios para conocer el estado de los equipos, se debe contar primero con los elementos suficientes para la captura de datos y registros de variables durante las mediciones. Y luego llevar a cabo las distintas pruebas, tales como, análisis cualitativo de PCB, análisis cuantitativo de PCB, análisis de Furanos, de azufre corrosivo, el ensayo cromatógrafo, el ensayo físico-químico y demás pruebas de aceite.

- Etapa II: Interpretación

La etapa de interpretación consiste básicamente en la clasificación e identificación de los problemas que afectan a una determinada unidad.

- Fase III: Diagnostico final

Durante esta etapa se da el conocimiento de manera exacta sobre la condición de los transformadores, basados en la detección e interpretación anterior, de esta forma es posible identificar la degradación del equipo, el número de defectos que posee, y así pronosticar si podrían presentar alguna falla.

3. RESULTADOS

3.1 RECOLECCIÓN DE DATOS

Para el presente estudio se tomaron en cuenta los transformadores T01, T02, T03, T04, T20, T21, T22, T150, T151, T152, T155 Y T156, con las características que se referencian a continuación (ver tabla 4), teniendo en cuenta los informes de medición entregados por los laboratorios Transequipos y ABB.

Se utilizó la media aritmética como promedio, porque interesa capturar los efectos de los valores que sean excéntricos. Si se presenta un valor por fuera de los rangos ideales, el valor promedio se verá bastante afectado, y brindará una indicación de que algo está mal.

Por otro lado, se asume que las fallas en el tiempo, aunque sean corregidas, dejan afectaciones, en mayor o menor medida, en la condición general del transformador. El valor de la media aritmética servirá entonces como un indicador de esta afectación debido a las fallas históricas, brindará un punto de equilibrio entre los valores dentro del rango ideal y los valores que en algún momento estuvieron fuera de ese rango. Por tal razón no se utilizan otras métricas como la media cuadrática (que se ve bastante afectada por valores extremos especialmente grandes) o la Media geométrica (que le da importancia a los valores más pequeños).

Tabla 4. Transformadores tomados en cuenta para el estudio.

EQUIPO	MARCA	AÑO	NO SERIE	POTENCIA MVA	TENSION V	KG/GAL	No MEDICIONES
T01	General Electrics	1999	L252744A	50	110.000/34.500	6880	7
T02	General Electrics	N/E	L252741B	50	110.000/34.500	6880	8
T03	General Electrics	1999	L252741A	20	34.500/4.160	2000	7
T04	General Electrics	N/E	L252741B	20	34.500/4.160	2000	7
T20	ABB	1996	110020	35	34.500/3194	17400	12
T21	ABB	1996	110021	35	34.500/3194	17400	12
T22	ABB	1996	110019	35	34.500/3194	17400	10
T150	ABB	1999	110110	35	34.500/3194	N/E	16
T151	ABB	1999	110111	35	34.500/3194	N/E	16
T152	ABB	1999	110112	35	34.500/3194	N/E	16
T155	ABB	1999	59884	200	110.000/34.500	N/E	6
T156	ABB	1999	59885	200	110.000/34.500	N/E	6

Fuente: elaborada por el autor

3.2 PARAMETROS DE DIAGNOSTICO

Una vez tomadas las muestras de aceite dieléctrico y obtenidos los resultados por parte del laboratorio contratado por la empresa y teniendo en cuenta los parámetros establecidos por la Norma IEEE C57-106 2015 (ver tabla 5) para el análisis dieléctrico y físico-químico (ADFQ) y la Norma IEEE C57-104 2008 (ver tabla 6) para el análisis de gases disueltos (DGA), así como la concentración de PCBs, se presenta a continuación el estado de los transformadores objetos de este estudio. (Tablas 7-42).

Tabla 5. Rangos de Aceptabilidad ADFQ.

Prueba	Unidad	Rangos de aceptabilidad
Color	NA	Aceptable <3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad especifica 15°C/15°C	g/ml	Aceptable 0,84-0,91 Cuestionable <0,84 Inaceptable >0,91
Numero de neutralización	mgKOH/g	Aceptable <=0,05 Cuestionable 0,06-0,10 Inaceptable >0,10
Tensión interfacial	mN/m	Aceptable >=32 Cuestionable 28-31,9 Inaceptable <27,9
Contenido de humedad	ppm	Aceptable <30 Cuestionable 30-34,9 Inaceptable >=35
Rigidez dieléctrica	kV	Aceptable >=30 Cuestionable 25-30 Inaceptable <25

Fuente: elaborada por el autor

Tabla 6. Límites de referencia de concentración de gases Disueltos

ESTADO	LÍMITES DE REFERENCIA DE CONCENTRACIÓN DE GASES DISUELTOS (PPM)							
	HIDROGENO	METANO	ACETILENO	ETILENO	ETANO	MONÓXIDO DE CARBONO	DIÓXIDO DE CARBONO	TDCG
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condición 3	401-1000	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>35	>200	> 150	>1400	>10000	>4630

Fuente: elaborada por el autor

Es pertinente aclarar que ambos resultados son complementarios para definir el estado real de los equipos.

3.3 TRANSFORMADOR T01

Según los términos permitidos para aceites en operación por la Norma IEEE C57-106 2015 los valores reflejados en el promedio, se encuentran dentro de los límites. Pudiendo decir que se encuentra dentro del rango ACEPTABLE (ver tabla 10), esto indica, el estado de degradación del aceite es normal y se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, en caso que no exista ninguna condición anormal.

Tabla 7. Resultados ADFQ Transformador T01

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Calificación	Rangos de aceptabilidad
Color - Norma ASTM D1500	NA	Colorímetro Gering	1,5	Aceptable	Aceptable <3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad específica 15°C/15°C - Norma ASTM D1298	g/ml	Aerómetro 0,7-1,0	0,8884	Aceptable	Aceptable 0,84-0,91 Cuestionable <0,84 Inaceptable >0,91
Número de neutralización - Norma ASTM D974	mgKOH/g	Bureta Titronic Basic II	0,0128	Aceptable	Aceptable <=0,05 Cuestionable 0,06-0,10 Inaceptable >0,10
Tensión interfacial - Norma ASTM D971	mN/m	Tensiómetro Fisher	39,7	Aceptable	Aceptable >=32 Cuestionable 28-31,9 Inaceptable <27,9
Contenido de humedad - Norma ASTM D1533	ppm	Coulometro metrohm 899	24	Aceptable	Aceptable <30 Cuestionable 30-34,9 Inaceptable >=35
Rigidez dieléctrica - ASTM D877	kV	Chispometro Hipotronics OCD-90	39	Aceptable	Aceptable >=30 Cuestionable 25-30 Inaceptable <25

Fuente: elaborada por el autor

Para la evaluación de la condición de los transformadores usando la concentración individual y el total de gases combustibles disueltos se basa en la Norma IEEE C57-104 2008. Los valores reflejados en el promedio no se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo concluir que el total de gases combustibles se encuentra dentro del rango de la condición 1, pero se sugiere establecer tendencia y seguimiento ya que puede haber presencia de falla, por lo tanto, el transformador se encuentra operando, pero debe ser puesto en consideración un constante monitoreo, se sugiere repetir el análisis en 3 meses a partir de la fecha, en caso que no exista ninguna condición anormal. (Ver tabla 8)

Tabla 8. Resultados DGA Transformador T01

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Condición que aplica	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
Dióxido de carbono (CO ₂)	ppm	Cromatógrafo de gases HP-6890	3131,5	2	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
Hidrógeno (H ₂)	ppm		40,3	1	100	101-700	701-1800	>1800
Monóxido de carbono (CO)	ppm		153,3	1	350	351-570	571-1400	>1400
Metano (CH ₄)	ppm		34,0	1	120	121-400	401-1000	>1000
Etileno (C ₂ H ₄)	ppm		3,6	1	50	51-100	101-200	>200
Etano (C ₂ H ₆)	ppm		12,3	1	65	66-100	101-150	>150
Acetileno (C ₂ H ₂)	ppm		0	1	1	2-3	10-35	>35
Total gases combustibles	ppm		245	1	720	721-1920	1921-4630	>4630

Fuente: elaborada por el autor

El contenido de PCB`s en el aceite debe ser no detectable (<2 ppm), según la Norma ASTM D-3487; La legislación internacional acepta aceites con menos de 50 ppm de PCB`s. Según ambos criterios este aceite puede considerarse No Contaminado con PCB`s. (ver tabla 9)

Tabla 9. Contenido de PCBs Transformador T01

Parametro	Concentración µg/g (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB`s Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Acceptable= No detectable Legislacion Vigente: Acceptable ≤50 ppm
PCB`s Aroclor 1232	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1242	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1248	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1254	< 2,0	
PCB`s Aroclor 1260	< 1,0	
PCB`s total de Arocloros	< 2,0	

Fuente: elaborada por el autor

3.4 TRANSFORMADOR T02

Teniendo en cuenta los límites sugeridos para aceites en operación por la Norma IEEE C57-106 2015 los valores reflejados en el promedio se encuentran dentro de los límites permitidos. Esto es un indicador de que se encuentra dentro del rango ACEPTABLE, por lo tanto, el estado de degradación del aceite es normal y se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, salvo en el caso que se presente alguna condición fuera de lo normal. (Ver tabla 10)

Tabla 10. Resultados ADFQ Transformador T02

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado	Calificación	Rangos de aceptabilidad
Color - Norma ASTM D1500	NA	Colorímetro Gering	2	Aceptable	Aceptable <3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad específica 15°C/15°C - Norma ASTM D1298	g/ml	Aerómetro 0,7-1,0	0,8877	Aceptable	Aceptable 0,84-0,91 Cuestionable <0,84 Inaceptable >0,91
Numero de neutralización - Norma ASTM D374	mgKOH/g	Bureta Titronic Basic II	0,01229	Aceptable	Aceptable <=0,05 Cuestionable 0,06-0,10 Inaceptable >0,10
Tensión interfacial - Norma ASTM D371	mN/m	Tensiómetro Fisher	38,2	Aceptable	Aceptable >=32 Cuestionable 28-31,9 Inaceptable <27,9
Contenido de humedad - Norma ASTM D1533	ppm	Coulometro metrohm 899	23	Aceptable	Aceptable <30 Cuestionable 30-34,9 Inaceptable >=35
Rigidez dieléctrica - ASTM D877	kV	Chispometro Hipotronics OCD-90	41	Aceptable	Aceptable >=30 Cuestionable 25-30 Inaceptable <25

Fuente: elaborada por el autor

Para la evaluación de la condición de los transformadores usando la concentración individual y el total de gases combustibles disueltos se toma como base la Norma IEEE C57-104 2008. Los valores reflejados en el promedio encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que el total de gases combustibles está dentro del rango de la condición 1, es decir, el transformador se encuentra operando satisfactoriamente, se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, en caso que no exista ninguna condición anormal. (ver tabla 11)

Tabla 11. Resultados DGA Transformador T02

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Condición que aplica	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
Dióxido de carbono (CO ₂)	ppm	Cromatógrafo de gases HP-6890	2076,5	1	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
Hidrógeno (H ₂)	ppm		3,6	1	100	101-700	701-1800	>1800
Monóxido de carbono (CO)	ppm		66,7	1	350	351-570	571-1400	>1400
Metano (CH ₄)	ppm		4,5	1	120	121-400	401-1000	>1000
Etileno (C ₂ H ₄)	ppm		12,2	1	50	51-100	101-200	>200
Etano (C ₂ H ₆)	ppm		2,6	1	65	66-100	101-150	>150
Acetileno (C ₂ H ₂)	ppm		0	1	1	2-9	10-35	>35
Total gases combustibles	ppm		36	1	720	721-1920	1921-4630	>4630

Fuente: elaborada por el autor

El contenido de PCB's en el aceite debe ser no detectable (<2 ppm), según la Norma ASTM D-3487; La legislación internacional acepta aceites con menos de 50 ppm de PCB's. Según ambos criterios este aceite puede considerarse No Contaminado con PCB's. (ver tabla 12)

Tabla 12. Contenido de PCBs Transformador T02

Parametro	Concentración µg/g (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB`s Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Aceptable= No detectable Legislacion Vigente: Aceptable ≤50 ppm
PCB`s Aroclor 1232	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1242	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1248	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1254	< 2,0	
PCB`s Aroclor 1260	< 1,0	
PCB`s total de Arocloros	< 2,0	

Fuente: elaborada por el autor

3.5 TRANSFORMADOR T03

Tomando en consideración los límites sugeridos para aceites en operación por la Norma IEEE C57-106 2015 el promedio de valores observados se ubica dentro de los límites permitidos. Siendo esto un indicador de que el equipo se encuentra dentro del rango ACEPTABLE (ver tabla 13), por lo tanto, el estado de degradación del aceite es normal y se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha.

Tabla 13. Resultados ADFQ Transformador T03

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado	Calificación	Rangos de aceptabilidad
Color - Norma ASTM D1500	NA	Colorímetro Gering	1	Aceptable	Aceptable < 3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad específica 15°C/15°C - Norma ASTM D1298	g/ml	Aerómetro 0,7-1,0	0,8740	Aceptable	Aceptable 0,84-0,91 Cuestionable < 0,84 Inaceptable > 0,91
Numero de neutralización - Norma ASTM D974	mgKOH/g	Bureta Titronic Basic II	0,0118	Aceptable	Aceptable <= 0,05 Cuestionable 0,06-0,10
Tensión interfacial - Norma ASTM D971	mN/m	Tensiómetro Fisher	37,4	Aceptable	Aceptable >= 32 Cuestionable 28-31,9 Inaceptable < 27,9
Contenido de humedad - Norma ASTM D1533	ppm	Coulometro metrohm 899	17	Aceptable	Aceptable < 30 Cuestionable 30-34,9 Inaceptable >= 35
Rigidez dieléctrica - ASTM D877	kV	Chispometro Hipotronics OCD-90	43	Aceptable	Aceptable >= 30 Cuestionable 25-30 Inaceptable < 25

Fuente: elaborada por el autor

Para la evaluación de la condición de los transformadores usando la concentración individual y el total de gases combustibles disueltos se toma como referencia la Norma

IEEE C57-104 2008. Los valores reflejados en el promedio no se encuentran dentro de los límites permitidos; de allí que el total de gases combustibles se encuentra dentro del rango de la condición 1, pero se sugiere establecer tendencia y seguimiento ya que puede haber presencia de falla. Por lo tanto, el transformador se encuentra operando, pero debe ser puesto en consideración un constante monitoreo, se sugiere repetir el análisis en 3 meses a partir de la fecha, si se mantiene la condición normal presentada hasta la fecha. (Ver tabla 14)

Tabla 14. Resultados DGA Transformador T03

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Condición que aplica	Condición n 1	Condición 2	Condición 3	Condición n 4
Dióxido de carbono (CO ₂)	ppm	Cromatógrafo de gases HP-6890	3626,2	2	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
Hidrógeno (H ₂)	ppm		29,8	1	100	101-700	701-1800	>1800
Monóxido de carbono (CO)	ppm		260,5	1	350	351-570	571-1400	>1400
Metano (CH ₄)	ppm		17,0	1	120	121-400	401-1000	>1000
Etileno (C ₂ H ₄)	ppm		26,2	1	50	51-100	101-200	>200
Etano (C ₂ H ₆)	ppm		2,5	1	65	66-100	101-150	>150
Acetileno (C ₂ H ₂)	ppm		0	1	1	2-9	10-35	>35
Total gases combustibles	ppm		336	1	720	721-1920	1921-4630	>4630

Fuente: elaborada por el autor

El contenido de PCB`s en el aceite debe ser no detectable (<2 ppm), según la Norma ASTM D-3487; La legislación internacional acepta aceites con menos de 50 ppm de PCB`s. Según ambos criterios este aceite puede considerarse No Contaminado con PCB`s. (ver tabla 15)

Tabla 15. Contenido de PCBs Transformador T03

Parametro	Concentración µg/g (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB`s Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Aceptable= No detectable Legislacion Vigente: Aceptable <=50 ppm
PCB`s Aroclor 1232	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1242	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1248	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1254	< 2,0	
PCB`s Aroclor 1260	< 1,0	
PCB`s total de Arocloros	< 2,0	

Fuente: elaborada por el autor

3.6 TRANSFORMADOR T04

Teniendo en consideración los límites sugeridos para aceites en operación por la Norma IEEE C57-106 2015 los valores reflejados en el promedio se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que se encuentra dentro del rango ACEPTABLE, por lo tanto, el estado de degradación del aceite es normal y se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha excepto el caso que exista alguna condición anormal. (Ver tabla 16)

Tabla 16. Resultados ADFQ Transformador T04

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Calificación	Rangos de aceptabilidad
Color - Norma ASTM D1500	NA	Colorímetro Gering	1,8	Aceptable	Aceptable <3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad específica 15°C/15°C - Norma ASTM D1298	g/ml	Aerómetro 0,7-1,0	0,8879	Aceptable	Aceptable 0,84-0,91 Cuestionable <0,84 Inaceptable >0,91
Numero de neutralización - Norma ASTM D974	mgKOH/g	Bureta Titronic Basic II	0,0158	Aceptable	Aceptable <=0,05 Cuestionable 0,06-0,10 Inaceptable >0,10
Tensión interfacial - Norma ASTM D971	mN/m	Tensiómetro Fisher	37,4	Aceptable	Aceptable >=32 Cuestionable 28-31,9 Inaceptable <27,9
Contenido de humedad - Norma ASTM D1533	ppm	Coulometro metrohm 899	26	Aceptable	Aceptable <30 Cuestionable 30-34,9 Inaceptable >=35
Rigidez dieléctrica - ASTM D877	kV	Chispometro Hipotronics OCD-90	40	Aceptable	Aceptable >=30 Cuestionable 25-30 Inaceptable <25

Fuente: elaborada por el autor

Para la evaluación de la condición de los transformadores usando la concentración individual y el total de gases combustibles disueltos se toma como base la Norma IEEE C57-104 2008. Los valores reflejados en el promedio no se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que el total de gases combustibles se encuentra dentro del rango de la condición 1, pero se sugiere establecer tendencia y seguimiento ya que puede haber presencia de falla, es decir el transformador se encuentra operando, pero debe ser puesto en consideración un constante monitoreo, se sugiere repetir el análisis en 3 meses a partir de la fecha, si persiste el mismo comportamiento. (Ver tabla 17)

Tabla 17. Resultados DGA Transformador T04

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Condición que aplica	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
Dióxido de carbono (CO ₂)	ppm	Cromatógrafo de gases HP-6890	4427,6	3	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
Hidrógeno (H ₂)	ppm		20,7	1	100	101-700	701-1800	>1800
Monóxido de carbono (CO)	ppm		119,0	1	350	351-570	571-1400	>1400
Metano (CH ₄)	ppm		14,1	1	120	121-400	401-1000	>1000
Etileno (C ₂ H ₄)	ppm		27,2	1	50	51-100	101-200	>200
Etano (C ₂ H ₆)	ppm		5,0	1	65	66-100	101-150	>150
Acetileno (C ₂ H ₂)	ppm		0	1	1	2-9	10-35	>35
Total gases combustibles	ppm		186	1	720	721-1920	1921-4630	>4630

Fuente: elaborada por el autor

El contenido de PCB`s en el aceite debe ser no detectable (<2 ppm), según la Norma ASTM D-3487; La legislación internacional acepta aceites con menos de 50 ppm de PCB`s. Según ambos criterios este aceite puede considerarse No Contaminado con PCB`s. (ver tabla 18)

Tabla 18. Contenido PCBs Transformador T04

Parametro	Concentración $\mu\text{g/g}$ (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB`s Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Aceptable= No detectable Legislacion Vigente: Aceptable <=50 ppm
PCB`s Aroclor 1232	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1242	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1248	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1254	< 2,0	
PCB`s Aroclor 1260	< 1,0	
PCB`s total de Arocloros	< 2,0	

Fuente: elaborada por el autor

3.7 TRANSFORMADOR T20

Según los límites sugeridos para aceites en operación por la Norma IEEE C57-106 2015 los valores reflejados en el promedio se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que se encuentra dentro del rango ACEPTABLE, es decir, el estado de degradación del aceite es normal y se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, en caso que no exista ninguna condición anormal. (Ver tabla 19)

Tabla 19. Resultados ADFQ Transformador T20

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Calificación	Rangos de aceptabilidad
Color - Norma ASTM D1500	NA	Colorímetro Gering	1,5	Aceptable	Aceptable <3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad específica 15° C/15° C - Norma ASTM D1298	g/ml	Aerómetro 0,7-1,0	0,8869	Aceptable	Aceptable 0,84-0,91 Cuestionable <0,84 Inaceptable >0,91
Numero de neutralización - Norma ASTM D974	mgKOH/g	Bureta Titronic Basic II	0,0190	Aceptable	Aceptable <=0,05 Cuestionable 0,06-0,10 Inaceptable >0,10
Tensión interfacial - Norma ASTM D971	mNm	Tensiómetro Fisher	38,6	Aceptable	Aceptable >=32 Cuestionable 28-31,9 Inaceptable <27,9
Contenido de humedad - Norma ASTM D1533	ppm	Coulometro metrohm 839	16	Aceptable	Aceptable <30 Cuestionable 30-34,9 Inaceptable >=35
Rigidez dieléctrica - ASTM D877	kV	Chispometro Hipotronics OCD-90	38	Aceptable	Aceptable >=30 Cuestionable 25-30 Inaceptable <25

Fuente: elaborada por el autor

Para la evaluación de la condición de los transformadores usando la concentración individual y el total de gases combustibles disueltos se toma como guía la Norma IEEE C57-104 2008. Los valores reflejados en el promedio encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que el total de gases combustibles se encuentra dentro del rango de la condición 1, por lo tanto, es un indicador de que el transformador se encuentra operando satisfactoriamente, se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, en caso que no exista ninguna condición anormal. (Ver tabla 20)

Tabla 20. Resultados DGA Transformador T20

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Condición que	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
Dióxido de carbono (CO2)	ppm	Cromatógrafo de gases HP-6890	2329,2	2	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
Hidrógeno (H2)	ppm		5,6	1	100	101-700	701-1800	>1800
Monóxido de carbono (CO)	ppm		139,7	1	350	351-570	571-1400	>1400
Metano (CH4)	ppm		4,2	1	120	121-400	401-1000	>1000
Etileno (C2H4)	ppm		35,2	1	50	51-100	101-200	>200
Etano (C2H6)	ppm		0,9	1	65	66-100	101-150	>150
Acetileno (C2H2)	ppm		0	1	1	2-9	10-35	>35
Total gases combustibles	ppm		186	1	720	721-1920	1921-4630	>4630

Fuente: elaborada por el autor

El contenido de PCB`s en el aceite debe ser no detectable (<2 ppm), según la Norma ASTM D-3487; La legislación internacional acepta aceites con menos de 50 ppm de PCB`s. Según ambos criterios este aceite puede considerarse No Contaminado con PCB`s. (ver tabla 21)

Tabla 21. Contenido PCBs Transformador T20

Parametro	Concentración µg/g (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB`s Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Aceptable= No detectable Legislacion Vigente: Aceptable <=50 ppm
PCB`s Aroclor 1232	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1242	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1248	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1254	< 2,0	
PCB`s Aroclor 1260	< 1,0	
PCB`s total de Arocloros	< 2,0	

Fuente: elaborada por el autor

3.8 TRANSFORMADOR T21

Según los límites sugeridos para aceites en operación por la Norma IEEE C57-106 2015 los valores reflejados en el promedio se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que se encuentra dentro del rango ACEPTABLE, concluyendo que el estado de degradación del aceite es normal y se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, en caso que no exista ninguna condición anormal. (Ver tabla 22)

Tabla 22. Resultados ADFQ Transformador T21

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Calificación	Rangos de aceptabilidad
Color - Norma ASTM D1500	NA	Colorímetro Gering	1,5	Aceptable	Aceptable <3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad específica 15°C/15°C - Norma ASTM D1298	g/ml	Aerómetro 0,7-1,0	0,8872	Aceptable	Aceptable 0,84-0,91 Cuestionable <0,84 Inaceptable >0,91
Numero de neutralización - Norma ASTM D974	mgKOH/g	Bureta Titronic Basic II	0,0246	Aceptable	Aceptable <=0,05 Cuestionable 0,06-0,10 Inaceptable >0,10
Tensión interfacial - Norma ASTM D971	mN/m	Tensiómetro Fisher	38,0	Aceptable	Aceptable >=32 Cuestionable 28-31,9 Inaceptable <27,9
Contenido de humedad - Norma ASTM D1533	ppm	Coulometro metrohm 899	12	Aceptable	Aceptable <30 Cuestionable 30-34,9 Inaceptable >=35
Rigidez dieléctrica - ASTM D877	kV	Chispometro Hipotronics OCD-90	42	Aceptable	Aceptable >=30 Cuestionable 25-30 Inaceptable <25

Fuente: elaborada por el autor

Para la evaluación de la condición de los transformadores usando la concentración individual y el total de gases combustibles disueltos basados en la Norma IEEE C57-104 2008. Los valores reflejados en el promedio encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que el total de gases combustibles se encuentra dentro del rango de la condición 1, es decir, el transformador se encuentra operando satisfactoriamente, se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, en caso que no exista ninguna condición anormal. (Ver tabla 23)

Tabla 23. Resultados DGA Transformador T21

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Condición que aplica	Condición n 1	Condición n 2	Condición n 3	Condición n 4
Dióxido de carbono (CO ₂)	ppm	Cromatógrafo de gases HP-6890	2870,5	2	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
Hidrógeno (H ₂)	ppm		3,9	1	100	101-700	701-1800	>1800
Monóxido de carbono (CO)	ppm		135,2	1	350	351-570	571-1400	>1400
Metano (CH ₄)	ppm		3,4	1	120	121-400	401-1000	>1000
Etileno (C ₂ H ₄)	ppm		30,7	1	50	51-100	101-200	>200
Etano (C ₂ H ₆)	ppm		0,8	1	65	66-100	101-150	>150
Acetileno (C ₂ H ₂)	ppm		0	1	1	2-9	10-35	>35
Total gases combustibles	ppm		174	1	720	721-1920	1921-4630	>4630

Fuente: elaborada por el autor

El contenido de PCB`s en el aceite debe ser no detectable (<2 ppm), según la Norma ASTM D-3487; La legislación internacional acepta aceites con menos de 50 ppm de PCB`s. Según ambos criterios este aceite puede considerarse No Contaminado con PCB`s. (ver tabla 24)

Tabla 24. Contenido PCBs Transformador T21

Parametro	Concentración µg/g (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB`s Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Aceptable= No detectable Legislacion Vigente: Aceptable <=50 ppm
PCB`s Aroclor 1232	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1242	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1248	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1254	< 2,0	
PCB`s Aroclor 1260	< 1,0	
PCB`s total de Arocloros	< 2,0	

Fuente: elaborada por el autor

3.9 TRANSFORMADOR T22

De acuerdo a los limites sugeridos para aceites en operación por la Norma IEEE C57-106 2015 los valores reflejados en el promedio se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que se encuentra dentro del rango ACEPTABLE, por lo tanto, el estado de degradación del aceite es normal y se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, si no se presenta alguna condición fuera de lo normal. (Ver tabla 25)

Tabla 25. Resultados ADFQ Transformador T22

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Calificación	Rangos de aceptabilidad
Color - Norma ASTM D1500	NA	Colorímetro Gering	1,4	Aceptable	Aceptable <3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad especifica 15°C/15°C - Norma ASTM D1298	g/ml	Aerómetro 0,7-1,0	0,8866	Aceptable	Aceptable 0,84-0,91 Cuestionable <0,84 Inaceptable >0,91
Numero de neutralización - Norma ASTM D974	mgKOH/g	Bureta Titronic Basic II	0,0160	Aceptable	Aceptable <=0,05 Cuestionable 0,06-0,10 Inaceptable >0,10
Tensión interfacial - Norma ASTM D971	mN/m	Tensiómetro Fisher	39,4	Aceptable	Aceptable >= 32 Cuestionable 28-31,9 Inaceptable <27,9
Contenido de humedad - Norma ASTM D1533	ppm	Coulometro metrohm 899	10	Aceptable	Aceptable <30 Cuestionable 30-34,9 Inaceptable >=35
Rigidez dieléctrica - ASTM D877	kV	Chispometro Hipotronics OCD-90	41	Aceptable	Aceptable >= 30 Cuestionable 25-30 Inaceptable <25

Fuente: elaborada por el autor

Para la evaluación de la condición de los transformadores usando la concentración individual y el total de gases combustibles disueltos se toma como referente la Norma IEEE C57-104 2008. Los valores reflejados en el promedio encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que el total de gases combustibles se encuentra dentro del rango de la condición 1, el transformador se encuentra operando satisfactoriamente, se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, Excepto el caso que exista alguna condición anormal. (Ver tabla 26)

Tabla 26. Resultados DGA Transformador T22

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado	Condición que aplica	Condición n 1	Condición 2	Condición n 3	Condición 4
Dióxido de carbono (CO ₂)	ppm	Cromatógrafo de gases HP-6890	3684,5	2	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
Hidrógeno (H ₂)	ppm		4,5	1	100	101-700	701-1800	>1800
Monóxido de carbono (CO)	ppm		121,8	1	350	351-570	571-1400	>1400
Metano (CH ₄)	ppm		5,0	1	120	121-400	401-1000	>1000
Etileno (C ₂ H ₄)	ppm		45,0	1	50	51-100	101-200	>200
Etano (C ₂ H ₆)	ppm		1,1	1	65	66-100	101-150	>150
Acetileno (C ₂ H ₂)	ppm		0	1	1	2-9	10-35	>35
Total gases combustibles	ppm		177	1	720	721-1920	1921-4630	>4630

Fuente: elaborada por el autor

El contenido de PCB's en el aceite debe ser no detectable (<2 ppm), según la Norma ASTM D-3487; La legislación internacional acepta aceites con menos de 50 ppm de PCB's. Según ambos criterios este aceite puede considerarse No Contaminado con PCB's. (ver tabla 27)

Tabla 27. Contenido PCBs Transformador T22

Parametro	Concentración µg/g (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB's Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Aceptable= No detectable Legislacion Vigente: Aceptable ≤50 ppm
PCB's Aroclor 1232	< 1,0	
PCB's Aroclor 1242	< 1,0	
PCB's Aroclor 1248	< 1,0	
PCB's Aroclor 1254	< 2,0	
PCB's Aroclor 1260	< 1,0	
PCB's total de Arocloros	< 2,0	

Fuente: elaborada por el autor

3.10 TRANSFORMADOR T150

El análisis realizado a este transformador, según los límites sugeridos para aceites en operación por la Norma IEEE C57-106 2015 los valores reflejados en el promedio para la tensión interfacial y el índice de neutralización se encuentran fuera de los valores permitidos. Pudiendo decir que el aceite se encuentra en avanzado estado de envejecimiento, es decir el estado de degradación del aceite es anormal y se sugiere realizar mantenimiento ya sea por termo vacío o tratamiento de tierras Fuller, luego repetir el análisis de aceite dieléctrico para corroborar la efectividad del mantenimiento realizado. (Ver tabla 28)

Tabla 28. Resultados ADFQ Transformador T150

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Calificación	Rangos de aceptabilidad
Color - Norma ASTM D1500	NA	Colorímetro Gering	4	Inaceptable	Acceptable < 3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad específica 15°C/15°C - Norma ASTM D1298	g/ml	Aerómetro 0,7-1,0	0,8837	Acceptable	Acceptable 0,84-0,91 Cuestionable
Número de neutralización - Norma ASTM D974	mgKOH/g	Bureta Titronic Basic II	0,0799	Cuestionable	Acceptable <= 0,05 Cuestionable 0,06-0,10 Inaceptable > 0,10
Tensión interfacial - Norma ASTM D971	mN/m	Tensiómetro Fisher	30,6	Cuestionable	Acceptable >= 32 Cuestionable 28-31,9
Contenido de humedad - Norma ASTM D1533	ppm	Coulometro metrohm 899	23	Acceptable	Acceptable < 30 Cuestionable 30-34,9
Rigidez dieléctrica - ASTM D877	kV	Hispometro Hipotronics OCD-9	42	Acceptable	Acceptable >= 30 Cuestionable 25-30

Fuente: elaborada por el autor

Para la evaluación de la condición de los transformadores usando la concentración individual y el total de gases combustibles disueltos referidos en la Norma IEEE C57-104 2008. Los valores reflejados en el promedio no se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que el total de gases combustibles se encuentra dentro del rango de la condición 1, pero se evidencia un calentamiento que involucra el aceite y el papel aislante por lo cual se sugiere realizar tratamiento de termo vacío y repetir el análisis luego del mantenimiento. (Ver tabla 29)

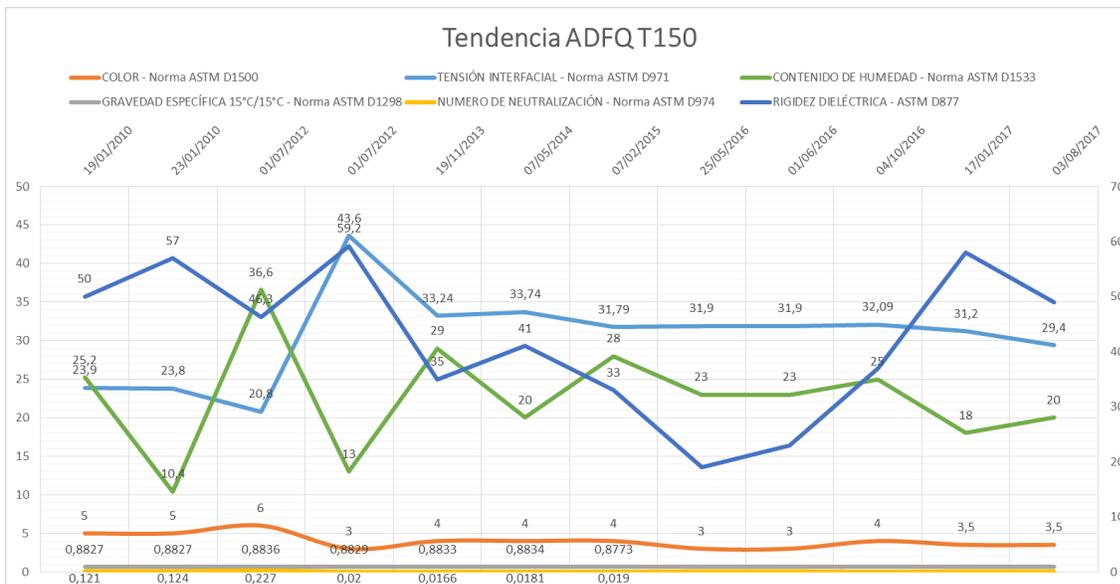
Tabla 29. Resultados DGA transformador T150

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Condición que aplica	Condición n 1	Condición 2	Condición n 3	Condición 4
Dióxido de carbono (CO2)	ppm	Cromatógrafo de gases HP-6890	10140,7	4	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
Hidrógeno (H2)	ppm		5,8	1	100	101-700	701-1800	>1800
Monóxido de carbono (CO)	ppm		396,4	2	350	351-570	571-1400	>1400
Metano (CH4)	ppm		28,3	1	120	121-400	401-1000	>1000
Etileno (C2H4)	ppm		104,3	3	50	51-100	101-200	>200
Etano (C2H6)	ppm		23,9	1	65	66-100	101-150	>150
Acetileno (C2H2)	ppm		0	1	1	2-9	10-35	>35
Total gases combustibles	ppm		565	1	720	721-1920	1921-4630	>4630

Fuente: elaborada por el autor

La tendencia de los parámetros aquí estudiados muestra en un principio de la gráfica que están excediendo los rangos de aceptabilidad, por lo cual según informes del año 2012 este equipo fue sometido a tratamiento de termo vacío, el cual funciono de manera eficiente llevando los datos a una tendencia dentro de los rangos de aceptabilidad. (ver figura 4)

Figura 4. Tendencia ADFQ T150

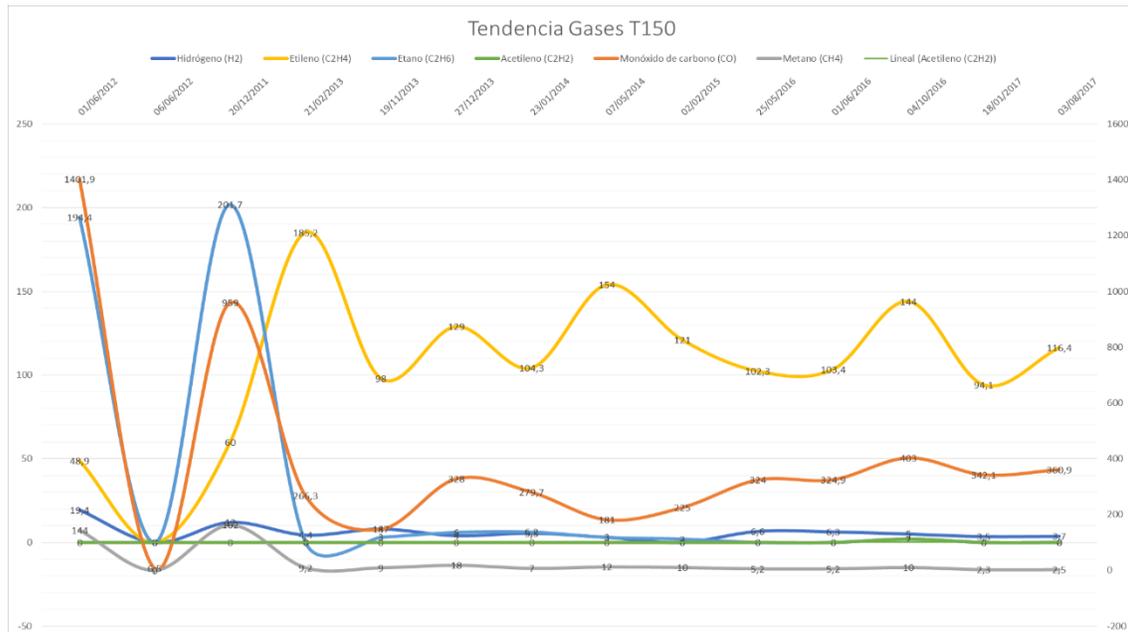


Fuente: elaborado por el autor

Se realizó tratamiento de termo vacío, se logró mejorar la tendencia en cuanto a los límites del C2H6 y del CO dentro de la condición 1, pero los rangos del C2H4 solo se pudieron mantener dentro de la condición 2, El análisis realizado junto con el equipo de

mantenimiento, permitió determinar la necesidad de que este transformador se mantenga en constante monitoreo y mantenimiento. (Ver figura 5)

Figura 5. Tendencia de Gases T150



Fuente: elaborada por el autor

El contenido de PCB`s en el aceite debe ser no detectable (<2 ppm), según la Norma ASTM D-3487; La legislación Internacional acepta aceites con menos de 50 ppm de PCB`s. Según ambos criterios este aceite puede considerarse No Contaminado con PCB`s. (ver tabla 30)

Tabla 30. Contenido PCBs Transformador T150

Parametro	Concentración µg/g (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB`s Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Aceptable= No detectable Legislacion Vigente: Aceptable <=50 ppm
PCB`s Aroclor 1232	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1242	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1248	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1254	< 2,0	
PCB`s Aroclor 1260	< 1,0	
PCB`s total de Arocloros	< 2,0	

Fuente: elaborada por el autor

3.11 TRANSFORMADOR T151

Según los límites sugeridos para aceites en operación por la Norma IEEE C57-106 2015 los valores reflejados en el promedio se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que se encuentra dentro del rango ACEPTABLE, es decir, el estado de degradación del aceite es normal y se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, en caso que no exista ninguna condición anormal. (Ver tabla 31)

Tabla 31. Resultados ADFQ Transformador T151

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado	Calificación	Rangos de aceptabilidad
Color - Norma ASTM D1500	NA	Colorímetro Gering	3,2	Aceptable	Aceptable < 3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad específica 15°C/15°C - Norma ASTM D1298	g/ml	Aerómetro 0,7-1,0	0,8827	Aceptable	Aceptable 0,84-0,91 Cuestionable < 0,84 Inaceptable > 0,91
Numero de neutralización - Norma ASTM D974	mgKOH/g	Bureta Titronic Basic II	0,0423	Aceptable	Aceptable <= 0,05 Cuestionable 0,06-0,10
Tensión interfacial - Norma ASTM D971	mN/m	Tensiómetro Fisher	36,2	Aceptable	Aceptable >= 32 Cuestionable 28-31,9 Inaceptable < 27,9
Contenido de humedad - Norma ASTM D1533	ppm	Coulometro metrohm 899	15	Aceptable	Aceptable < 30 Cuestionable 30-34,9 Inaceptable >= 35
Rigidez dieléctrica - ASTM D877	kV	hipsometro Hipotronics OCD-5	46	Aceptable	Aceptable >= 30 Cuestionable 25-30 Inaceptable < 25

Fuente: elaborada por el autor

Para la evaluación de la condición de los transformadores usando la concentración individual y el total de gases combustibles disueltos tomando como referencia la Norma IEEE C57-104 2008. Los valores reflejados en el promedio encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que el total de gases combustibles se encuentra dentro del rango de la condición 1, por lo tanto, el transformador se encuentra operando satisfactoriamente, se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, en caso que no se presente ninguna condición anormal. (Ver tabla 32)

Tabla 32. Resultados DGA transformador T151

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Condición que aplica	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
Dióxido de carbono (CO ₂)	ppm	Cromatógrafo de gases HP-6890	3981,3	2	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
Hidrógeno (H ₂)	ppm		3,6	1	100	101-700	701-1800	>1800
Monóxido de carbono (CO)	ppm		216,1	1	350	351-570	571-1400	>1400
Metano (CH ₄)	ppm		7,1	1	120	121-400	401-1000	>1000
Etileno (C ₂ H ₄)	ppm		84,2	1	50	51-100	101-200	>200
Etano (C ₂ H ₆)	ppm		1,4	1	65	66-100	101-150	>150
Acetileno (C ₂ H ₂)	ppm		0	1	1	2-9	10-35	>35
Total gases combustibles	ppm		313	1	720	721-1920	1921-4630	>4630

Fuente: elaborada por el autor

El contenido de PCB`s en el aceite debe ser no detectable (<2 ppm), según la Norma ASTM D-3487; La legislación internacional acepta aceites con menos de 50 ppm de PCB`s. Según ambos criterios este aceite puede considerarse No Contaminado con PCB`s. (ver tabla 33)

Tabla 33. Contenido PCBs Transformador T151

Parametro	Concentración $\mu\text{g/g}$ (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB`s Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Aceptable= No detectable Legislacion Vigente: Aceptable <=50 ppm
PCB`s Aroclor 1232	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1242	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1248	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1254	< 2,0	
PCB`s Aroclor 1260	< 1,0	
PCB`s total de Arocloros	< 2,0	

Fuente: elaborada por el autor

3.12 TRANSFORMADOR T152

Según los límites sugeridos para aceites en operación por la Norma IEEE C57-106 2015 los valores reflejados en el promedio se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que se encuentra dentro del rango ACEPTABLE, es decir, el estado de degradación del aceite es normal y se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, en caso que no exista ninguna condición anormal. (ver tabla 34)

Tabla 34. Resultados ADFQ Transformador T152

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Calificación	Rangos de aceptabilidad
Color - Norma ASTM D1500	NA	Colorímetro Gering	3,3	Aceptable	Aceptable <3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad específica 15 C/15 C - Norma ASTM D1298	g/ml	Aerómetro 0,7-1,0	0,8824	Aceptable	Aceptable 0,84-0,91 Cuestionable <0,84 Inaceptable >0,91
Numero de neutralización - Norma ASTM D974	mgKOH/g	Bureta Titronic Basic II	0,0524	Aceptable	Aceptable <=0,05 Cuestionable 0,06-0,10 Inaceptable >0,10
Tensión interfacial - Norma ASTM D971	mN/m	Tensiómetro Fisher	33,1	Aceptable	Aceptable >=32 Cuestionable 28-31,9 Inaceptable <27,9
Contenido de humedad - Norma ASTM D1533	ppm	Coulometro metrohm 899	18	Aceptable	Aceptable <30 Cuestionable 30-34,9 Inaceptable >=35
Rigidez dieléctrica - ASTM D877	kV	Chispometro Hipotronics OCD-90	45	Aceptable	Aceptable >=30 Cuestionable 25-30 Inaceptable <25

Fuente: elaborada por el autor

Para la evaluación de la condición de los transformadores usando la concentración individual y el total de gases combustibles disueltos partiendo de lo establecido en la Norma IEEE C57-104 2008. Los valores reflejados en el promedio no se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que el total de gases combustibles se encuentra dentro del rango de la condición 1, pero se evidencia un calentamiento que involucra el aceite y el papel aislante por lo cual se sugiere realizar tratamiento de termo vacío y repetir el análisis luego del mantenimiento. (Ver tabla 35)

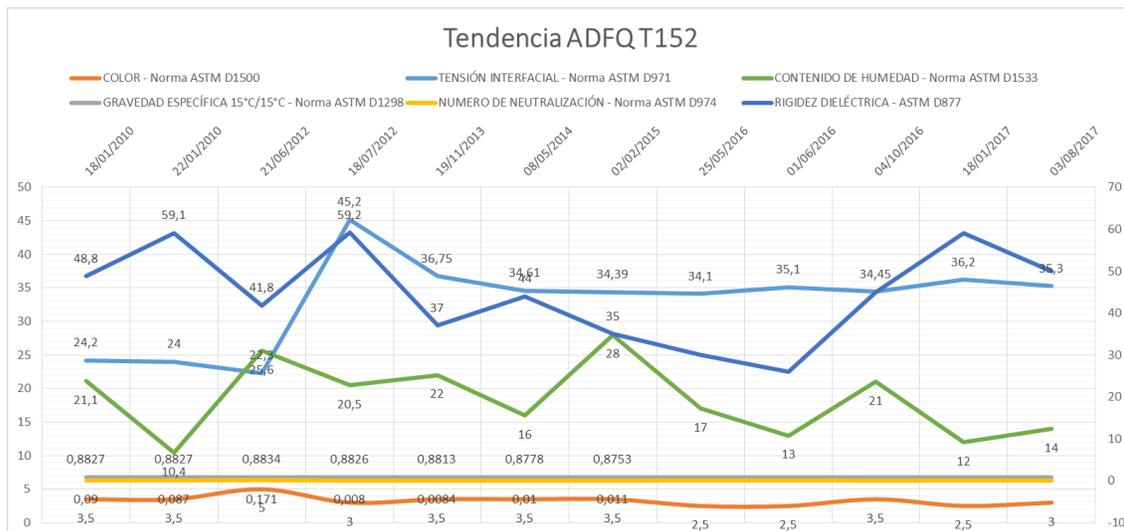
Tabla 35. Resultados DGA transformador T152

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Condición que aplica	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
Dióxido de carbono (CO2)	ppm	Cromatógrafo de gases HP-6890	5550,8	3	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
Hidrógeno (H2)	ppm		9,1	1	100	101-700	701-1800	>1800
Monóxido de carbono (CO)	ppm		245,5	1	350	351-570	571-1400	>1400
Metano (CH4)	ppm		13,7	1	120	121-400	401-1000	>1000
Etileno (C2H4)	ppm		111,8	3	50	51-100	101-200	>200
Etano (C2H6)	ppm		6,8	1	65	66-100	101-150	>150
Acetileno (C2H2)	ppm		9	1	1	2-9	10-35	>35
Total gases combustibles	ppm		396	1	720	721-1920	1921-4630	>4630

Fuente: elaborada por el autor

De igual manera que en el transformador T150 se realiza tratamiento de termo vacío y mejoran los niveles de los parámetros llegando así a una tendencia dentro de los rangos de Aceptabilidad. (Ver figura 6)

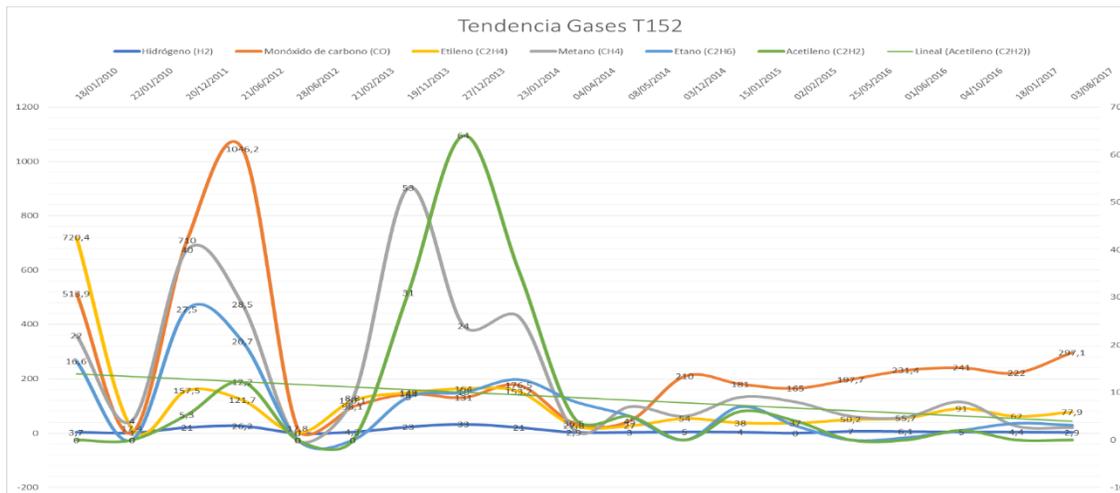
Figura 6. Tendencia Resultados ADFQ T152



Fuente: elaborado por el autor

Transformador presenta tendencia con altos valores respecto a los límites del CO, CH4 y C2H6, para lo cual se realiza tratamiento de termo vacío, con lo cual mejora los valores del CO y el C2H6, pero luego presenta incremento en los valores del C2H2 y un aumento mayor en el CH4, para lo cual se procede a destapar el transformador y hacer una revisión más exhaustiva, encontrando uno de los cables que aterriza el núcleo a tierra suelto, lo cual generaba un arco eléctrico al interior. Se corrige la condición y se realiza regeneración de aceite mediante tierra Fuller normalizando los valores; y se mantiene en constante monitoreo. (Ver figura 7)

Figura 7. Tendencia Resultados DGA T152



Fuente: elaborado por el autor

El contenido de PCB`s en el aceite debe ser no detectable (<2 ppm), según la Norma ASTM D-3487; La legislación internacional acepta aceites con menos de 50 ppm de PCB`s. Según ambos criterios este aceite puede considerarse No Contaminado con PCB`s. (ver tabla 36)

Tabla 36. Contenido PCBs Transformador T152

Parametro	Concentración $\mu\text{g/g}$ (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB`s Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Aceptable= No detectable Legislacion Vigente: Aceptable ≤50 ppm
PCB`s Aroclor 1232	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1242	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1248	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1254	< 2,0	
PCB`s Aroclor 1260	< 1,0	
PCB`s total de Arocloros	< 2,0	

Fuente: elaborada por el autor

3.13 TRANSFORMADOR T155

Teniendo en cuenta los límites sugeridos para aceites en operación por la Norma IEEE C57-106 2015 los valores reflejados en el promedio se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que se encuentra dentro del rango ACEPTABLE, determinando que el estado de degradación del aceite es normal y se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, en caso que no exista ninguna condición anormal. (Ver tabla 37)

Tabla 37. Resultados ADFQ Transformador T155

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Calificación	Rangos de aceptabilidad
Color - Norma ASTM D1500	NA	Colorímetro Gering	0,4	Aceptable	Aceptable <3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad específica 15°C/15°C - Norma ASTM D1298	g/ml	Aerómetro 0,7-1,0	0,8872	Aceptable	Aceptable 0,84-0,91 Cuestionable <0,84 Inaceptable >0,91
Numero de neutralización - Norma ASTM D974	mgKOH/g	Bureta Titronic Basic II	0,0074	Aceptable	Aceptable <=0,05 Cuestionable 0,06-0,10 Inaceptable >0,10
Tensión interfacial - Norma ASTM D971	mN/m	Tensiómetro Fisher	41,8	Aceptable	Aceptable >=32 Cuestionable 28-31,9 Inaceptable <27,9
Contenido de humedad - Norma ASTM D1533	ppm	Coulometro metrohm 899	10	Aceptable	Aceptable <30 Cuestionable 30-34,9 Inaceptable >=35
Rigidez dieléctrica - ASTM D877	kV	Chispometro Hipotronics OCD-90	54	Aceptable	Aceptable >=30 Cuestionable 25-30 Inaceptable <25

Fuente: elaborada por el autor

Para la evaluación de la condición de los transformadores usando la concentración individual y el total de gases combustibles disueltos partiendo de lo establecido en la Norma IEEE C57-104 2008. Los valores reflejados en el promedio encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que el total de gases combustibles se encuentra dentro del rango de la condición 1, por tal motivo el transformador se encuentra operando satisfactoriamente, se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, en caso de que persista el mismo comportamiento. (Ver tabla 38)

Tabla 38. Resultados DGA transformador T155

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Condición que aplica	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
Dióxido de carbono (CO ₂)	ppm	Cromatógrafo de gases HP-6890	2418,4	1	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
Hidrógeno (H ₂)	ppm		5,4	1	100	101-700	701-1800	>1800
Monóxido de carbono (CO)	ppm		141,6	1	350	351-570	571-1400	>1400
Metano (CH ₄)	ppm		57,0	1	120	121-400	401-1000	>1000
Etileno (C ₂ H ₄)	ppm		3,6	1	50	51-100	101-200	>200
Etano (C ₂ H ₆)	ppm		71,5	1	65	66-100	101-150	>150
Acetileno (C ₂ H ₂)	ppm		0	1	1	2-9	10-35	>35
Total gases combustibles	ppm		279	1	720	721-1920	1921-4630	>4630

Fuente: elaborada por el autor

El contenido de PCB's en el aceite debe ser no detectable (<2 ppm), según la Norma ASTM D-3487; La legislación internacional acepta aceites con menos de 50 ppm de PCB's. Según ambos criterios este aceite puede considerarse No Contaminado con PCB's. (ver tabla 39)

Tabla 39. Contenido PCBs Transformador T155

Parametro	Concentración $\mu\text{g/g}$ (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB's Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Aceptable= No detectable Legislacion Vigente: Aceptable <=50 ppm
PCB's Aroclor 1232	< 1,0	
PCB's Aroclor 1242	< 1,0	
PCB's Aroclor 1248	< 1,0	
PCB's Aroclor 1254	< 2,0	
PCB's Aroclor 1260	< 1,0	
PCB's total de Arocloros	< 2,0	

Fuente: elaborada por el autor

3.14 TRANSFORMADOR T156

Según los limites sugeridos para aceites en operación por la Norma IEEE C57-106 2015 los valores reflejados en el promedio se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que se encuentra dentro del rango ACEPTABLE, es decir el estado de degradación del aceite es normal y se sugiere repetir el análisis en 12 meses a partir de la fecha, en caso que no exista ninguna condición anormal. (Ver tabla 40)

Tabla 40. Resultados ADFQ Transformador T156

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Calificación	Rangos de aceptabilidad
Color - Norma ASTM D1500	NA	Colorímetro Gering	0,4	Aceptable	Aceptable <3,6 Inaceptable >= 3,6
Gravedad específica 15°C/15°C - Norma ASTM D1298	g/ml	Aerómetro 0,7-1,0	0,8876	Aceptable	Aceptable 0,84-0,91 Cuestionable <0,84 Inaceptable >0,91
Numero de neutralización - Norma ASTM D974	mgKOH/g	Bureta Titronic Basic II	0,0148	Aceptable	Aceptable <=0,05 Cuestionable 0,06-0,10 Inaceptable >0,10
Tensión interfacial - Norma ASTM D971	mN/m	Tensiómetro Fisher	39,2	Aceptable	Aceptable >=32 Cuestionable 28-31,9 Inaceptable <27,9
Contenido de humedad - Norma ASTM D1533	ppm	Coulometro metrohm 899	12	Aceptable	Aceptable <30 Cuestionable 30-34,9 Inaceptable >=35
Rigidez dieléctrica - ASTM D877	kV	Chispometro Hipotronics OCD-90	50	Aceptable	Aceptable >=30 Cuestionable 25-30 Inaceptable <25

Fuente: elaborada por el autor

Para la evaluación de la condición de los transformadores usando la concentración individual y el total de gases combustibles disueltos basados en la Norma IEEE C57-104 2008. Los valores reflejados en el promedio no se encuentran dentro de los límites permitidos. Pudiendo decir que el total de gases combustibles se encuentra dentro del rango de la condición 1, pero se sugiere establecer tendencia y seguimiento ya que puede haber presencia de falla. El transformador se encuentra operando, pero debe ser puesto en consideración, en un constante monitoreo, se sugiere repetir el análisis en 3 meses a partir de la fecha, salvo el caso que exista alguna condición anormal. (Ver tabla 41)

Tabla 41. Resultados DGA transformador T156

Prueba	Unidad	Equipo de Prueba	Resultado Promedio	Condición que aplica	Condición n 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
Dióxido de carbono (CO ₂)	ppm	Cromatógrafo de gases HP-6890	2579,6	2	2500	2501-4000	4001-10000	>10000
Hidrógeno (H ₂)	ppm		13,4	1	100	101-700	701-1800	>1800
Monóxido de carbono (CO)	ppm		137,6	1	350	351-570	571-1400	>1400
Metano (CH ₄)	ppm		76,5	1	120	121-400	401-1000	>1000
Etileno (C ₂ H ₄)	ppm		2,8	1	50	51-100	101-200	>200
Etano (C ₂ H ₆)	ppm		76,4	2	65	66-100	101-150	>150
Acetileno (C ₂ H ₂)	ppm		0	1	1	2-9	10-35	>35
Total gases combustibles	ppm		307	1	720	721-1920	1921-4630	>4630

Fuente: elaborada por el autor

El contenido de PCB`s en el aceite debe ser no detectable (<2 ppm), según la Norma ASTM D-3487; La legislación internacional acepta aceites con menos de 50 ppm de PCB`s. Según ambos criterios este aceite puede considerarse No Contaminado con PCB`s. (ver tabla 42)

Tabla 42. Contenido PCBs Transformador T156

Parametro	Concentración µg/g (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB`s Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Aceptable= No detectable Legislacion Vigente: Aceptable <=50 ppm
PCB`s Aroclor 1232	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1242	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1248	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1254	< 2,0	
PCB`s Aroclor 1260	< 1,0	
PCB`s total de Arocloros	< 2,0	

Fuente: elaborada por el autor

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1 CONCLUSIONES

Luego de haber realizado el análisis de los informes entregados por los laboratorios ABB y Transequipos, de los transformadores T01, T02, T03, T04, T20, T21, T22, T150, T151, T152, T155 Y T156, teniendo en cuenta los parámetros establecidos en las normas IEEE57-106 2015 para ADFQ y IEEE C57-104 2008 para DGA. Se llega a las siguientes conclusiones:

- El comportamiento de los transformadores de la base eléctrica instalada, mediante el análisis de las pruebas de aceite dieléctrico que se han hecho en la compañía, muestran que, en términos generales, los equipos objeto de estudio, están en buenas condiciones, exceptuando los transformadores T150 y T152, que requieren de mantenimiento correctivo, dado que el estudio de Gases disueltos, nos muestra que existe alto nivel de descomposición del aceite, lo que traduce en fallas del transformador. (Ver tabla 43)

Tabla 43. Resultados generales del estado de Transformadores

EQUIPO	RESULTADOS ADFQ	RESULTADOS DGA
T01	Todos los parámetros dentro de los rangos aceptables.	Niveles de CO2 en condición 2, el resto de los valores en condición 1
T02	Todos los parámetros dentro de los rangos aceptables.	Todos los valores en condición 1
T03	Todos los parámetros dentro de los rangos aceptables.	Niveles de CO2 en condición 2, el resto de los valores en condición 1
T04	Todos los parámetros dentro de los rangos aceptables.	Niveles de CO2 en condición 3, el resto de los valores en condición 1
T20	Todos los parámetros dentro de los rangos aceptables.	Niveles de CO2 en condición 2, el resto de los valores en condición 1

T21	Todos los parámetros dentro de los rangos aceptables.	Niveles de CO2 en condición 2, el resto de los valores en condición 1
T22	Todos los parámetros dentro de los rangos aceptables.	Niveles de CO2 en condición 2, el resto de los valores en condición 1
T150	Después de realizados los estudios, se determina que el color tiene una variación inaceptable dentro de los parámetros establecidos, así como niveles cuestionables en el número de neutralización y tensión interfacial.	Niveles de CO2 en condición 4, CO en condición 2 y C2H4 en condición 3 el resto de los valores en condición 1
T151	Todos los parámetros dentro de los rangos aceptables.	Niveles de CO2 en condición 2, el resto de los valores en condición 1
T152	Todos los parámetros dentro de los rangos aceptables.	Niveles de CO2 y C2H4 en condición 3, el resto de los valores en condición 1
T155	Todos los parámetros dentro de los rangos aceptables.	Todos los valores en condición 1
T156	Todos los parámetros dentro de los rangos aceptables.	Niveles de CO2 y C2H4 en condición 2, el resto de los valores en condición 1

Fuente: elaborada por el autor

- Los parámetros establecidos comparándolos con los indicados por las normas permitieron diagnosticar acertadamente el estado de los transformadores que son objeto de este estudio.
- La información existente asociada a las pruebas de condición de equipos de la empresa Cerro Matoso S.A. demuestra que todos los transformadores objetos de este estudio, se encuentran con contenidos aceptables de PCBs. (ver tabla 44.)
- El diagnóstico de la condición de los transformadores de potencia de la empresa, permite prevenir y tomar decisiones precisas con el fin de evitar contingencias asociadas a fallas de tipo eléctrico.

Tabla 44. Contenido de PCBs en los Transformadores de estudio.

Parametro	Concentración µg/g (ppm)	Criterios de la Calificación
PCB`s Aroclor 1221	< 1,0	Norma ASTM D-3487-08 Aceptable= No detectable Legislacion Vigente: Aceptable ≤50 ppm
PCB`s Aroclor 1232	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1242	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1248	< 1,0	
PCB`s Aroclor 1254	< 2,0	
PCB`s Aroclor 1260	< 1,0	
PCB`s total de Arocloros	< 2,0	

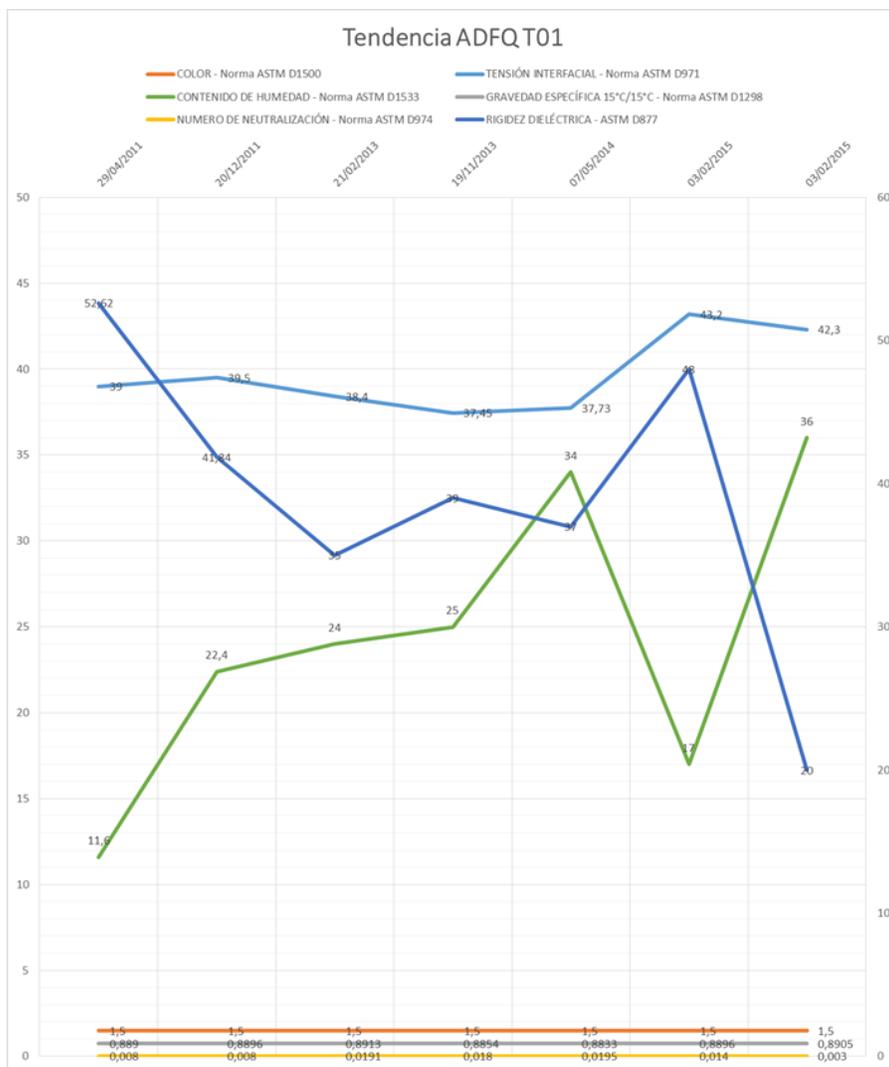
4.2 Recomendaciones

De acuerdo con el análisis realizado a los informes del resultado que arrojó el diagnóstico practicado por los laboratorios ABB y Transequipos, de los transformadores T01, T02, T03, T04, T20, T21, T22, T150, T151, T152, T155 Y T156, teniendo en cuenta los parámetros establecidos en las normas IEEE C57-106 2015 para ADFQ y IEEE C57-104 2008 para DGA. Se recomienda:

- Realizar mantenimiento correctivo a los transformadores T150 y T152, con el fin de corregir las fallas presentadas. Se sugiere evaluar el costo del mantenimiento y la vida útil remanente del transformador
- Repetir las pruebas en caso de haberse realizado el mantenimiento de los transformadores T150 y T152 para confirmar que se haya solucionado la anomalía presentada en la revisión anterior.
- Realiza monitoreo cada 12 meses los equipos con buen funcionamiento, es decir, aquel transformador en situación normal o cuyo aceite se encuentra en un grado incipiente de degradación, de tal manera que se conserven y se prevengan fallas futuras
- Realizar mantenimientos preventivos de manera anual para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos y prevenir el deterioro de los mismos

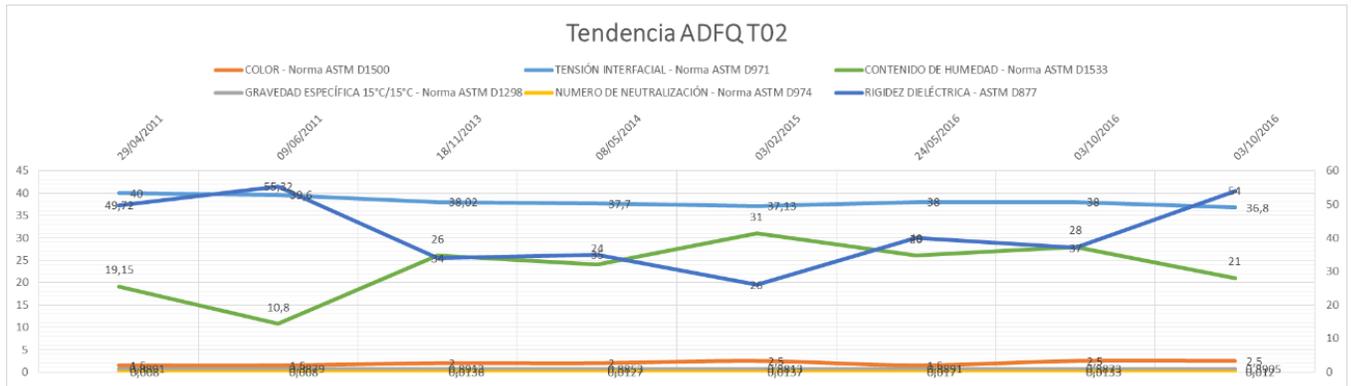
A. GRÁFICAS DE TENDENCIA ADFQ

Figura 8. Tendencia ADFQ T01



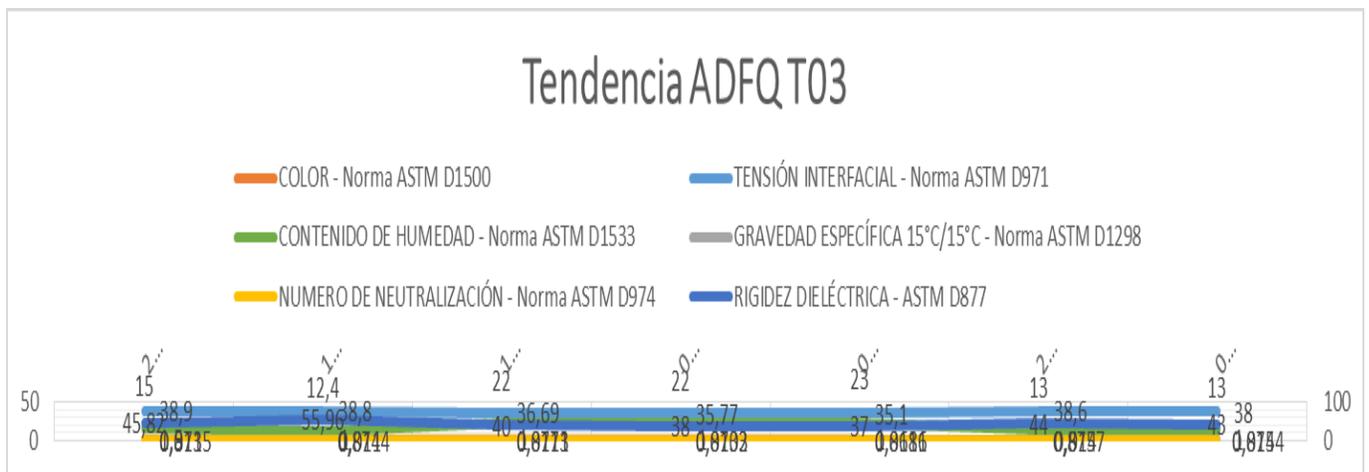
Fuente: elaborada por el autor

Figura 9. Tendencia ADFQ T02



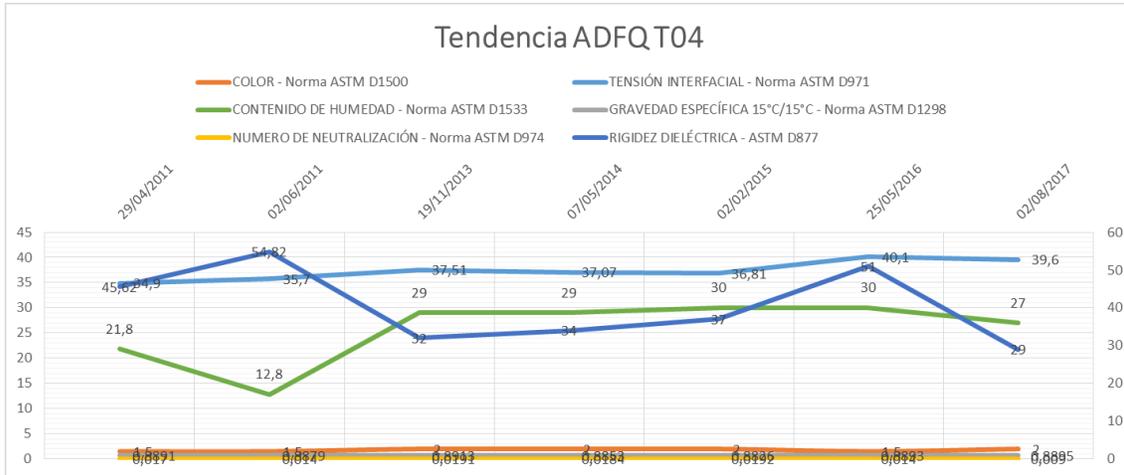
Fuente: elaborada por el autor

Figura 10. Tendencia ADFQ T03



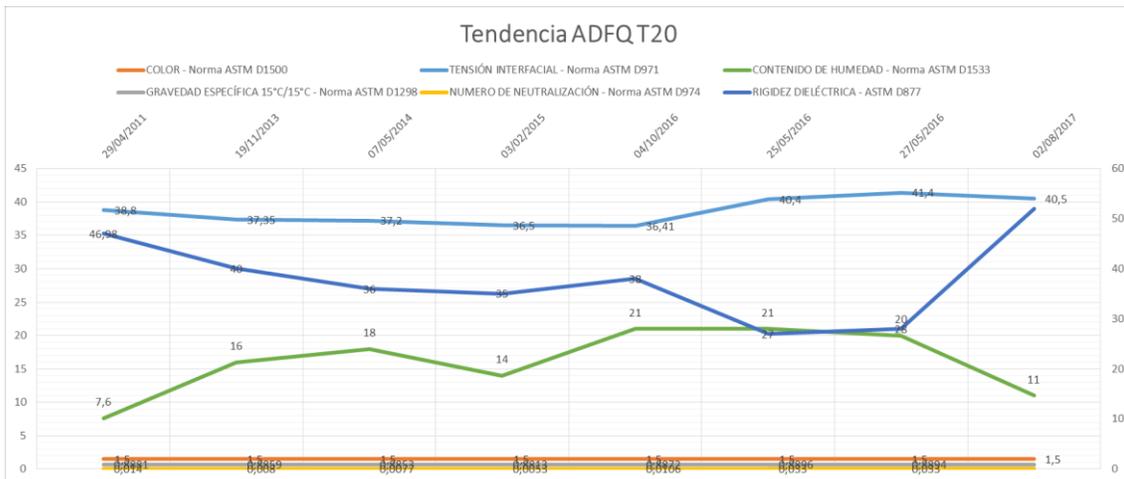
Fuente: elaborada por el autor

Figura 11. Tendencia ADFQ T04



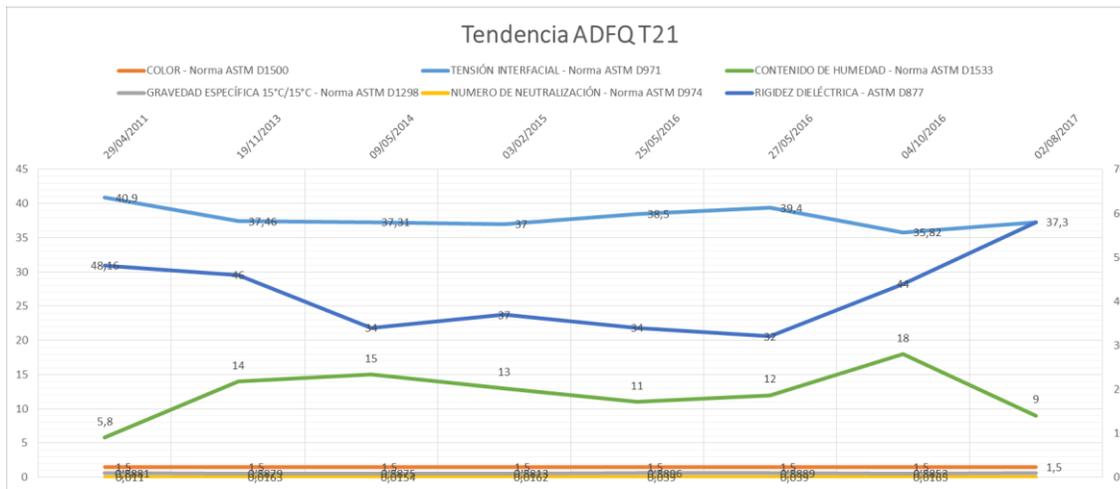
Fuente: elaborada por el autor

Figura 12. Tendencia ADFQ T20



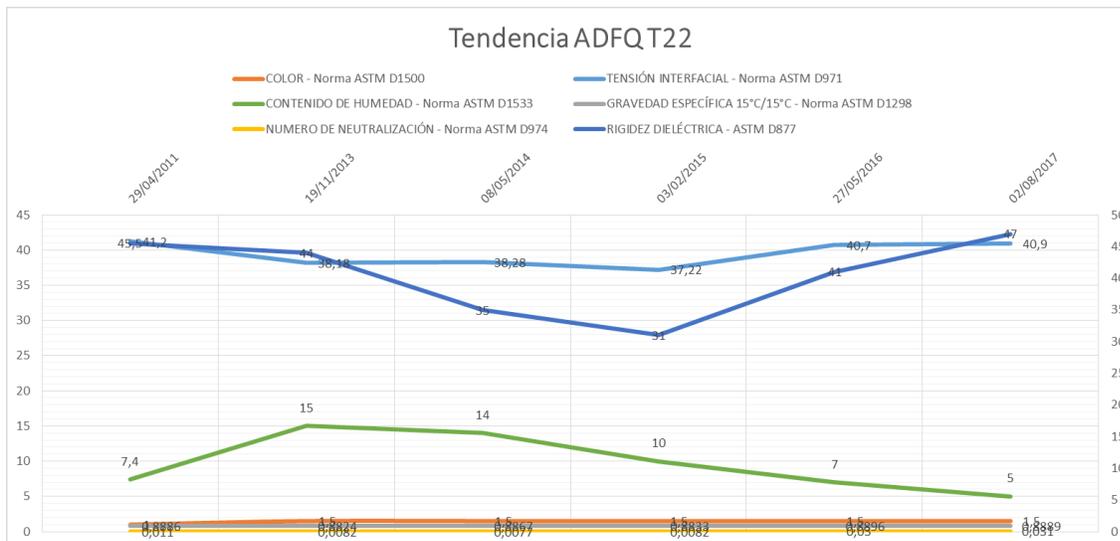
Fuente: elaborada por el autor

Figura 13. Tendencia ADFQ T21



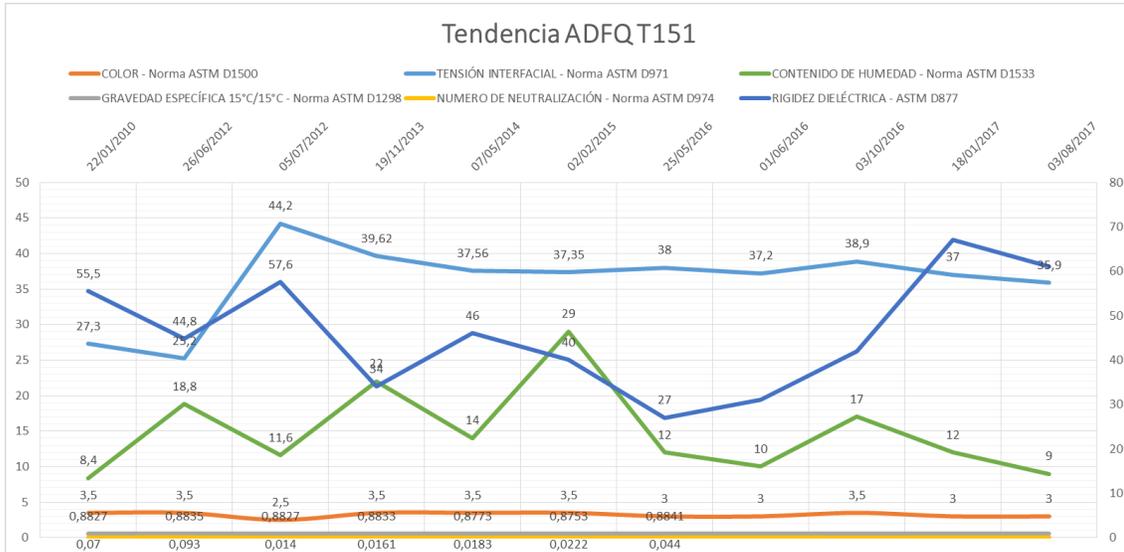
Fuente: elaborada por el autor

Figura 14. Tendencia ADFQ T22



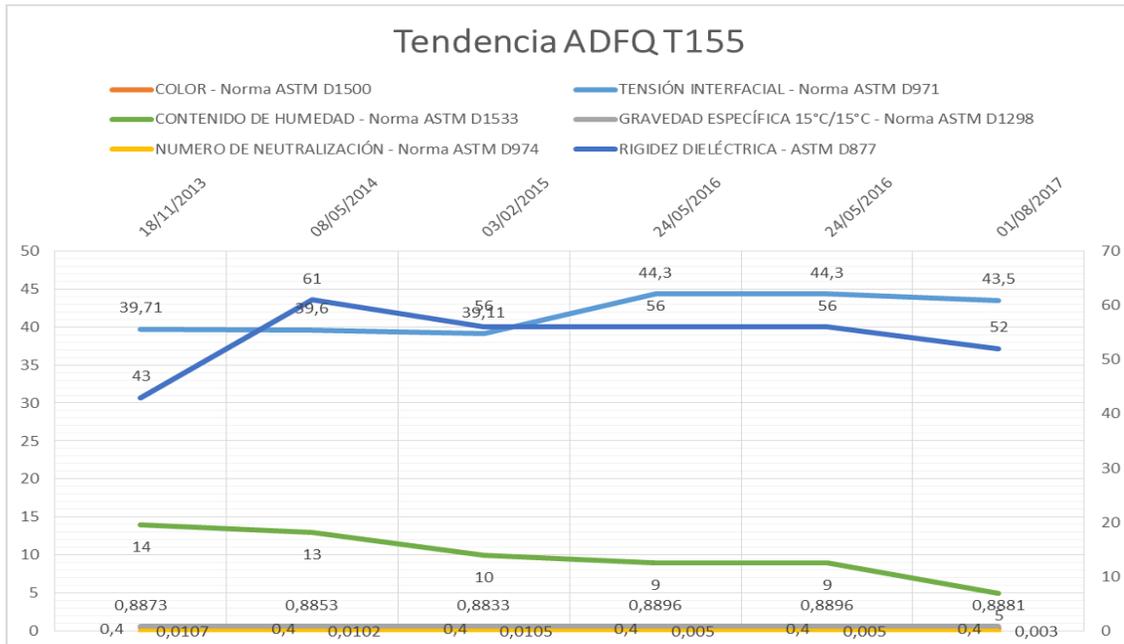
Fuente: elaborada por el autor

Figura 15. Tendencia ADFQ T151



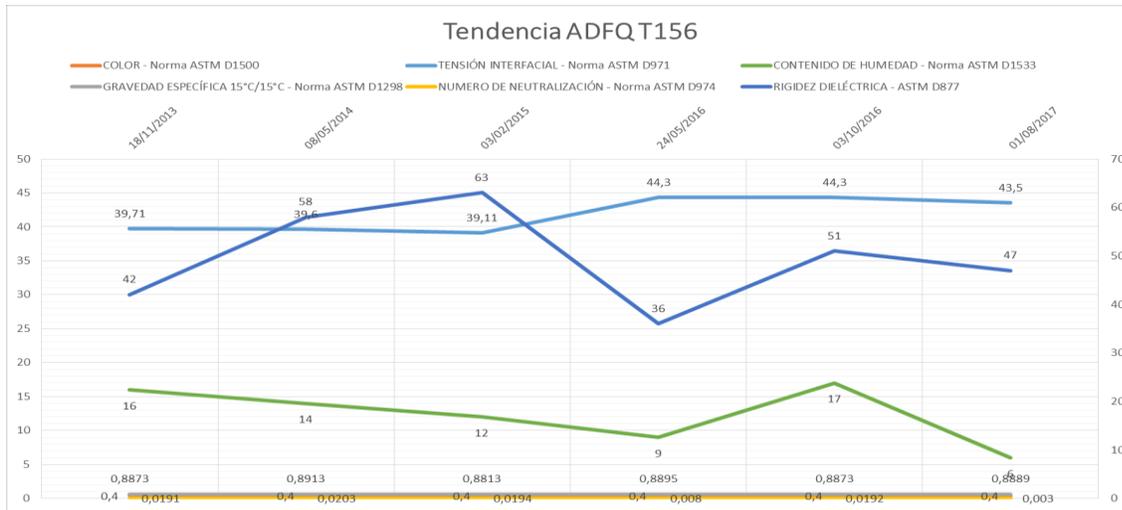
Fuente: elaborada por el autor

Figura 16. Tendencia ADFQ T155



Fuente: elaborada por el autor

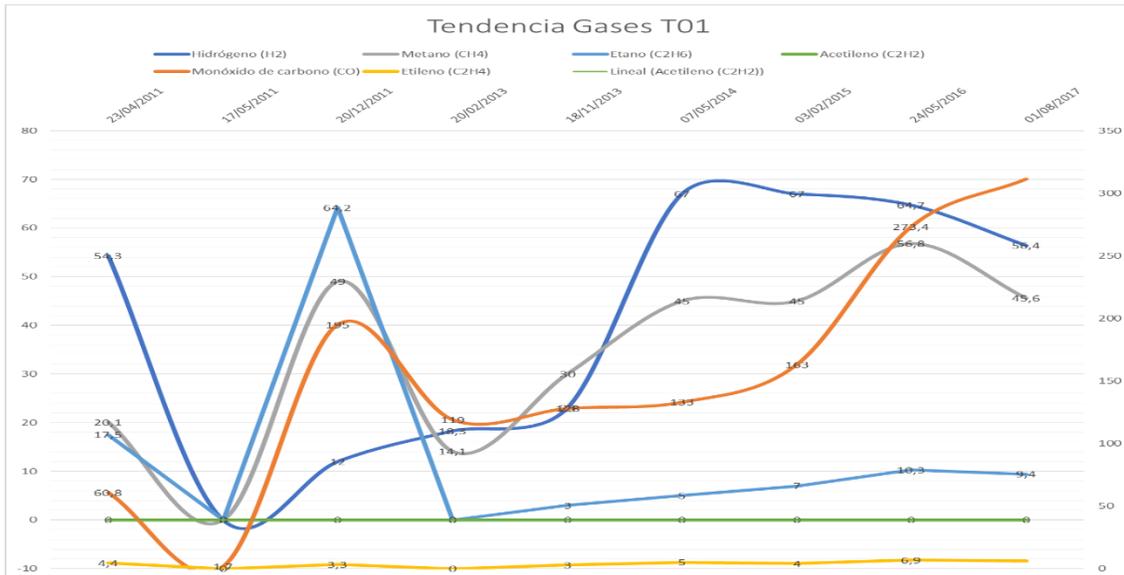
Figura 17. Tendencia ADFQ T156



Fuente: elaborada por el autor

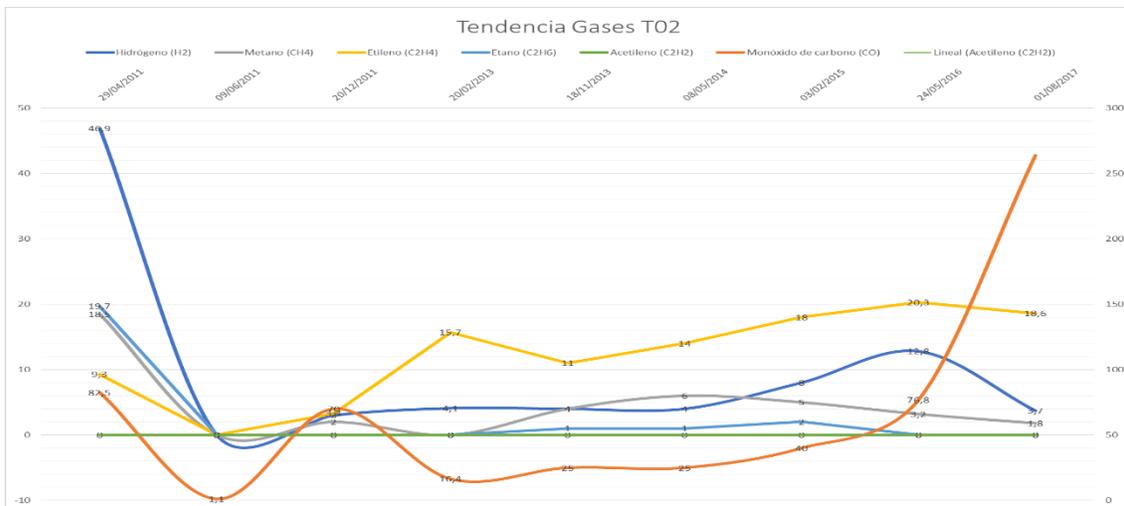
B. GRÁFICAS DE TENDENCIA DGA.

Figura 18. Tendencia DGA T01



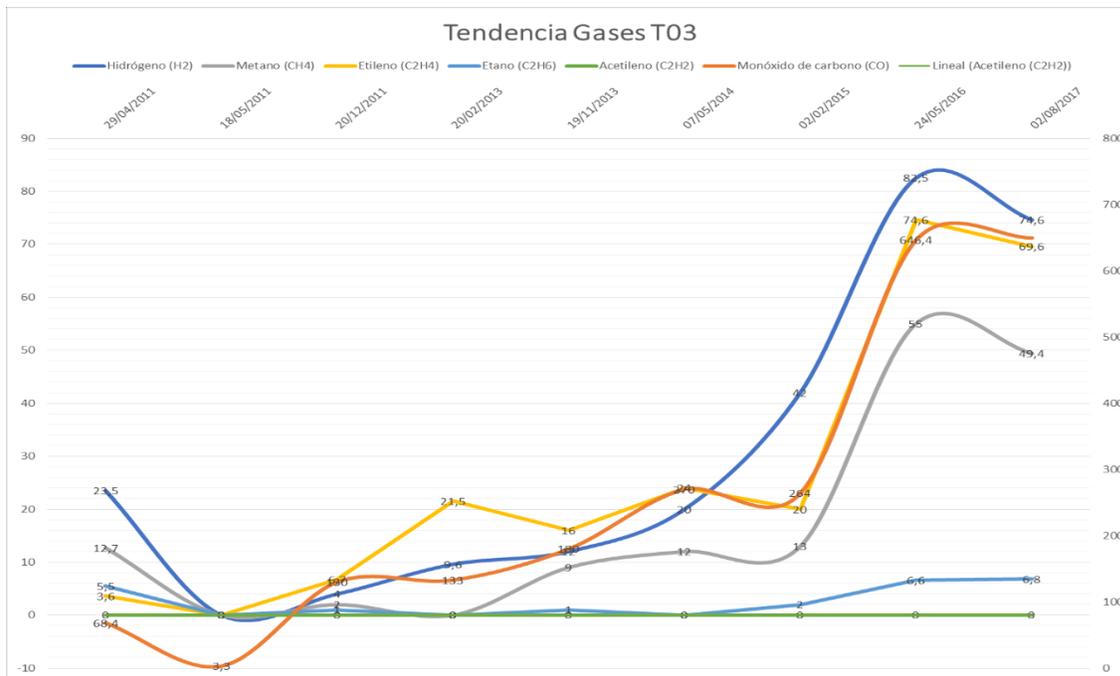
Fuente: elaborada por el autor

Figura 19. Tendencia DGA T02



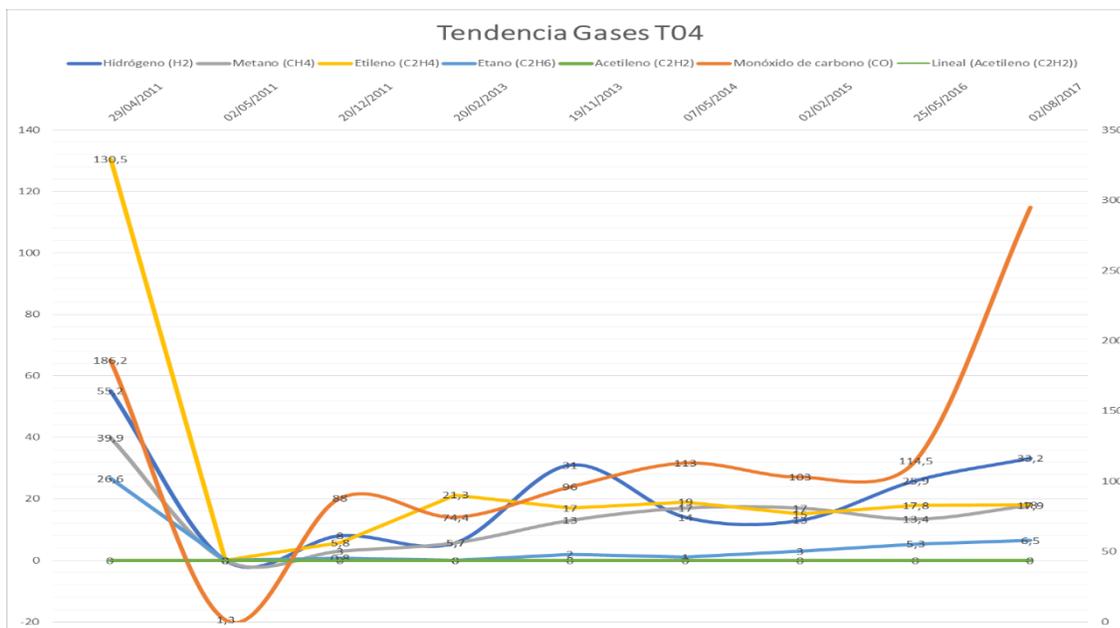
Fuente: elaborada por el autor

Figura 20. Tendencia DGA T03



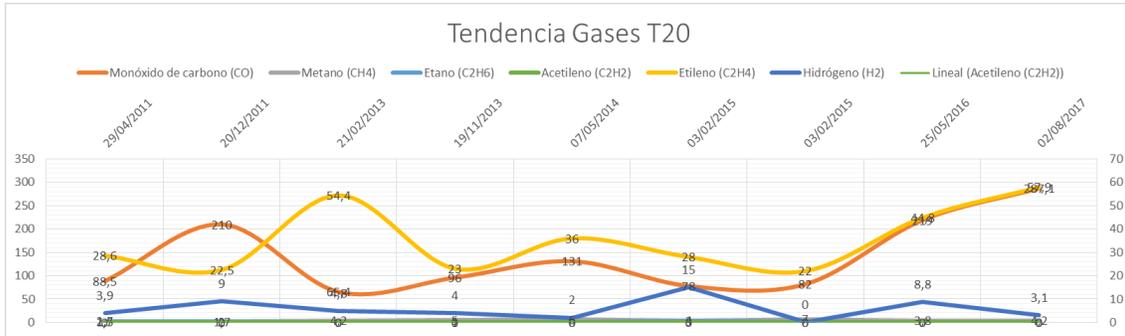
Fuente: elaborada por el autor

Figura 21. Tendencia DGA T04



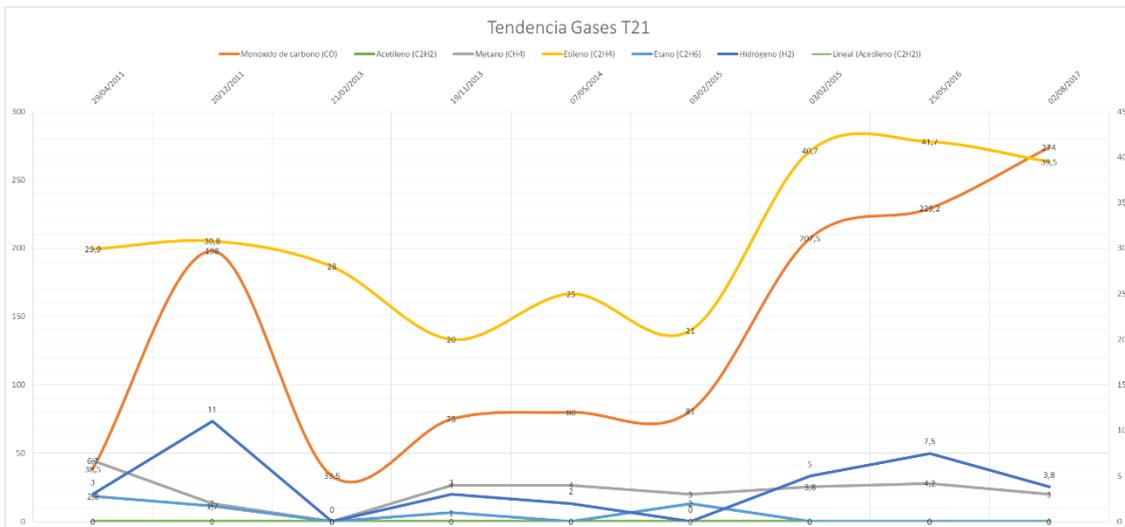
Fuente: elaborada por el autor

Figura 22. Tendencia DGA T20



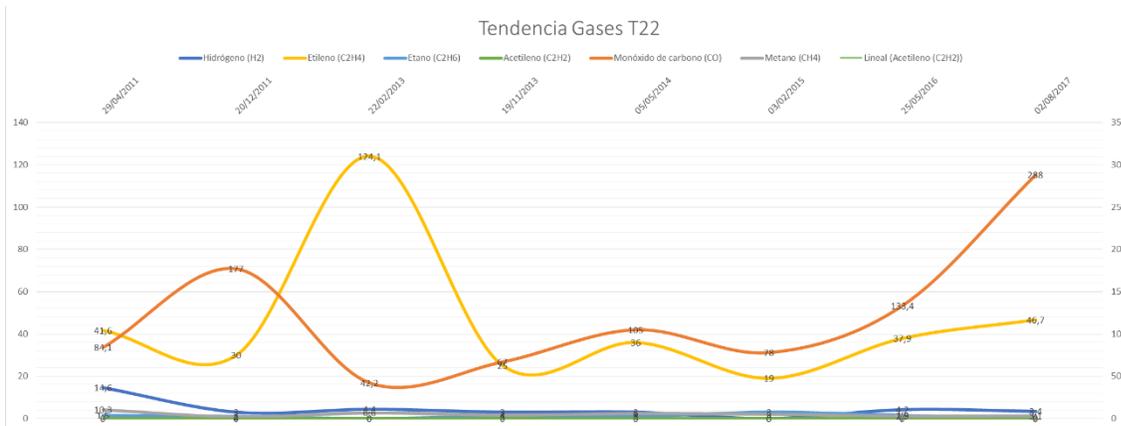
Fuente: elaborada por el autor

Figura 23. Tendencia DGA T21



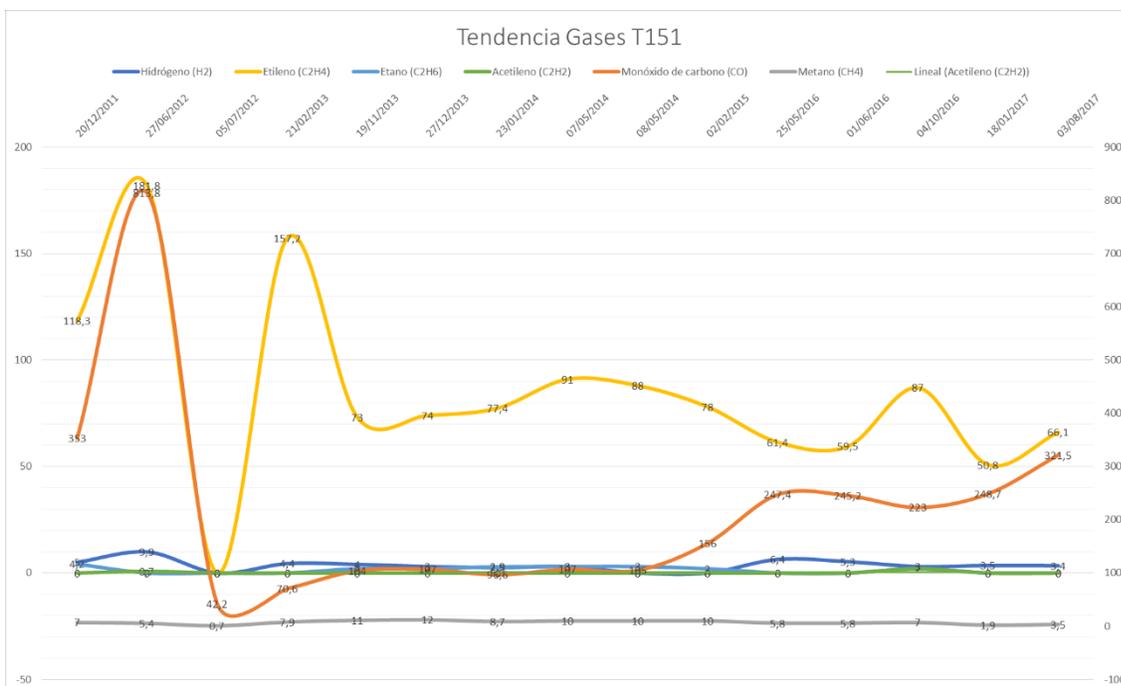
Fuente: elaborada por el autor

Figura 24. Tendencia DGA T22



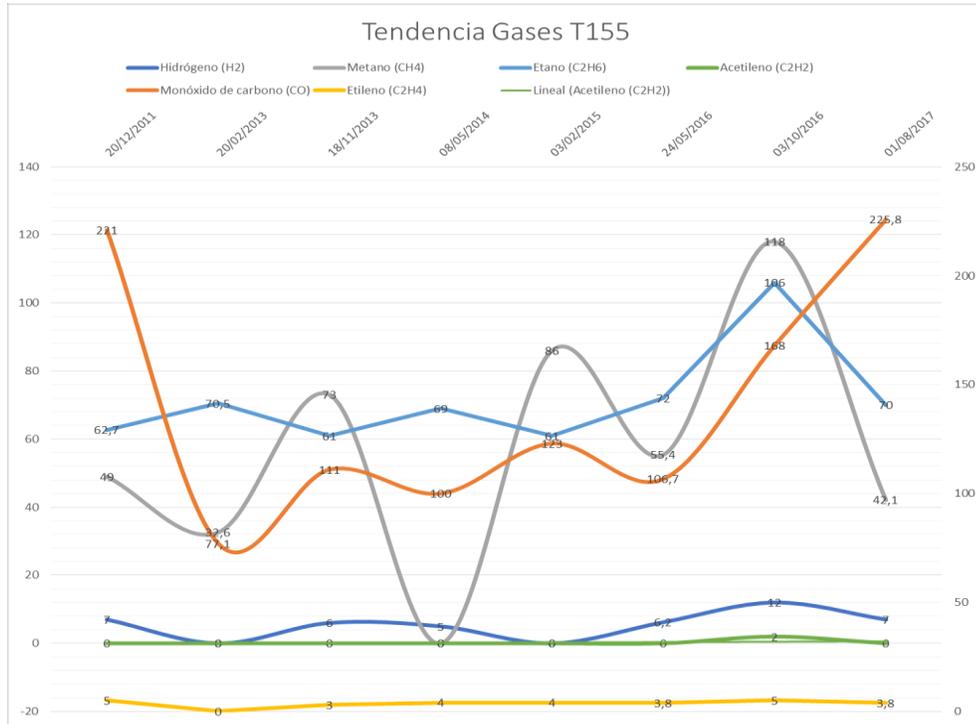
Fuente: elaborada por el autor

Figura 25. Tendencia DGA T151



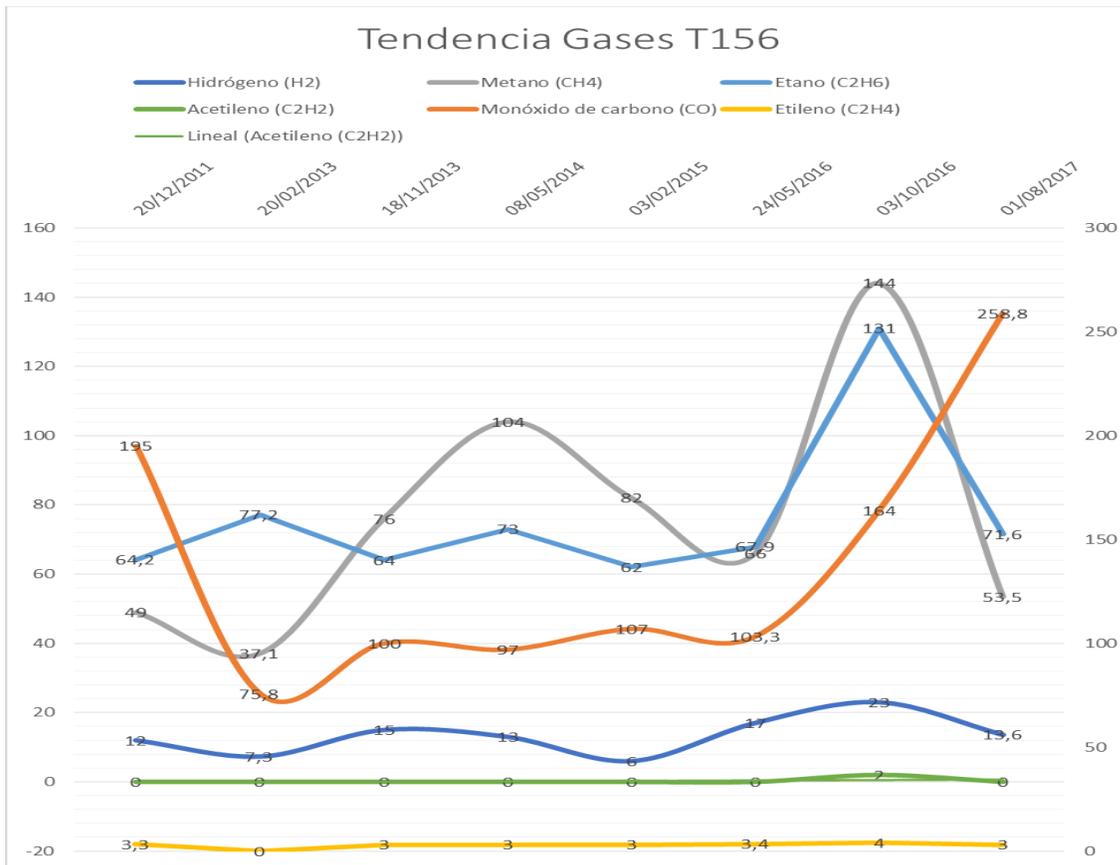
Fuente: elaborada por el autor

Figura 26. Tendencia DGA T155



Fuente: elaborada por el autor

Figura 27. Tendencia DGA T156



Fuente: elaborada por el autor

5. Bibliografía

- Argueta, C., Contreras, F., & Guardado, O. (Julio de 2017). Análisis de causas y efectos producidos por el deterioro del aceite dieléctrico para transformadores pad mounted y su relación con el índice de fallas (Tesis de pregrado). *Universidad de El Salvador*. Recuperado el 2020, de <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/14442/1/An%C3%A1lisis%20de%20causas%20y%20efectos%20producidos%20por%20el%20deterioro%20del%20aceite%20diel%C3%A9ctrico%20para%20transformadores%20pad%20mounted%20y%20su%20relaci%C3%B3n%20con%20el%20%C3%ADndice%20de%20fal>
- Cherres & Ñauta. (2015). *Estudio de implementación del sistema de mantenimiento predictivo en la compañía Ecuatoriana del caucho ERCO*. Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana.
- Flores, W. (2011). *Estimación de la vida técnica remanente de transformadores de potencia sumergidos en aceite, utilizando conocimiento experto y análisis de riesgo (tesis doctoral)*. San Juan, Argentina: Universidad de San Juan.
- Fygueroa, S. (2010). Determinación de parámetro críticos en mantenimiento predictivo mediante análisis de aceite. *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada*, 66-69.
- Gill, P. (2009). *Electrical power equipment maintenance and testing*. Taylor & Francis Group.
- IDEAM. (2013). *Determinación de Binéfilos policlorados (PBC) en aceites dieléctricos por cromatografías de gases con detector de captura de electrones*. Bogotá.
- Martínez, R. (octubre de 2015). Aplicación del triángulo de Duval a la interpretación del análisis de gases disueltos de transformadores con altos contenidos de 2-Furfuraldehído (Tesis de pregrado). *Universidad Carlos III de Madrid*. Recuperado el 2020, de https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/23698/TFG_Ramiro_Martinez_Alarcon_2015.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Rivera Gutiérrez, L. X. (2016). Diagnóstico del estado de los transformadores de potencia de las Centrales Molino y Mazar basado en análisis de aceite (Tesis de pregrado). *Universidad de Cuenca*. Recuperado el 2020, de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/25891>
- Vargas, J. F. (2009). *Procedimiento para la recolección de muestras en campo, identificación, empaque, transportación y control de admisión*. Atlacomulco: OilReclaiming.